

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

## RECUPERACIÓN DE LÍQUIDOS EN POZOS DE GAS

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A:  
GRECIA LUCINA RAMÍREZ OVALLE

DIRECTOR DE TESIS: ING. MARÍA ISABEL VILLEGAS JAVIER



MÉXICO D. F. CD. UNIVERSITARIA, MARZO 2009

## AGRADECIMIENTOS

Permitiéndome cierta informalidad, enlisto cronológicamente mis agradecimientos a:

*Dios, por brindarme la sabiduría para disfrutar mis éxitos y fracasos.*

*Mi madre, Alma Angélica Ovalle Castro, mujer de fortaleza infinita, como siempre, un paso adelante.*

*Mi abuela, Laura Castro Astorga, por su valentía y amor a la vida.*

*Mi Tía, Leticia Ovalle Castro, amiga y consejera incondicional, amante de los detalles y los placeres.*

*Paula, Arturo, Andrea, Salvador y Tío Carlos, me siento muy afortunada de haberlos tenido y seguirlos teniendo tan cerca de mi vida.*

*Héctor Alejandro López Segovia, mi maestro hoy y siempre.*

*Miguel Toledo Fuentes, el hombre más presumido que conozco.*

*Leslie, porque siempre encuentras las palabras correctas.*

*José Luis Ayala, sin susconsejos, no existiría este documento.*

*Chano, Mary y Dany, la simplicidad de una amistad franca.*

*Víctor Manuel Heredia Valgañón, por descubrirme de mis tinieblas.*

*Leticia Nieves, Manuel y Daniel, así como la UNAM es mi segunda casa, ustedes son mi segunda familia.*

*Federico Juárez Perales y Jorge Morales de la Mora, bla bla bla, ustedes saben por qué.*

*Ing. Martín Terrazas y Dr. Fernando Samaniego, por impedir que se truncara mi carrera.*

*Ing. Martín Velasco, por la atención y oportunidades brindadas.*

*Dr. Rafael Herrera, Ing. Velasco, Mario, Bety y Jos, por su apoyo, paciencia y afecto.*

*Micky, mmm creo que te salgo debiendo.*

*Ing. Mario Becerra Zepeda, por el tiempo compartido y los consejos regalados.*

*Ing. Luis Soto Pineda, “siempre es mejor tener cerca a los verdaderos amigos”.*

*Ing. María Isabel Villegas Javier, por dirigir esta tesis, escucharme, aconsejarme, apoyarme, alentarme, exigirme, enseñarme, compartirme... etc.*

*Dr. Padilla Sixto, por su apoyo, momentos confusos y por contactarme con las personas correctas.*

*Ing. Juan Castro, por su fugaz presencia, su agradable franqueza e infinita paciencia.*

*Ing. Isaac Miranda, por su sólido apoyo e invaluable amistad.*

*Dany, Michael, Jefe Roger, Davis, Ema, Ing. Blanco, Master y Pepe, por permitirme aprender de ustedes y brindarme momentos muy agradables.*

*Ing. Steffani, por el especial interés a este trabajo y las lecciones de modismos, sarcasmos, y un sinfín de factores enriquecedores del diálogo.*

*Ing. Manuel Villamar, “la gracia de Grecia”, alegría, frescura y complicidad.*

*Ing. Israel Castro, por demostrar que la clara concepción de uno mismo y del verdadero sentido de la vida, permite ser una persona, íntegra, humilde, sabia y feliz.*

*Dr. Edgar Jaramillo, por sus comentarios, observaciones y amables atenciones.*

*A todos aquellos, que sin darme cuenta, colocaron un ladrillo en esta construcción:*

**GRACIAS**

# ÍNDICE

<b>RESUMEN</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>3</b>
<b>1 CONCEPTOS BÁSICOS</b>	<b>5</b>
1.1 Gas	
1.2 Hidrocarburos en forma gaseosa	
1.3 Ley de los gases	
1.4 Propiedades fisicoquímicas del gas natural	
1.5 Diagrama de fases	
<b>2 YACIMIENTOS DE GAS</b>	<b>17</b>
2.1 Clasificación	
2.2 Mecanismos de empuje	
2.3 Propiedades de la formación	
2.4 Comportamiento de afluencia en pozos de gas	
2.5 Formación de líquidos en el yacimiento.	
<b>3 EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS</b>	<b>31</b>
3.1 Importancia	
3.2 Bases teóricas	
3.3 Tecnologías convencionales	
<b>4 NUEVA ALTERNATIVA PARA LA RECUPERACIÓN DE LÍQUIDOS</b>	<b>53</b>
4.1 Diseño	
4.2 Constitución	
4.3 Funcionamiento	
4.4 Análisis de la información	
4.5 Simulación	
4.6 Toma de información y selección	
4.7 Implantación	
4.8 Prueba tecnológica	
<b>5 ANÁLISIS COMPARATIVO</b>	<b>85</b>
5.1 Beneficios Técnicos	
5.2 Beneficios Económicos	
<b>6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>93</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS</b>	<b>97</b>

## RESUMEN

Para una mejor comprensión del fenómeno de la acumulación de líquidos en el fondo de un pozo y su extracción, se inicia el presente trabajo con la definición de los principales conceptos relacionados con los fluidos que intervienen durante todo el proceso de la formación de líquidos (desde el descubrimiento del campo hasta que el pozo deja de producir). La clasificación y descripción de los principales aspectos relacionados con la unidad almacenadora de los fluidos que son los yacimientos de gas, el estado del arte en los modelos matemáticos y correlaciones desarrollados para la descripción y predicción del fenómeno, un breve resumen de las tecnologías más utilizadas para resolver los problemas por acumulación de líquidos y la descripción detallada de una nueva alternativa tecnológica, así como su prueba tecnológica y beneficios técnicos y económicos.

En un pozo de gas, la acumulación de líquidos puede convertirse en un factor de alto riesgo que afecte su vida productiva si no se atiende de manera adecuada en tiempo y forma; la selección de la tecnología adecuada para la recuperación de éstos, será el resultado de un minucioso análisis de la información disponible, siendo de gran importancia la objetividad que impida generalizar erróneamente la solución para otros pozos.

A lo largo de muchos años se han utilizado diversos sistemas para la recuperación de líquidos, inicialmente diseñados para resolver otros problemas, creados exclusivamente para éste, adaptados a condiciones específicas y mejorados para ser más eficientes; muy pocos logran mantener una producción continua y los que lo logran, requieren de un continuo mantenimiento o altos costos de operación. 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 ciertas limitantes de aplicación; además se presenta su prueba tecnológica en el pozo Muspac 2 del Activo Integral Muspac, ubicado en Tabasco, México.

## RESUMEN

Para una mejor comprensión del fenómeno de la acumulación de líquidos en el fondo de un pozo y su extracción, se inicia el presente trabajo con la definición de los principales conceptos relacionados con los fluidos que intervienen durante todo el proceso de la formación de líquidos (desde el descubrimiento del campo hasta que el pozo deja de producir). La clasificación y descripción de los principales aspectos relacionados con la unidad almacenadora de los fluidos que son los yacimientos de gas, el estado del arte en los modelos matemáticos y correlaciones desarrollados para la descripción y predicción del fenómeno, un breve resumen de las tecnologías más utilizadas para resolver los problemas por acumulación de líquidos y la descripción detallada de una nueva alternativa tecnológica, así como su prueba tecnológica y beneficios técnicos y económicos.

En un pozo de gas, la acumulación de líquidos puede convertirse en un factor de alto riesgo que afecte su vida productiva si no se atiende de manera adecuada en tiempo y forma; la selección de la tecnología adecuada para la recuperación de éstos, será el resultado de un minucioso análisis de la información disponible, siendo de gran importancia la objetividad que impida generalizar erróneamente la solución para otros pozos.

A lo largo de muchos años se han utilizado diversos sistemas para la recuperación de líquidos, inicialmente diseñados para resolver otros problemas, creados exclusivamente para éste, adaptados a condiciones específicas y mejorados para ser más eficientes; muy pocos logran mantener una producción continua y los que lo logran, requieren de un continuo mantenimiento o altos costos de operación. 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 ciertas limitantes de aplicación; además se presenta su prueba tecnológica en el pozo Muspac 2 del Activo Integral Muspac, ubicado en Tabasco, México.

## CAPÍTULO 1. CONCEPTOS BÁSICOS

## 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.

## 1.2 HIDROCARBUROS EN FORMA GASEOSA

También conocidos como “gas natural”, se encuentran frecuentemente en yacimientos fósiles, no-asociado, disuelto o asociado con petróleo o en depósitos de carbón. Aunque su composición varía en función del yacimiento del que se extrae, está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar el 90 ó 95% y suele contener otros gases como ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), nitrógeno (N<sub>2</sub>), helio (He), azufre (S), butano (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>), propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), mercaptanos (-SH) y trazas de hidrocarburos más pesados.

## 1.3 LEY DE LOS GASES

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

Como punto inicial para desarrollar la ecuación de estado de los gases reales, se considera un gas teórico ó hipotético conocido como gas ideal.

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 entre las moléculas son perfectamente elásticos pues no existe pérdida de energía interna durante los choques.

Las ecuaciones expuestas en las leyes de Amedeo Avogadro, Boyle Mariotte, Jacques Charles, y Louis Gay Lussac, se conjuntan para formar la ecuación de estado para un gas ideal; la expresión matemática representa la ley de los gases ideales.

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

Donde:

$P$  : Presión absoluta en el sistema.

$V$  : Volumen que ocupa el gas.

$T$  : Temperatura absoluta en el sistema.

- $n$  : Número de moles del gas.
- $m$  : Masa del gas.
- $M$  : Peso molecular del gas.
- $R$  : Constante universal de los gases.

El valor de la constante R a utilizar depende exclusivamente de las unidades en que se encuentren las demás variables de la ecuación.

Existen condiciones a las cuales la ecuación de estado para gases ideales puede representar el comportamiento de un gas real con una 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 se integra a la ecuación de estado de un gas ideal para formar 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

Una propiedad es un conjunto de características macroscópicas que definen a un sistema y se le agregan valores numéricos en un instante. Las propiedades fisicoquímicas provienen de la combinación directa de masa, presión, temperatura y volumen.

**Densidad Relativa del gas,  $\gamma_g$**

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  $(\frac{mol}{lb - mol})$  (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  $y_i$  y  $PM_i$  son la fracción molar y el peso molecular respectivamente, para cada componente presente en la mezcla.



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 (Ramírez, 2007<sup>5</sup>).

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

Un yacimiento de gas pobre o ligero es aquel que contiene principalmente metano con algo de etano. El metano puro puede tener una densidad relativa igual a (16.04/28.97)=0.55. 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.

**Densidad del gas, ρ<sub>g</sub>**

La ecuación (1.3) 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<sub>g</sub>) y el peso del gas (m). Esto es reescribiendo el peso molecular del gas (PM<sub>gas</sub>) 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:

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

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

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

**Factor de compresibilidad del gas,  $z$**

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

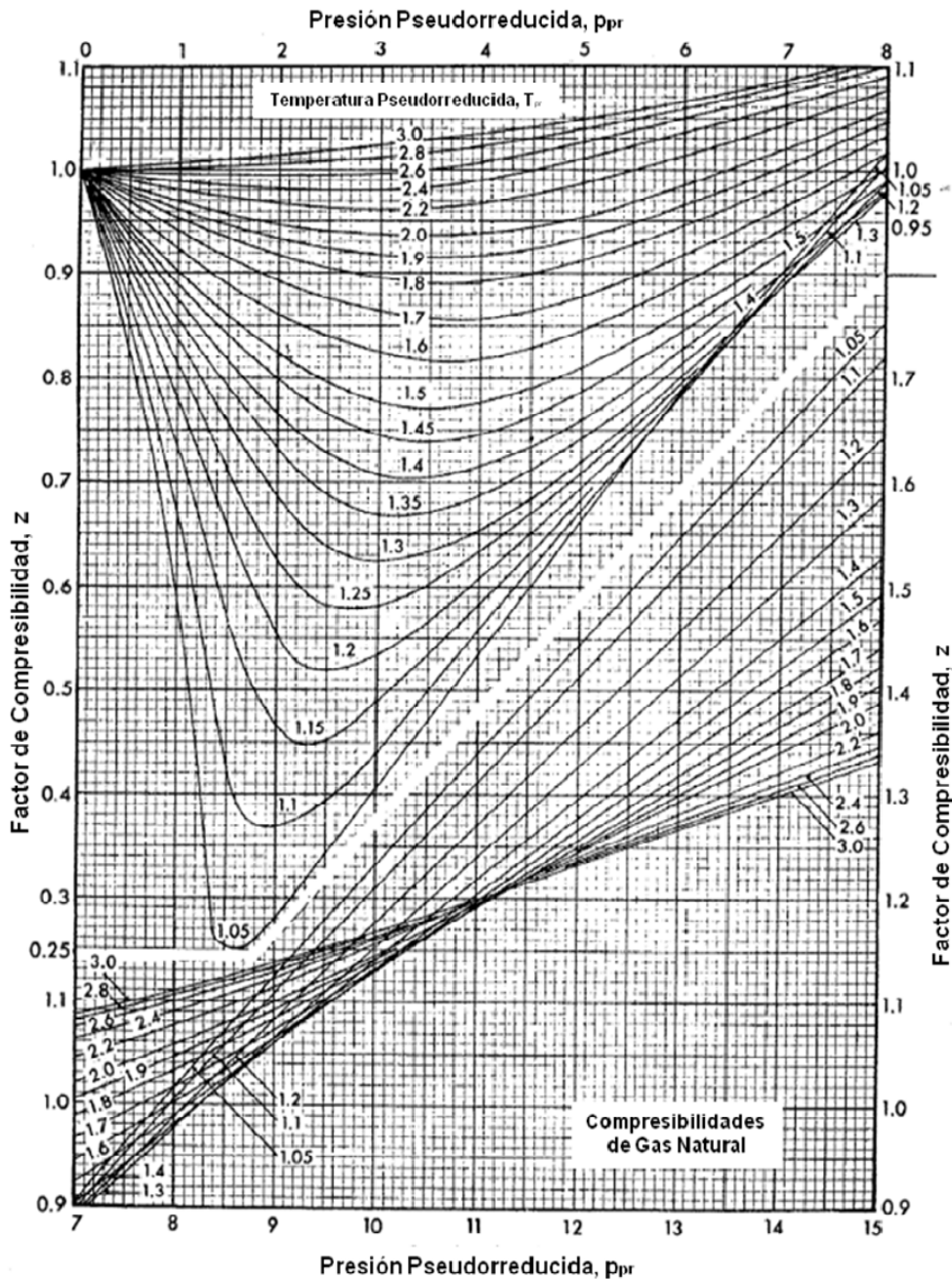


Fig. 1.1 Factores de compresibilidad de gas natural (Satter and Campbell, 1963<sup>8</sup>).

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:

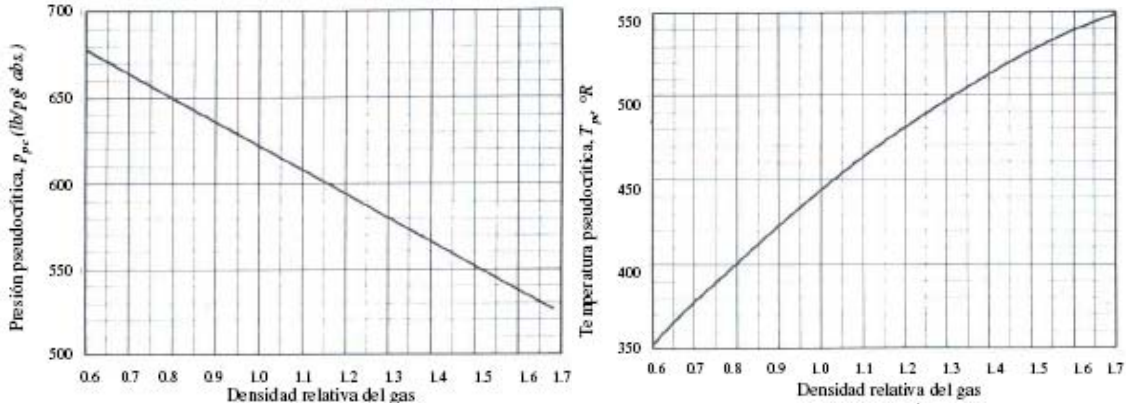


Fig. 1.2 Propiedades pseucríticas de gas natural (Wichert, 1971<sup>9</sup>).

Para las propiedades pseudorreducidas se utilizan las siguientes ecuaciones:

Presión pseudorreducida:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \dots \dots \dots (1.10)$$

Temperatura pseudorreducida:

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

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

**Viscosidad del gas,  $\mu_g$**

La viscosidad es la oposición de un fluido (en este caso: gas) a las deformaciones tangenciales. De las diversas correlaciones presentadas por diferentes autores para calcular la viscosidad de los gases, la correlación de Carr, Kobayashi y Burrows (1954) ha sido la más popular en la industria petrolera. Esta correlación se presenta en las figuras 1.3 y 1.4. La Fig. 1.3 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.

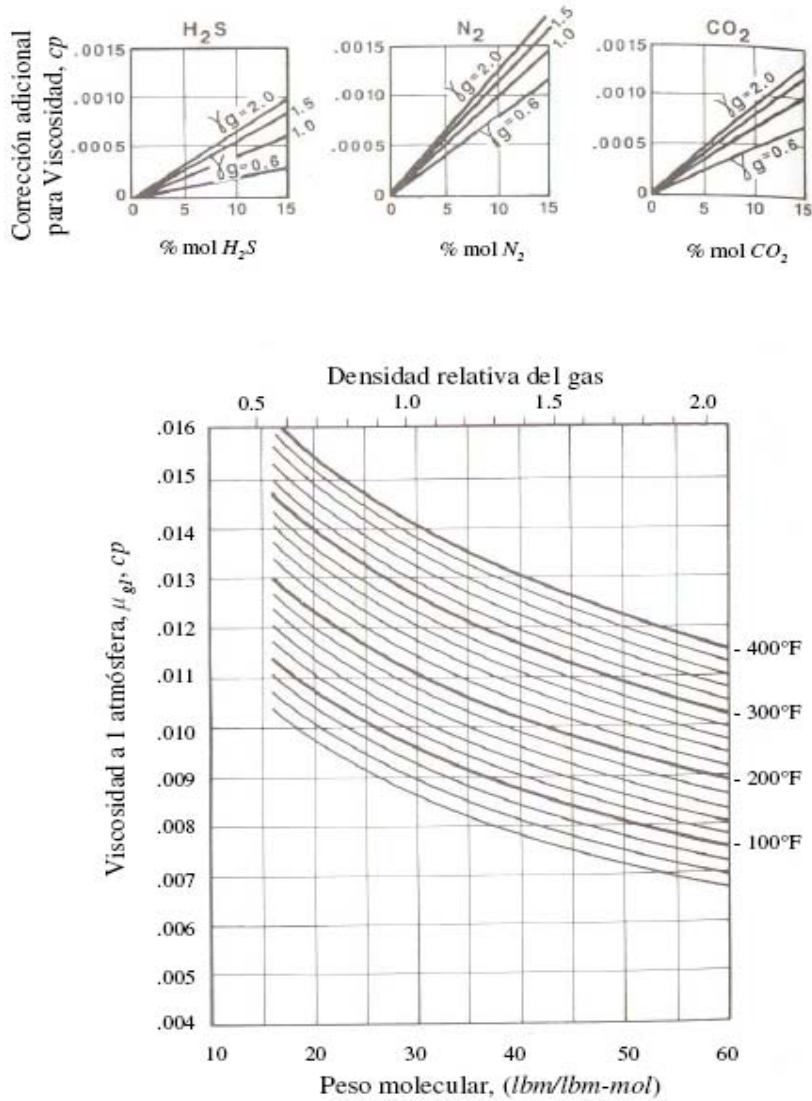


Fig. 1.3 Viscosidad de gas natural a presión atmosférica (Carr, 1954<sup>1</sup>).

La Fig. 1.4 proporciona la estimación de  $\frac{\mu_g}{\mu_{g,atm}}$  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).

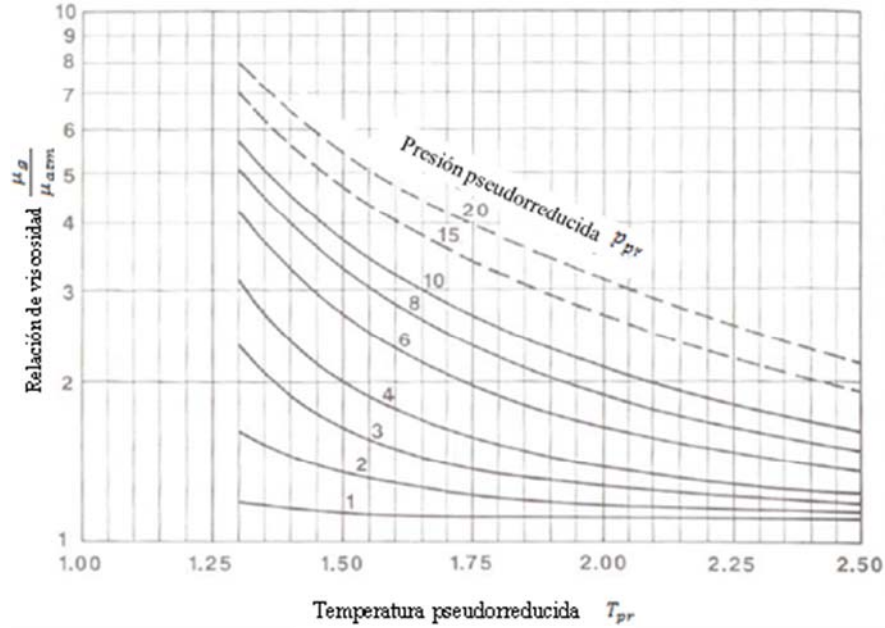


Fig. 1.4 Relación de viscosidad para gas natural (Carr, 1954<sup>1</sup>).

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

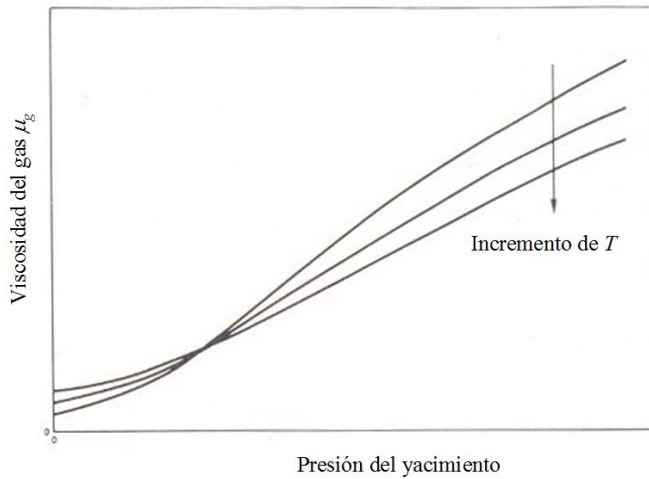


Fig. 1.5 Comportamiento de  $\mu_g$  en función de la presión a la temperatura del yacimiento (Mc Cain, 1990<sup>4</sup>).

**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 la misma a diferentes condiciones,  $nR/nR=1$ . Para condiciones estándar, se tiene que  $z_{@c.s.} \approx 1$ ,  $T_{@c.s.} = 520^\circ R$  y  $p_{@c.s.} = 14.7 \left(\frac{lb}{p_2^2}\right)$ ; incluyendo estos valores y simplificando la ecuación anterior, se tiene:

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

(1.13)

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

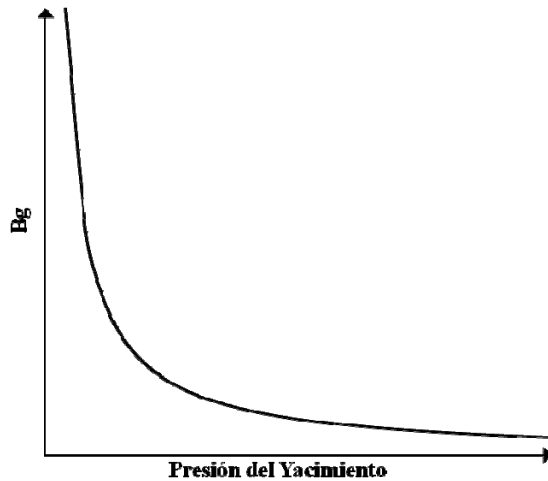


Fig.1.6 Comportamiento de  $B_g$  en función de la presión a temperatura de yacimiento (Mc Cain, 1990<sup>4</sup>).

**Compresibilidad del gas,  $C_g$**

La compresibilidad de gas considerada a una temperatura dada, tiene una expresión termodinámica exacta:

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

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.

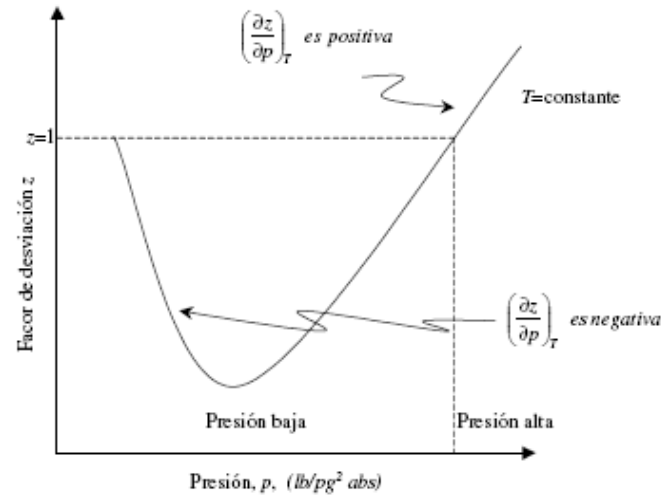


Fig. 1.7 Comportamiento del factor de compresibilidad z a diferentes presiones (Mc Cain, 1990<sup>4</sup>).

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

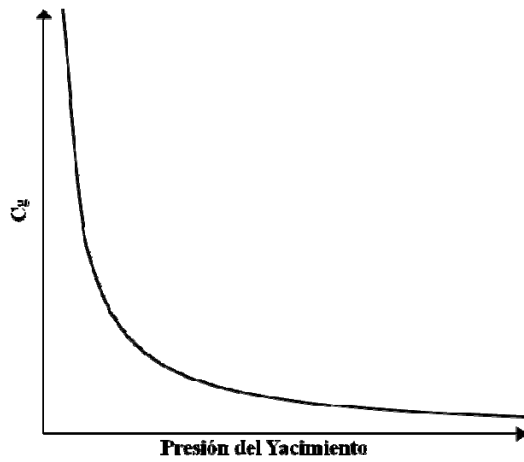


Fig. 1.8 Comportamiento de la  $C_g$  en función de la presión y a temperatura del yacimiento (Mc Cain, 1990<sup>4</sup>).

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

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

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  $C_{pr}T_{pr}$ .

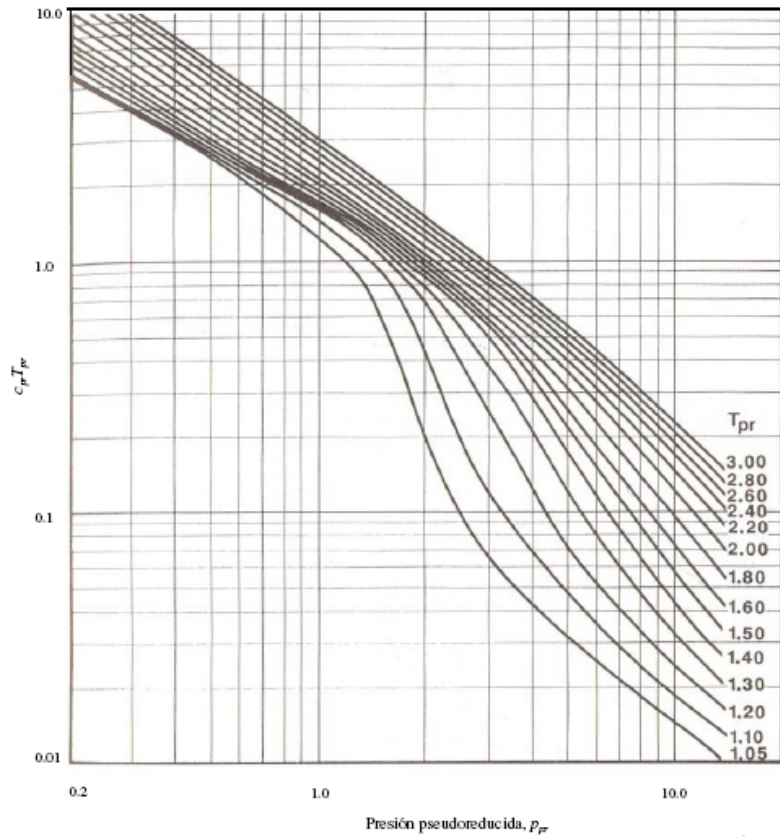


Fig. 1.9 Compresibilidad pseudorreducida para gas natural Katz, 1959<sup>3</sup>).



1.5 DIAGRAMA DE FASES

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

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

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

El comportamiento de fases en una mezcla de hidrocarburos gaseosos se representa mediante sistemas multicomponentes; el diagrama presión-temperatura es el más utilizado.

En un diagrama de fases presión-temperatura típico para un fluido de un yacimiento, ilustrado en 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).

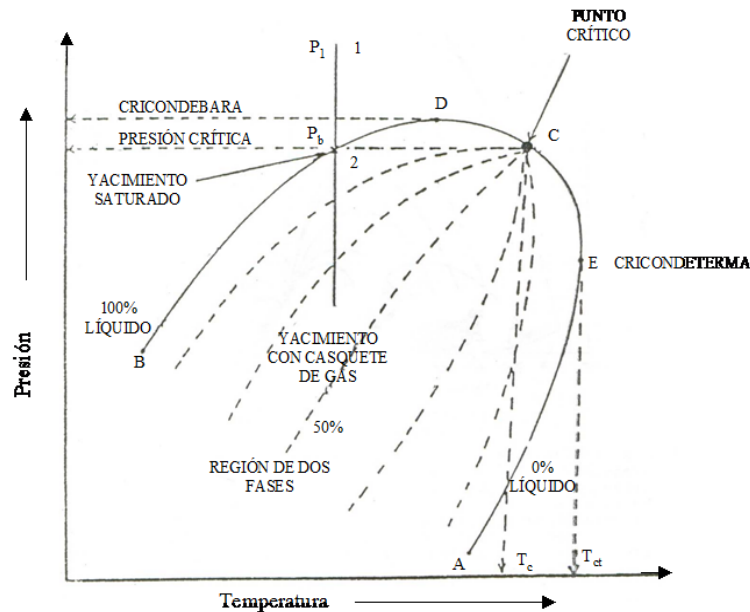


Fig. 1.10 Diagrama de presión-temperatura para un fluido multicomponente (Cautli Hernández, 2005<sup>2</sup>).

El punto D representa la presión máxima a la cual el líquido y el vapor pueden coexistir en equilibrio, conocida como cricondenbara. Similarmente, la cricondenterma es la temperatura máxima a la cual el líquido y el vapor pueden coexistir en equilibrio y está representada por el punto E. El punto crítico (punto C) 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 interés de este trabajo, sólo se analizará el yacimiento de gas, representado por las condiciones iniciales 4i. De este parten dos líneas segmentadas; la vertical ilustra la declinación de la presión en el yacimiento a temperatura constante, la curvada, los cambios de presión y temperatura impuestos a los fluidos desde el yacimiento, su ascenso a la superficie en la tubería de producción, hasta la cabeza del pozo, los subíndices r y s denotan las condiciones de yacimiento y superficie respectivamente.

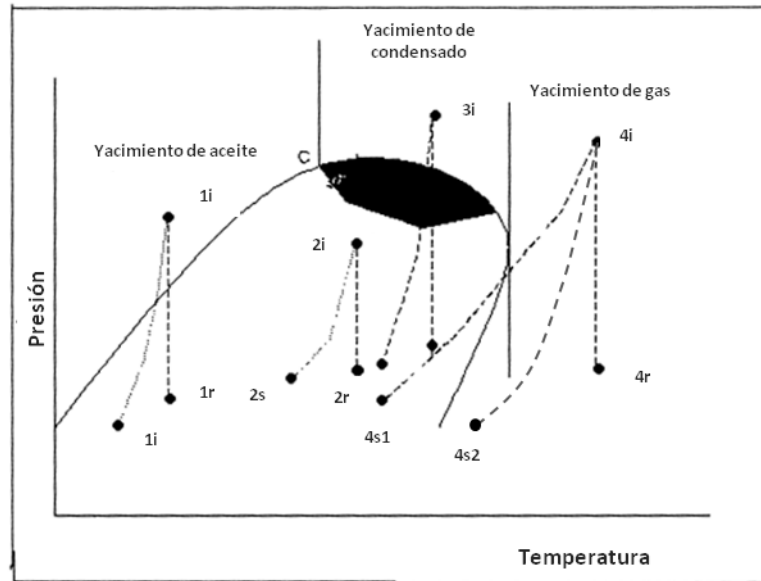


Fig. 1.11 Diagrama típico de presión-temperatura para un mismo fluido en diferentes yacimientos (Rubio Méndez, 1985<sup>7</sup>).

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.

CAPÍTULO 2. YACIMIENTOS DE GAS

2.1 CLASIFICACIÓN

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; pueden ser de gas y condensado, de gas húmedo o de gas seco.

**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 desde luego la producción en la superficie será en dos fases.

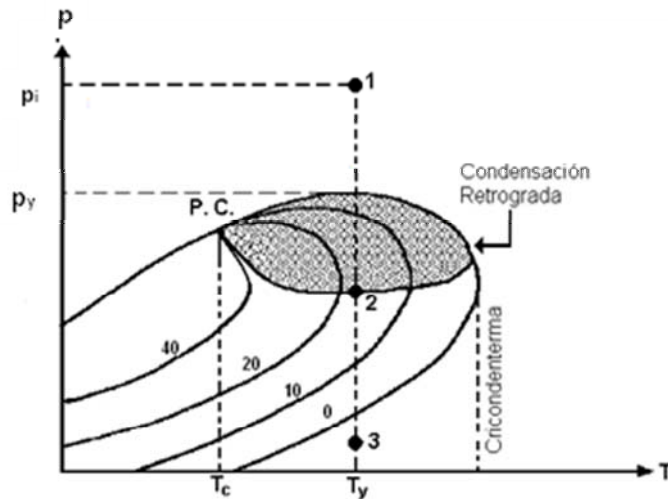


Fig.2.1 Yacimiento de gas y condensado (Islas Castelán, 2006<sup>1</sup>).

Como se observa en la Fig.2.1, la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico generalmente se ubica a la izquierda de la cricondenterma 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<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>), composición de regulares cantidades de componentes intermedios y densidad de entre 0.70 y 0.80 (g/cm<sup>3</sup>).

Cuando se produce en el yacimiento una reducción isotérmica de la presión y se cruza la curva 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.

**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

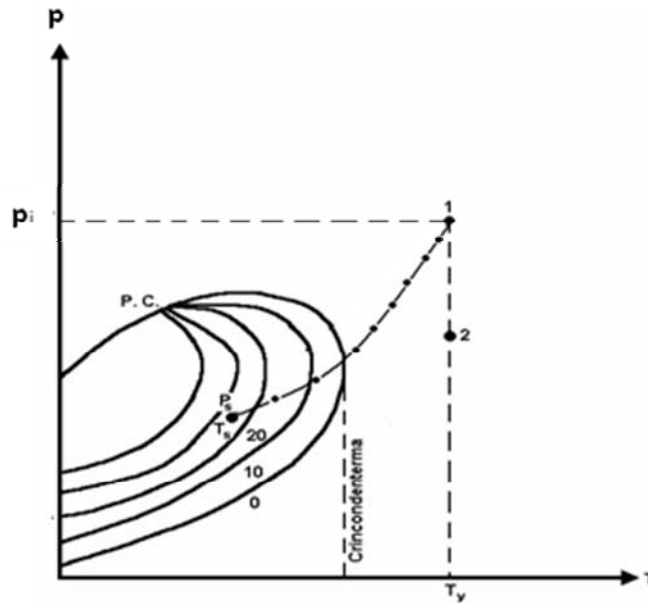


Fig. 2.2 Yacimiento de gas húmedo (Islas Castellán, 2006<sup>1</sup>).

Como se observa en el punto 1 de la Fig.2.2, la temperatura inicial del yacimiento es mayor que la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos, por tal razón nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, únicamente la fase gaseosa (trayectoria de 1 a Ty). Cuando estos fluidos son llevados a la superficie (trayectoria de 1 a Ts), entran en la región de dos fases generando relaciones gas-aceite que varían entre 10,000 y 20,000 (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>) y densidad entre 0.65 y 0.80 (gr/cm<sup>3</sup>).

**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.

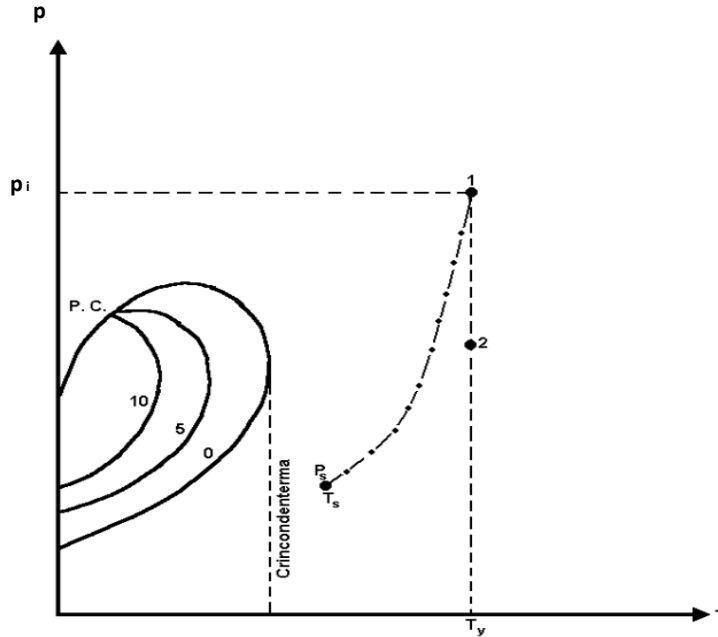


Fig. 2.3 Yacimiento de gas seco (Islas Castellán, 2006<sup>1</sup>).

Como se observa en la Fig. 2.3, la temperatura del yacimiento (punto 1) es mucho mayor que la cricondentherma. 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 (gr/cm<sup>3</sup>) y relación gas-aceite mayor a 20,000 (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>), se considera gas seco.

**2.2 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%.

### 2.3 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 la formación de la roca, 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,  $\phi$**

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.

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \dots\dots\dots$$

.(2.1)

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  $\mu$  para el aceite y mayor de 5 $\mu$  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 recrystalizadas.

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, laminitas 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,  $S_f$**

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:

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

(2.2)

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  $\lambda$**

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:

$$\lambda = \frac{k}{\mu}$$

(2.3)

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

**2.4 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. 2.4 donde  $\phi_e$  representa el diámetro de apertura del estrangulador del pozo.

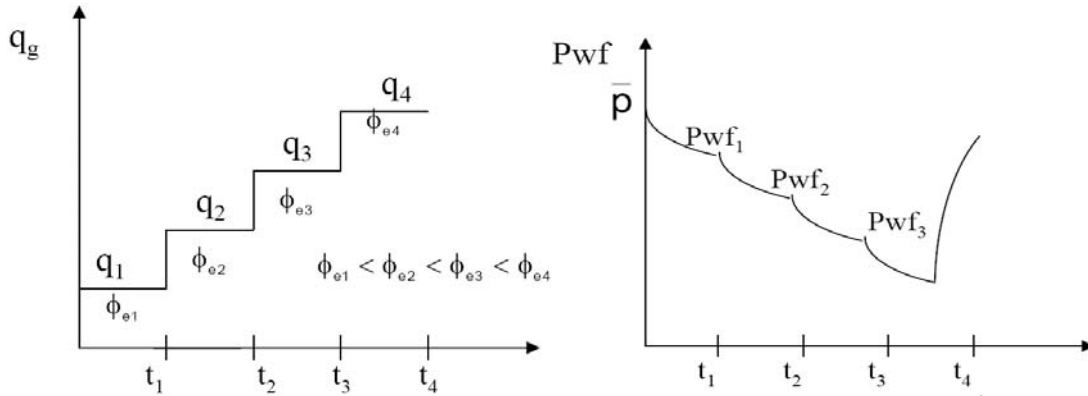


Fig. 2.4 Variación de gastos para una prueba de potencial (Ramírez Sabag, 2007<sup>2</sup>).

Los métodos existentes para analizar éstas pruebas son los siguientes:

**Método clásico (empírico)**

Consideraciones:

1. Prevalen 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:

$$q_g = C(p_{ws}^2 - p_{wf}^2)^{1/2} \dots \dots \dots (2.4)$$

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. 2.4 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. 2.4 de la siguiente forma:

$$\log(p_{ws}^2 - p_{wf}^2) = \frac{1}{n}(\log q_g - \log C) \dots\dots\dots(2.5)$$

Graficando en una escala logarítmica se obtendrá una línea recta como se muestra en la Fig. 2.6. Con el inverso de la pendiente de esta línea recta se obtiene n.

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

(2.6)

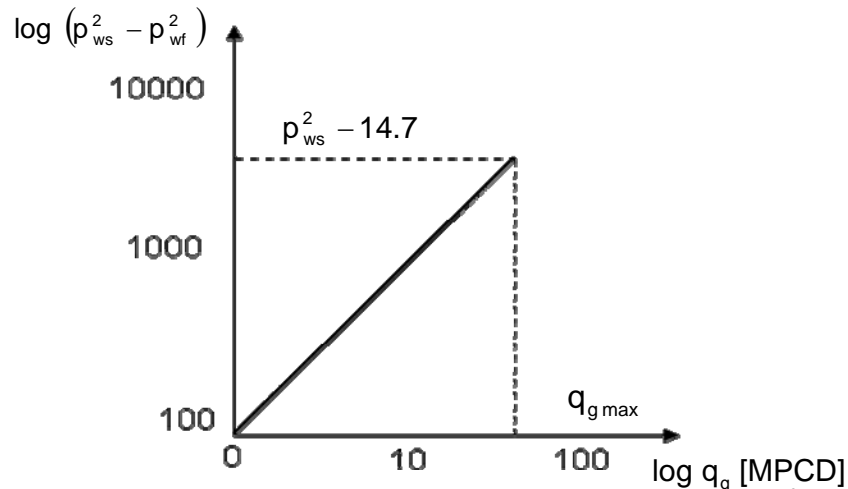


Fig. 2.5 Gráfica de una prueba de potencial convencional (Ramírez Sabag, 2007<sup>2</sup>).

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. 2.4 no cambien apreciablemente, la misma gráfica de potencial de flujo puede ser utilizada. Sin embargo, n y los factores en C cambian durante el tiempo de operación del pozo, requiriendo por lo tanto, realizar la prueba en el pozo periódicamente. Los factores que pueden cambiar, afectándose C, son: el factor de compresibilidad del gas z, compresibilidad del gas  $C_g$ , viscosidad del gas  $\mu_g$ , permeabilidad 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:

$$p_{ws}^2 - p_{wf}^2 = \alpha q_g + b q_g^2 \dots\dots\dots(2.7)$$

Donde:

$$\alpha = 1422 \frac{\mu_g z T}{kh} \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right] \dots\dots\dots(2.8)$$

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

(2.9)

- $D$  : Constante de flujo no darciano (referido a la turbulencia),  $\left( \frac{1}{\text{miles pie}^2 \text{ día}} \right)$
- $h$ : 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)
- $\mu_g$ : Viscosidad del gas a la  $p_{ws}$ , (cP)

**2.5 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 mencionado en el tema 2.2 de este capítulo. 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.2.6.

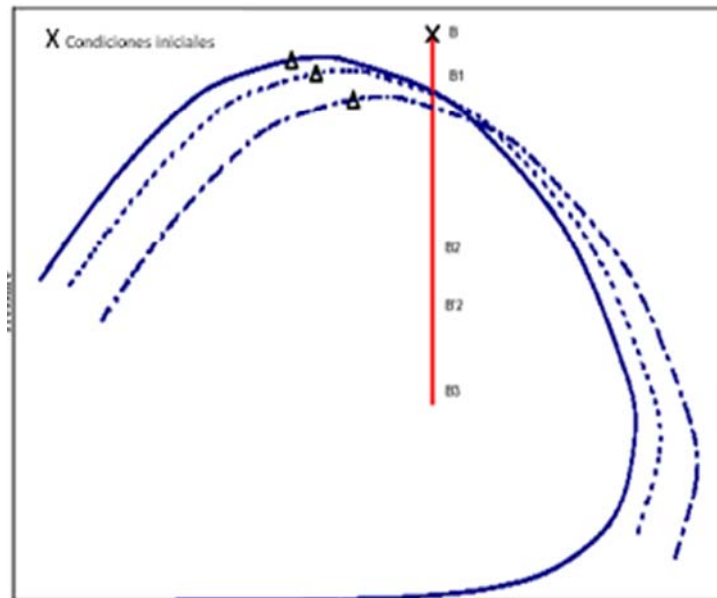


Fig. 2.6 Cambio de la envolvente de fase con la variación durante el abatimiento de presión del yacimiento (Solesa, 2006<sup>5</sup>).

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. 2.7.

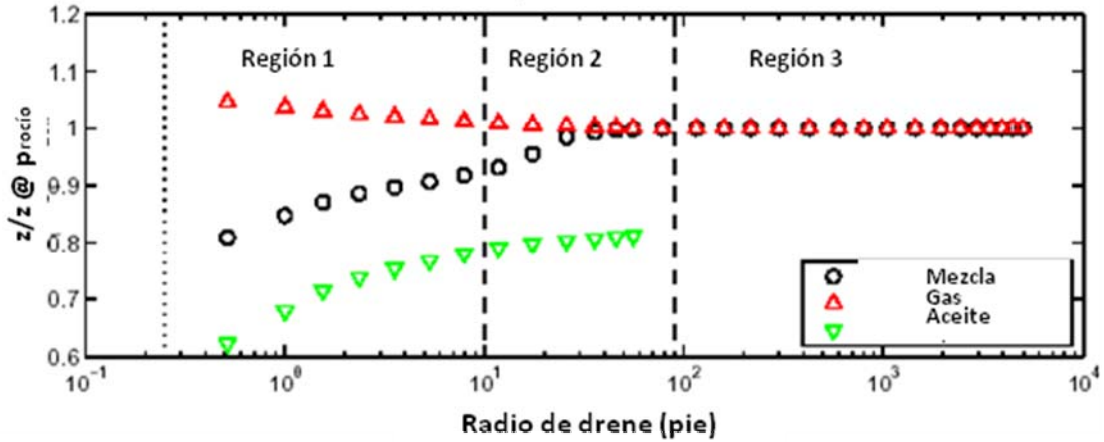


Fig. 2.7 Cambio de la composición de gas durante la producción (Solesa, 2006<sup>5</sup>).

En la Fig. 2.8 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.

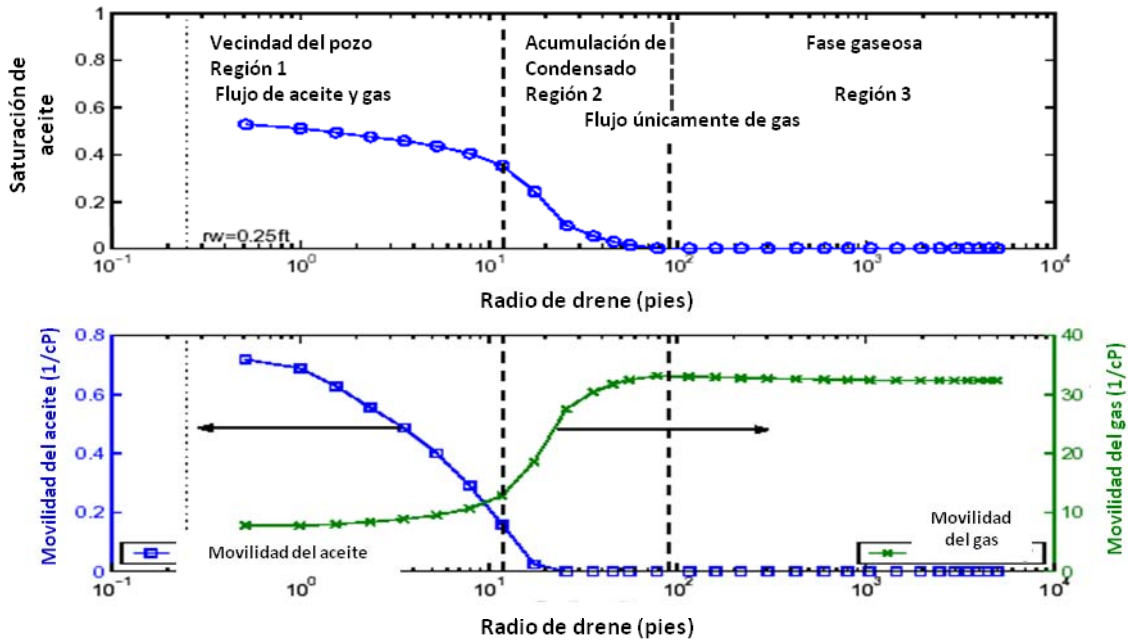


Fig. 2.8 Saturación y movilidad en una prueba de decremento de presión en un yacimiento de gas y condensado (Solesa, 2006<sup>5</sup>).

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. 2.9.

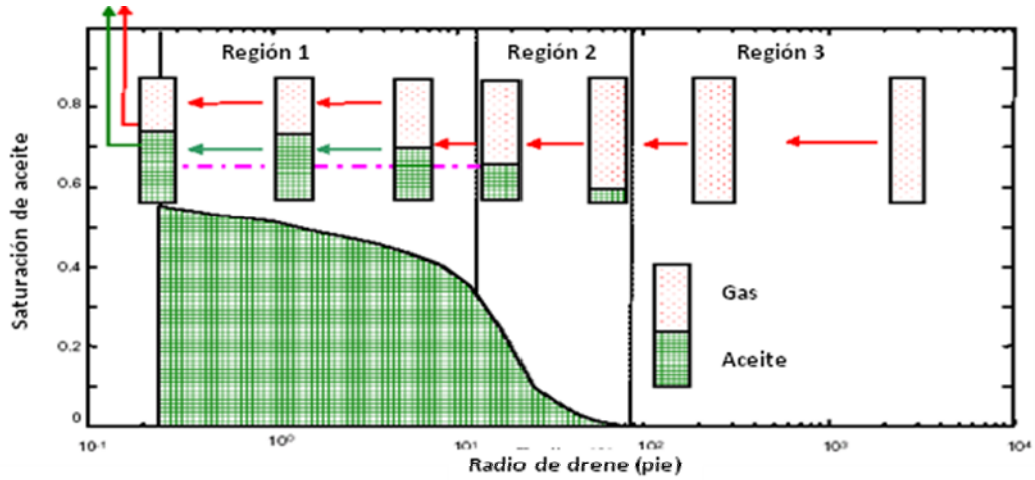


Fig. 2.9 Esquema del comportamiento gas/condensado durante la producción (Solesa, 2006<sup>5</sup>).



## CAPÍTULO 3. EXTRACCIÓN DE LÍQUIDOS

### 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 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

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

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

Cuando la presión estática del yacimiento declina, la cantidad de líquido requerida para balancear el yacimiento hidrostáticamente, también declina. Como se observa en la Fig. 3.1, mientras la cantidad de agua condensada se incrementa exponencialmente, la presión estática del yacimiento declina.

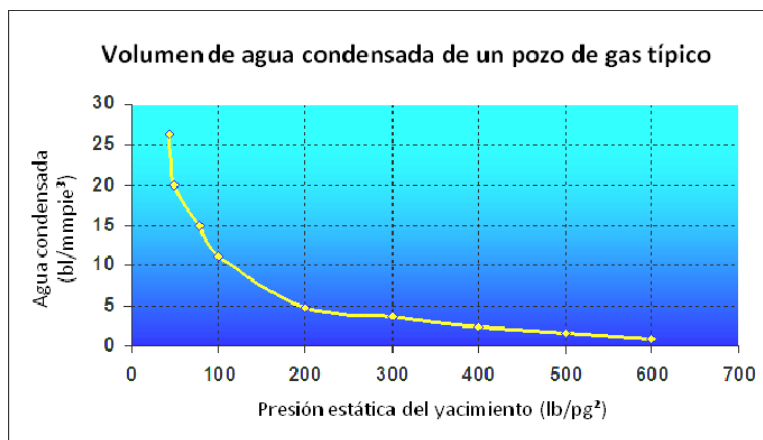


Fig. 3.1 Comportamiento del agua condensada respecto a la presión estática del yacimiento (Coleman et al, 1991.)

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

La relación entre la presión en la cabeza del pozo y el gasto crítico (gasto de gas mínimo necesario para que transporte líquidos), es directamente proporcional; como se ilustra en la Fig. 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.

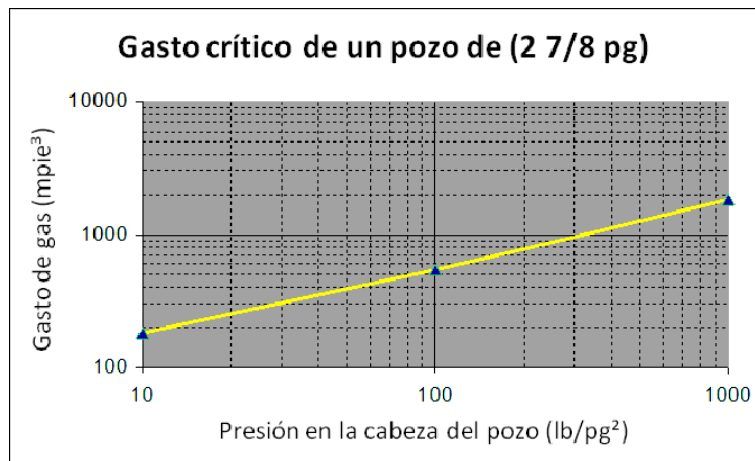


Fig. 3.2 Comportamiento del gasto de gas crítico con respecto a la presión en la cabeza del pozo (Solesa, 2006<sup>7</sup>).

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.

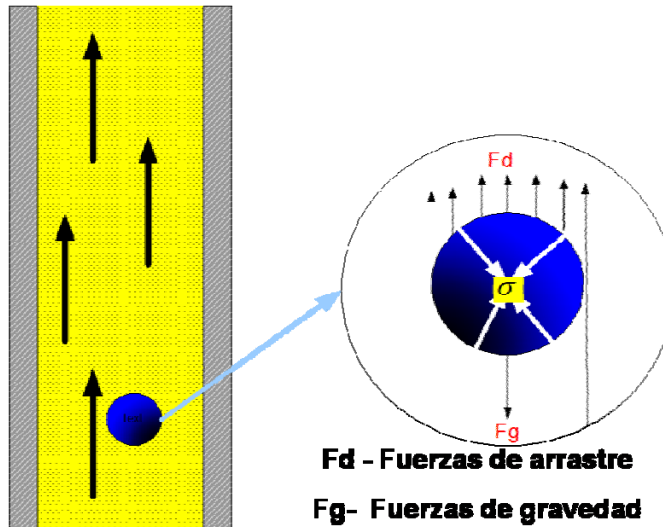


Fig. 3.3 Modelo de movimiento de arrastre de partículas (Solesa, 2006<sup>7</sup>).

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

Presión de velocidad:  $v_g^2 \rho_g$

Presión de superficie:  $\sigma/d$

Donde:

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

$\rho_g$  : Densidad del gas.

$\sigma$  : 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.

$$We = \frac{v_g^2 \rho_g d}{\sigma} \dots\dots\dots(3.1)$$

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.

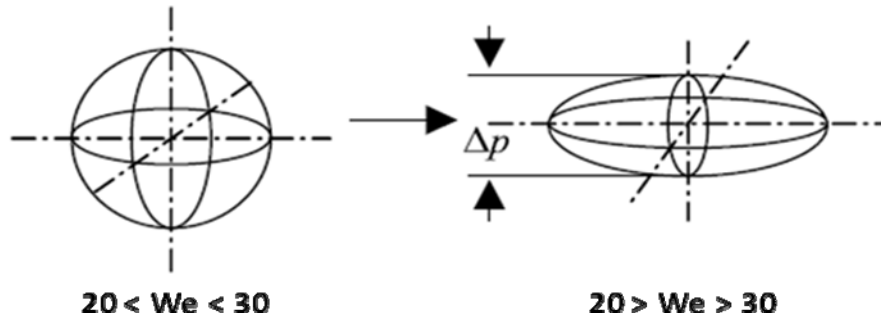


Fig.3.4 Deformación de una gota de líquido dependiendo del valor del número de Weber (We) (Li, 2002<sup>5</sup>).

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:

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

Donde:

- $g$  : Constante gravitacional.
- $d$  : Diámetro de la gota de líquido.
- $\rho_L$  : Densidad del líquido.
- $\rho_G$  : Densidad del gas.
- $C_d$  : 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:

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

ó

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

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:

- $\rho_L$ : Densidad del líquido,  $(lb_m/ptc^3)$ .
- $\rho_G$ : Densidad del gas,  $(lb_m/ptc^3)$ .
- $\sigma$ : Tensión superficial,  $(lb_f/ptc)$ .
- $v_c$ : Velocidad crítica del gas,  $(ptc/s)$ .

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

$$v_c = 1.598 \left( \frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g} \sigma \right)^{1/4} \dots\dots\dots (3.11)$$

Donde todas la variables mantienen las unidades de la Ec. 3.10 excepto  $\sigma$ .

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

$$q_c = \frac{3.067 p v_c A}{(T + 460)^{1/2}} \dots\dots\dots (3.12)$$

Donde:

$A$  : Área transversal del interior de la tubería de producción, (pies<sup>2</sup>).

$P$  : Presión en la cabeza del pozo, (lb/peg<sup>2</sup>).

$T$  : Temperatura en la cabeza del pozo, (°F).

$q_c$  : Gasto crítico de gas, (mmpio<sup>3</sup>/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/peg<sup>2</sup> 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/peg<sup>2</sup>).

$v_g$  : 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<sup>4</sup>).

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

$$q_{C, gas+agua} = \frac{0.0676pd_t^2 (45 - 0.0031p)^{3/4}}{(T + 460)z (0.0031p)^{1/2}} \dots\dots\dots(3.15)$$

$$q_{C, gas+hos condensados} = \frac{0.0890pd_t^2 (67 - 0.0031p)^{3/4}}{(T + 460)z (0.0031p)^{1/2}} \dots\dots\dots(3.16)$$

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:

$$v_{g, agua} = \frac{4.434(67 - 0.0031p)^{3/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \dots\dots\dots(3.17)$$

$$v_{g, hos condensados} = \frac{3.369(45 - 0.0031p)^{3/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \dots\dots\dots(3.18)$$

Y para los gastos:

$$q_{C, agua} = \frac{0.0742pd_t^2 (67 - 0.0031p)^{3/4}}{(T + 460)z (0.0031p)^{1/2}} \dots\dots\dots(3.19)$$

$$q_{C, hos condensados} = \frac{0.0563pd_t^2 (45 - 0.0031p)^{3/4}}{(T + 460)z (0.0031p)^{1/2}} \dots\dots\dots(3.20)$$

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.

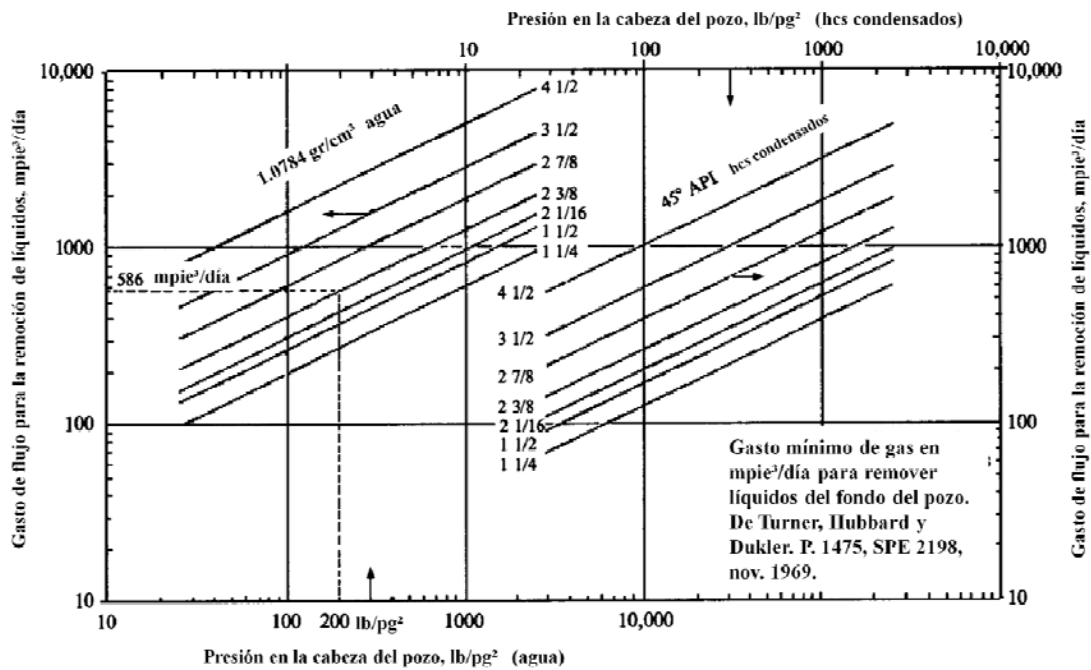


Fig. 3.5 Gráfica para encontrar el gasto crítico para remover agua e hidrocarburos condensados, con  $z = 0.9$ , temperatura de 60 °F, y las consideraciones originales de Turner de  $\sigma = 20$  (dina/cm) para hidrocarburos condensados, 60 (dina/cm) para agua y densidad relativa del gas de 0.6 (Lea, 2004<sup>4</sup>).

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 ( $10^4 \leq N_{Re} \leq 2 \times 10^8$ ). 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:

$$v_g = \frac{14.6\sigma^{0.92}(p_p - p)^{0.21}}{\mu^{0.184}\rho^{0.426}} \dots\dots\dots(3.21)$$

Donde:

- $v_g$ : Velocidad crítica del gas, (pie/s).
- $p_p$ : Densidad del líquido, (lb<sub>m</sub>/pie<sup>3</sup>).



- $\rho$  : Densidad del gas,  $(\text{lb}_m/\text{ft}^3)$ .
- $\sigma$  : Tensión interfacial,  $(\text{dina}/\text{cm})$ .
- $\mu$  : Viscosidad del gas,  $(\text{lb}_m/\text{pie} \cdot \text{s})$ .

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:

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

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), Nosseir (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:

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

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

Donde:

- $A_i$ : Área de la sección transversal de la tubería,  $(\text{pie}^2)$ .
- $p$  : Presión,  $(\text{lb}_f/\text{pie}^2 \text{abs})$ .
- $Q_G$ : Gasto de producción de gas,  $(\text{m}^3/\text{día})$ .
- $S_g$ : Gravedad específica del gas.
- $T$  : Temperatura,  $(^\circ\text{R})$ .

$v_g$ : Velocidad del gas,  $(\text{pies}/\text{s})$ .

$\rho_g$ : Densidad del gas,  $(\text{lb}_m/\text{pie}^3)$ .

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

$$E_k = \frac{\rho_g v_g^2}{2g_c} = 9.3 \times 10^{-8} \frac{S_g T Q_g^2}{A_i^2 \rho} \dots\dots\dots (3.25)$$

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

Donde:

$E_k$ : Energía cinética del gas,  $(\text{lb}_f - \text{pie} / \text{pie}^2 \text{s}^2)$ .

$E_{km}$ : Energía cinética mínima requerida para transportar la gotas de líquido,  $(\text{lb}_f - \text{pie} / \text{pie}^2 \text{s}^2)$ .

$g_c$ : Factor de conversión de unidades,  $(\text{lb}_m - \text{pie} / \text{lb}_f - \text{s}^2)$ .

$\rho_L$ : Densidad del líquido,  $(\text{lb}_m / \text{pie}^3)$ .

$\sigma$ : Tensión interfacial,  $(\text{dina}/\text{cm})$ .

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:

$$E_{km} = 9.3 \times 10^{-8} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_i^2 \rho} \dots\dots\dots (3.27)$$

Donde:

$Q_{gm}$ : Gasto mínimo de gas requerido para transportar las gotas de líquido,  $(\text{m}^3/\text{dia})$ .

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

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

$$p = 9.3 \times 10^{-8} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_t^2 E_{km}} \dots \dots \dots (3.28)$$

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

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

Donde:

$$\alpha_1 = 9.3 \times 10^{-8} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_t^2 E_{km}} - p_{hf} \dots \dots \dots (3.30)$$

$$\alpha_2 = \frac{\left( 1.34 \times 10^{-8} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_t^2 E_{km}} + m \right)^2 + n}{(144p_{hf} + m)^2 + n} \dots \dots \dots (3.31)$$

$$\beta_1 = \frac{1.34 \times 10^{-8} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_t^2 E_{km}} + m}{\sqrt{n}} \dots \dots \dots (3.32)$$

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

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

$$a = \frac{15.89S_s Q_s + 86.07S_w Q_w + 86.07S_o Q_o + 18.79S_g Q_g}{10^8 T_{av} Q_g} \cos(\theta) \dots \dots \dots (3.35)$$

$$b = \frac{0.2456Q_s + 1.379Q_w + 1.379Q_o}{10^8 T_{av} Q_g} \dots \dots \dots$$

.... (3.36)

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

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

$$z = \frac{\theta^f}{gD_h \cos(\theta)} \dots \dots \dots (3.39)$$

$$f = \left[ \frac{1}{1.74 - 2 \log \left( \frac{2.8}{D_h} \right)} \right]^2 \dots \dots \dots (3.40)$$

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

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

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<sub>f</sub>/pg<sup>2</sup>).

$Q_o/Q_w$  : Gasto de producción de aceite/agua, (bl/dia).

$Q_s$  : Gasto de sólidos, (pie<sup>3</sup>/dia).

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

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

$\epsilon$  : Rugosidad de la pared de la tubería, (pg).

$\theta$  : 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:

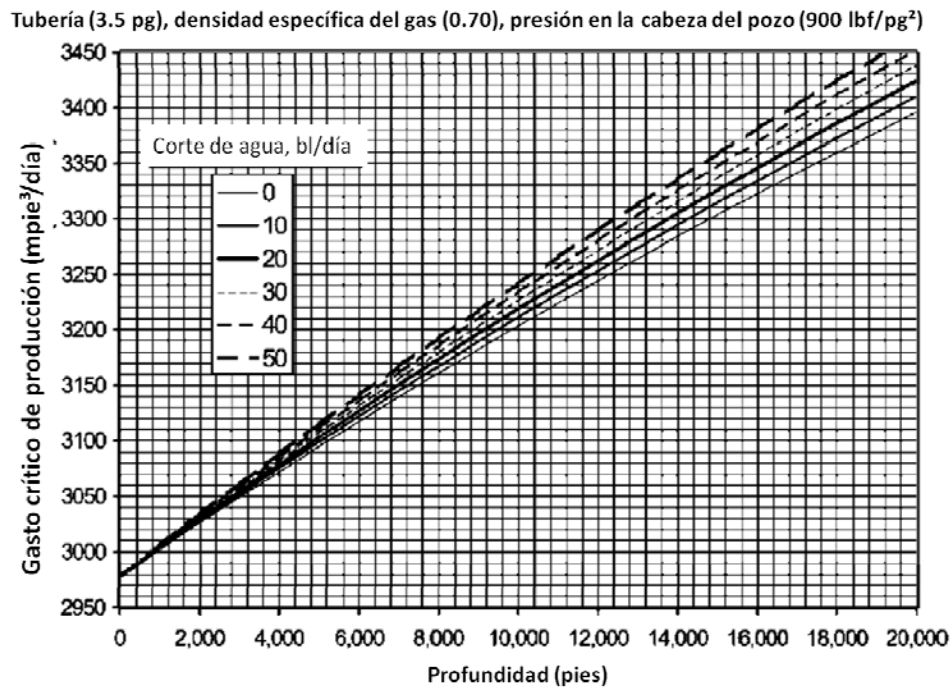


Fig. 3.6 Gasto crítico de producción de gas para el transporte de agua en una tubería de 3.5 (pg) de diámetro con una presión en cabeza de 900 (lbf/pg<sup>2</sup>), (Guo, 2006<sup>3</sup>).

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.

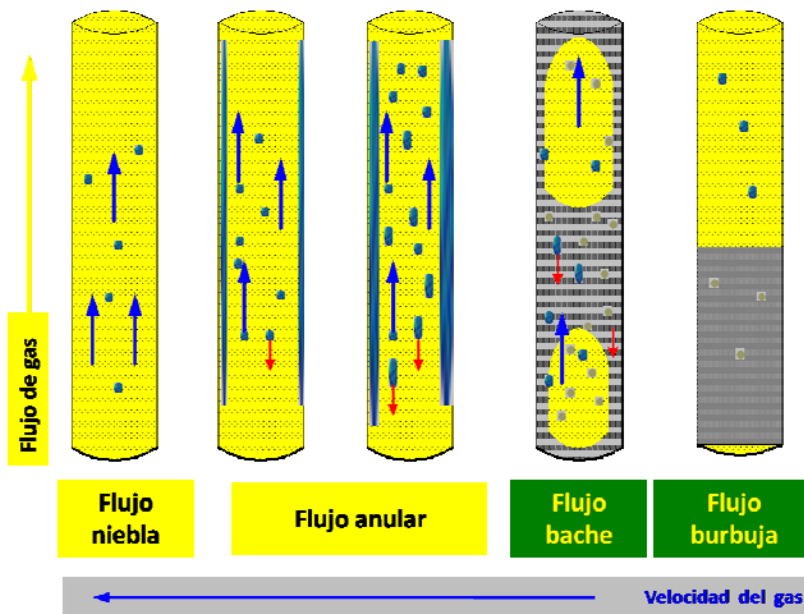


Fig. 3.7 Transición de flujo niebla a flujo burbuja con el decremento de la velocidad de flujo del gas, (Solesa, 2006<sup>7</sup>).

- *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 desciende 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.

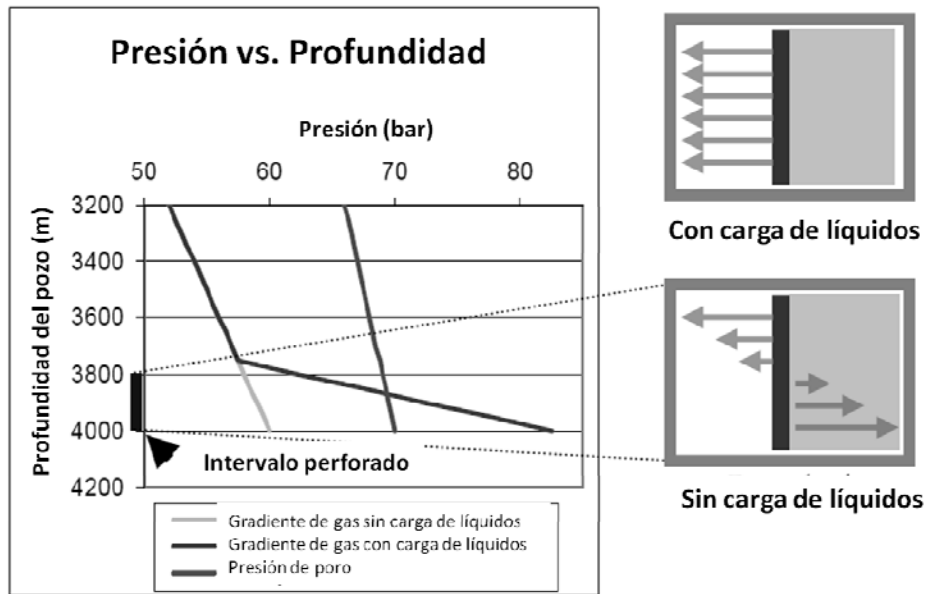


Fig. 3.8 Presiones del intervalo del yacimiento cercano al pozo (Gool, 2007<sup>2</sup>).

### 3.3 TECNOLOGÍAS CONVENCIONALES

Actualmente existen diferentes métodos y herramientas aplicados a la extracción de los líquidos que se encuentran en los pozos de gas. La selección adecuada de éstos dependerá principalmente de las características del pozo, aunque todos se encaminan a resolver el mismo problema, no funcionan bajo las mismas condiciones; en ocasiones éstos son combinados para producir con mayor eficiencia.

En general, los sistemas artificiales de producción tienen un rango técnico y temporal de uso por lo que siempre se buscará aquel que durante más tiempo funcione de forma óptima y al menor costo, sin ser esto un impedimento para que durante la vida productiva del pozo se utilicen diferentes. Entre más completa y actualizada se encuentre la base de datos del pozo, se podrán estudiar, analizar y simular condiciones futuras que permitan visualizar los oportunos cambios de sistema. Es importante analizar cada pozo por separado aunque pertenezca al mismo campo petrolero ya que cada uno se comporta de forma distinta. Sin embargo la falta de información obliga al ingeniero a generalizar características entre pozos cercanos ocasionando que no se atienda el problema con la tecnología adecuada y por lo tanto disminuya la eficiencia productiva del pozo.

A continuación se presenta un breve resumen de las tecnologías más conocidas utilizadas para la extracción de los líquidos de un pozo de gas

- Sarta de velocidad (Small Tubing)
- Barras espumantes /Reactivos líquidos (Foam Agentes)
- Émbolo viajero (Plunger Lift)
- Compresoras a boca de pozo (Compressors)
- Bombeo Hidráulico (Hydraulic Pumping)
- Bombeo Neumático (Gas Lift)

- Bomba de cavidades progresivas (Progressive Cavity Pumps)

### Sarta de velocidad (Small Tubing)

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

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

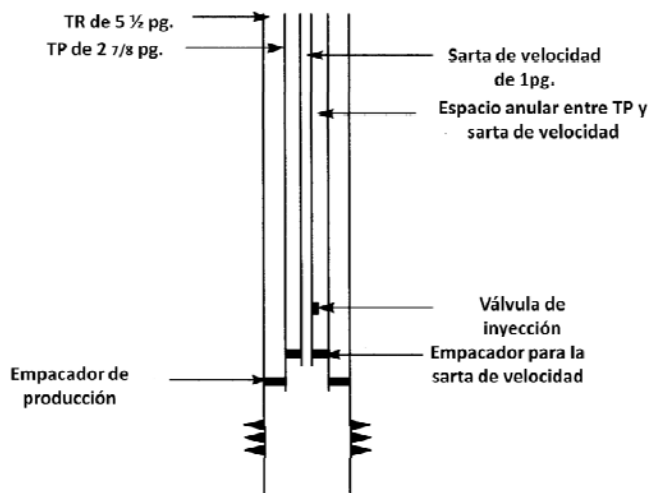


Fig. 3.9 Ejemplo de un sistema de sarta de velocidad (Lea, 2004<sup>4</sup>).

### Barras espumantes / Reactivos líquidos (Foam Agents)

Ambos métodos consisten en la introducción de surfactantes o agentes espumosos en el pozo que reduzcan la tensión superficial de los fluidos y formen espuma. Cuando esto sucede la columna de líquido se convierte en espuma, haciéndose más ligera y facilitando su transporte a la superficie; sin embargo, a pesar de obtener buenos resultados para el agua, para el caso de los condensados ha sido complicado obtener una sustancia que los vuelva espumantes, por lo que no es conveniente aplicar este sistema en pozos con cortes de agua menores a 80%.

Este sistema es usado principalmente en pozos con muy bajo gasto de producción debido al colgamiento y a las altas caídas de presión a lo largo de la tubería, sin embargo no es recomendable usarse en pozos que presenten problemas de líquidos emulsionados porque la inversión en los productos surfactantes podría ser pequeña comparada con la necesaria para los productos que rompan las emulsiones formadas.

La introducción de las barras espumantes se realiza a través de la Tubería de Producción (TP) (Fig. 3.10 (a)) y los reactivos se inyectan mediante una tubería capilar (Fig. 3.10 (b)) se pueden inyectar en la zona de los disparos o al final de la TP.



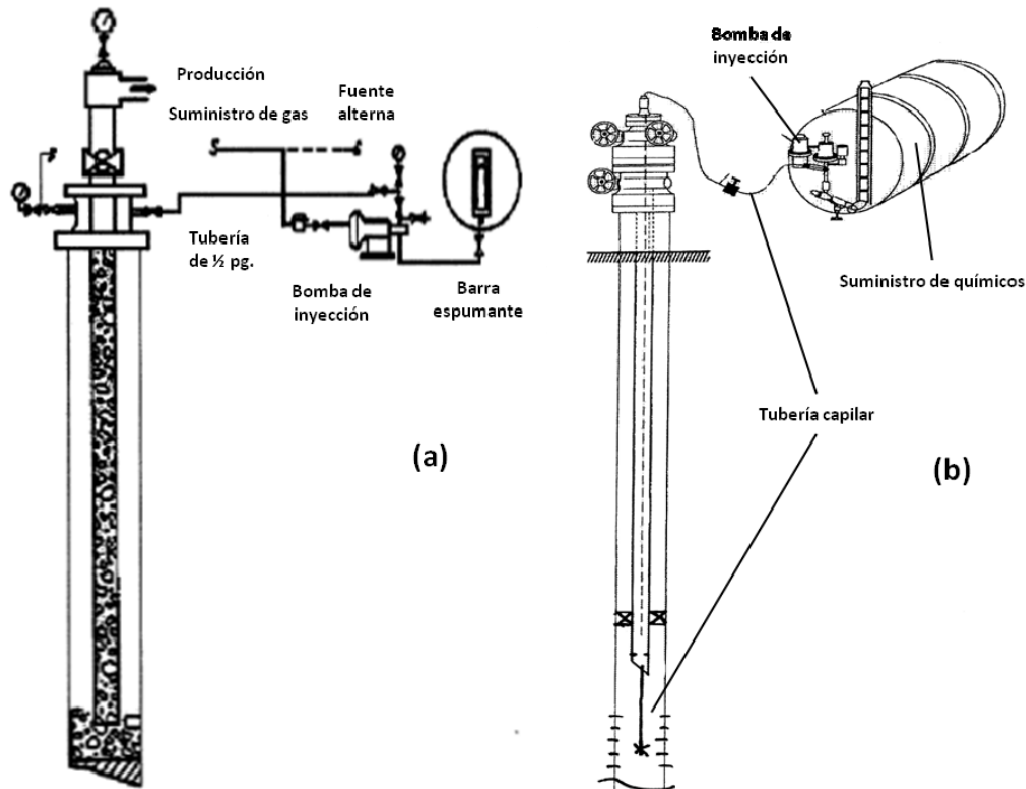


Fig. 3.10 Sistemas de barras espumantes(a) y reactivos líquidos(b) (Lea, 2004<sup>4</sup>).

### Émbolo viajero (Plunger Lift)

Usado principalmente en pozos con producción intermitente, el émbolo viajero genera una interfaz mecánica entre el gas y el líquido. Inicialmente el pozo está cerrado y el émbolo se encuentra en superficie y se deja caer dentro de la TP, en su camino de descenso el émbolo permite el paso del líquido por encima de éste impidiendo su retorno, ya en el fondo la presión generada por el gas debajo del émbolo se incrementa hasta que coincide con la presión de apertura de la válvula motora del pozo ubicada en la superficie. Abierto el pozo, el émbolo viaja a lo largo de la tubería de producción desalojando el bache de líquido, posteriormente el pozo es cerrado (por indicación de la válvula motora) y el émbolo cae al fondo para comenzar de nuevo el ciclo. Durante su recorrido, este émbolo va rosando internamente la tubería liberándola de parafinas sales carbonatos etc., que pudieran depositarse en el interior de la misma.

Para este sistema es importante que el pozo produzca sus fluidos con una RGA (Relación Gas-Aceite) y presión suficientes para levantar los baches de líquido; para el caso del tamaño de la tubería, éste puede trabajar con grandes tamaños de ésta siendo una desventaja en los otros sistemas.

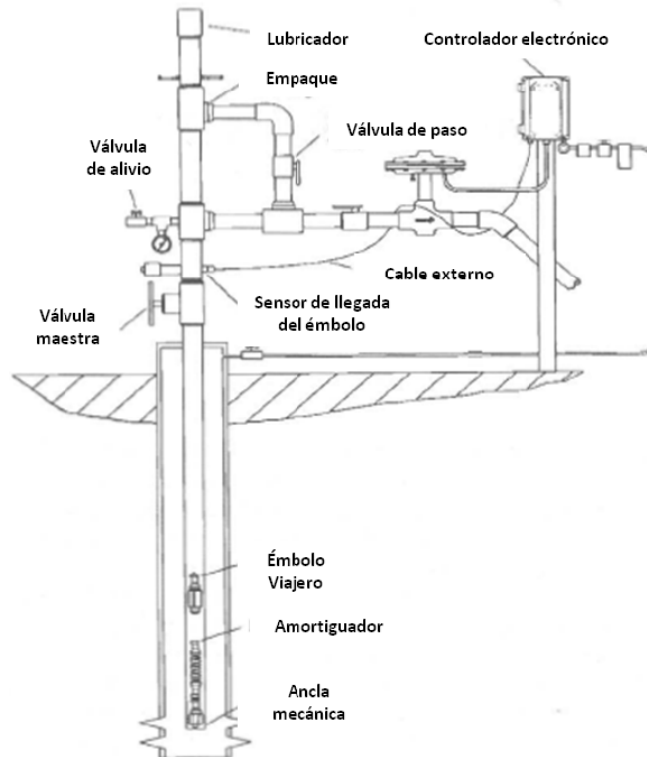


Fig. 3.11 Sistema de émbolo viajero (Lea, 2004<sup>4</sup>).

### Compresoras a boca de pozo

La compresión incrementa la velocidad del gas para que sea igual o mayor que la crítica y al mismo tiempo disminuye la presión fluyente en la cabeza del pozo ocasionando que la presión en la cara del yacimiento cercano al pozo también disminuya y se prolongue la vida productiva del pozo.

Existen muchos tipos de compresoras que varían de acuerdo a la inversión inicial, los costos de operación y la funcionalidad sobre cada pozo en particular.

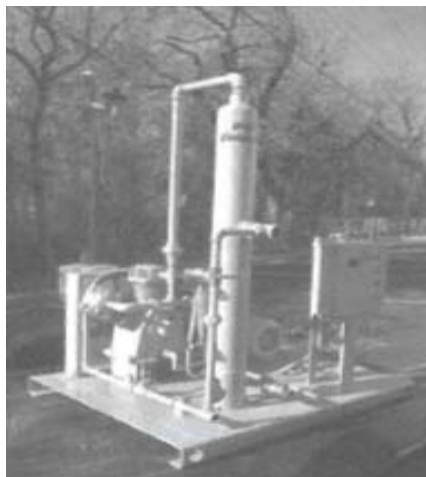


Fig. 3.12 Compresora para boca de pozo (Lea, 2004<sup>4</sup>).

### Bombeo Hidráulico (Hydraulic Pumping)

En este sistema, se transmite energía de un fluido motor a los fluidos contenidos en el pozo para su extracción; una bomba en la superficie transmite energía dinámica al fluido motor que se introduce en el pozo, donde se mezcla con los fluidos de éste y mediante una bomba en el fondo, esta mezcla es impulsada hacia la superficie donde entra a un separador que envía los fluidos del pozo afuera del sistema y al fluido motor de nuevo a la bomba en la superficie.

Este sistema no presenta un límite de profundidad para su aplicación y es aplicable en pozos desviados.

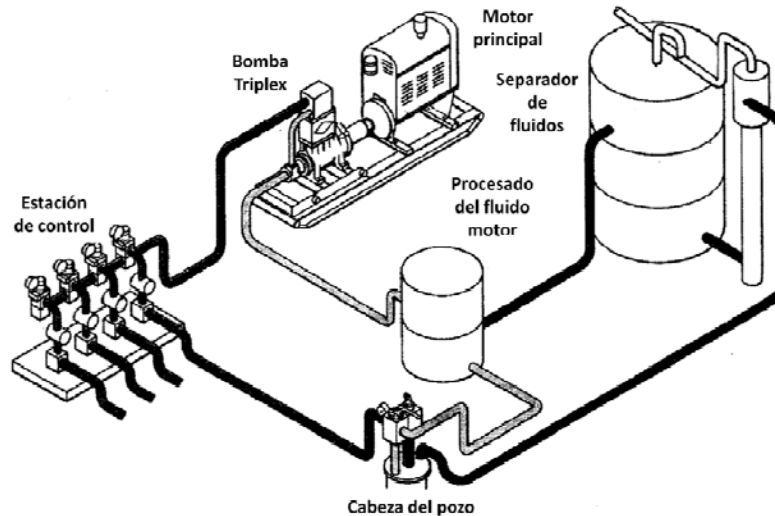


Fig. 3.13 Arreglo en superficie del Bombeo Hidráulico (Lea, 2004<sup>4</sup>).

Para el caso en estudio que son los pozos de gas, la bomba que se encuentra en el fondo debe ser tipo yet debido a que la bomba reciprocante no admite gas y se tiene que abrir una línea para desfogarlo. Las bombas tipo yet reducen la presión en la cara de la formación incrementando la velocidad del fluido que se introduce en ellas.

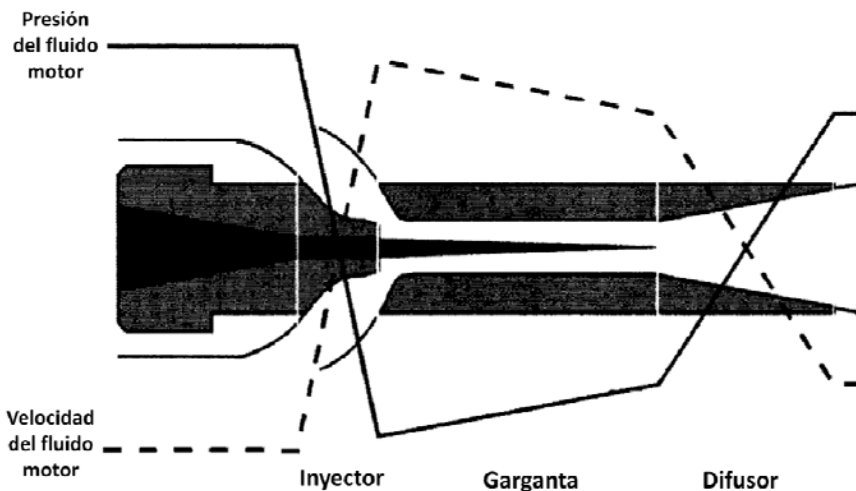


Fig. 3.14 Corte transversal de una bomba tipo yet (Lea, 2004<sup>4</sup>).

### Bombeo Neumático (Gas Lift)

En este sistema se inyecta gas al pozo a una cierta profundidad. El gas se mezcla con la columna de líquido haciéndola más ligera, debido a esto, la presión en el fondo ejercida por ésta se reduce

provocando que la presión proveniente del yacimiento sea suficiente para empujar la columna hacia la superficie.

A pesar de que no se logra reducir la presión en el fondo del pozo como con otros sistemas de bombeo, el bombeo neumático se destaca por su versatilidad y debido a esto logra ser un buen candidato a ciertas condiciones. Mientras otros sistemas de bombeo se vuelven ineficientes para altos valores de RGL, en este caso una gran cantidad de gas proveniente del yacimiento disminuirá directamente el volumen de gas a inyectar; no tiene problemas para manejar sólidos y puede utilizarse en pozos desviados aunque conforme éstos se vuelven más horizontales, la inyección de gas no reduce el peso de la columna de líquido y puede incrementar las pérdidas de presión por fricción.

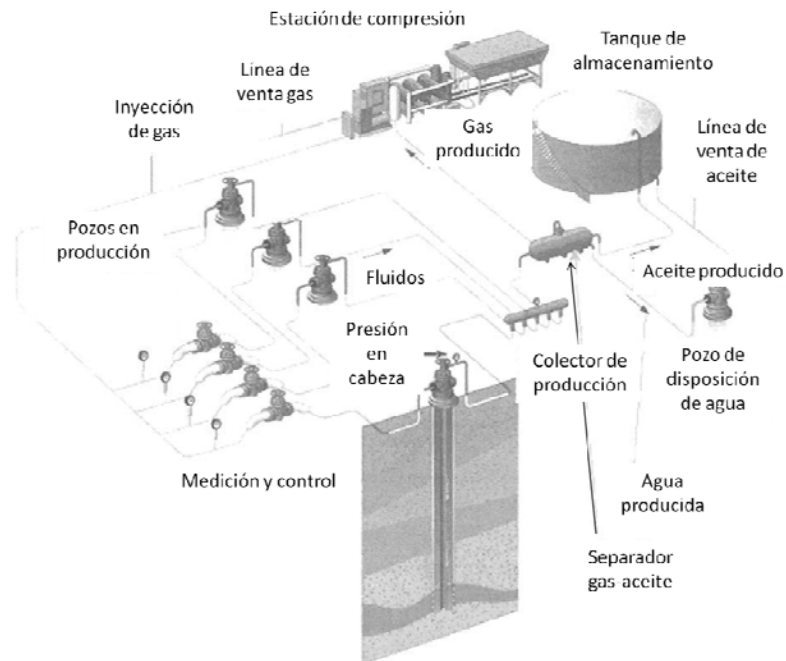


Fig.3.15 Sistema de bombeo neumático continuo (Lea, 2004<sup>4</sup>).

### Bomba de cavidades progresivas (Progressive Cavity Pumps)

Este sistema consiste principalmente en un estator con forma de hélice interna, de doble entrada, y un rotor helicoidal que gira en el estator. La sección transversal del rotor es circular y en todos sus puntos excéntrica al eje; los centros de las secciones se apoyan a lo largo de una hélice, cuyo eje es el eje del rotor. Ambos se vinculan de tal forma que la sección del rotor tiene un movimiento de vaivén a través del conducto del estator. Este movimiento hace que se vayan formando cavidades, que se encuentran delimitadas por una línea de ajuste entre ambos elementos. Al efectuar el rotor una vuelta, las mencionadas cavidades dispuestas en forma helicoidal se desplazan, incluyendo en ellas el líquido a transportar, quedando dicha cavidad por medio de la línea de ajuste independizada de la próxima a formarse, evitándose de esta forma el retorno de líquido.

Aunque este sistema fue diseñado en un principio para acarrear sólidos y fluidos viscosos también ha sido usado para la extracción de líquidos en pozos de gas; su aplicabilidad se reduce principalmente a las siguientes condiciones generales:

- Profundidades no mayores de 1250 metros aproximadamente.

- Gastos de líquido relativamente altos.
- Bajo perfil de bombeo.
- Bajas temperaturas en el pozo. (Lea, 2004<sup>4</sup>).

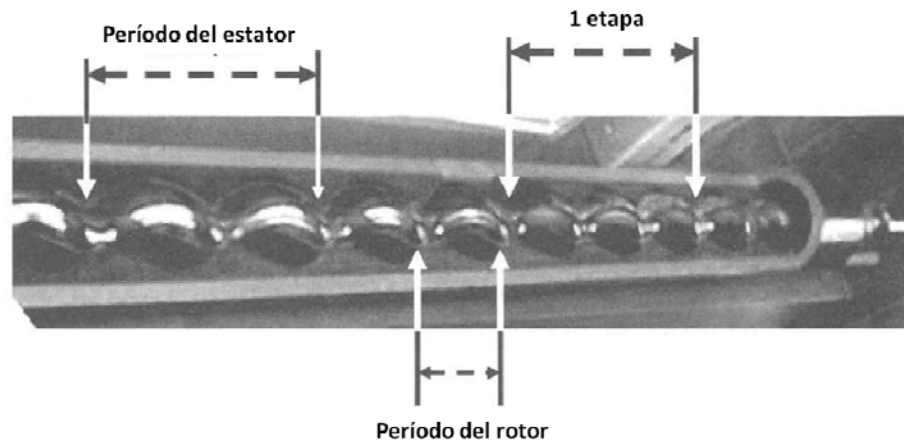


Fig. 3.16 Geometría del rotor/estator en una bomba de cavidades progresivas (Lea, 2004<sup>4</sup>).

## CAPÍTULO 4. NUEVA ALTERNATIVA PARA LA RECUPERACIÓN DE LÍQUIDOS

### 4.1 DISEÑO

La nueva alternativa está relacionada con el diseño de un sistema automatizado de recuperación de líquidos para pozos productores de gas y condensado. Durante su operación, se llegan a condensar hidrocarburos y agua; los líquidos formados se depositan en el fondo del pozo, por lo que, en algunos casos, ocasionan taponamientos de líquido que dificultan o impiden el flujo de gas hacia la superficie. El sistema automatizado de recuperación de líquidos se basa en la instalación de una sarta de velocidad o tubería flexible (TF) y de un sistema de control de válvulas automatizado en superficie.

El objetivo de este sistema consiste en resolver los problemas ocasionados por la acumulación de líquidos en el fondo de los pozos; aprovechando la misma energía del gas para “barrer” el líquido acumulado a través de una tubería flexible (TF) o sarta de velocidad y producir gas por la tubería de producción (TP); las válvulas de control, al registrar un diferencial de presión, actúan abriendo o cerrando el sistema, de tal manera que los fluidos sean producidos en forma continua y así evitar la producción intermitente de los pozos o el cierre definitivo de éstos.

### 4.2 CONSTITUCIÓN

Esta nueva alternativa está compuesta, de acuerdo a la Fig. 4. 1, por los siguientes elementos:

1. *Tubería flexible, o tubería de arrastre de líquidos.* Recibe los líquidos en su extremo inferior y los transporta hasta el extremo superior del árbol de válvulas (árbol de Navidad).
2. *Colgador de TF.* Se conecta en la brida superior de la válvula superior del árbol de válvulas, el cual sostiene la tubería flexible en el interior del pozo (de forma concéntrica en el interior de la tubería de producción). Posteriormente el colgador de TF, se conecta a un tramo corto de tubería de 2” hasta la válvula anti-retorno.
3. *Válvulas anti-retorno (check).* Estas válvulas se utilizan como medida de seguridad para evitar que los fluidos recuperados se regresen al interior del pozo. Seguido de las válvulas anti-retorno se colocan las válvulas de control automática.
4. *Válvulas de control automática.* Su función es de apertura y cierre total; bloquea o permite la producción de fluidos por la tubería flexible; esta válvula de control automática se acciona por una señal neumática proveniente de un controlador electrónico.

5. *Controlador electrónico.* Está ubicado en superficie a un costado del árbol de válvulas. El controlador electrónico está constituido internamente por cuatro módulos, el primero es propiamente el corazón del controlador, contiene la fuente de alimentación y un controlador electrónico, el segundo es un módulo actuador y contiene las válvulas operantes de las válvulas motoras y los transmisores de presión y temperatura, el tercer módulo es un panel solar que garantiza la operación del controlador y el cuarto módulo es la fuente de alimentación del controlador; ésta es una batería sellada de plomo recargable que se recarga por medio del panel solar. El controlador electrónico mantiene el control sobre el nivel de carga; por otra parte, dicho controlador recibe la señal de dos sensores de presión, uno de ellos colocado en la línea de descarga de líquidos (7), antes de la válvula anti-retorno (4) y el otro sensor conectado a la línea de producción de gas (8). Entonces el controlador electrónico responde enviando simultáneamente una señal neumática a las válvulas de control (5), la primera, como ya se especificó ubicada en la línea de descarga de líquidos y la segunda ubicada en la línea de producción de gas (9), después de la válvula anti-retorno (10). Las dos líneas de producción tanto de gas como de líquidos se unen antes del porta-estrangulador (11) y sale una sola línea (12) que se conecta con el cabezal general de transporte a la batería.

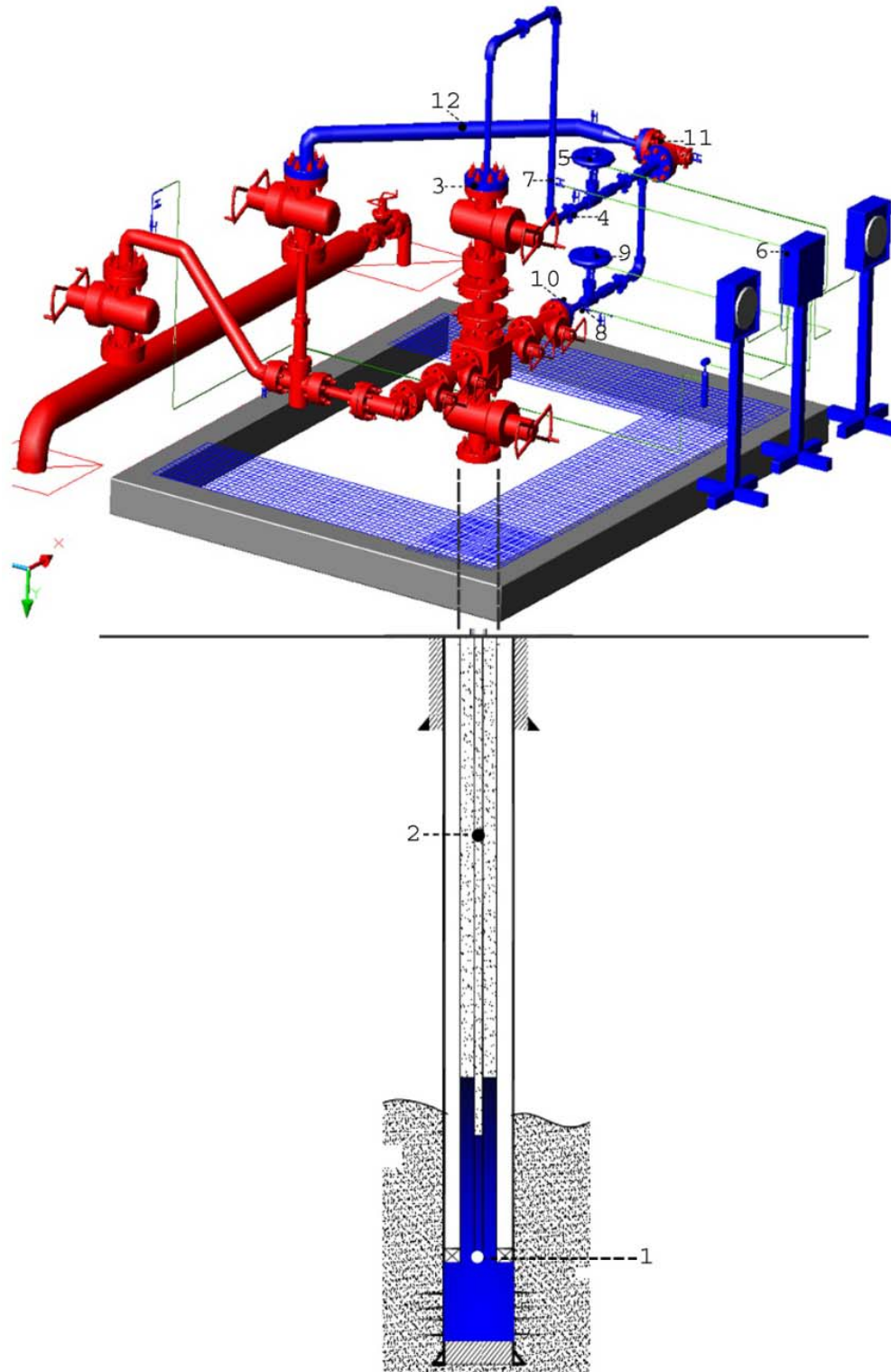


Fig. 4. 1 Descripción de los componentes de la nueva alternativa, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).



### 4.3 FUNCIONAMIENTO

El mecanismo de esta nueva alternativa de recuperación de líquidos es el siguiente:

Situada la herramienta en una terminación con empacador y tubería flexible, inicialmente, la válvula de control de la TF y la de la TP o espacio anular entre TP y TF (EA) se encuentran cerradas. Una vez iniciada la producción, ésta se llevará a cabo alternadamente por TF y EA.

La operación comienza en el yacimiento con el aporte de fluidos de forma natural y continua hacia el pozo; la válvula que controla el EA del pozo es abierta para iniciar la producción de gas, en el fondo del pozo se inicia la acumulación de líquidos y se crea una columna hidrostática debido a que la velocidad del gas es mayor a la de las gotas de líquido. El yacimiento continúa aportando fluidos y aumenta la presión en el fondo del debido al incremento del nivel de líquido hasta que ésta se acerca a la presión ejercida por el yacimiento y provoca que el pozo deje de fluir continuamente; por tanto, la nueva alternativa de recuperación de líquidos está diseñada de tal forma que, al registrar este diferencial de presión en el medidor de presión instalado en la cabeza del pozo, se realiza automáticamente el cierre de la válvula de control del EA y se inicia la producción de los líquidos acumulados en el fondo del pozo por la TF, provocando que detenga la contrapresión sobre la cara del yacimiento; de esta forma se garantiza la producción continua del pozo. Las válvulas instaladas en superficie realizan el cambio de manera cíclica.

El controlador electrónico tiene cuatro entradas analógicas, tres de ellas están ocupadas por los sensores de presión que permiten monitorear el comportamiento de la presión en el EA y la TF; la cuarta entrada está disponible para una aplicación adicional. Los datos que los sensores entregan, pueden ser almacenados en el módulo. La apertura y cierre de las válvulas motoras se realiza por medio de dos salidas digitales.

El módulo actuador contiene tres transmisores analógicos de presión y dos válvulas solenoides para operar las válvulas motoras.

Los transmisores de presión tienen las siguientes características:

- Alimentación: 6 (V).
- Salida: 0 - 50 (mV).

Las válvulas solenoides son de bajo consumo de potencia y se alimentan con 6 Volts de corriente directa.

El panel solar está montado en un substrato de aluminio con una cubierta de Mylar. El substrato esta barrenado para que pueda sujetarse por medio de tornillos a la base, la cual puede inclinarse para lograr una exposición óptima al sol. El panel solar tiene las siguientes características eléctricas:

- Voltaje de salida: 6.8 - 7.3 (V).
- Corriente de salida: 265 (mA).
- Voltaje de salida máxima: 8.6 (V DC).

El controlador puede operar con base en un cronómetro (por límites de tiempo) y en las presiones de operación en alguna de sus ramas (por límites o por diferenciales de presión). El sistema tiene un control sobre el tiempo en que las válvulas motoras permanecen abiertas o cerradas.

El controlador electrónico admite siete tipos de comando:

1. *Tiempo y retardo*.- Comandos para apertura y cierre de válvulas, tiempos de lectura, retardos de apertura de válvulas.
2. *Reloj*.- Establecen la hora y el día.
3. *Opciones*.- Comandos para seleccionar opciones para apertura de válvulas, inicio automático en caso de pérdida de energía, opciones de sensores y opciones para la operación por presión diferencial.
4. *Estado*.- Relativos a presiones y configuración de los sensores de presión.
5. *Registro*.- Relativo al almacenamiento de información.
6. *Inicio y Paro*.- Comandos para iniciar o detener el ciclo de operación del controlador.
7. *Especiales*.- Comandos que no se pueden incluir en ninguna de las categorías anteriores.

El equipo de superficie que incluye:

- Dos válvulas motoras.
- Celda solar.
- Controlador electrónico.

La nueva alternativa, debido a su constitución y materiales, es aplicable en las siguientes condiciones:

- En pozos productores de gas y condensados con o sin agua.
- Pozos profundos donde no sea aplicable el émbolo viajero.
- En los yacimientos con RGA aproximadamente de 1000 a 10,000m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.
- En los pozos que no cuenten con sistema artificial de producción.
- En presiones de fondo mayores a 1500 psi (105 kg/cm<sup>2</sup>).
- En tuberías de producción (TP) libre (sin estrangulador de fondo o pescados).

En cuanto a la profundidad del pozo, la limitante para la aplicación de la nueva tecnología depende de la energía que tenga el yacimiento.

Una de las ventajas de operación de esta tecnología, es que no se daña el yacimiento, gracias a su sistema de control inteligente que permite que el pozo permanezca fluyendo en todo momento. Para tiempos muy prologados de operación, el sistema es capaz de optimizar por sí mismo la operación de las válvulas controladoras de las producciones de líquido y de gas, gracias a su memoria electrónica donde almacena la información del comportamiento del pozo, desde el inicio de su puesta en marcha. El sistema híbrido le proporciona energía de manera limpia para alimentar el sistema electrónico de control; por lo tanto, desde el punto de vista consumo de energía, es autosustentable, lo que representa una alternativa viable para pozos aislados, ya que no requiere supervisión continua.

#### 4.4 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Derivado de un plan estratégico para mantener a PETRÓLEOS MEXICANOS (PEMEX) a la vanguardia en la aplicación de técnicas modernas de producción que optimicen la explotación de los hidrocarburos en México, se planteó una propuesta referente a la evaluación de nuevas tecnologías para mejorar la productividad de los pozos.

El objetivo del proyecto fue la selección de un pozo productor de gas con carga de líquidos para la realización de una prueba tecnológica; así como el diseño e instalación de una nueva alternativa de extracción de líquidos en pozos productores de gas en los campos Muspac, Companó y Catedral.

La información para comenzar con la selección del pozo y desarrollo del diseño fue la siguiente:

- Estados mecánicos.
- Histórico de presiones producción.
- Cromatográficos.
- Análisis pVT.
- IPR.
- Registros giroscópicos.

Con la información anterior se analizaron las variaciones que han tenido históricamente y se identificó si la TP estaba libre de obstrucciones.

La selección del pozo candidato se hace de acuerdo a las condiciones descritas anteriormente.

- Pozos productores de gas y condensados con o sin agua.  
Para septiembre de 2005 todos los pozos del campo Muspac ya producían agua con porcentajes que van del 9% al 83%.
- Pozos profundos donde no sea aplicable el émbolo viajero.

Tabla VI.1 Profundidad del intervalo para cada pozo (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

<b>POSIBLES CANDIDATOS</b>	<b>INTERVALO DISPARADO (m)</b>	<b>OBSERVACIONES</b>
MUSPAC 2	2775 -2750	
MUSPAC 14	2907-2920	
MUSPAC 42	2530-2587	Agujero descubierto 5 7/8". Calibró con cortador de parafina de 1 29/32" resist. franca a 2272 m. Trabajó hta. con tensión sin éxito, quedó hta. atrapada a 2265 m. Pozo fluyendo por 3/4". Quedando de pez: 80 mts. de línea, 2 diablo viajero de 1 7/8", 1 socket de 1 1/2", 2 juntas.
MUSPAC 51	2631-2655	Dispara intervalos el 04-oct-05 2665-2655 m 2695-2675 m
MUSPAC 53	2597-2686	Agujero descubierto 5 7/8"
MUSPAC 55	2574-2768	Agujero 4 18" con slim liner de 3 1/2" ranurado
MUSPAC 63	3028-3100	Direccional del mismo 63 x caer en bajo estructural
MUSPAC 64	2825-2855	
MUSPAC 72	2606-2651	Agujero descubierto 5 7/8" Resist. con S.P. 1 3/4" A 1592 m

<b>POSIBLES CANDIDATOS</b>	<b>INTERVALO DISPARADO (m)</b>	<b>OBSERVACIONES</b>
MUSPAC 82	2591-2670	Agujero descubierto 6 ½"
MUSPAC 96	2800-2854	Extrang. de fondo de 3/8" a 2670 m

- Yacimientos con RGA aproximadamente de 1000 a 10,000 ( $m^3/m^3$ ).

Tabla 4.2 Valor de RGA para cada pozo, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

<b>POSIBLES CANDIDATOS</b>	<b>RGA (<math>m^3/m^3</math>)</b>	<b>OBSERVACIONES</b>
MUSPAC 2	7514	
MUSPAC 14	1199	
MUSPAC 42	12639	
MUSPAC 51	2034	
MUSPAC 53	4035	
MUSPAC 55	11781	
MUSPAC 63	4298	CERRADO DESDE DICIEMBRE DEL 2005
MUSPAC 64	5026	CERRADO DESDE MAYO DE 1998
MUSPAC 72	5144	CERRADO DESDE OCTUBRE DE 2004
MUSPAC 82	23860	
MUSPAC 96	17127	

- Pozos que no cuenten con sistema artificial de producción.  
Ninguno de los pozos listados anteriormente, tienen instalado un sistema artificial de producción.
- Terminación sin empacador.  
Todos los pozos tienen terminación con empacador.
- Presiones de fondo mayores a 1500 psi (105 kg/cm<sup>2</sup>).

Tabla 4.3. Valor de presión en fondo para cada pozo, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

<b>POZOS CANDIDATOS DE MUSPAC</b>	<b>P<sub>wf</sub> (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>OBSERVACIONES</b>
MUSPAC 2	140	
MUSPAC 14	155	
MUSPAC 42	116	
MUSPAC 51	108	CERRADO DESDE ABRIL DEL 2005
MUSPAC 53	105	CERRADO DESDE OCTUBRE DE 2005
MUSPAC 55	100	
MUSPAC 63	89	CERRADO DESDE DICIEMBRE DEL 2004
MUSPAC 64	196	CERRADO DESDE JUNIO DE 1998
MUSPAC 72	126	CERRADO DESDE ABRIL DE 2005

<b>POZOS CANDIDATOS DE MUSPAC</b>	<b><math>P_{wf}</math> (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>OBSERVACIONES</b>
MUSPAC 82	100	
MUSPAC 96	101	

- TP libre (sin estrangulador de fondo o pescado).  
Solo el pozo Muspac 96 tiene instalado un estrangulador de fondo y el Muspac 42 tiene un cortador de parafinas atrapado. El resto de los pozos tiene libre paso por la TP.

La disponibilidad de la información se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 4.4 Disponibilidad de la información para cada pozo, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

<b>POZO MUSPAC</b>	<b>EDO. MECÁNICO</b>	<b>REG. GIROSCÓPICO</b>	<b>HISTÓRICO (Q, p)</b>	<b>CROMATOGRÁFICO</b>	<b>COMPOSICIONAL</b>
2	X	x	X		x
14	X	X	X	X	X
42	X		X	X	X
51	X	X	X	X	X
53	X	X	X	X	X
55	X		X	X	X
63	X	X	X	X	X
64	X		X		
72	X		X		X
82	X		X	X	X
96	x	X	x	x	X

En la información no se incluyeron pruebas de presión-producción porque no había, estas pruebas son necesarias para determinar los índices de productividad de los pozos.

Por cumplir con todos los criterios de selección, con excepción de la terminación sin empacador, los pozos Muspac 2, Muspac 14 y Muspac 51 fueron seleccionados como candidatos para realizar el análisis nodal, con la finalidad de diseñar, construir e instalar un sistema automatizado que permita extraer los líquidos acumulados en el fondo.

A continuación de muestra solamente la información disponible del pozo Muspac 2; para el caso de los otros dos pozos, la información disponible fue del mismo carácter y se analizó análogamente.

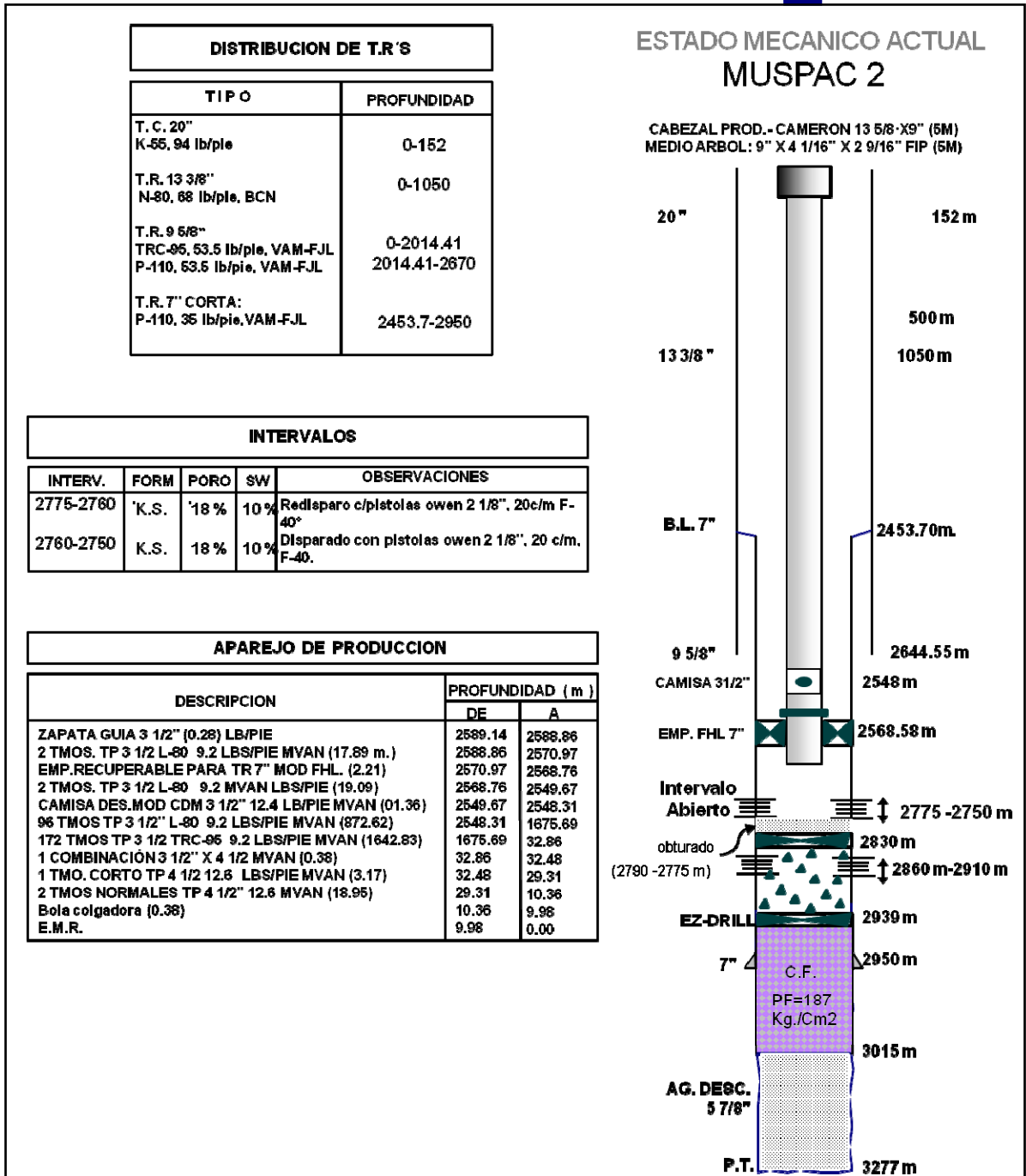


Fig. 4.2 Estado mecánico del pozo Muspac 2, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

### HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN MUSPAC 2

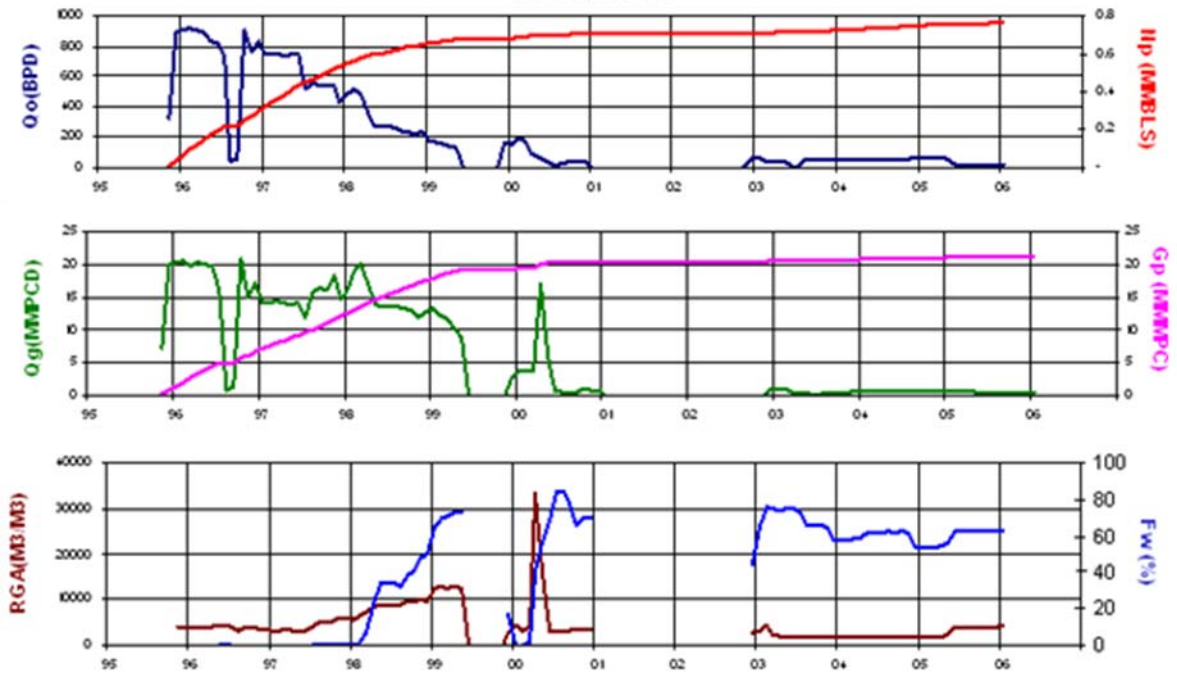


Fig. 4.3 Histórico de RGA, gasto de aceite y gas del pozo Muspac 2, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

En la gráfica siguiente, se observa el decaimiento gradual de la presión de fondo fluyendo en los últimos 3 años.

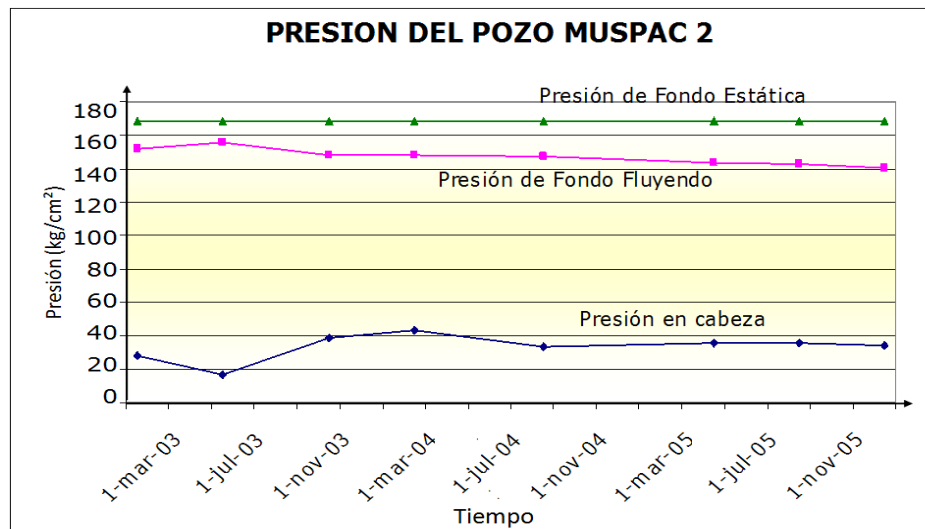


Fig. 4.4 Histórico de presión del pozo Muspac 2, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

Debido a la falta de información de pruebas de presión de fondo cerrado e índices de productividad para los tres pozos candidatos, el valor de la presión estática (Pws) se consideró constante a lo largo del período analizado, como una aproximación para el cálculo del índice de productividad de los pozos.

El comportamiento de la producción del pozo Muspac 2 se muestra en las Figs. 4.5.1 y 4.5.2, donde se observa que la disminución de la producción de agua en noviembre del 2003 corresponde con un incremento en la producción de aceite y gas en la misma fecha, fenómeno que se repite en marzo del siguiente año.

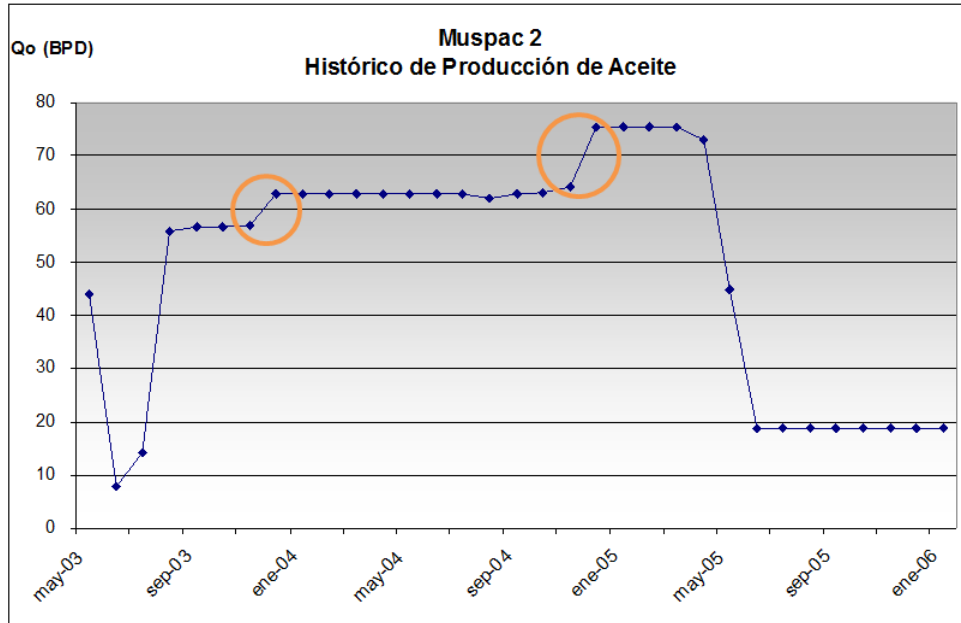


Fig. 4.5.1 Históricos de producción de aceite del pozo Muspac 2, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

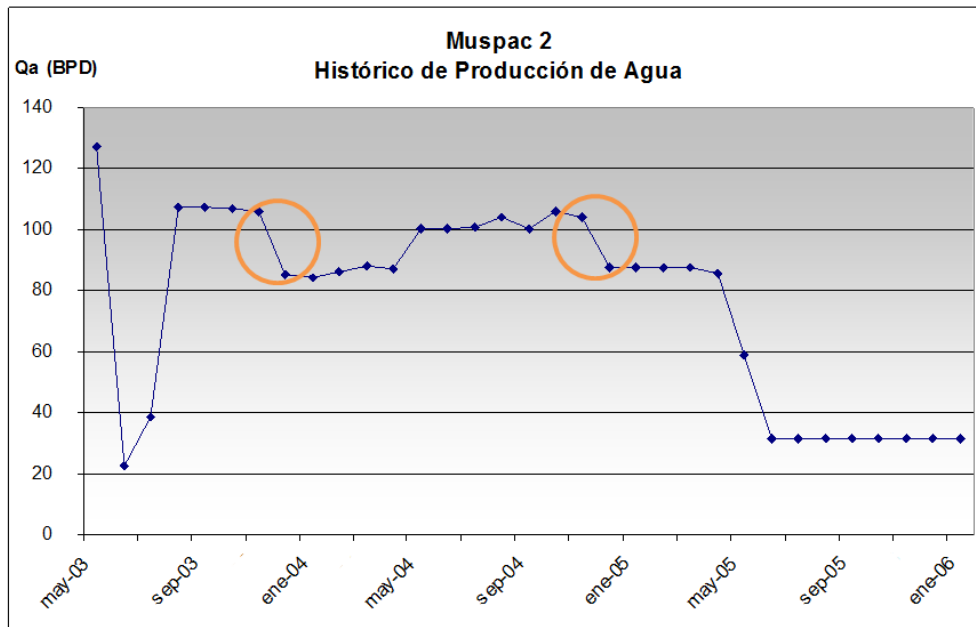


Fig. 4.5.2 Históricos de producción de agua del pozo Muspac 2, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).



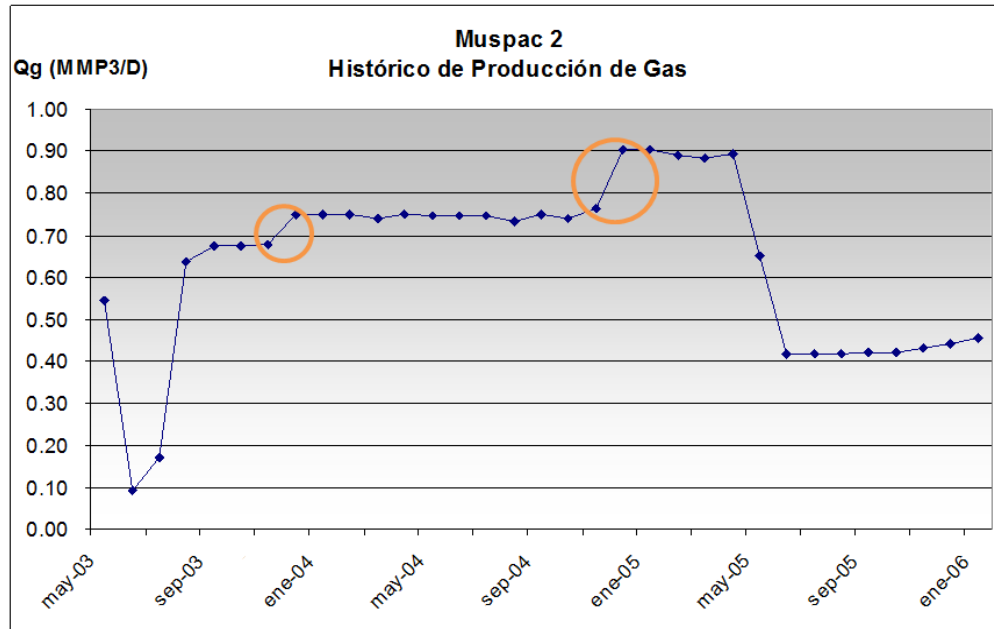


Fig. 4.5.3 Históricos de producción de gas del pozo Muspac 2, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

#### 4.5 SIMULACIÓN

##### Análisis de pozo Muspac 2

La evaluación de los pozos candidatos en el simulador permitió calcular la velocidad del gas en condiciones actuales en la TP, como para tres diámetros de TF de 1", 1.5" y 1.25", (OD).

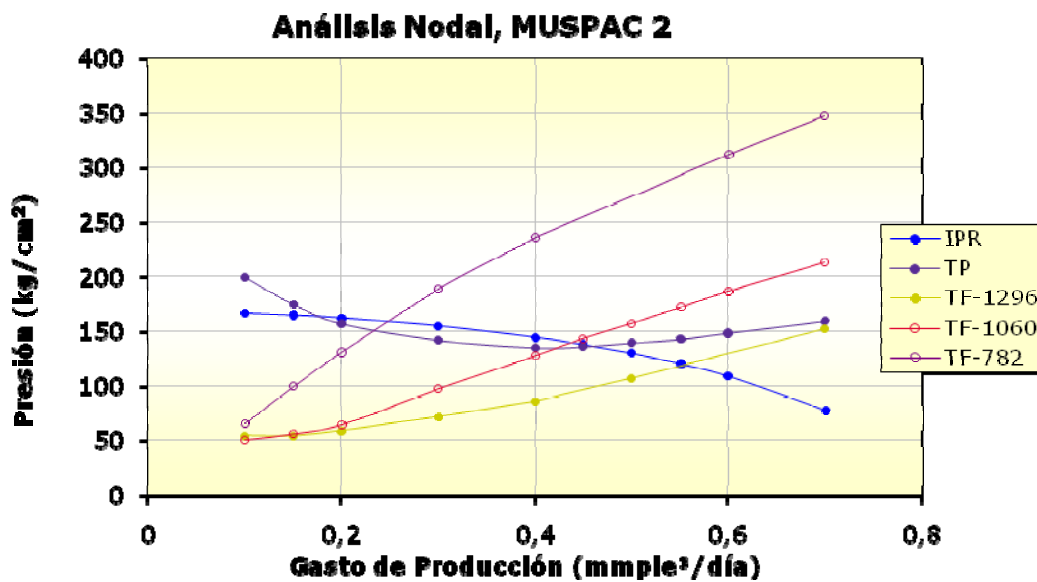


Fig. 4.6 Análisis nodal del pozo Muspac 2, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

El análisis nodal se muestra el comportamiento de la producción para las 3 tuberías flexibles evaluadas y la tubería de producción de 3 ½" en el pozo Muspac 2. Se observa que el fluido en la

tubería de producción tiene altas caídas de presión a gastos pequeños. Esto es ocasionado por la baja velocidad del gas, que no permite que el líquido producido, sea expulsado del pozo junto con la producción de gas.

Por otra parte, las tuberías flexibles seleccionadas proporcionan una adecuada velocidad y patrón de flujo que permiten una producción estable y continua del pozo, al no permitir que los líquidos se acumulen en el fondo.

De la Fig. 4.7 a la 4.10 se muestra el comportamiento de la velocidad del gas, comparada con la velocidad necesaria para realizar el arrastre de líquidos y la velocidad de erosión, a lo largo de toda la tubería desde el fondo del pozo hasta el árbol de válvulas en superficie.

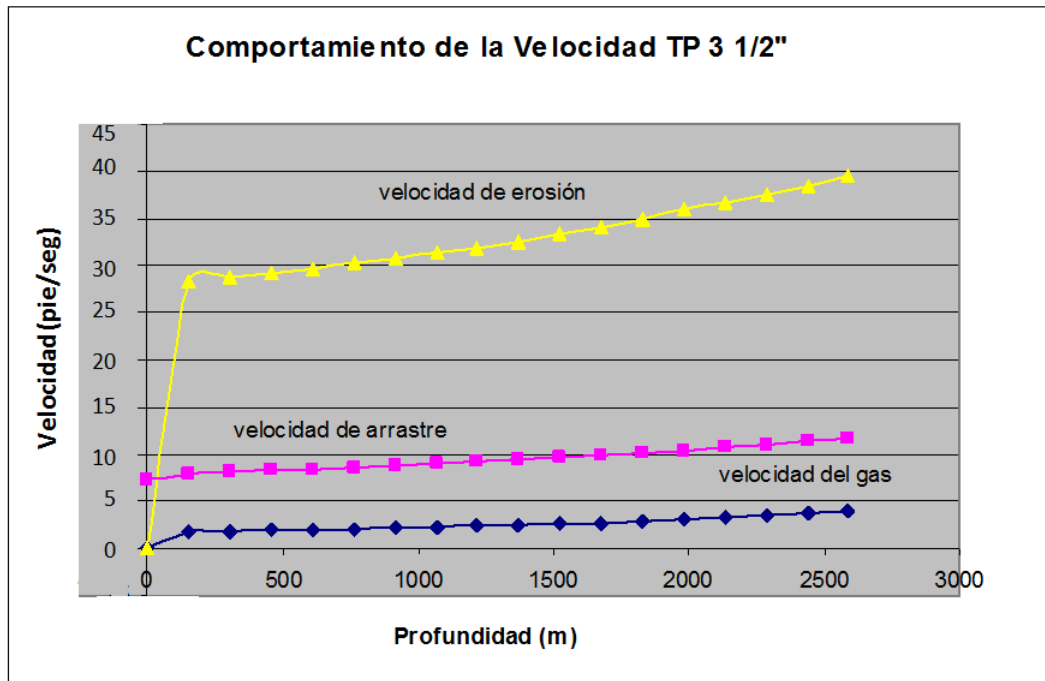


Fig. 4.7 Comportamiento de la velocidad en una TP de 3 1/2", (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

El pozo actualmente presenta una baja velocidad en la tubería de producción, como se observa en la gráfica anterior. La curva que representa la velocidad mínima de arrastre se encuentra por arriba de la curva de la velocidad del gas, lo cual ocasiona la acumulación de líquidos en el fondo.

Cuando se sustituye la TP de 3 1/2" por alguna de las TF de diámetro menor, la curva de la velocidad del gas supera a la curva de la velocidad de arrastre, evitando la acumulación de líquidos en el fondo.

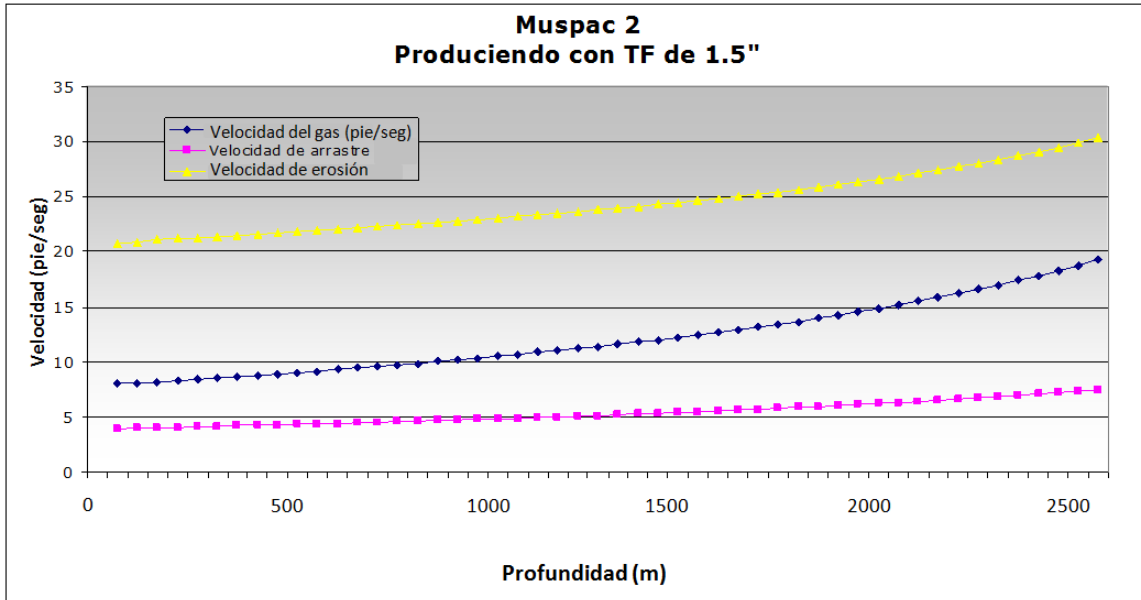


Fig. 4.8 Simulación del comportamiento de la velocidad con TF de 1.5"(OD) en el pozo Muspac 2, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

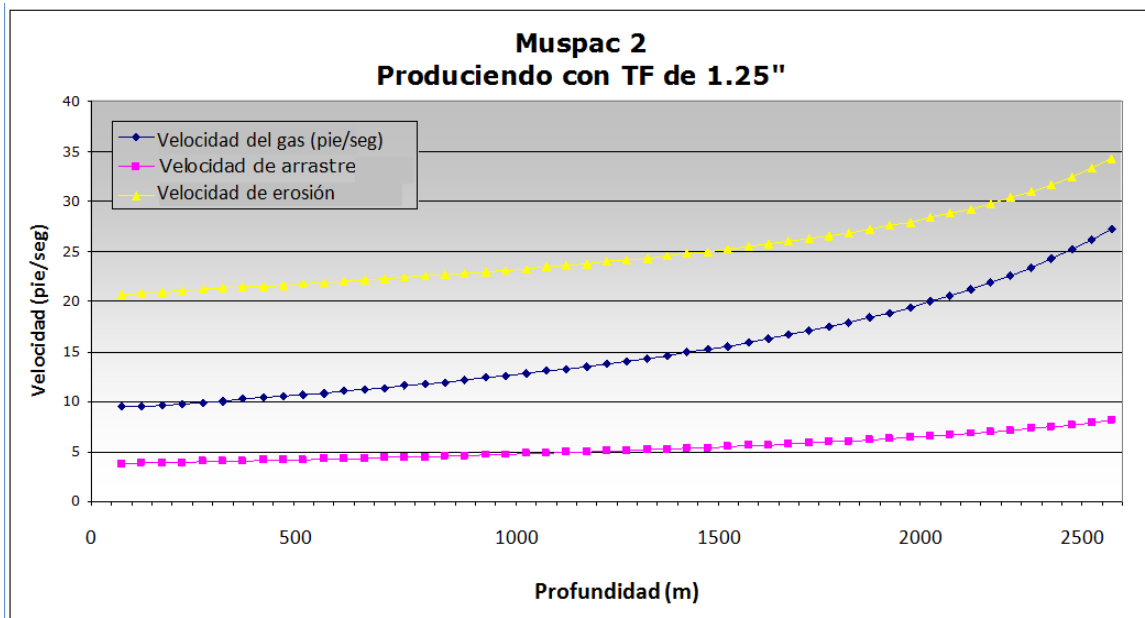


Fig. 4.9 Simulación del comportamiento de la velocidad con TF de 1.25"(OD) en el pozo Muspac 2, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

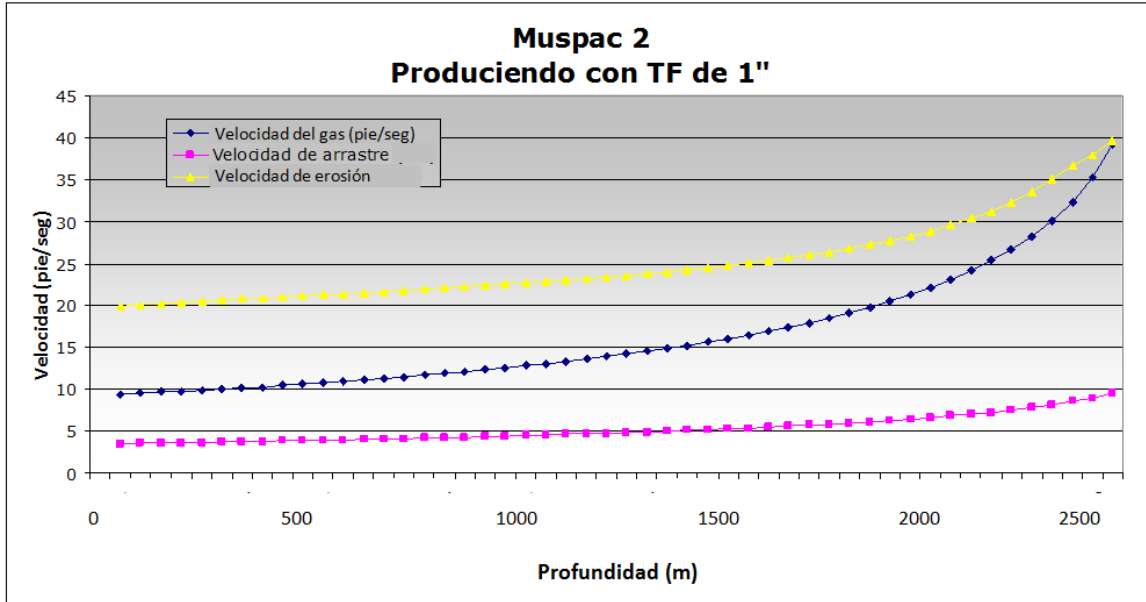


Fig. 4.10 Simulación del comportamiento de la velocidad con TF de 1''(OD) en el pozo Muspac 2, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

Con la disminución del diámetro de la TF se observa que la curva de la velocidad de arrastre es superada por la curva de la velocidad del gas. Para el caso de la tubería de 1'', la velocidad de gas se incrementa casi tanto como la velocidad de erosión muy cerca de la cabeza del pozo.

Terminada la simulación de los tres pozos candidatos, se observó que tanto el pozo Muspac 2 como el Muspac 14 eran buenos candidatos para realizar la instalación del sistema automático de recuperación de líquidos; sin embargo, el Muspac 14 presentaba una mayor presión de fondo, lo cual se traduce en mayor energía para realizar la expulsión, al mismo tiempo que en sus gráficas de producción se refleja que la producción de gas se ha visto seriamente afectada por el incremento del gasto de agua y condensados, así mismo, no se descartó como pozo candidato el Muspac 51, sin embargo, para tomar la decisión final para la instalación de la nueva alternativa, se requiere de la información anteriormente señalada.

#### 4.6 TOMA DE INFORMACIÓN Y SELECCIÓN

Debido a la falta de información de presión en los pozos, se realizaron los programas de toma de información con sondas de memoria. A continuación se describe el programa operativo y el desarrollo de la operación.

Programa de toma de información con sondas de memoria del pozo muspac-2

Objetivo: Evaluar el potencial del pozo en el intervalo de 2750-2775 m de la formación K. S.

1. Con estrangulador actual a ¼".
2. Instalar transmisores de presión antes y después del estrangulador para monitorear las variaciones de presión en superficie durante toda la prueba.
3. Programar sondas de memoria a cada 5 segundos.

4. Con dos sondas de memoria presión-temperatura y pozo fluyendo, bajar tomando registro dinámico de presión y temperatura por estaciones cada 500 m por 10 minutos hasta la profundidad de 2700 m (0, 500, 1000, 1500, 2000, 2500, 2700).
5. Alinear pozo a medición hasta obtener valores estabilizados tanto en fondo como en superficie durante 12 horas.
6. Con herramienta estacionada a la profundidad de 2700m registrar presión y temperatura durante 2 horas, cambiar estrangulador de 1/4" a 3/8" registrando presión y temperatura.
7. Esperar estabilización del pozo debido a nuevas condiciones por 12 horas.
8. Alinear pozo a medición hasta obtener valores estabilizados tanto en fondo como en superficie durante 12 horas.
9. Cerrar el pozo hasta alcanzar las condiciones de estabilización para obtener la presión de fondo estática (24 horas).
10. Una vez cerrado el pozo tomar ecómetros cada 30 minutos.
11. Recuperar sondas registrando perfil estático de presión y temperatura por estaciones cada 500 m por 10 minutos hasta 0 m (2700, 2500, 2000, 1500, 1000 500,0).
12. Regresar al diámetro original del estrangulador (1/4").

Toma de información con sonda de memoria:

- Pozo: Muspac 2
- Profundidad de instalación: 2700 m
- $\emptyset$  del estrangulador: 1/4"

#### **16 de mayo de 2006**

- 13:00 Se calibra el pozo con cortador de parafinas de 1 29/32" y se espera la sonda.
- 15:30 Inicia descenso de la sonda.
- 19:00 El pozo se alinea a medición.

#### **17 de mayo de 2006**

- 07:00 Termina medición en batería. Se espera cambio de estrangulador de 1/4" a 3/8".
- 12:00 Se cambia estrangulador a 3/8", se desconecta ramal para instalar la brida en la que se conecta el ecómetro.
- 12:25 Se abre pozo con estrangulador de 3/8" y se espera que el pozo estabilice.
- 18:30 Se alinea pozo a medición en batería.



Fig. 4.11 Toma de información en el pozo Muspac 2, (Shaip, 2006 <sup>1</sup>).

Con la sonda de memoria se obtuvieron los siguientes valores en el registro de presión de fondo fluyendo.

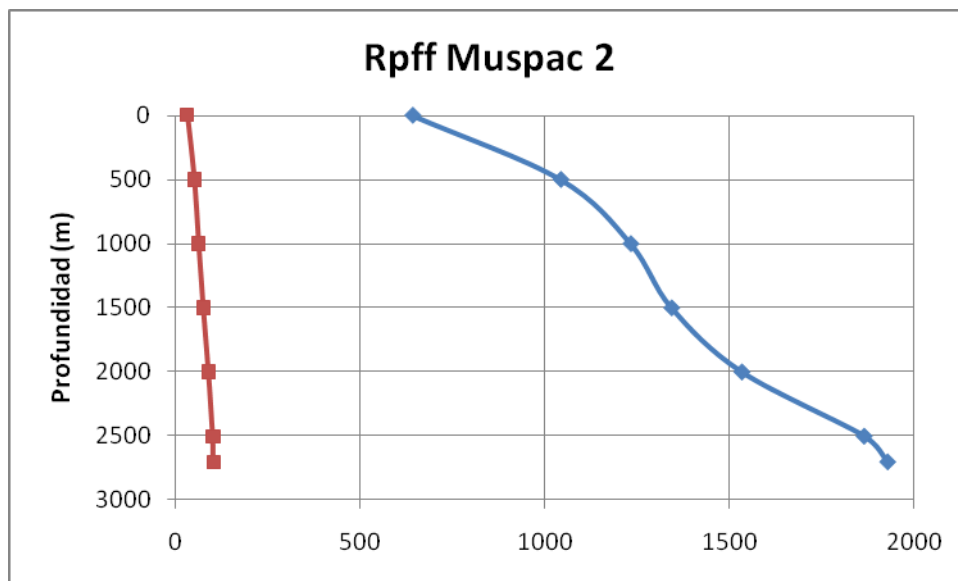


Fig. 4.12 Registro de presión de fondo fluyendo en el pozo Muspac 2, (Shaip, 2006 <sup>1</sup>).

### 18 de mayo de 2006

- 06:30 Termina medición en batería.
- 09:00 Se cierra pozo para curva de incremento.
- 09:20 En espera de estabilización por 24 horas. Se suspende la toma de ecómetros debido a que se alcanzó en cabeza una presión superior a la que puede operar la pistola del ecómetro (1100 psi). Se espera a que el pozo estabilice por curva de incremento. Se recuperan las sondas de memoria registrando datos de presión por estaciones cada 500 metros.
- 11:15 Se abre pozo con estrangulador de  $\emptyset \frac{1}{4}$ ", termina la operación.

Toma de Ecómetros



Fig. 4.13 Toma de ecómetro en el pozo Muspac 2, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

Tabla 4.5 Valores de la toma de ecómetro en el pozo Muspac 2, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

HORA	PRESION (psi)	PWS (psi)	NIVEL (m)
10:27	918	1454	1960
10:45	937	1695	1301
11:00	942	1752	1353
11:19	949	2000	1389
11:49	956	2092	1458
12:05	956	1766	1930
12:22	958	1761	1967
12:38	960	2087.2	1528.7
12:55	962	2057.2	1531.5
13:11	965	2037.6	1528.86
14:41	981	2029.1	1522.67
19:05	1087	1729.6	1984.62
21:59	1075	2120	1549.06

Se obtiene la gráfica siguiente en el registro de presión de fondo a pozo cerrado.

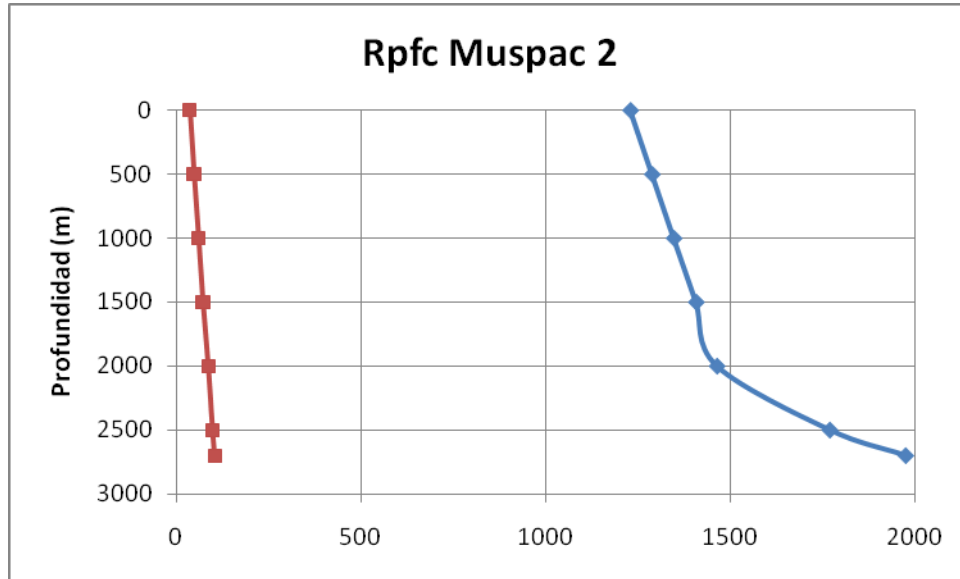


Fig. 4.14 Registro de presión de fondo a pozo cerrado en el pozo Muspac 2, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

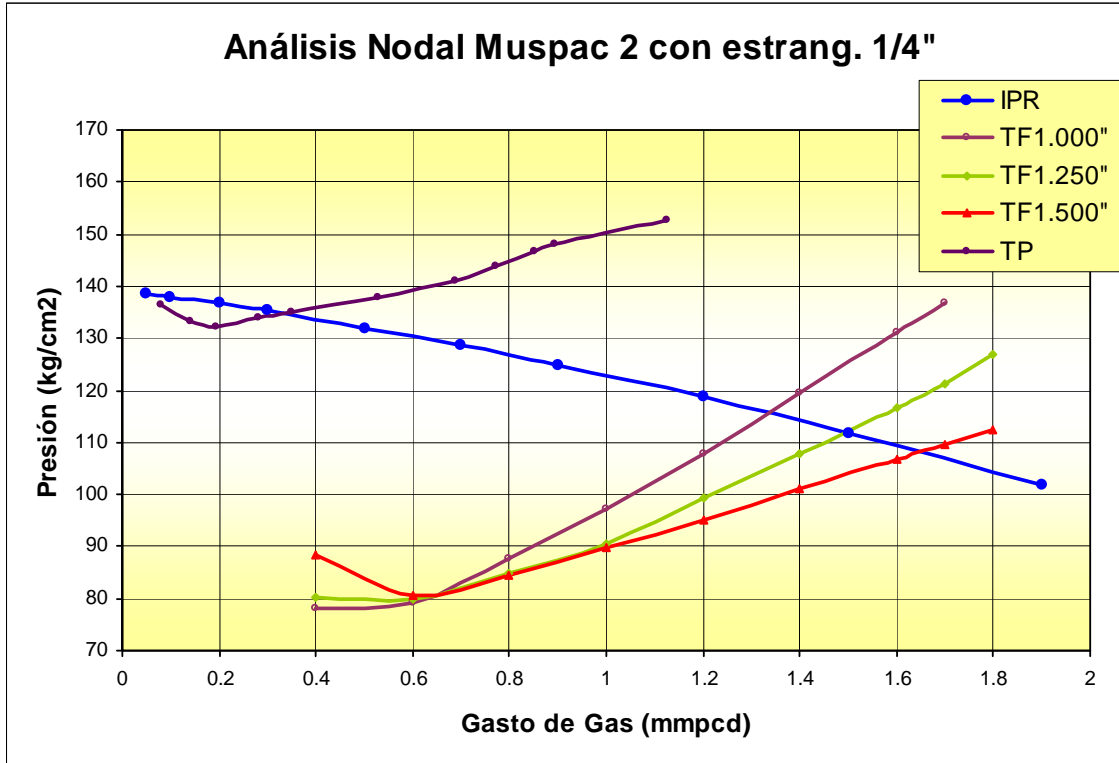
Se analiza la información registrada por las sondas y en la batería:

Tabla 4.6 Valores tomados en la batería, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

Fluido	Gasto	Unidades
Aceite bruto	288	bpd
Aceite neto	117	bpd
Agua	171.2	dpd
Gas	0.28	mmpcd

Con el simulador se calculó la velocidad del gas en la TP a condiciones actuales y así mismo para tres diámetros de TF 1", 1 ¼" y 1 ½".





POZO	Producción de gas (mmpcd)			
	Tp 3 1/2"	EA con Tf de 1 1/2"	EA con Tf de 1 1/4"	EA con Tf de 1"
Muspac 2	0.28	1.64	1.43	1.35

Fig. 4.15 Análisis nodal del pozo Muspac 2 con diferentes diámetros de TF, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

En el comportamiento de la curva de velocidad para Tp de 3 1/2" mostrada a continuación se observa que la velocidad mínima de arrastre está por encima de la velocidad del gas, por lo tanto los líquidos se acumulan en el fondo del pozo generando una contrapresión sobre la cara del yacimiento.

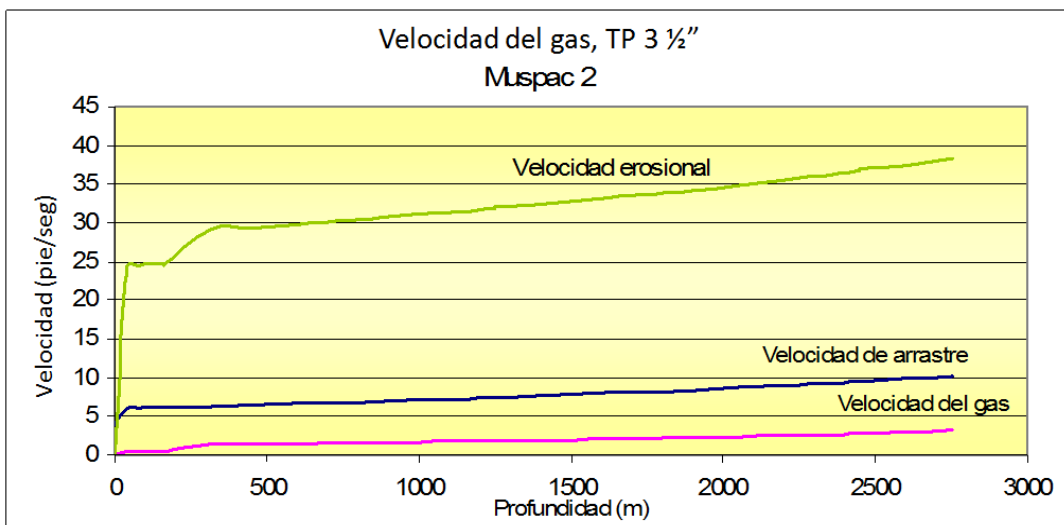


Fig. 4.16 Comportamiento de la velocidad en el pozo Muspac 2, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

Al instalar cualquier tubería flexible (Tf) se observa que las curvas de velocidad del gas por espacio anular y tubería flexible sobrepasa la velocidad mínima de arrastre y así permite que líquido producido, sea barrido a la superficie por el gas.

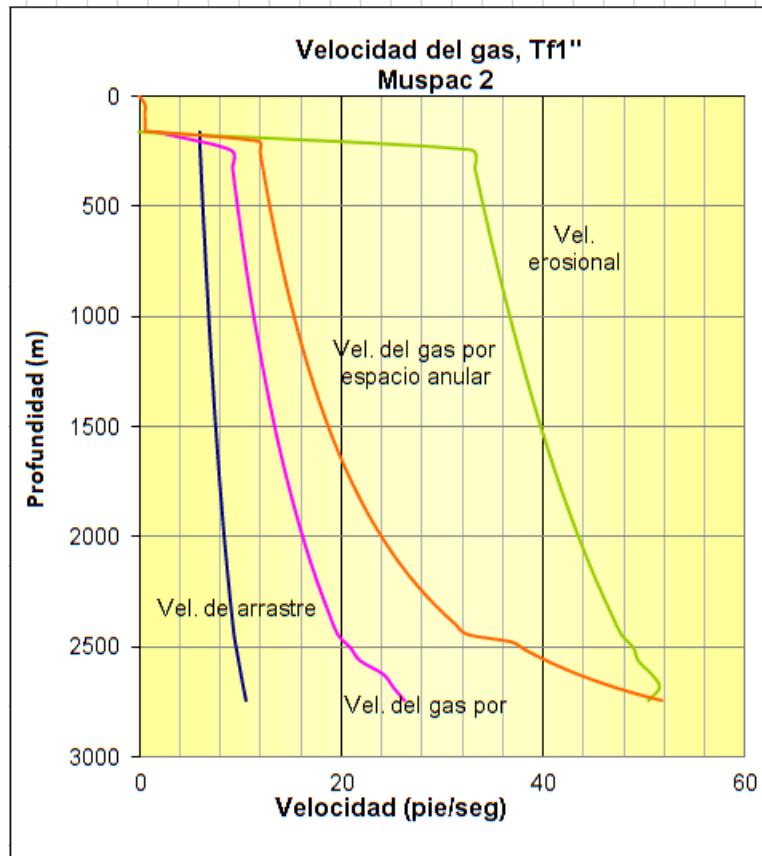


Fig. 4.17 Comportamiento de la velocidad en el pozo Muspac 2 con TF de 1", (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

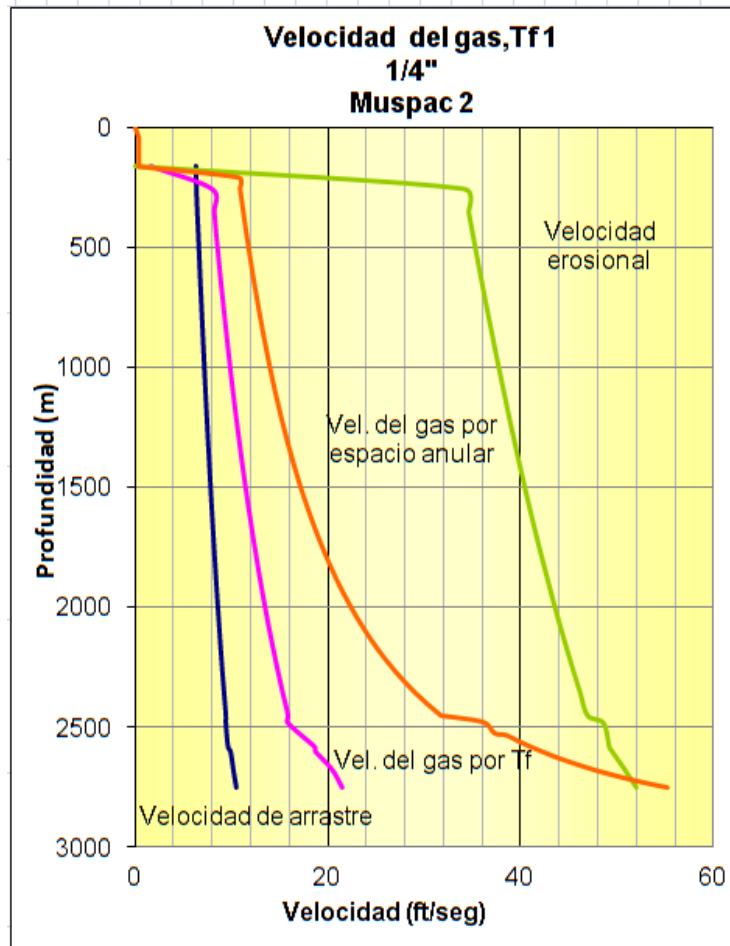


Fig. 4.18 Comportamiento de la velocidad en el pozo Muspac 2 con Tf de 1.25", (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

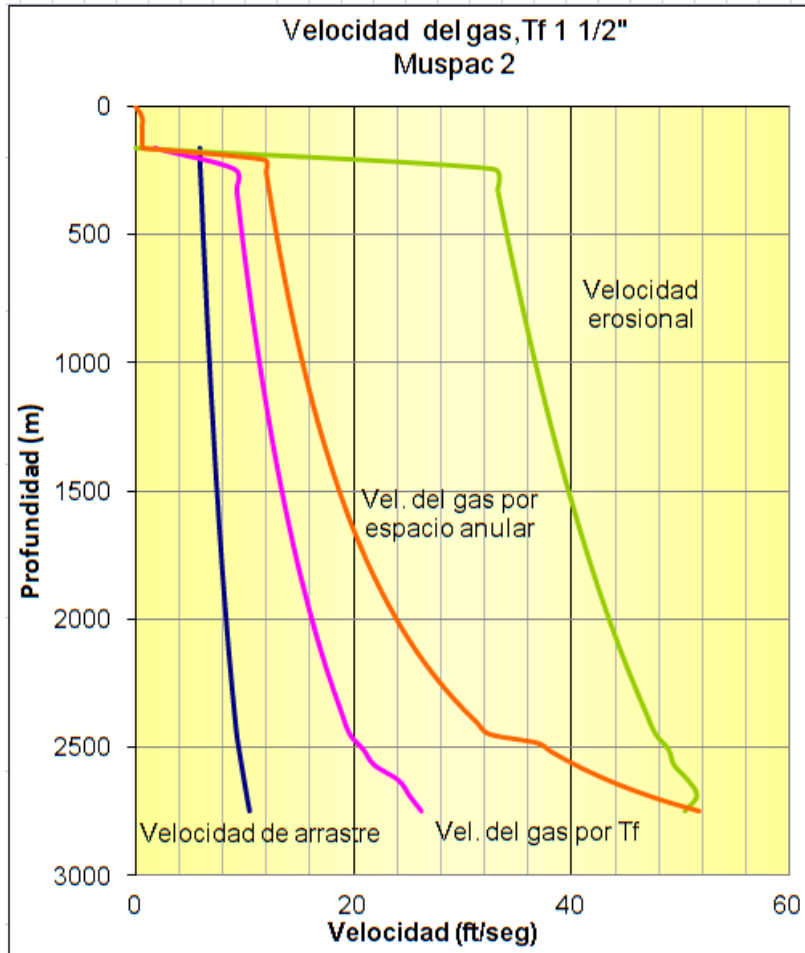


Fig. 4.19 Comportamiento de la velocidad en el pozo Muspac 2 con Tf de 1.5", (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

La toma de información realizada a los pozos Muspac 14 y 51 (no incluidas) permitieron seleccionar entre los tres pozos al pozo Muspac 2 como candidato para la instalación de la nueva alternativa de recuperación de líquidos, con una TF de 1.5 pg a una profundidad de 2770 metros.

El pozo Muspac 14 no se propuso como candidato debido a que no se visualizó una severa problemática de acumulación de líquidos ya que presenta la energía suficiente para arrastrar los líquidos a la superficie, pero es necesario darle seguimiento, ya que en un futuro su energía no va a ser la suficiente como para expulsar los líquidos a la superficie.

En la simulación del Pozo Muspac 51, se consideró lo siguiente:

- El dato de producción fue tomado de históricos de producción, debido a que el pozo no se alineó a medición durante la toma de información, por lo tanto no se dispone del gasto actual.
- El pozo no permaneció fluyendo para realizar un registro dinámico de presiones, por tanto no se dispone de la presión de fondo fluyendo actual para la simulación.

Por lo que la simulación del pozo Muspac 51 no considera las condiciones de producción actuales y por ello no es representativa.

En la Tabla 4.7 se muestran el incremento de la producción con datos después de la toma de información.

Tabla 4.7 Valores del incremento simulado, (Shaip, 2006<sup>1</sup>). \*El dato de gasto que se utilizó para la simulación es de históricos de producción debido a que no se midió durante la toma de información.

POZO	Producción actual (2006)	Producción de gas por (mmpcd)		
		Tf de 1 ½"	Tf de 1 1/4"	Tf de 1"
Muspac 2	0.28	1.64	1.43	1.35
Muspac 14	1.09	2.10	1.922	1.55
Muspac 51	0.56 *	1.72	2.45	3.12

#### 4.7 IMPLANTACIÓN

Con la finalidad de cubrir la parte final del proyecto con una prueba en campo en el pozo Muspac 2 y dado que una de las actividades pendientes consistió en llevar a cabo la ingeniería de detalle para contemplar las conexiones necesarias y suficientes para que opere el sistema según los objetivos del proyecto, se llevó a cabo un levantamiento de campo en el pozo, obteniéndose una memoria fotográfica, dimensionamiento general de las condiciones actuales del árbol de válvulas y un modelo 3D, en el cual se representaron los componentes del sistema de recuperación de líquidos.

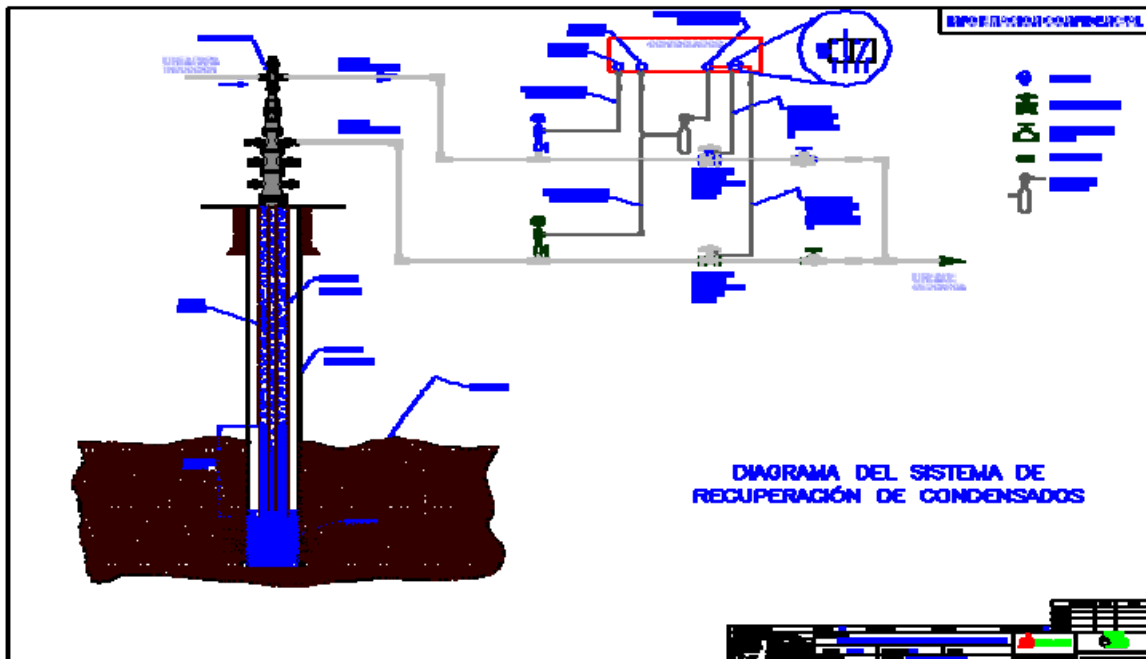


Fig. 4.20 Diagrama del sistema con dimensiones para el pozo Muspac 2, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

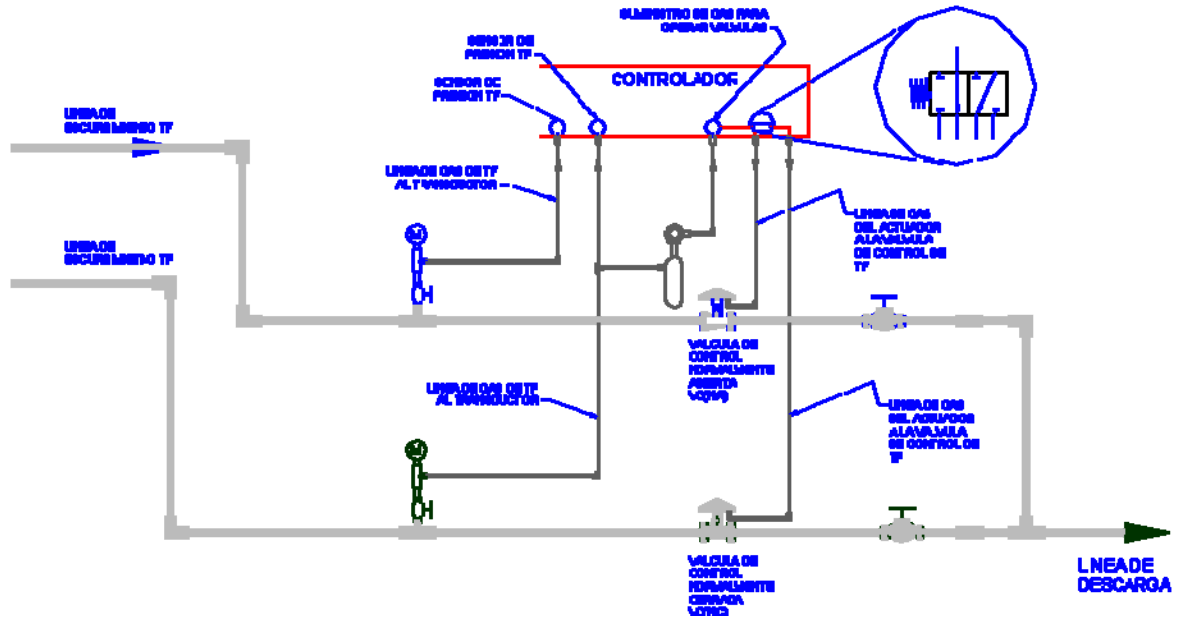


Fig. 4.21 Sistema de control en superficie, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

**Conexiones propuestas para Instalación**

En base al levantamiento realizado en el pozo y partiendo de las conexiones actuales, se procedió a realizar la siguiente propuesta para las conexiones a realizarse en el árbol de válvulas, tomando en cuenta las dimensiones reales de la tubería y componentes instalados así como los elementos que componen el sistema de recuperación de líquidos. (Figs. 4.22 y 4.23)

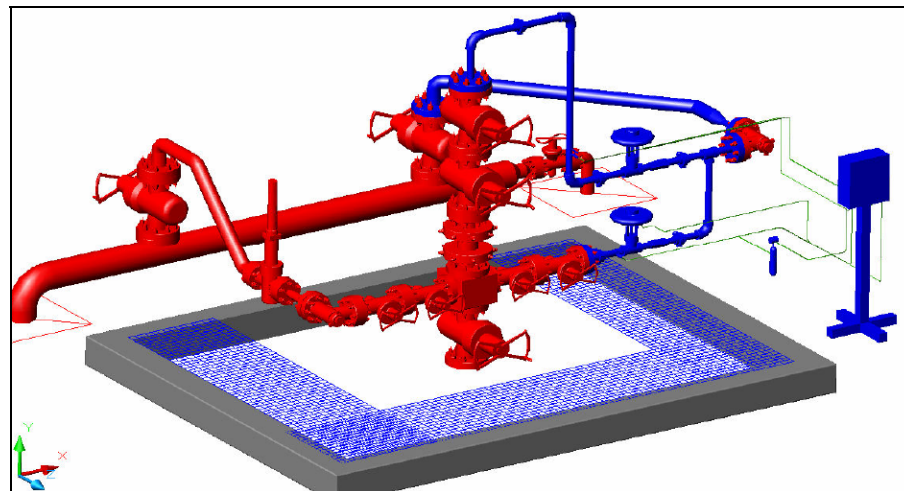


Fig. 4.22 Dimensionamiento general de las condiciones de operación del árbol de válvulas en modelo 3D, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

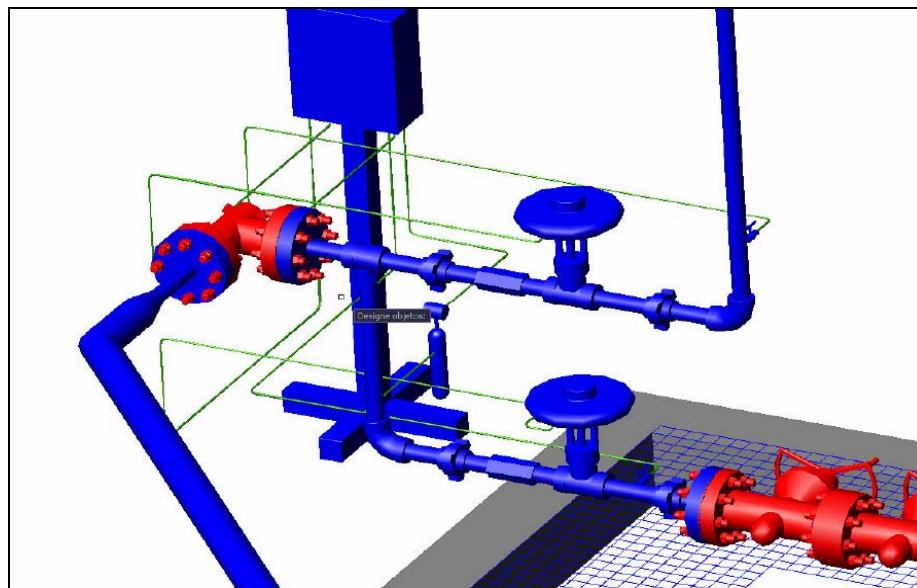


Fig. 4.23 Sistema automatizado de control, válvulas de control en línea de espacio anular y tubería flexible, conexiones necesarias para la instalación del sistema, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

Componentes del sistema de control automatizado. El sistema de recuperación se compone de los siguientes elementos:

#### **Módulo de control**

Es el cerebro del sistema y está basado en un micro-controlador y un banco de memoria tipo EEPROM para almacenamiento del programa de operación y de eventos. Asimismo cuenta con pantalla y teclado para el acceso a las funciones del controlador.

#### **Actuadores y sensores de presión:**

El módulo de control cuenta con sensores de presión con rango de lectura de 0-4000psi, y electroválvulas para el manejo de salidas de presión para actuar válvulas u otros dispositivos neumáticos de baja presión.

#### **Caja de contención:**

El controlador se encuentra instalado dentro de una caja de acero inoxidable tipo Nema 4 para uso en ambientes explosivos.

#### **Celda solar:**

Unidad de 12 volts que recarga una batería interna, proporcionando autonomía al sistema evitando la necesidad de conexión a una toma de corriente.

#### **Válvulas Motoras:**

Se cuenta con dos válvulas motoras, de las cuales una funciona normalmente cerrada y la otra normalmente abierta, las cuales funcionan con un rangos de presión de 0 – 30psi.

Diseño completo en superficie adaptado al pozo Muspac 2.

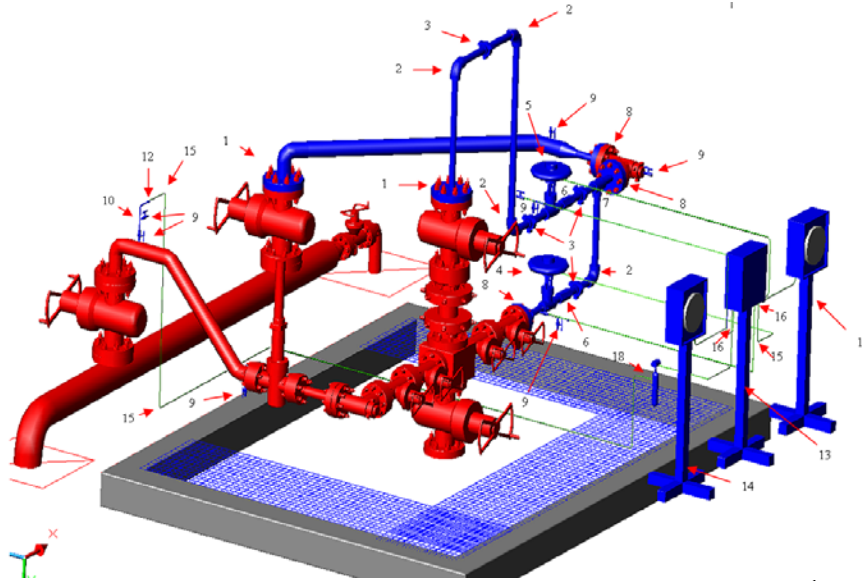


Fig. 4.24 Adaptación de la nueva alternativa al pozo Muspac 2, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

Tabla 4.8 Descripción de los elementos del sistema en la adaptación al pozo Muspac 2, (Shaip, 2006<sup>1</sup>).

	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1	Brida R39	2
2	Codo a 90° NPT 2.0"	4
3	Unión de golpe NPT 2.0"	5
4	Válvula motora normalmente abierta NPT 2.0"	1
5	Válvula motora normalmente cerrada NPT 2.0"	1
6	Válvula check NPT 2.0"	2
7	Conexión T NPT 2.0"	1
8	Brida R27	2
9	Válvula de aguja NPT 1/2"	9
10	Conexión T NPT 1/2"	3
11	Conexión codo a 90° NPT 1/2"	1
12	Conexión T NPT 1/2" caja	3
13	Controlador electrónico	1
14	Manómetros de presión	2
15	Codo para tubing de 1/4" de acero inoxidable	20
16	Conexión T para tubing de 1/4" de acero inoxidable	2
17 (verde)	Tubing de 1/4" diám. acero inoxidable	
18	Cámara de goteo	1



#### 4.8 PRUEBA TECNOLÓGICA

El Programa operativo para la instalación de la nueva alternativa de recuperación de líquidos en el pozo Muspac 2 fue el siguiente:

##### Actividades previas.

1. Reuniones informativas entre las áreas involucradas para la programación de prueba tecnológica.
2. Calibración del pozo con block de impresión de 2”.
3. Toma de registro dinámico y estático de presión de fondo por estaciones cada 500 m/10 minutos.
4. Análisis de registros de presión.

##### Actividades de Prueba Tecnológica:

1. Movimiento de equipo de tubería flexible al pozo Muspac 2.
2. Junta de seguridad en el pozo con personal involucrado.
3. Instalar equipo de control de presión de tubería flexible.
4. Bajar y colgar tubería flexible de 1.5”, 1.527 lb/pie a la profundidad de 2750 metros desarrollados.
5. Instalación de conexiones superficiales con 2 válvulas de control en TP normalmente abierta y en TF. normalmente cerrada y 2 válvulas anti-retorno de 2”, realizando las modificaciones necesarias de acuerdo al diagrama de instalación anexo.
6. Instalar protección para equipo superficial IMP.
7. Instalar equipo de automatización y control con celda solar.
8. Instalar transmisores de presión para monitoreo continuo del pozo en los siguientes puntos:
  - Antes del estrangulador de superficie de 1/4”.
  - Después del estrangulador de superficie.
  - Antes de la válvula de control instalada en la descarga de la tubería de producción.
  - Antes de la válvula de control instalada en la descarga de la tubería flexible. En la línea de suministro de gas al controlador electrónico.
9. Instalar manómetros en los siguientes puntos:
  - Antes de la válvula de control instalada en la descarga de la tubería de producción.
  - Antes de la válvula de control instalada en la descarga de la tubería flexible.
10. Fluir por TF para desplazar los líquidos.
11. Una vez estabilizado el pozo, alinearlos a medición.
12. Programar controlador con base en las presiones determinadas para producir cíclicamente por tubería de producción o tubería flexible.
13. Entregar pozo a producción.

A continuación se presenta la bitácora de la ejecución de la prueba:

**08 de marzo de 2007**

- 08:30 Se reúne el personal para afinar detalles sobre las conexiones superficiales.
- 12: 20 Se inicia el tendido de las conexiones superficiales.
- 12:21 Se inicia cambio de porta estrangulador con bridas R27 a porta estrangulador con brida R24 en 2".
- 12:32 Se retira porta estrangulador y se cambia estrangulador de 1/4" a 3/8".
- 13:30 Se instala válvula normalmente abierta y válvula anti-retorno (check) de 2".
- 13:50 Finaliza la instalación de válvula anti-retorno.
- 14:04 Llega personal de instrumentación para revisar instrumentos y diagrama de líneas.
- 14:56 Inicia habilitación de la línea que conecta la bajante con el arreglo de válvulas anti-retorno (check) y motora.
- 16:24 Se instala el nuevo porta-estrangulador con bridas R24 a 2 pg.
- 17:00 Inicia inspección de las juntas soldadas (con radiografía).
- 18:40 Finaliza las inspección de juntas soldadas.



Fig. 4.25 Instalación de líneas superficiales para el sistema de extracción de líquidos en el pozo Muspac 2, (Shaip, 2007<sup>2</sup>).

**09 de marzo de 2007.**

- 12:36 Termina el arreglo de las conexiones superficiales.
- 13:20 Se colocan los instrumentos de medición.
- 15:00 Se instalan los transmisores de presión y el adquiridor de datos.
- 15:46 Concluye la instalación de transmisores de presión y adquiridor de datos.
- 16:11 Personal de producción instala estrangulador superficial de 3/8".
- 16:40 Se prueba hermeticidad en las conexiones superficiales, se detecta fuga y se procede a corregirla, quedando instalado correctamente.
- 21:00 Se abre pozo para medir presiones.
- 22:00 Al momento de abrir el pozo se observa congelamiento de la línea debido a la caída de presión generada, que posteriormente se elimina.
  
- 23:50 Se intenta hacer producir el pozo por T.F., identificándose que estaba cerrada debido que al conmutar con el controlador el flujo de espacio anular a T.F., fluyó

nitrógeno y no recuperó presión, por lo que se solicitó el retiro de la válvula del extremo de la tubería flexible.

### 10 de marzo de 2007

- 15:03 Llega personal de tanques y tuberías al pozo Muspac 2 y retira las bridas de las conexiones de las válvulas de sondeo.
- 15:19 Se desfoga el pozo.
- 15:21 Inicia el tendido de líneas de unidad de alta presión.
- 15:45 Finaliza tendido de líneas de unidad de alta presión y se prueban conexiones.
- 16:11 No se detecta fuga e inicia llenado de Tubería Flexible (TF).
- 16:19 Se elimina la válvula anti-retorno (check) del fondo, se desmantela unidad de alta presión y se retira del pozo (rompe a 2700 psi).
- 16:32 Personal de tanques y tuberías coloca las conexiones retiradas, para expulsar la válvula anti-retorno (check).
- 21:01 Se abren válvulas laterales.
- 21:05 Se abre pozo y se alinea a batería.
- 21:20 Comienza ajuste del sistema; abriendo TF y re-presionando espacio anular.
- 22:22 Inicia aporte de los fluidos por espacio anular (entre TP y TF).
- 22:54 Se cierra TF y se abre espacio anular.
- 23:33 Se abre espacio anular y se cierra TF.
- 23:45 Se cierra espacio anular y se abre TF.

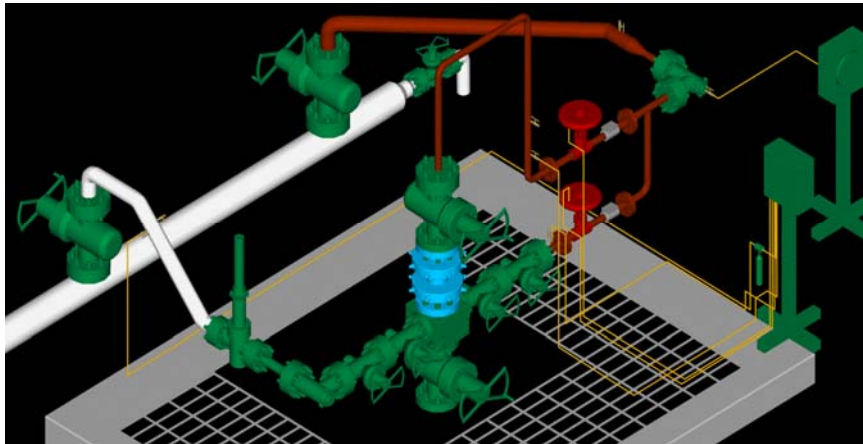


Fig. 4.26 Diagrama final de la adaptación superficial al pozo Muspac 2 de la nueva alternativa de recuperación de líquidos, (Shaip, 2007<sup>2</sup>).

A continuación se muestra la nueva simulación con estrangulador de superficie de 3/8" de diámetro y no con 1/4" con el que se había simulado anteriormente.

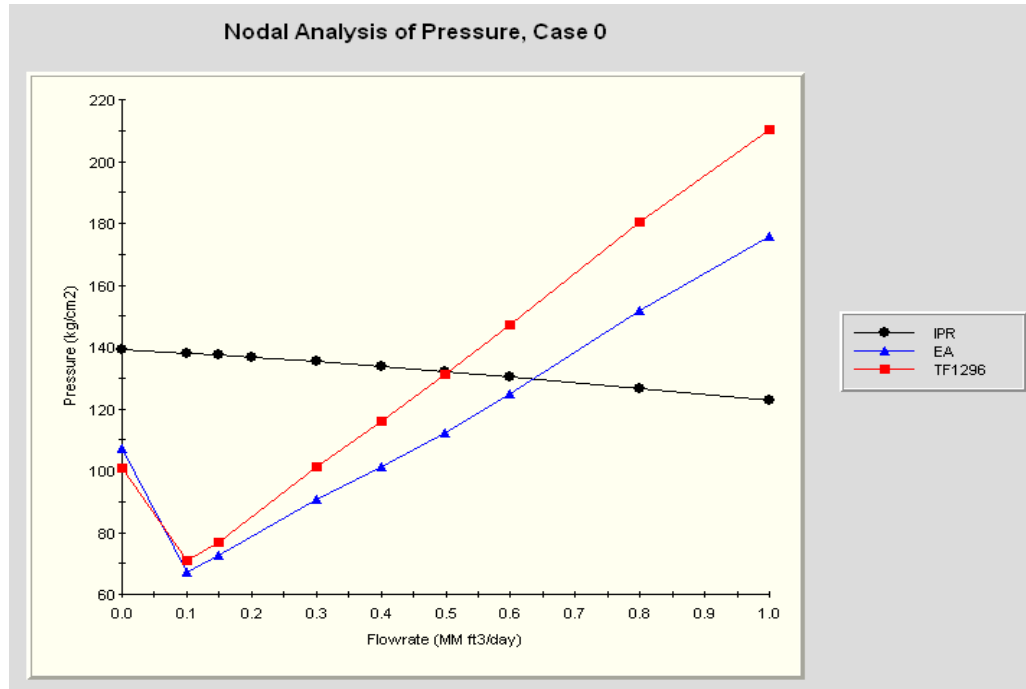


Fig. 4.27 Gráfica de Análisis Nodal Muspac 2 con EDS 3/8" EA y TF, (Shaip, 2007<sup>2</sup>).

Resultados producción de gas por TF de 1.5" y estrangulador de 3/8 pg.

Tabla. 4.9 Resultados de producción por TF y EA por separado, (Shaip, 2007<sup>2</sup>).

	Producción		
	Gas	Aceite	Agua
	mmpcd	bpd	bpd
TF	0.4788	140	66
EA	0.6375	187.4	69.8

## CAPÍTULO 5. ANÁLISIS COMPARATIVO

## 5.1 BENEFICIOS TÉCNICOS

Una vez instalada la nueva alternativa de extracción de líquidos en el pozo Muspac 2, se simularon las condiciones del pozo para predecir las producciones de agua, condensados y gas; en la tabla 5.1 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 5.1 Resultados de la simulación con el comportamiento del sistema, (Shaip, 2007<sup>1</sup>).

Línea de producción	Gas	Aceite	Agua
	mmpcd	bpd	bpd
Espacio Anular	0.57069	167.88	62.53
Tubería flexible	0.049	14.7	6.9
<b>Total</b>	<b>0.619</b>	<b>182.58</b>	<b>69.43</b>
	<b>Gasto gas 0.619</b>	<b>Gasto líquidos 252 bpd</b>	
<b>Tubería flexible</b>	0.4788	140	66

A continuación se muestra el comportamiento de la producción del pozo Muspac 2 antes de instalar el sistema (Fig. 5.1 y Tabla 5.2), donde se observa un comportamiento inestable y se hace evidente la producción diferida ocasionada por el cierre del pozo por presiones igualadas debidas a la acumulación de líquidos en el pozo:

Tabla 5.2 Producción en el pozo Muspac 2 antes de la instalación del sistema, (Shaip, 2007<sup>1</sup>).

FECHA	ESTRAN. (PGS)	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	PRESIONES			% agua rep.	OBSERVACIONES
	diam_TP1		TP rep.	LE rep.			
17-Ago-04	1/4	2123	40	18	61.54	CDO. DE 08:00 A 20 HRS. POR ALTO NIVEL DE TANQUES Y FALLA DE EQUIPO DE BOMBEO	
18-Ago-04	1/4	2123	40	18	61.54	OPERAN 24 HRS. DESPUES DE PONER EN OP'N. EQUIPO PROVISIONAL DE SEPARACION Y BOMBE	
29-Nov-04	1/4	2123	37	15	53.85	AJUSTAN % DE AGUA A 61.5 A 53.8% Y MIDEN POZO	
18-May-05	1/4	3964	37	16	62.50	POZOS QUE AJUSTAN RGA (M3/M3)DE 2123 A 3964,POZOS QUE AJUSTAN AGUA (%DE 53.8 A 62.5 Y MEDIDO	
22-May-06	1/4	3964	14	14	50.00	CDO A LAS 11:30 HRS P/PRESIONES IGUALADAS	
23-May-06	1/4	3964	14	14	0.00	CDO 24 HRS POR PRESIONES IGUALADAS	
25-May-06	1/4	3964	66	14	60.00	15:00 HR ABIERTO DESP DE RECUPERAR PRESION	
26-May-06	1/4	3964	60	14	62.50	OP 24 HR DESPUES DE RECUPERAR PRESION	
04-Ago-06	1/4	3964	66	14	75.00	MEDIDO, INCREMENTA % DE AGUA DE 62.5 A 75	
31-Ago-06	1/4	1982			50.00	MEDIDO	
08-Feb-07	1/4	6500	66		50.00	MEDIDO, AUMENTA RGA DE 1982 A 6500 M3/M3	
03-Mar-07	1/4	6500	66	14	33.33	CDO. DE 12:30 A 17:45 HRS. P/INSTALAR SARTA DE VELOCIDAD	
04-Mar-07	1/4	6500	66	14	50.00	OPERA 24 HRS. DESPUES DE INSTALAR SARTA DE VELOCIDAD	
05-Mar-07	1/4	6500	66	14	0.00	CDO. A LAS 11:50 HRS. POR PRESIONES IGUALADAS	
06-Mar-07	1/4	6500	66	14	0.00	CDO. 24:00 HRS. POR PRESIONES IGUALADAS	
10-Mar-07	1/4	6500			50.00	ABTO A LAS 05:00 HRS D/OPERAR CON VALVULA DE CONTROL DE TIEMPO Y TF	

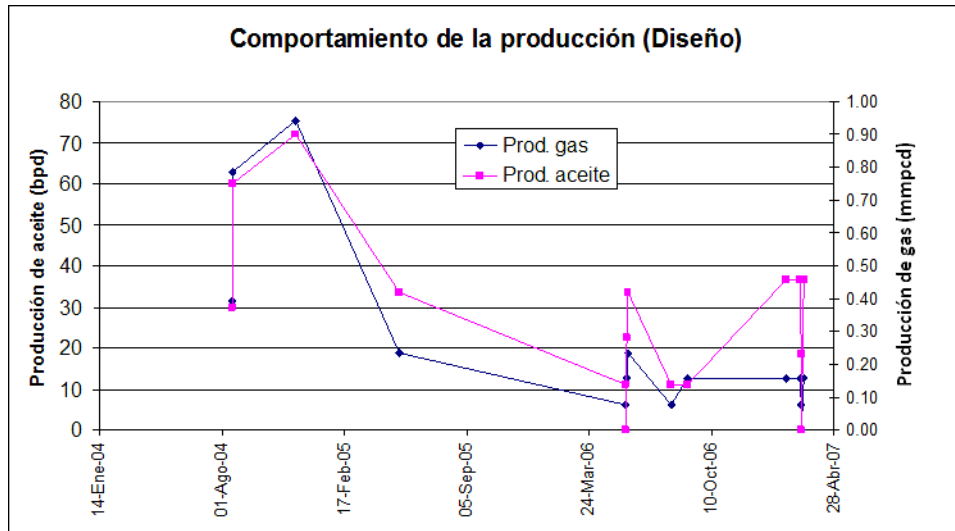


Fig. 5.1 Producción en el pozo Muspoc 2 antes de la instalación del sistema, (Shaip, 2007<sup>1</sup>).

De la gráfica anterior se observa una clara tendencia de declinación de la producción de gas que puede ser asociada al incremento de la producción de líquidos. La información mostrada en la Tabla 5.2, fue tomada directamente de la libreta de mediciones del operador de la batería, por lo que su confiabilidad debe ser tomada con reserva para fines de evaluación de las condiciones de operación del sistema.

Tabla 5.3 Mediciones del operador de la batería, (Shaip, 2007<sup>1</sup>).

FECHA	Qg (MMSCFD)	Qo (bpd)	Qw (bpd)
2005	0.316	118.37	-
2006	0.367	31	-
Marzo 2006	0.441	154	-
Agosto 2006	0.242	-	-
Enero 2007	0.04	-	-

Una vez instalado el sistema de recuperación de líquidos, se tomaron los siguientes registros de presión con el sistema autónomo de control produciendo 4 horas por espacio anular y 30 minutos por tubería flexible.

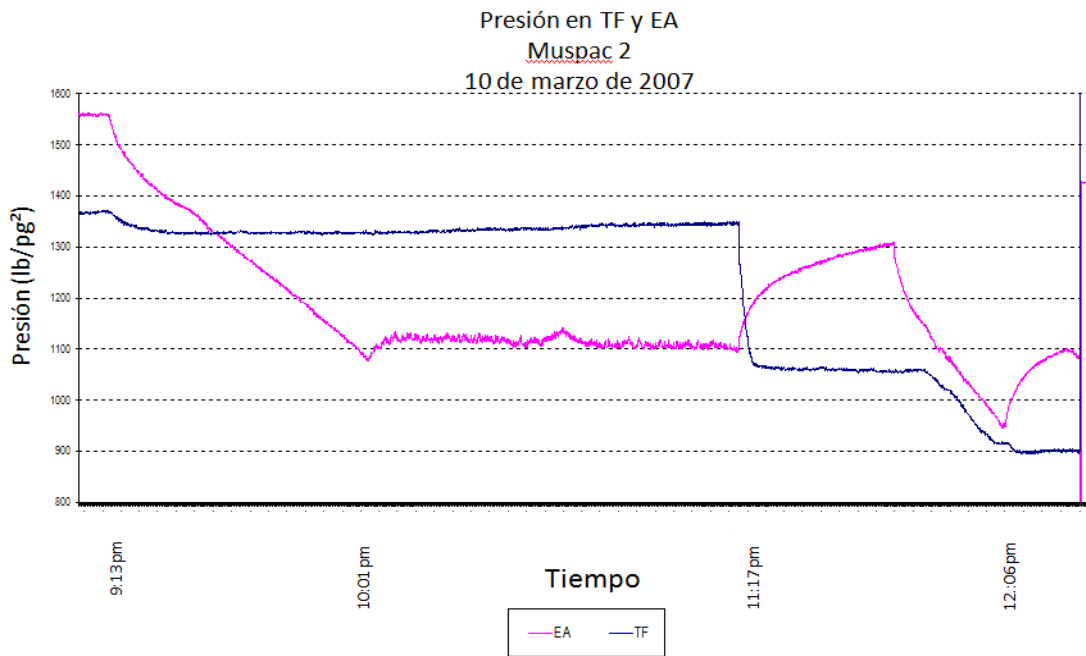


Fig. 5.2.1 Presión en TF y EA en el pozo Muspac 2, (Shaip, 2007).

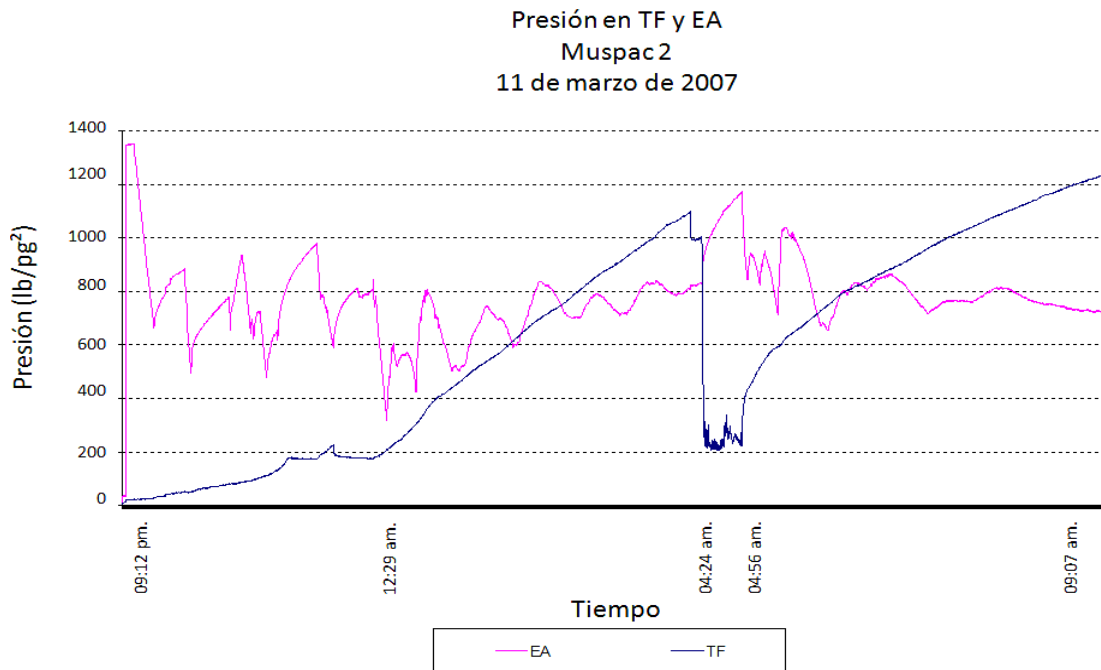


Fig. 5.2.2 Presión en TF y EA en el pozo Muspac 2, (Shaip, 2007).

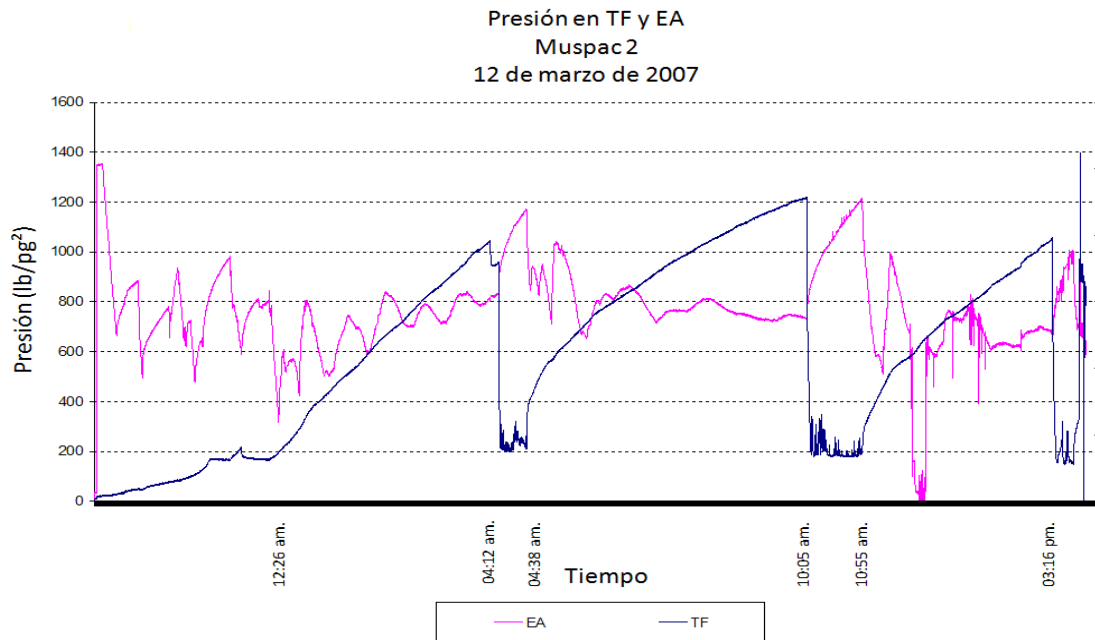


Fig. 5.2.3 Presión en TF y EA en el pozo Muspac 2, (Shaip, 2007).

El comportamiento de las presiones registradas con el pozo operando de manera automática había sido mostrado en informes anteriores, corroborándose con este comportamiento: cuando se produce por T.P. se tiene incremento de presión es espacio anular y viceversa.

En la Fig. 5.5, se muestra claramente el comportamiento de presión en cabeza cuando el pozo produce alternadamente 4 horas por espacio anular y 30 minutos por tubería flexible, que traducido a producción significa que el 92.3% de los fluidos producidos se realiza por espacio anular y únicamente el 7.7 % por tubería flexible, lo anterior debido a que el arrastre de líquidos acumulados en el pozos se realiza a través de ésta, aunado a una menor área de flujo.



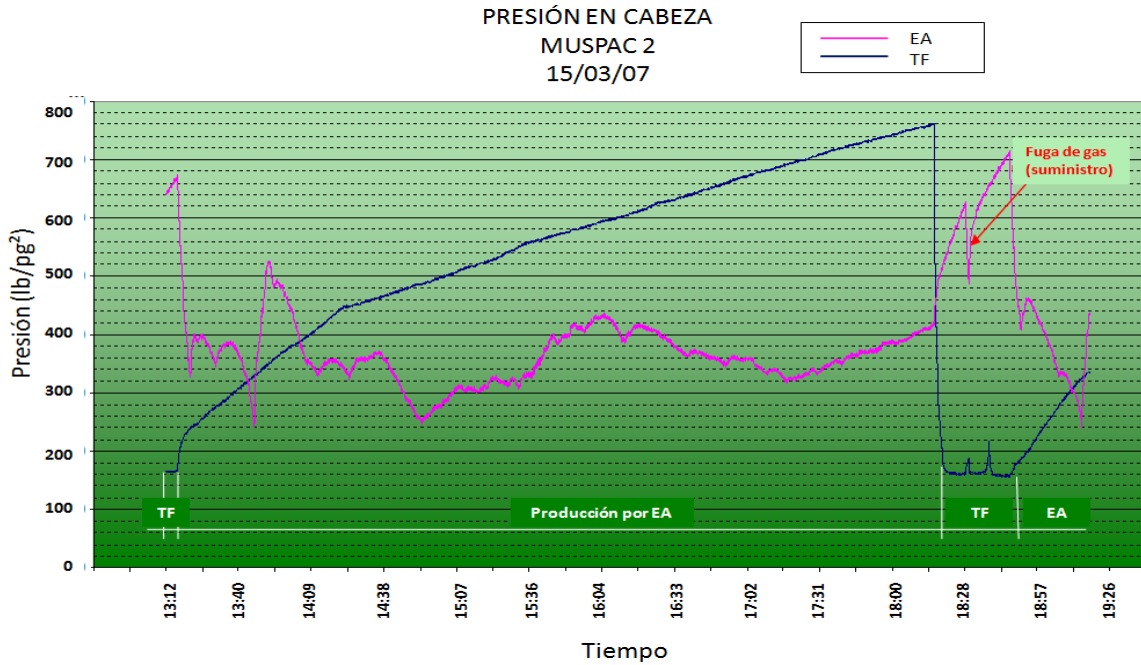


Fig. 5.3 Presión en TF y EA en el pozo Muspac 2, (Shaip, 2007).

En cuanto a la producción, en las Figs. 5.4.1 y 5.4.2 se muestran gráficamente los resultados de la medición de agua, condensados y gas después de la instalación del sistema.

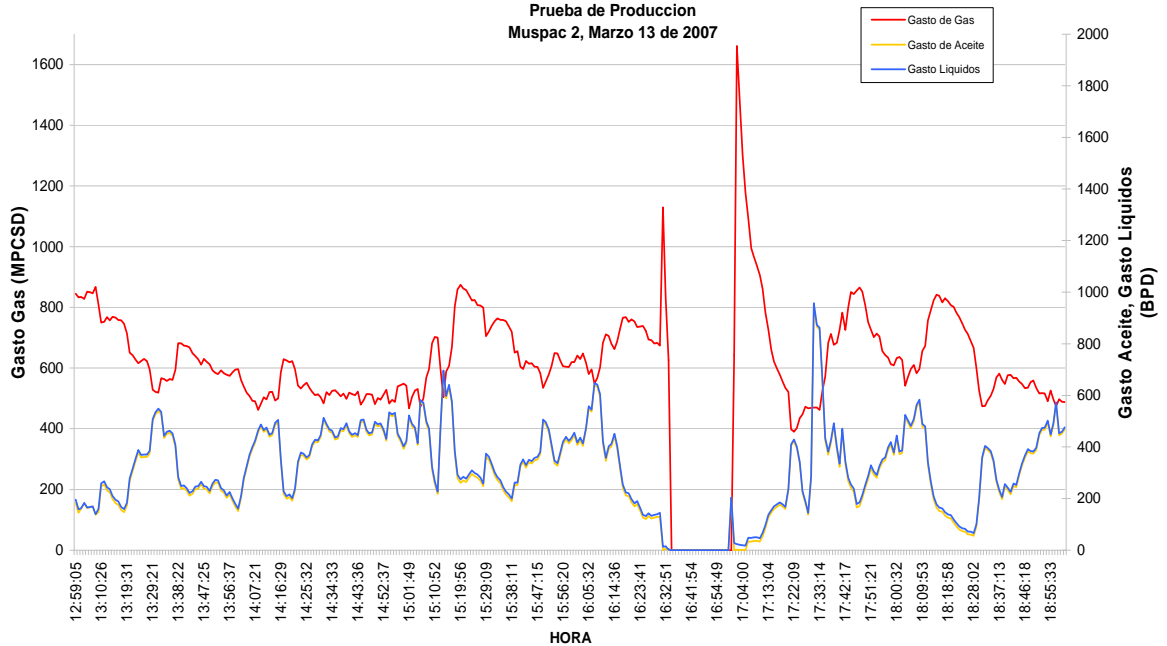


Fig. 5.4.1 Registro de producción por EA y TF en el pozo Muspac 2, (Shaip, 2007).

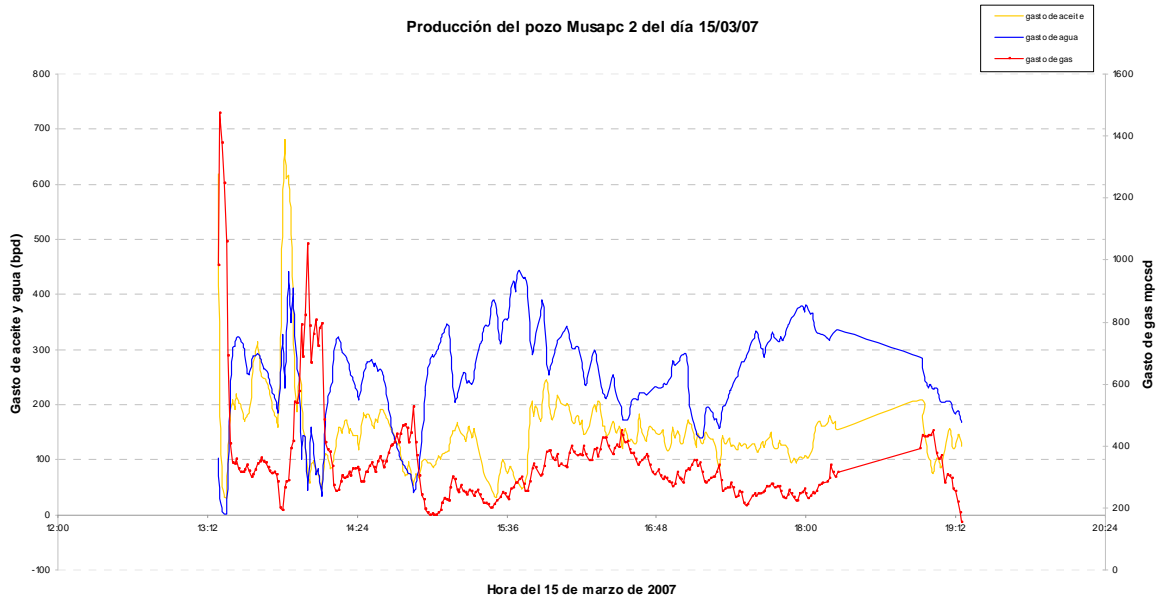


Fig. 5.4.2 Registro de producción por EA y TF en el pozo Muspac 2, (Shaip, 2007).

El comportamiento de los gastos de aceite y gas muestran una tendencia ascendente y el agua descendente, esta circunstancia se mantendrá hasta alcanzar condiciones estabilizadas asociadas a la determinación del tiempo óptimo de producción conmutada por espacio anular o tubería flexible.

Otro aspecto relevante, es que al instalar el equipo de medición a boca de pozo se tiene un incremento en la presión en cabeza debido al requerimiento adicional de presión por lo que la producción en este intervalo de tiempo es menor al que se tiene en condiciones normales de producción.

## 5.2 BENEFICIOS ECONÓMICOS

Los beneficios económicos obtenidos se pueden visualizar considerando lo siguiente:

### Costos:

- Costo IMP, incluyendo equipos y materiales, actividades y viáticos, aprox.: \$941,667 MXP.
- Costo de la TF e instalación (cubiertos por PEP), aprox.: \$1'000,000 MXP.
- Total de costos: \$1'941,667 MXP.

### Producción:

- $Q_{o\text{prom}}$  y  $Q_{g\text{prom}}$  antes de la instalación del sistema de recuperación IMP (06/03/07)= 0 bpd y pcd respectivamente.

- $Q_{o_{prom}}$  reportado por el batería después de la instalación del sistema (31/03/07)= 217bpd.
- $Q_{g_{prom}}$  después de la instalación del sistema (31/03/07)= 0.273 mmpcd.

Recuperación de la inversión: (\* Datos actualizados a marzo de 2007)

- Precio de la mezcla mexicana por barril: 40.03 USD/bl (\$440MXP/bl)\*.
- Precio del gas por mmBTU: 6 USD (\$65.94 MXP)\*.
- $(Utilidad/día)_{aceite} = \$95,480$  MXP.
- $(Utilidad/día)_{gas} = \$18,018$  MXP.
- Beneficio obtenido/día = \$113,498 MXP/día (menos costos operativos, aprox.:\$6,800 MXP).
- Tiempo de recuperación de la inversión: \$1'941,667 MXP / \$113,498 MXP/día = **17 días**.

Se puede notar que el tiempo de recuperación es extremadamente corto en relación a muchos otros tipos de inversiones.

- $Q_{g_{prom}} = 0.04$  mmpcd antes de la instalación del sistema (06/03/07).
- $Q_{g_{prom}} = 0.358$ mmpcd después de la instalación del sistema (15/03/07).
- Precio de gas natural 6 USD/mmBTU.
- Ganancia por día \$2,148.00 MXP.

Ganancia total por día de producción del pozo Muspac 2 con sistema automatizado de recuperación de líquidos **\$60, 292 MXP**.

Del 11 al 20 de marzo de 2007, el pozo generó la ganancia de **\$602,920 MXP**, por lo que se concluye que el costo de inversión de sistema se paga en menos de 15 días de operación, siendo conservadores en la variación de la producción de gas.

## CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Actualmente existen diversos desarrollos teóricos y prácticos enfocados al problema de la acumulación y extracción de líquidos en pozos de gas; así como éstos poseen limitaciones en su aplicación y considerando que, en general, todos los pozos se comportan en forma particular, diferente entre sí, se hace necesario que la búsqueda de la solución a este problema se realice mediante un estudio minucioso y específico para cada pozo; dentro de los desarrollos teóricos, el modelo de la velocidad crítica de Turner, a pesar de ser el primero, sigue utilizándose por la asertividad de sus resultados y practicidad de su aplicación. En el caso de los desarrollos prácticos, los más antiguos, han sido mejorados, y aunque los nuevos pretenden ampliar su rango de aplicabilidad, hasta ahora ninguno representa una solución general.

La nueva alternativa para la recuperación de líquidos en pozos de gas, es un sistema que, combina el principio de reducción de diámetro utilizado en la sarta de velocidad y un sistema de control de válvulas en superficie que permiten coordinar automáticamente la producción por la tubería flexible o el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería flexible, siendo posible la recuperación de líquidos, permitiendo que la producción del pozo sea continua y se prolongue su vida productiva. De acuerdo a este estudio, se obtiene las siguientes conclusiones:

1. El sistema permitió resolver la intermitencia del flujo y mejorar la tendencia de abatimiento de producción del pozo Muspac 2.
2. Las especificaciones técnicas requeridas por la herramienta son: producción con RGA entre 1000 y 10,000 ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ ), presión de fondo mayor a 1500 (psi) ( $105 \text{ kg/cm}^2$ ), y con tubería de producción libre, es decir, sin estrangulador de fondo o alguna obstrucción.
3. Con la instalación del sistema se logró estabilizar el flujo, permitir una producción continua en el pozo, además no presenta restricción de aplicación en cuanto a la profundidad de éste. Por lo anterior, el sistema se posiciona ventajosamente respecto a las otras tecnologías descritas en este documento, siendo así una tecnología innovadora que podría incorporar la solución de los problemas que en su conjunto no han podido resolver las otras.
4. Además de programarse por sí misma de acuerdo a los cambios operativos, el sistema cuenta con un sistema híbrido que le proporciona energía de manera limpia, a través de un panel solar, para alimentar el sistema electrónico de control; por lo tanto, desde el punto de vista de consumo de energía la invención es autosustentable, eliminando los costos de instalación y operativos de una fuente de energía eléctrica; además, representa una alternativa viable para pozos aislados, ya que no requiere supervisión continua.

5. Del análisis de la información proporcionada de algunos pozos del Campo Muspac, los pozos 2, 14 y 51, cumplieron con las especificaciones mecánicas para la instalación de la herramienta. Con la información disponible, se realizó una simulación inicial, de la que se observa, en los tres pozos, que el flujo en la tubería de producción tenía altas caídas de presión a gastos pequeños, y que con la instalación de una tubería flexible se impide la formación de líquidos en el fondo, además de optimizar el diámetro de ésta de acuerdo a la velocidad crítica necesaria en cada pozo.
6. Debido a la ausencia de datos, se realizaron pruebas de variación de presión-producción en los pozos, con lo que se determinó lo siguiente:
  - El pozo Muspac 14 es capaz de fluir por sí solo.
  - El pozo Muspac 57 no pudo alinearse a medición.
  - El pozo Muspac 2 es candidato.
7. Con la nueva simulación se estableció que:
  - El pozo Muspac 14 requerirá en un futuro TF.
  - El pozo Muspac 51 no es candidato para realizar la prueba tecnológica.
  - El pozo Muspac 2 requiere TF de 1.5" a una profundidad de 2770 (m).
8. Instalado el sistema en el pozo Muspac 2, se produjo 92.3% del tiempo por espacio anular entre TP y TF, y 7.7% por TF, y se logró incrementar la producción de 0 bpd y 0.046 mmpcd, de aceite y gas respectivamente, a 217 bpd y 0.273 mmpcd. Esto significa un gran éxito en un pozo que se contemplaba cerrar.
9. Con base en los precios del aceite y del gas de marzo de 2007, se estimó la recuperación de la inversión en un tiempo de 17 días, menos tiempo que el requerido en una reparación menor.
10. La calidad requerida en la información, para la selección del pozo candidato, es de gran importancia.

Al resultar satisfactoria la prueba tecnológica, se proporcionan las siguientes recomendaciones para mejorar el proceso de selección y operación de los pozos donde se pretenda instalar cualquier tecnología nueva:

1. Disponer de pozos en condiciones problemáticas pero aceptables, permitirá probar de manera correcta la eficacia de las nuevas tecnologías, evitando así una errónea concepción de éstas y con ello generar un obstáculo para su incorporación en la industria.
2. Una vez seleccionados los pozos candidatos, debe planearse con la debida anticipación la intervención para instalar esta tecnología e incorporar la producción al Programa

Operativo Mensual (POM) o al Programa Operativo Anual (POA) y así fortalecer la cartera de proyectos del Activo.

3. Para efectos de un mejor análisis de resultados, es de gran ayuda que la infraestructura superficial en los pozos, permita la toma de información individual, así como la modificación de ésta para la instalación de la nueva tecnología.
4. La consolidación del sistema presentado como nueva tecnología, es necesario realizar más pruebas tecnológicas que la sometan a diferentes condiciones y permitan validar sus rangos de efectividad.

Con el desarrollo exitoso de la prueba tecnológica en el pozo Muspac 2, se integra un prototipo desarrollado por ingenieros mexicanos al mercado nacional y se abre un camino de posibles aplicaciones a pozos con problemas de formación de columna de líquidos, como es el caso de aproximadamente 20 pozos candidatos dentro del Campo Muspac y probablemente muchos más en el Distrito de Macuspana. Es inevitable pensar en el beneficio a la producción de gas con la extensión de este prototipo, una vez que haya sido aprobado como nueva tecnología, en las diversas regiones productoras de gas no asociado como en la Cuenca de Burgos, Lankahuasa, Playuela y Plataforma Continental del Golfo de México.

La incorporación de nuevas tecnologías y mejoras a las existentes diseñadas por ingenieros mexicanos para resolver problemáticas actuales, permitirá la formación de un ciclo sólido de producción de infraestructura innovadora en nuestro país, que se provea de los recursos para retroalimentarse y permita que sus beneficios se extiendan en diversos sectores además del energético.

Es de suma importancia que así como se desarrollen y prueben nuevas tecnologías, exista la visión sobre la comercialización internacional de éstas y sirvan como una fuente de renombre y recursos adicionales al país.

## BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

## CAPÍTULO 1

1. CARR, N. L., Kobayashi, R., and Burrows, D. B. *Viscosity of Hydrocarbon Gases Under Pressure*. Trans. AIME, 1954.
2. CUAUTLI HERNÁNDEZ, María Elena. *Tesis de licenciatura: Propiedades de los fluidos petroleros y aplicaciones*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2005.
3. KATZ, D. L., et al. *Handbook of Natural Gas Engineering*. Mc. Graw-Hill Book Co., Inc., New York City, 1959.
4. MC CAIN, Jr. William D. *The Properties of Petroleum Fluids*. The Petroleum Company. Second Edition, 1990.
5. RAMÍREZ SABAG, Jetzabeth, Gerardo Lozano Villajuana y Rodolfo Carlos Pérez Tavares, *Productividad de pozos petroleros*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2007.
6. RODRÍGUEZ NIETO, R. y colaboradores, *Apuntes de la asignatura: Principios de Mecánica de Yacimientos*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2005.
7. RUBIO MÉNDEZ, Juan Carlos. Tesis de licenciatura: Explotación de Yacimientos de Gas y Condensado. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 1985.
8. SATTER, Abdus and John Campbell. *Non-Ideal Behavior of Gases and Their Mixtures*. SPE 566, December 1963.
9. WICHERT, E. and Aziz, K. *Compressibility Factor of Sour Natural Gases*. Can. J. Chem. Eng., April 1971.

## CAPÍTULO 2

1. ISLAS CASTELÁN, María Rufina. Tesis de licenciatura: *Conceptos Básicos del Comportamiento de Yacimientos*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2006.
2. RAMÍREZ SABAG, Jetzabeth, Gerardo Lozano Villajuana y Rodolfo Carlos Pérez Tavares, *Productividad de Pozos Petroleros*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2007.
3. RODRÍGUEZ NIETO, R. y colaboradores, *Apuntes de la asignatura: Principios de Mecánica de Yacimientos*. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2005.
4. GOVIER, G. W., *Theory and Practice of the Testing of Gas Wells*. Alberta, Canadá, Energy, Resources conservation board, third edition, 1975.
5. SOLESA, Miso, Otoniel Morales Martínez, *Solución Integral para tratar el Problema de Carga de Líquido en Pozos de Gas del Campo Burgos*. WCP-ALS, México Norte, SLB, 2006.

**CAPÍTULO 3**

1. BEGGS, H. Dale, *Gas Production Operations*. Tulsa, USA, OGCI Publications, 1984.
2. GOOL, Frank van y Peter K. Currie. *An Improved Model for the Liquid-Loading Process in Gas Wells*. SPE, april, 2007.
3. GUO, Boyun, Ali Ghalambor y Chengcai Xu. *A Systematic Approach to Predicting Liquid Loading in Gas Wells*. SPE, february, 2006.
4. LEA, James, Henry Nickens, Michael Wells, *Gas Well Deliquification, Solution to Gas Well Liquid Loading Problems*. Elsevier Science, Gulf professional publishing, 2004.
5. LI, Min, Shilun Li y Liang Tian Sun. *New View on Continuous-Removal Liquids from Gas Wells*. SPE, february 2002.
6. 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, november, 2000.
7. 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.

**CAPÍTULO 4**

1. SHAIPI (Grupo de Sistemas y Herramientas para la adquisición de información en Pozos del IMP), *Informe Técnico: Sistema de recuperación de líquidos en pozos productores de gas*. IMP, México, 2006.
2. SHAIPI, *Informe Técnico: Prueba Tecnológica Muspac 2*. IMP, México, 2007.

**CAPÍTULO 5**

1. SHAIPI, *Informe Técnico: Prueba Tecnológica Muspac 2*. IMP, México, 2007.