

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,  
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA



**ESTABLECIMIENTO DE PROCESO DE VALIDACIÓN Y  
AJUSTE DE PARÁMETROS PVT EN EL LABORATORIO**

TITULACION POR ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS  
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO DE PETROLEO

ELABORADO POR:  
MARÍA ELENA RUIZ LÓPEZ

PROMOCION 1995-0

LIMA – PERU

**2007**

# CONTENIDO

|  |           |
|--|-----------|
| <b>I.- OBJETIVO</b>  | <b>4</b>  |
| <b>II.- RESUMEN</b>  | <b>4</b>  |
| <b>III.- INTRODUCCION</b>                                    | <b>5</b>  |
| Estudios PVT de Petr6leos Negros                             | <b>6</b>  |
| <b>IV.- ANALISIS PVT</b>                                     | <b>8</b>  |
| <b>V.- MARCO TEORICO</b>                                     | <b>9</b>  |
| Ejemplo de c6lculo   | <b>12</b> |
| <b>VI.- DEFINICIONES DE PARAMETROS BASICOS DE PVT</b>        | <b>14</b> |
| <b>VII.- PRUEBAS PVT EN LABORATORIO</b>                      | <b>15</b> |
| <b>7.1.- PRUEBA DE LIBERACION INSTANTANEA</b>                | <b>15</b> |
| Ejemplo de C6lculo   | <b>18</b> |
| <b>7.2.- PRUEBA DE LIBERACI6N DIFERENCIAL</b>                | <b>19</b> |
| Ejemplo de C6lculo   | <b>21</b> |
| <b>7.3.- PRUEBA DE LIBERACI6N A VOLUMEN CONSTANTE</b>        | <b>24</b> |
| <b>7.4.- PRUEBA DE SEPARADORES</b>                           | <b>27</b> |
| <b>VIII.- PROCESO VALIDACION Y AJUSTE DEL ANALISIS PVT</b>   | <b>30</b> |
| <b>8.1 Acondicionamiento del pozo</b>                        | <b>31</b> |
| <b>8.2 Validaci6n de la Composici6n del Fluido</b>           | <b>32</b> |
| <b>8.3 Validaci6n de la Prueba de Liberaci6n Instant6nea</b> | <b>32</b> |
| Ejemplo de c6lculo   | <b>35</b> |
| (a) Determinaci6n del Volumen Relativo                       | <b>36</b> |
| (b) Determinaci6n de la Funci6n "Y"                          | <b>38</b> |
| <b>8.4 Validaci6n de la Prueba de Liberaci6n Diferencial</b> | <b>40</b> |
| Ejemplo de C6lculo:  | <b>43</b> |

|   |           |
|---|-----------|
| <b>8.5 Ajuste de los resultados PVT</b>                                     | <b>45</b> |
| Ejemplo de Cálculo  | 47        |
| (a).- Cálculo de la función “Y” y ajuste de línea recta                     | 48        |
| (b).- Extrapolar la función “Y” hasta la nueva presión de burbuja           | 50        |
| (c).- Recalcular los volúmenes relativos a la nueva $P_{b.a}$               | 50        |
| <b>8.6 Ajuste del factor volumétrico del petróleo y del gas en solución</b> | <b>51</b> |
| Ejemplo de Cálculo  | 54        |
| Presión, psia   | 55        |
| <b>IX.- CONCLUSIONES</b>  | <b>57</b> |
| <b>X.- BIBLIOGRAFÍA</b>   | <b>58</b> |

## **ESTABLECIMIENTO DE PROCESO DE VALIDACION Y AJUSTE DE PARAMETROS PVT EN EL LABORATORIO**

### **I.- OBJETIVO**

El objetivo del presente informe está referido a establecer un proceso de validación para los parámetros PVT que provienen de resultados logrados por experimentos en pruebas de laboratorio. Estos parámetros PVT, a su vez serán utilizados en estudios de Simulación Numérica, que finalmente permitirán la estimación de los volúmenes de hidrocarburo para lograr un adecuado diseño de las facilidades de superficie.

### **II.- RESUMEN**

El presente trabajo muestra los cálculos correspondientes al estimado de los parámetros PVT ( $P_b$ ,  $B_o$ ,  $R_s$ ), proveniente de las pruebas de laboratorio denominadas (1) Liberación Diferencial, (2) Liberación Instantánea y (3) Liberación en Separador.

Sobre la base de los cálculos iniciales para establecer los parámetros PVT, se propone un proceso de validación y ajuste, a fin de lograr lo siguiente:

- (1) Comprobar que las mediciones de laboratorio tengan la consistencia adecuada, conforme la teoría de Ingeniería de Reservorios,
- (2) Apoyar en las aplicaciones, sobre la base de que los resultados logrados en el laboratorio, realizadas sobre muestras

representativas, permitirán reproducir efectivamente las características del fluido del yacimiento y,

- (3) Que los resultados de la prueba PVT, permitan ser utilizados en la estimación del comportamiento de producción del yacimiento.

Los métodos que forman parte del proceso de validación tienen grados de rigurosidad variables, pudiendo ser balances de masa, ajustes usando funciones estadísticas o simplemente manipulaciones gráficas.

El proceso de validación es importante, considerando que cuando se mide diferentes crudos, el mas pesado tiene menor volumen de gas disuelto, y el cambio de compresibilidad que experimenta al pasar de estado subsaturado a estado saturado es mucho más sutil y es más difícil entonces de detectar en el laboratorio.

El proceso presentado, y para el caso especial de las pruebas de Liberación Instantánea, se validan por medios estadísticos con auxilio de la función "Y".

### **III.- INTRODUCCION**

Los estudios PVT están orientados para representar o duplicar en el laboratorio, el comportamiento de los fluidos de reservorio durante las etapas normales de explotación de los yacimientos. Algunos de estos procesos que ocurren en el reservorio pueden reproducirse, con razonable representatividad, a escala de laboratorio, pero otros procesos sólo pueden aproximarse en forma muy simplificada. En consecuencia, resulta muy importante comprender la representatividad de los estudios de laboratorio para los distintos tipos de fluidos y para los diferentes reservorios.

## Estudios PVT de Petr6leos Negros

Durante la depletaci6n del reservorio, el gas disuelto se libera por dos v6as diferentes:

1. El petr6leo que permanece en el reservorio libera el gas (a temperatura de reservorio) mediante un proceso continuo mientras cae la presi6n del sistema.
2. El petr6leo que alcanza los punzonados (baleo), sufre una serie de equilibrios intermedios, en el tubing y la tuber6a de producci6n, hasta alcanzar el sistema de separaci6n de gas y petr6leo en superficie, donde se produce la separaci6n efectiva de las fases. El gas y el petr6leo como fluidos separados se logra en los sistemas de separaci6n y, por lo tanto, las composiciones y vol6menes de gas y petr6leo est6n gobernados por las condiciones de presi6n y temperatura del separador de superficie. Los equilibrios intermedios no se consideran como casos de estudio puesto que no afectan el estado final al no producirse la separaci6n de los fluidos (la totalidad de los fluidos que alcanzan los punzonados llegan hasta el separador de superficie)

El sistema reservorio-superficie, involucra diversas situaciones intermedias, tal como por ejemplo, una parte del gas se separa a condiciones de reservorio y otra parte en las instalaciones de superficie. Este es el caso de todos los reservorios que contienen petr6leos producidos con posterioridad al momento en que la depletaci6n genera una presi6n de reservorio inferior a la presi6n de burbuja del sistema.

**Ejemplo:** El petr6leo producido 10 a6os despu6s de iniciada la explotaci6n, permaneci6 en el reservorio durante esos 10 a6os, sufriendo todos los procesos generados por el cambio de las variables termodin6micas (principalmente presi6n, liberaci6n del gas disuelto y cambios de viscosidad). Posteriormente, cuando se encuentra en superficie e ingresa al circuito de producci6n, el gas

remanente en solución es liberado a las condiciones fijadas por las instalaciones de superficie.

Teniendo en cuenta lo ya expuesto, el estudio PVT convencional de los petróleos negros está diseñado para representar ambos procesos.

- El primero de los mecanismos (condiciones de reservorio) se representa mediante el estudio de Liberación Diferencial<sup>a</sup> a temperatura de reservorio.
- El segundo proceso (condiciones de separador) se estudia mediante una Separación Flash<sup>b</sup> en condiciones de separador.

En ambos casos se inicia con la obtención de una muestra de fluido que represente las condiciones originales de reservorio, y se estudia el cambio volumétrico del petróleo y la cantidad y tipo de gas liberado en cada proceso.

Como es natural, tanto la cantidad de gas liberado, como el Bo del petróleo difiere en ambos procesos, pero esta diferencia no suele ser muy marcada.

En resumen, y en base a lo expuesto pueden obtenerse las siguientes suposiciones:

1. Al inicio de la explotación de un reservorio (cuando aún no se logra un proceso similar al que ocurre en la liberación diferencial) el proceso de separación flash en condiciones de separador representa adecuadamente el comportamiento del fluido de

---

<sup>a</sup> El petróleo que se utiliza para un análisis de laboratorio tipo liberación diferencial, puede alcanzar la presión atmosférica y enfriarse a condiciones estándar (1 atm y 15.5 °C). En el reservorio nunca se llega a esta situación, dado que la explotación se abandona mucho antes de alcanzar la presión atmosférica en el reservorio.

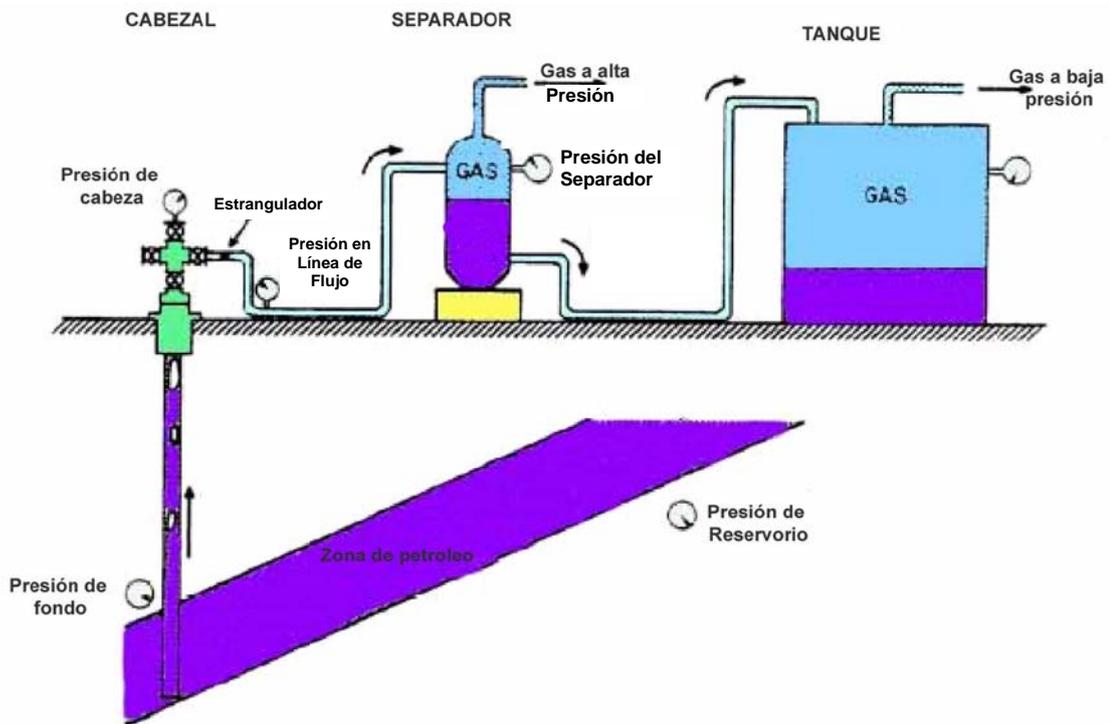
<sup>b</sup> La diferencia entre el petróleo representativo del líquido obtenido en el estudio de Separación Flash y el petróleo residual obtenido en la Liberación Diferencial es pequeña en la mayoría de los petróleos negros. Sin embargo, en petróleos muy livianos o en petróleos volátiles, los resultados obtenidos por ambos procesos si muestran grandes diferencias, que si no se toman en cuenta pueden conducir a errores conceptuales y numéricos.

reservorio al ser extraído. El Bo y el GOR flash son representativos en esta etapa de la evaluación.

2. La viscosidad y densidad del fluido que queda en el reservorio es representado adecuadamente por los parámetros correspondientes, medidos en el proceso de Liberación Diferencial.
3. Si la presión de reservorio cae muy por debajo de la presión de burbuja, el petróleo de reservorio sufre la pérdida de gas en condiciones equivalentes a una liberación diferencial. En este caso el empleo de un Bo y GOR compuestos (mezcla de los procesos flash y diferencial) resulta más representativo que el empleo individual.
4. En ningún caso el Bo y Rs diferencial representan el comportamiento del petróleo producido durante las etapas iniciales de la explotación. Cuando existe mantenimiento de presión por encima de la  $P_b$  el proceso diferencial no refleja las condiciones de reservorio.

#### **IV.- ANALISIS PVT**

Se denomina análisis PVT a los resultados de laboratorio realizados a muestras representativas de los fluidos del yacimiento para simular su comportamiento ante los cambios de presión y temperatura que experimentan en su tránsito desde el medio poroso hasta el tanque de almacenamiento o punto de fiscalización.



Las pruebas que forman parte de un informe PVT estándar son:

- 1.- Composición de la muestra de fluido.
- 2.- Prueba de Liberación Instantánea.
- 3.- Prueba de Liberación Diferencial.
- 4.- Prueba de Separadores.
- 5.- Variación de viscosidad de los fluidos con presión.

## V.- MARCO TEORICO

Los hidrocarburos que componen al petróleo se clasifican como parafinas, cicloparafinas, hidrocarburos aromáticos e hidrocarburos polinucleados, estos últimos conocidos como asfaltenos.

Adicionalmente a estos hidrocarburos, se encuentran elementos inorgánicos como azufre, nitrógeno, oxígeno, metales (hierro, vanadio y níquel), y gases ácidos (dióxido de carbono y ácido sulfhídrico).

Los hidrocarburos más frecuentes son, sin embargo, las parafinas con el metano como el miembro del grupo más abundante.

Los crudos pesados tienen porcentajes mayores de aromáticos y grupos polinucleados. A medida que se incrementa el número de carbonos aumenta rápidamente el número de estructuras diferentes o isómeros. Aunque contienen el mismo número de átomos de carbono e hidrógeno, la diferencia en la geometría molecular hace que las propiedades varíen considerablemente entre isómeros.

| Nombre  | Fórmula molecular              | Fórmula estructural   | Isómeros | Nombre  | Fórmula molecular               | Fórmula estructural   | isómeros |
|---------|--------------------------------|---|----------|---------|---------------------------------|---|----------|
| Metano  | CH <sub>4</sub>                | CH <sub>4</sub>   | 1        | Hexano  | C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>  | CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>4</sub> CH <sub>3</sub> | 5        |
| Etano   | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>  | CH <sub>3</sub> CH <sub>3</sub>                                 | 1        | Heptano | C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>  | CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>5</sub> CH <sub>3</sub> | 9        |
| Propano | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>  | CH <sub>3</sub> CH <sub>2</sub> CH <sub>3</sub>                 | 1        | Octano  | C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>  | CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>6</sub> CH <sub>3</sub> | 18       |
| Butano  | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | CH <sub>3</sub> CH <sub>2</sub> CH <sub>2</sub> CH <sub>3</sub> | 2        | Nonano  | C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>  | CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>7</sub> CH <sub>3</sub> | 35       |
| Pentano | C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> | CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>3</sub> CH <sub>3</sub> | 3        | Decano  | C <sub>10</sub> H <sub>22</sub> | CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>8</sub> CH <sub>3</sub> | 75       |

El procedimiento utilizado para determinar la composición química del líquido del yacimiento consiste en tomar una muestra de fluido y expandirla hasta la presión atmosférica ("blowdown method"). De esta despresurización resultan dos fases estabilizadas: petróleo y gas, ambas analizadas individualmente: para la fase gaseosa se usa cromatografía y para la fase líquida principalmente destilación.

Las composiciones se determinan usualmente hasta el C<sub>7</sub><sup>+</sup> aunque cada vez con más frecuencia se reporta hasta el C<sub>12</sub><sup>+</sup>. Finalmente, siguiendo los

resultados de los análisis del gas y del petróleo, ambas fases son recombinadas usando métodos de cálculo para obtener la composición del fluido original.

La técnica de cromatografía consiste en vaporizar una muestra de hidrocarburo y transportarla en un gas inerte a través de columnas de un material poroso adsorbente.

El material adsorbente puede ser un sólido superficialmente activo o un sólido inerte saturado con algún solvente.

La muestra es introducida en el equipo a través de una inyección, calentada entre 350 °C y 450 °C para vaporizarla y transportada por el gas inerte a través de las columnas de adsorción. Mientras mayor sea la densidad del componente, más lento será su tránsito a través de la columna mientras que los componentes más livianos saldrán rápidamente junto con el gas transportador. Cada componente es identificado por el tiempo que le toma abandonar la columna.

Inmediatamente después de su paso por la columna de adsorción los compuestos son quemados en un detector de ionización de llama cambiando la conductividad de la llama. Estos cambios de conductividad son proporcionales a la cantidad de iones y electrones presentes en el compuesto quemado y se manifiestan como picos cromatográficos. Los compuestos incombustibles, como el nitrógeno y el dióxido de carbono, no son reconocidos.

La composición del líquido se determina siguiendo un proceso, mediante el cual, el crudo es inicialmente sometido a destilación en la cual se separan las fracciones livianas, medianas y pesadas.

Las fracciones más ligeras se analizan usando cromatografía de gas, los cortes intermedios se analizan con cromatografías de gas con columnas capilares y el residuo es sometido a determinaciones experimentales del peso molecular y del peso específico. En la mayor parte de los casos el residuo se constituye de  $C_{13}^+$ ,

aunque la mayoría de las compañías suplidoras de este servicio están en condiciones de suministrar un análisis más detallado hasta C<sub>30</sub><sup>+</sup>.

Los resultados obtenidos son expresados en porcentajes molares por componente individual hasta el nC<sub>5</sub> y de las familias para los sucesivos hasta el residuo C<sub>n</sub><sup>+</sup>.

### **Ejemplo de cálculo**

Si se tiene que una muestra de fluido proveniente de un yacimiento, tiene una gravedad de 22° API, y esta es expandida hasta condiciones atmosféricas para determinar la composición del gas y el líquido. Construya la composición del líquido original a partir de la composición del gas y del líquido suministrada a continuación sabiendo que la relación gas-petróleo medida en el separador es de 86 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (483.5 SCF/STB<sup>c</sup>)

Densidad del líquido en el separador: 0.8106 gr/cm<sup>3</sup>.

Peso molecular promedio del petróleo: 97.1568 gr/mol

---

<sup>c</sup> 1 metro cúbico de gas natural = 35.31 pies cúbicos y 1 metro cúbico de petróleo = 6.28 barriles

| COMPONENTE       | PORCENTAJE MOLAR DEL LIQUIDO | PORCENTAJE MOLAR DEL GAS | PESO MOLECULAR DEL COMPONENTE |
|------------------|------------------------------|--------------------------|-------------------------------|
|                  | % Mol                        | % Mol                    | g/mol                         |
| H <sub>2</sub> S | 0.00                         | 0.16                     | 34.080                        |
| CO <sub>2</sub>  | 0.03                         | 0.89                     | 44.010                        |
| N <sub>2</sub>   | 0.00                         | 0.00                     | 28.016                        |
| C <sub>1</sub>   | 0.23                         | 71.32                    | 16.042                        |
| C <sub>2</sub>   | 0.28                         | 9.44                     | 30.068                        |
| C <sub>3</sub>   | 0.55                         | 8.5                      | 44.094                        |
| IC <sub>4</sub>  | 0.61                         | 2.23                     | 58.120                        |
| NC <sub>4</sub>  | 1.02                         | 3.51                     | 58.120                        |
| IC <sub>5</sub>  | 1.08                         | 1.37                     | 72.146                        |
| NC <sub>5</sub>  | 3.02                         | 1.10                     | 72.146                        |
| C <sub>6</sub>   | 5.30                         | 0.91                     | 86.172                        |
| C <sub>7</sub>   | 7.34                         | 0.44                     | 94.000                        |
| C <sub>8</sub>   | 6.99                         | 0.12                     | 107.000                       |
| C <sub>9</sub>   | 6.15                         | 0.01                     | 122.000                       |
| C <sub>10</sub>  | 4.48                         | 0.00                     | 134.000                       |
| C <sub>11</sub>  | 2.41                         | 0.00                     | 150.000                       |
| C <sub>12</sub>  | 60.51                        | 0.00                     | 160.000                       |
|                  | <b>100</b>                   | <b>100</b>               |                               |

Para calcular la composición del fluido monofásico original es necesario calcular los moles de cada componente en cada fase. Usando un m<sup>3</sup> de líquido como base de cálculo se tiene por ejemplo:

#### **Moles totales en 1 m<sup>3</sup> de gas**

= Volumen de gas contenido en 1 m<sup>3</sup> de líquido/volumen molar del gas

$$= 86 \text{ m}^3 \cdot 1000 \text{ l/m}^3 / 22.4 \text{ l/mol} = 3855.6 \text{ mol}$$

#### **Moles totales de líquido en un volumen de 1 m<sup>3</sup>**

= densidad del petróleo en el separador / peso molecular promedio del petróleo

$$= 0.8106 \text{ g/cm}^3 / 97.1568 \text{ g/mol} = 0.00834321 \text{ mol/cm}^3 = 8343.21 \text{ mol/cm}^3$$

El número de moles de cada componente en cada fase se calcula multiplicando el porcentaje molar de cada componente por su respectivo peso molecular en cada una de las fases. Por ejemplo para el componente C<sub>3</sub> se tiene:

Gas:

Porcentaje molar: 8.5%

Moles de C<sub>3</sub> en el gas = 0.085 \* 3855.6 mol = 327.76 moles

Líquido:

Porcentaje molar: 0.55%

Moles de C<sub>3</sub> en el líquido = 0.0055 \* 8343.21 = 45.89

La mezcla recombinada debe tener un total de 327.76 + 45.89 = 373.65 moles de C<sub>3</sub>.

Resolviendo para cada uno de los componentes se tiene la siguiente tabla:

| Componente       | Porcentaje molar en líquido | Porcentaje molar en el gas | Moles del componente en el líquido | Moles del componente en el gas | Moles totales por componente | Porcentaje molar de la mezcla |
|------------------|-----------------------------|----------------------------|------------------------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| H <sub>2</sub> S | 0                           | 0.16                       | 0.00                               | 6.20                           | 6.20                         | 0.05                          |
| CO <sub>2</sub>  | 0.03                        | 0.89                       | 2.50                               | 34.47                          | 36.97                        | 0.30                          |
| N <sub>2</sub>   | 0                           | 0                          | 0.00                               | 0.00                           | 0.00                         | 0.00                          |
| C <sub>1</sub>   | 0.23                        | 71.32                      | 19.19                              | 2761.92                        | 2781.11                      | 22.77                         |
| C <sub>2</sub>   | 0.28                        | 9.44                       | 23.36                              | 365.57                         | 388.93                       | 3.18                          |
| C <sub>3</sub>   | 0.55                        | 8.5                        | 45.89                              | 329.17                         | 375.06                       | 3.07                          |
| IC <sub>4</sub>  | 0.61                        | 2.23                       | 50.89                              | 86.36                          | 137.25                       | 1.12                          |
| NC <sub>4</sub>  | 1.02                        | 3.51                       | 85.10                              | 135.93                         | 221.03                       | 1.81                          |
| IC <sub>4</sub>  | 1.08                        | 1.37                       | 90.11                              | 53.05                          | 143.16                       | 1.17                          |
| NC <sub>5</sub>  | 3.02                        | 1.1                        | 251.97                             | 42.60                          | 294.56                       | 2.41                          |
| C <sub>6</sub>   | 5.3                         | 0.91                       | 442.19                             | 35.24                          | 477.43                       | 3.91                          |
| C <sub>7</sub>   | 7.34                        | 0.44                       | 612.39                             | 17.04                          | 629.43                       | 5.15                          |
| C <sub>8</sub>   | 6.99                        | 0.12                       | 583.19                             | 4.65                           | 587.84                       | 4.81                          |
| C <sub>9</sub>   | 6.15                        | 0.01                       | 513.11                             | 0.39                           | 513.49                       | 4.20                          |
| C <sub>10</sub>  | 4.48                        | 0                          | 373.78                             | 0.00                           | 373.78                       | 3.06                          |
| C <sub>11</sub>  | 2.41                        | 0                          | 201.07                             | 0.00                           | 201.07                       | 1.65                          |
| C <sub>12</sub>  | 60.51                       | 0                          | 5048.48                            | 0.00                           | 5048.48                      | 41.33                         |
|                  | <b>100</b>                  | <b>100</b>                 | <b>8343.21</b>                     | <b>3872.58</b>                 | <b>12215.79</b>              | <b>100.00</b>                 |

**VI.- DEFINICIONES DE PARAMETROS BASICOS DE PVT**

Antes de iniciar algunas discusiones específicas, es importante analizar las definiciones de estos parámetros termodinámicos.

**Relación Gas Disuelto/Petróleo (Rs)**, es la cantidad de gas que se desprenderá del petróleo a medida que la presión sea reducida hasta la atmosférica, partiendo de algún valor superior. Habitualmente se expresa en

unidades de SCF/STB. El gas recibe frecuentemente la denominación de Gas Disuelto.

**Factor de Volumen de Petróleo (Bo)**, es el volumen ocupado por un Bbl, a condiciones de reservorio (incluyendo el gas disuelto) y su correspondiente en STB (a condiciones de temperatura y presión estándar). Se expresa habitualmente como Bbl/STB. Es una medida de la contracción que sufre el petróleo cuando es llevado a condiciones de superficie.

## VII.- PRUEBAS PVT EN LABORATORIO

### 7.1.- PRUEBA DE LIBERACION INSTANTANEA

Consiste en someter a una muestra del fluido, inicialmente a presión y temperatura del yacimiento, a varias etapas de despresurización manteniendo un registro de los volúmenes correspondientes a cada etapa en una celda de volumen variable.

La prueba se realiza sin sustraer fluido de la celda, es decir a masa constante, razón por la cual también se le llama *liberación a masa constante*, *expansión a masa constante* o *liberación "flash"*.

El proceso debe ocurrir como una secuencia de etapas de equilibrio que se inicia a presión mayor que la presión de burbuja y se continúa durante varias etapas de despresurización hasta alcanzar la presión atmosférica.

La celda de prueba debe mantenerse a la temperatura del yacimiento para que los resultados sean representativos.

La prueba de Liberación Instantánea permite establecer la presión de burbuja y la compresibilidad del fluido.

Para determinar la presión de burbuja a partir de la información derivada de la prueba se grafica la presión contra la relación  $v_t/v_b$  para todo el rango de presiones. La relación  $v_t/v_b$  se denomina volumen relativo, siendo  $v_b$  el volumen de la celda a la presión de burbuja y  $v_t$  el volumen de la celda a cualesquiera otras presiones, ambos medidos a la temperatura del yacimiento. A presiones menores que burbujeo,  $v_t$  se refiere a la suma del volumen de gas y líquido.

El comportamiento del sistema debe variar sustancialmente al pasar la presión de burbuja ya que en ese momento pasa de ser líquido monofásico líquido (subsaturado) a bifásico gas-líquido (saturado), lo cual comporta un cambio abrupto en la compresibilidad del sistema.

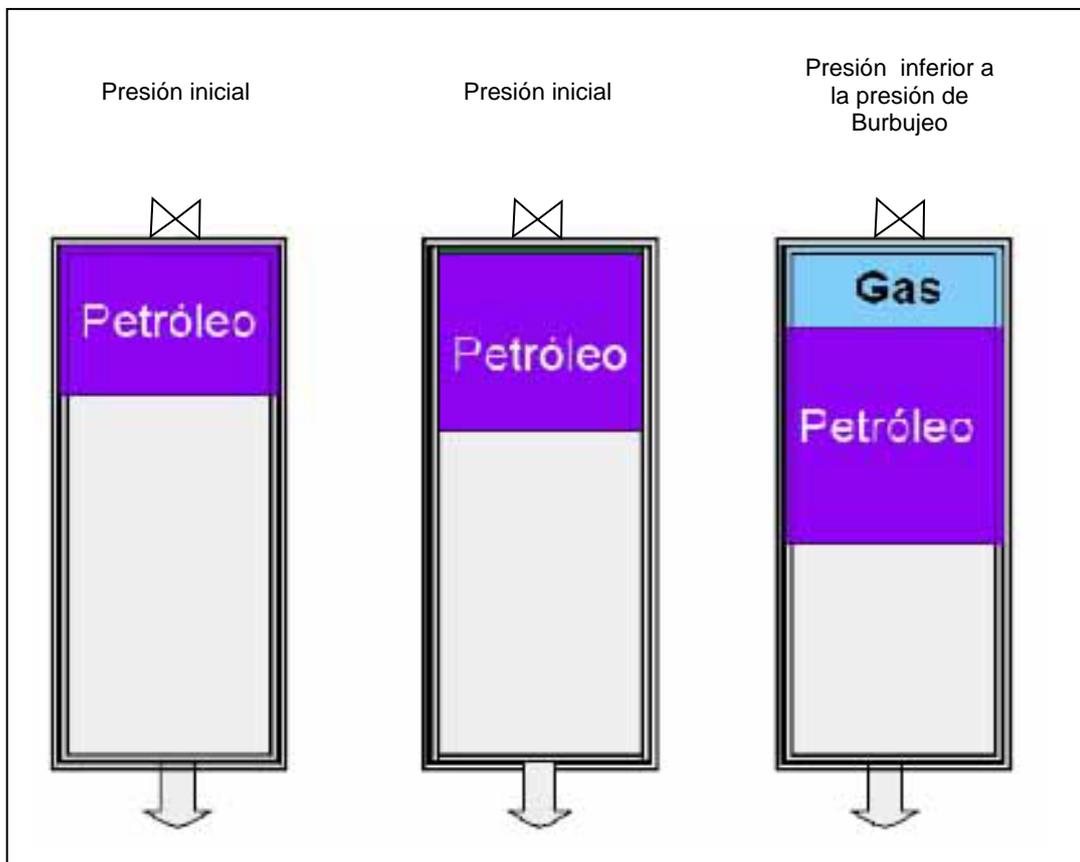
En un diagrama Presión - Temperatura de la mezcla multifásica (petróleo y gas), se puede observar que una línea perpendicular al eje de Temperatura (T) corresponde a la isoterma que representa la temperatura del yacimiento. Si se repitiera la prueba de Liberación Instantánea para muchos valores de temperatura se podría construir el diagrama P-V de la muestra.

El volumen  $V_b$  también se le denomina en algunos reportes  $V_{sat}$ .

De la prueba instantánea se obtiene un listado del volumen relativo y la compresibilidad del fluido ambos en función de presión. A presiones menores que la Presión de Burbuja, la nomenclatura  $V_t$  se refiere a la suma del volumen de gas y líquido.

| Presión        |       | Volumen relativo | Compresibilidad   |                   |
|----------------|-------|------------------|-------------------|-------------------|
| psi            | MPa   |                  | psi <sup>-1</sup> | MPa <sup>-1</sup> |
| 5000           | 34.47 | 0.9807           | 0.00000494        | 0.000717          |
| 4541           | 31.31 | 0.9829           | 0.00000500        | 0.000725          |
| 4034           | 27.81 | 0.9854           | 0.00000507        | 0.000736          |
| 3481           | 24.00 | 0.9882           | 0.00000518        | 0.000751          |
| 2950           | 20.34 | 0.9910           | 0.00000531        | 0.000771          |
| 2575           | 17.75 | 0.9930           | 0.00000543        | 0.000788          |
| <b>Pi=2258</b> | 15.57 | 0.9947           | 0.00000555        | 0.000806          |
| 2036           | 14.04 | 0.9959           | 0.00000565        | 0.000820          |
| 1689           | 11.65 | 0.9979           | 0.00000584        | 0.000847          |
| <b>Pb=1344</b> | 9.27  | 1.0000           | 0.00000607        | 0.000880          |
| 1290           | 8.89  | 1.0099           | 0.00018429        | 0.026729          |
| 1190           | 8.20  | 1.0312           | 0.00022189        | 0.032182          |
| 1081           | 7.45  | 1.0598           | 0.00027315        | 0.039616          |
| 999            | 6.89  | 1.0861           | 0.00032115        | 0.046579          |
| 928            | 6.40  | 1.1132           | 0.00037132        | 0.053856          |
| 687            | 4.74  | 1.2522           | 0.00064027        | 0.092863          |
| 465            | 3.21  | 1.5187           | 0.00119725        | 0.173646          |
| 336            | 2.32  | 1.8480           | 0.00191294        | 0.277448          |
| 279            | 1.92  | 2.0925           | 0.00246259        | 0.354168          |

### Liberación Instantánea

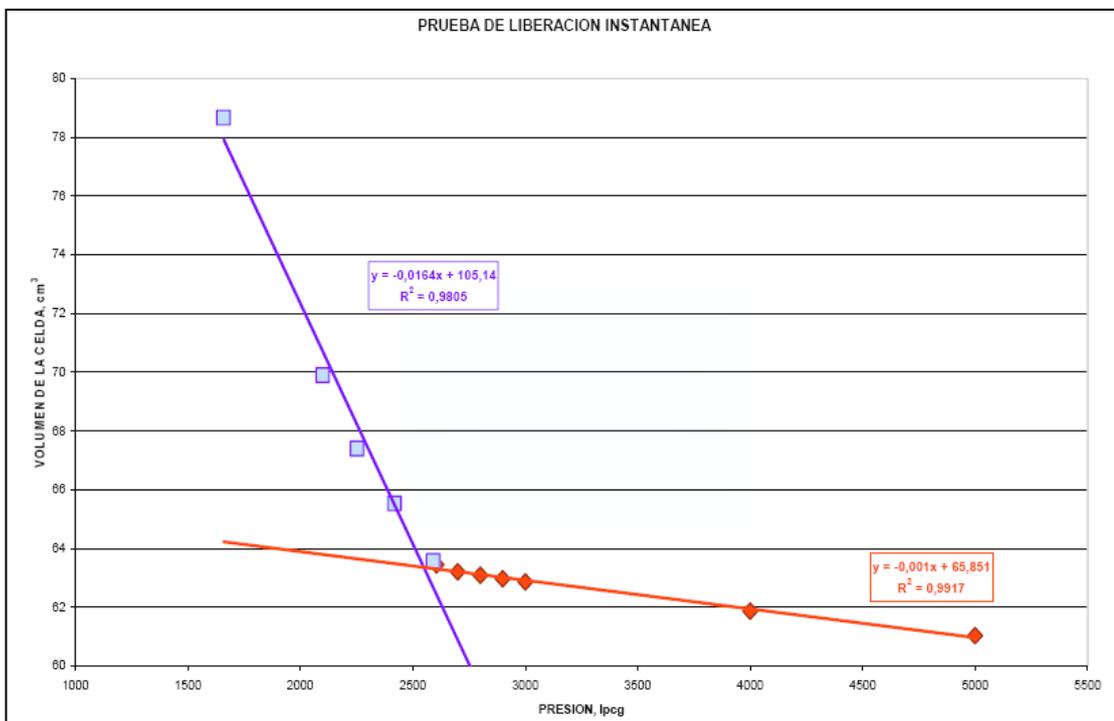


### Ejemplo de Cálculo

Un experimento de Liberación Instantánea realizada en una muestra de fluido a 220 °F arrojó los siguientes resultados:

| Presión, psi | Volumen total en la celda de prueba, cm <sup>3</sup> |
|--------------|--|
| 5000         | 61.030   |
| 4000         | 61.866   |
| 3000         | 62.866   |
| 2900         | 62.974   |
| 2800         | 63.088   |
| 2700         | 63.208   |
| 2605         | 63.455   |
| 2591         | 63.576   |
| 2401         | 65.532   |
| 2253         | 67.400   |
| 2090         | 69.901   |
| 1700         | 78.676   |

Estime la presión de burbuja del fluido.



Graficando los resultados de la prueba se observan dos comportamientos diferentes muy bien definidos que resultan del paso del sistema de condición monofásica a bifásica. El punto de quiebre de éstas tendencias es la presión de burbuja. Ajustando ecuaciones a ambos comportamientos e interceptando ambas ecuaciones para encontrar el punto de burbuja:

$$-0.0164 * P_b + 105.14 = -0.01 * P_b + 65.851$$

Resolviendo la ecuación anterior resulta en:

$$P_b = 2,551 \text{ psi}$$

## 7.2.- PRUEBA DE LIBERACIÓN DIFERENCIAL

En la prueba de Liberación Diferencial se mide el volumen de gas en solución, el factor volumétrico del petróleo y la gravedad específica del gas que sale de solución a presiones menores que la presión de burbuja.

La prueba de Liberación Diferencial consiste en despresurizar una muestra de fluido del yacimiento por etapas, a temperatura del yacimiento, esta vez desalojando el gas liberado en cada una de las etapas de despresurización.

Para cada etapa de despresurización, la celda es agitada para asegurar equilibrio entre las fases presentes y a continuación el gas libre es extraído mientras la presión de la celda se mantiene constante disminuyendo su volumen.

La diferencia que existe entre la Prueba de Liberación Diferencial y la Prueba de Liberación Instantánea es que en la prueba diferencial el gas que sale de solución es desalojado de la celda de prueba. El fluido remanente en la celda va enriqueciéndose progresivamente en componentes pesados variando su envolvente en el diagrama de fases.

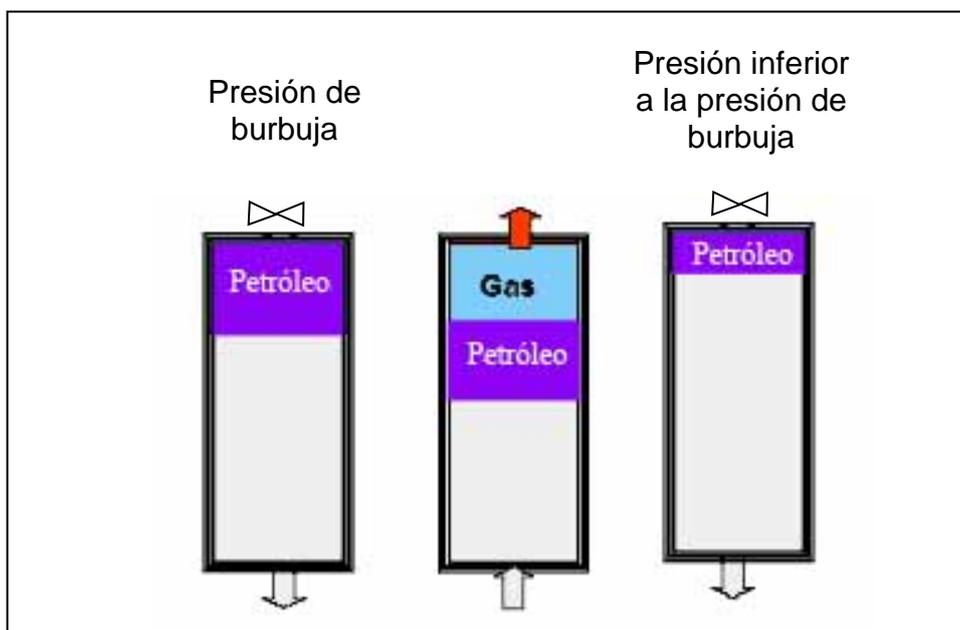
Para cada presión se registra el volumen de gas extraído de la celda, su gravedad específica y el volumen de líquido remanente en la celda. El proceso es repetido hasta que la presión de la celda alcanza la presión atmosférica.

La penúltima etapa consiste en bajar la presión de la celda hasta la presión atmosférica a la temperatura del yacimiento y la última, manteniendo la presión atmosférica, bajar la temperatura de la celda desde la temperatura del yacimiento hasta 60°F. El volumen de líquido remanente al cabo de la última etapa, a presión atmosférica y 60°F de temperatura, es llamado volumen de petróleo residual de la Prueba de Liberación Diferencial.

La presión inicial de la prueba diferencial es la presión de burbuja del fluido y la final la presión atmosférica, a presiones mayores que la de burbuja la prueba diferencial reproduce los resultados de la prueba instantánea.

La Prueba de Liberación Diferencial se inicia a la presión de burbuja y temperatura del yacimiento hasta condiciones de presión y temperatura estándar.

## Liberación Diferencial



### Ejemplo de Cálculo

Los resultados de una prueba diferencial realizada en una muestra de fluido se indican a continuación. Asuma que las condiciones estándar se refieren a 14.7 psi y 60° F. La temperatura del yacimiento es de 164 °F.

A partir de los resultados de la prueba calcule el factor de compresibilidad del gas, el gas en solución en el petróleo a cada presión y el factor volumétrico del gas.

| Presión, Psi | Volumen de gas liberado por barril de petróleo residual a condiciones estándar. | Volumen de gas liberado por barril de petróleo residual a condiciones de la celda. |
|--------------|---|--|
| 1894         | 0   | 0.00   |
| 1582         | 87  | 0.88   |
| 1298         | 166   | 2.09   |
| 1008         | 247   | 4.04   |
| 701          | 334   | 7.92   |
| 398          | 420   | 17.55  |
| 158          | 518   | 52.31  |
| 0            | 653   | 783.60   |

El factor de compresibilidad del gas se calcula usando la siguiente fórmula:

$$Z = \frac{V_R P_R T_{SC}}{V_{SC} P_{SC} T_R}$$

en donde el subíndice "R" se refiere a las condiciones de la celda y "SC" a condiciones estándar. Reemplazando valores para la presión de 1,582 psi y recordando que la temperatura de la celda es igual a la del yacimiento (T=164 °F):

$$Z = \frac{(0.88PC)(1,582 + 14.7 = 1596.7 \text{ psia})(520^\circ R)}{(87PC)(14.7 \text{ psia})(624^\circ R)} = 0.9156$$

Para la siguiente etapa de despresurización se tiene:

$$Z = \frac{(2.09PC)(1,298 + 14.7 = 1312.7 \text{ psia})(520^\circ R)}{(166PC)(14.7 \text{ psia})(624^\circ R)} = 0.9369$$

El volumen de gas en solución a la presión de burbujeo es igual a todo el volumen de gas que es liberado en la despresurización desde presión de burbujeo hasta la presión atmosférica. En el caso estudiado el gas total en solución medido con base en un barril de petróleo residual es 653 SCF, lo cual indica que el gas en solución a esa presión es 653 SCF/BbL.

A la presión de 1582 psi el valor de gas disuelto se calcula restando del valor de gas total en solución, 653 SCF/STB, los 87 SCF que han salido de solución cuando la presión disminuye de 1894 psi a 1582 psi. En este caso el gas en solución a 1582 psi es 653 SCF – 87 SCF = 566 SCF. Como todos los cálculos están hechos con base en 1 barril residual de petróleo, entonces la relación gas-petróleo es directamente 566 SCF/STB.

Para la siguiente presión de 1298 psi, el gas disuelto se calcula restando del gas total en solución, 653 SCF, el gas que ha salido de solución al bajar la presión desde burbujeo hasta la estudiada. El gas en solución a 1298 psi es entonces  $653 \text{ SCF} - 166 \text{ SCF} = 487 \text{ SCF}$ . Tomando en cuenta que los valores reportados del laboratorio están basados en un barril de petróleo residual, entonces la relación gas-petróleo es directamente 487 SCF/STB.

El factor volumétrico del gas se calcula usando la fórmula:

$$\beta_g = 0.0282 \frac{ZT_R}{P_R}$$

para cada una de las presiones que sean estudiadas en el proceso de liberación diferencial. Por ejemplo para la primera etapa de despresurización se tiene:

$$\beta_g = 0.0282 \frac{0.9156 * 624^\circ R}{1596.7 \text{ psia}} = 0.0100905806 \text{ _PC / SCF}$$

El factor volumétrico del gas se expresa usualmente en barriles de yacimiento por pie cúbico fiscal de gas, para lo cual basta con dividir la ecuación anterior por el factor de conversión de 5.62 pie cúbico por cada barril:

$$\beta_g = 0.0100905806 / 5.62 = 0.001795476 \text{ _Bbl / SCF}$$

Extendiendo los cálculos anteriores a todos los valores de presión se completa la Tabla como sigue:

| Presión, Psi | Volumen de gas liberado por barril de petróleo residual a condiciones estándar, SCF | Volumen de gas liberado por barril de petróleo residual a condiciones de la celda, PC | Z      | Rs, SCF/STB | Factor volumétrico del Gas, Bg SCF/Bbl |
|--------------|---|---|--------|-------------|--|
| 1894         | 0   | 0.00  | 0      | 653         | 0                                      |
| 1582         | 87  | 0.88  | 0.9156 | 566         | 0.0017992                              |
| 1298         | 166   | 2.09  | 0.9369 | 487         | 0.0022301                              |
| 1008         | 247   | 4.04  | 0.9475 | 406         | 0.0029009                              |
| 701          | 334   | 7.92  | 0.9625 | 319         | 0.0042108                              |
| 398          | 420   | 17.55   | 0.9775 | 233         | 0.0074162                              |
| 158          | 518   | 52.31   | 0.9886 | 135         | 0.0179236                              |
| 0            | 653   | 783.60  | 1.0000 | 0           | 0.2130002                              |

### 7.3.- PRUEBA DE LIBERACIÓN A VOLUMEN CONSTANTE

La Prueba de Liberación Diferencial no describe adecuadamente el proceso de liberación de gas que ocurre cuando se explotan yacimientos de petróleo volátil y condensado.

En la prueba diferencial se desaloja todo el gas que se libera de solución a cada etapa de despresurización, quedando solamente líquido en la celda de prueba (yacimiento) antes de realizar la siguiente etapa de despresurización. Esto implica que todo el gas que se libera en el yacimiento es inmediatamente producido y que, por lo tanto, la respuesta del yacimiento queda gobernada por la fase líquida residente en el medio poroso.

En 1957 Reudelhuber y Hinds desarrollaron un experimento de liberación de gas que mejora los estimados de recobro de petróleo volátil y condensado reconociendo que la respuesta del yacimiento de petróleo volátil y condensado no está representado solamente por la fase líquida, sino por gas y líquido en equilibrio.

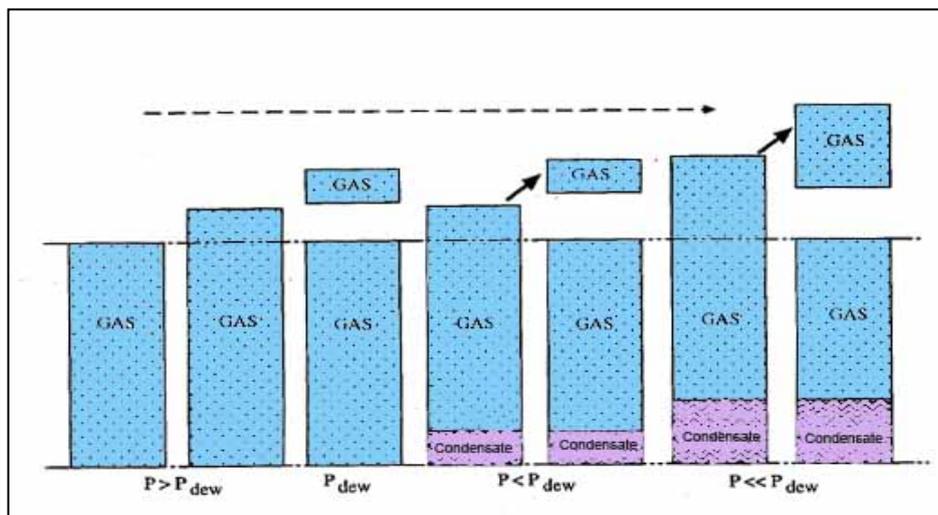
El fenómeno descrito en la prueba de liberación a volumen constante es la declinación de la presión promedio de un yacimiento volumétrico de gas

condensado o petróleo volátil. En este yacimiento ocurre condensación retrógrada al descender la presión del yacimiento por debajo de la presión de rocío y revaporización del líquido al continuar disminuyendo la presión.

La prueba de liberación a volumen constante suministra al ingeniero de yacimientos información relacionada con:

- (i) composición del fluido producido vs. presión del yacimiento,
- (ii) saturación de condensado en el yacimiento, condensación y re-vaporización, que ocurre durante el agotamiento de la presión,
- (iii) balance de materiales en el yacimiento que provee de la presión del yacimiento en función de los volúmenes producidos.

### Liberación a Volumen Constante



|                    | <b>Liberación Instantánea</b>   | <b>Liberación Diferencial</b>  | <b>Liberación a volumen constante</b>   |
|--------------------|---|--|---|
| Información medida | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Presión de saturación</li> <li>2. volumen total de fluido.</li> <li>3. factor de compresibilidad del gas (Z).</li> <li>4. compresibilidad del líquido subsaturado.</li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Factor volumétrico de formación del petróleo.</li> <li>2. Densidad del petróleo</li> <li>3. Factor de compresibilidad del gas (Z).</li> <li>4. Viscosidad del líquido y del gas.</li> <li>5. Relación gas-petróleo</li> <li>6. Gravedad específica del gas.</li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Presión de saturación.</li> <li>2. Factor de compresibilidad del gas (Z).</li> <li>3. Viscosidades del gas y del líquido.</li> <li>4. Saturación del líquido.</li> <li>5. Fracción del gas removido.</li> </ol> |
| Comentarios        | “No se extrae fluido de la celda de prueba. También se le conoce como liberación a masa constante”.   | “La composición del fluido residente en la celda cambia constantemente por la extracción de componentes más livianos. La viscosidad del gas es usualmente calculada”.  | “El volumen del sistema a la presión de rocío debe ser medido cuidadosamente. El yacimiento (celda de prueba) es representado por un fluido bifásico”.  |

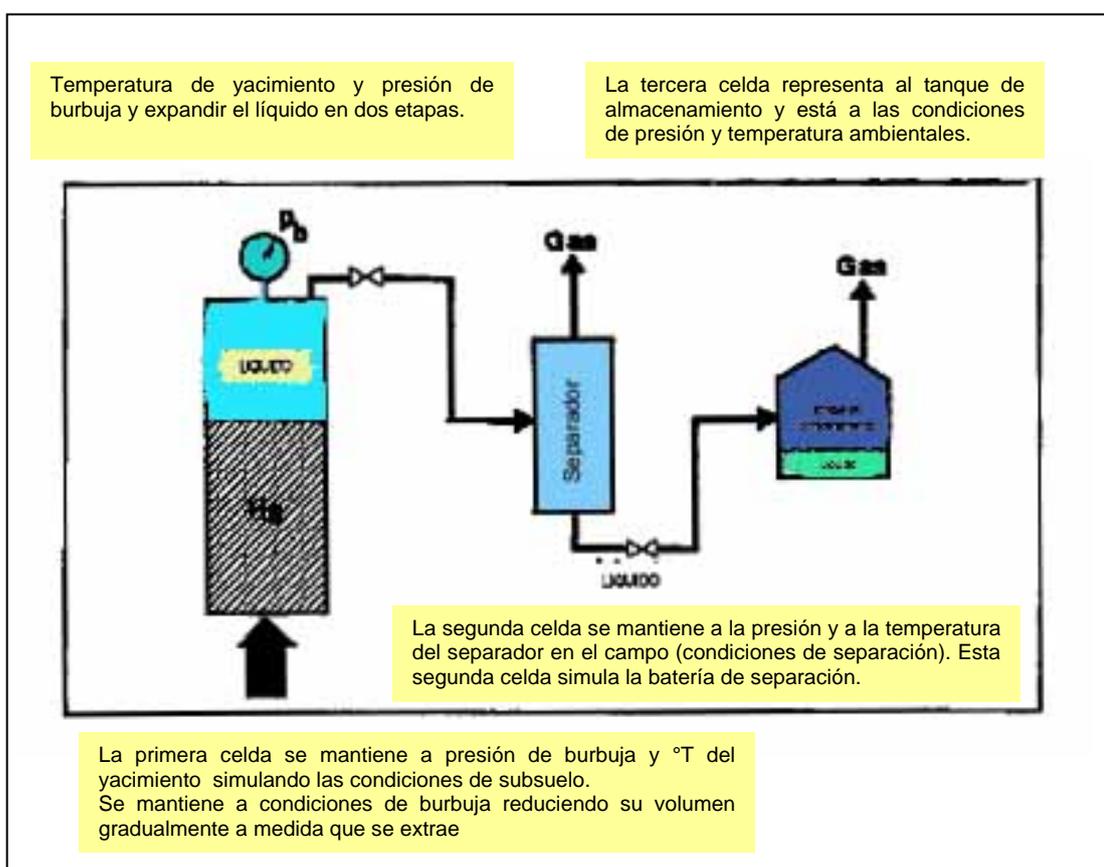
|                  | <b>Composición del fluido</b> | <b>Liberación Instantánea</b> | <b>Liberación Diferencial</b> | <b>Expansión a volumen constante</b> | <b>Variación de viscosidad</b> | <b>Prueba de separadores</b> |
|------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------|------------------------------|
| Gas seco         | X                             |                               |                               |                                      |                                |                              |
| Gas húmedo       | X                             |                               |                               |                                      |                                |                              |
| Petróleo pesado  | X                             | X                             |                               |                                      | X                              | X                            |
| Petróleo negro   | X                             | X                             |                               |                                      | X                              | X                            |
| Petróleo volátil | X                             | X                             | X                             | X                                    | X                              | X                            |
| Condensado       | X                             | X                             |                               | X                                    |                                | X                            |

## 7.4.- PRUEBA DE SEPARADORES

La prueba de Separadores consiste en ajustar los resultados experimentales a las condiciones de separación a las que por diseño estará sometido el fluido del yacimiento en el campo para identificar el efecto de la presión y temperatura de separación en el factor volumétrico de formación del fluido y en el volumen de gas disuelto.

Se modelan al menos dos presiones de separación y se selecciona como presión óptima aquella que resulta en el mayor volumen de líquido en el separador. En otras oportunidades se estudia únicamente el efecto de la presión de separación a la cual operan los equipos existentes.

El procedimiento de esta prueba consiste en colocar una muestra de fluido en una celda de prueba a temperatura de yacimiento y presión de burbuja y expandir el líquido en dos etapas.

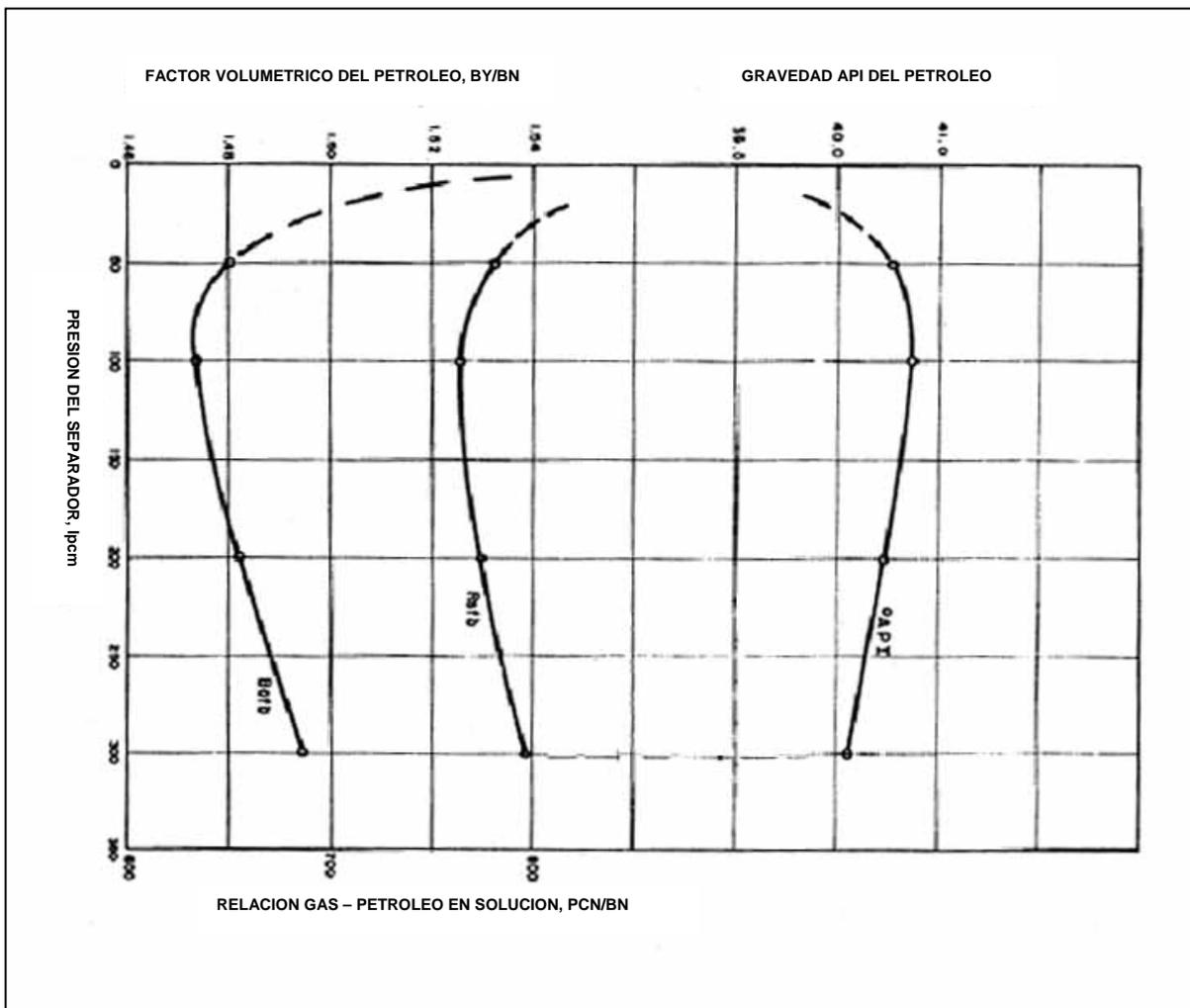


La temperatura del separador del laboratorio y del tanque es la temperatura ambiente a la cual operan esos equipos en el campo. La presión del separador es escogida por el operador y es la variable utilizada para maximizar el volumen de líquido y la gravedad API. La presión del tanque de almacenamiento es la presión atmosférica.

El factor de formación del petróleo a condiciones de separación es entonces igual al volumen de líquido que sale de la celda que representa el yacimiento dividido por el volumen de líquido medido en el tanque. La relación gas-petróleo es la sumatoria del volumen de gas del separador más el volumen de gas en el tanque dividido por el volumen de líquido en el tanque, todos los volúmenes ajustados a condiciones estándar. A veces se analiza también la composición del gas del separador.

Las pruebas de separación son usualmente repetidas para varias presiones. La presión óptima de separación es la presión que permite (i) la máxima producción de petróleo con (ii) la máxima gravedad API y (iii) mínima relación gas petróleo con (iv) mínimo factor volumétrico del gas.

Los resultados de una prueba de separación consisten en un gráfico de la gravedad API, la relación gas-petróleo y el factor volumétrico del petróleo en función de las diferentes presiones de separación estudiadas. La presión óptima es la que maximiza la gravedad API y minimiza las otras dos funciones. En general las presiones óptimas de separación oscilan entre 100 y 120 psig a temperatura ambiente.



La prueba de separadores realizada a un crudo de 32° API indican los resultados que se indican a continuación. Seleccione la presión óptima de separación.

| Presión del separador, Psi | Temperatura de separación, °F | Relación gas-Petróleo a 60°F, SCF/STB | Factor volumétrico del Petróleo, Bbl/STB | °API | Gravedad específica del Gas |
|----------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|--|------|-----------------------------|
| 50                         | 80                            | 810                                   | 1.472                                    | 32.5 | 0.860/1.225                 |
| 100                        | 80                            | 789                                   | 1.465                                    | 32.7 | 0.846/1.232                 |
| 200                        | 80                            | 795                                   | 1.471                                    | 32.3 | 0.825/1.218                 |
| 300                        | 80                            | 807                                   | 1.489                                    | 32.0 | 0.804/1.201                 |

La presión óptima de separación es la presión que resulta en el mayor volumen de líquido, máxima gravedad API y mínima relación gas-petróleo. De la tabla se observa que la gravedad API máxima de 32.7° API y la mínima relación gas-petróleo de 789 SCF/STB se obtiene ajustando el separador a 100 psi, la cual es la presión óptima de separación.

### **VIII.- PROCESO VALIDACION Y AJUSTE DEL ANALISIS PVT**

El proceso de validación de un análisis PVT consiste en aplicar a la información proveniente del laboratorio diferentes métodos tendientes a:

- (i) comprobar que las mediciones de laboratorio son consistentes,
- (ii) verificar que esas mediciones fueron realizadas sobre muestras que reproducen las características del fluido del yacimiento y,
- (iii) adaptar los resultados de la prueba PVT al comportamiento de producción del yacimiento.

Los métodos que forman parte del proceso de validación tienen grados de rigurosidad variables, pudiendo ser balances de masa, ajustes usando funciones estadísticas o simplemente manipulaciones gráficas.

Los primeros aspectos que deben verificarse en la validación de un análisis PVT deben ser los siguientes:

- (1) La temperatura a la que se efectuaron las pruebas de laboratorio debe ser la temperatura del yacimiento.
- (2) La relación gas-petróleo medida en el pozo al momento del muestreo debe ser consistente con su historia de producción.
- (3) La relación gas-petróleo medida experimentalmente no debe variar en un 10% mayor o menor que la medida en el pozo al momento del muestreo.
- (4) La presión del yacimiento al momento del muestreo debe ser mayor o igual a la presión de burbuja indicada en el análisis PVT.

- (5) Al menos dos muestras de fluido provenientes de la misma profundidad del mismo yacimiento tienen propiedades similares.

### **8.1 Acondicionamiento del pozo**

Por acondicionar el pozo se entiende remover todo el fluido alterado por efecto del diferencial de presión que se encuentra en su volumen de drenaje.

El proceso consiste en producir el pozo a tasas sucesivamente menores hasta que el fluido no representativo sea producido.

El pozo se considera acondicionado cuando reducciones adicionales en la tasa de flujo no desestabilizan la tasa de producción.

Las condiciones de separación deben mantenerse constantes durante el proceso de acondicionamiento del pozo.

Una muestra representativa tiene propiedades idénticas al fluido del yacimiento

Las condiciones que alteran la representatividad de una muestra son:

- (1) Escape de gas del tomamuestras.
- (2) Variación vertical de propiedades del fluido.
- (3) Baja permeabilidad de la formación.
- (4) Pérdida de fluido durante la transferencia de la muestra de tomamuestra a botella de transferencia.
- (5) Pruebas de producción no estabilizadas
- (6) Muestras emulsionadas por alto corte de agua

Los procedimientos de laboratorio son válidos cuando sus resultados pueden ser reproducidos por medios analíticos y cuando reproducen la tendencia real observada en el campo.

## **8.2 Validación de la Composición del Fluido**

La composición del fluido se determina con bastante exactitud en el laboratorio siguiendo métodos bien establecidos de la química analítica. Por ejemplo, el análisis cromatográfico produce resultados cuya incertidumbre es menor al 1% para los componentes más livianos

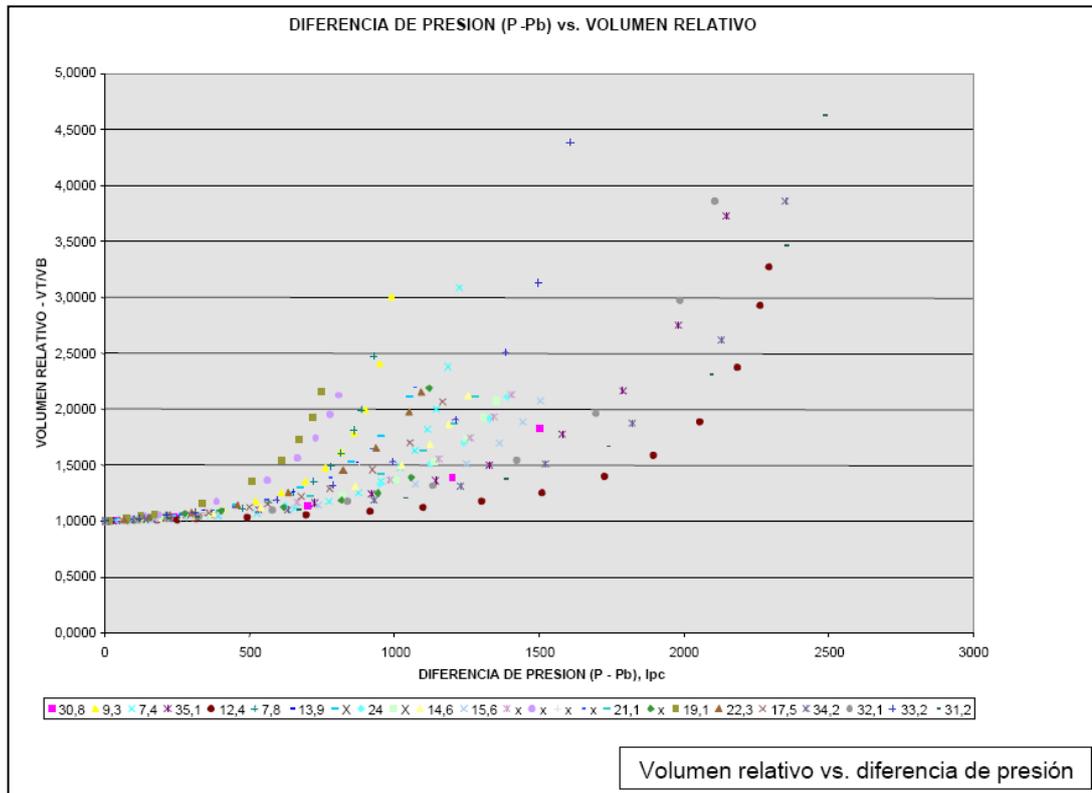
Para determinar la validez del análisis de composición del fluido reportado del laboratorio simplemente se recalcula la densidad del mismo a partir de la composición y se compara con el medido en el laboratorio, siguiendo los métodos presentados anteriormente.

## **8.3 Validación de la Prueba de Liberación Instantánea**

La presión de burbuja es el resultado más importante de la Prueba de Liberación Instantánea y su medición es más precisa en tanto que mayor sea el contraste entre las compresibilidades del fluido subsaturado y el saturado.

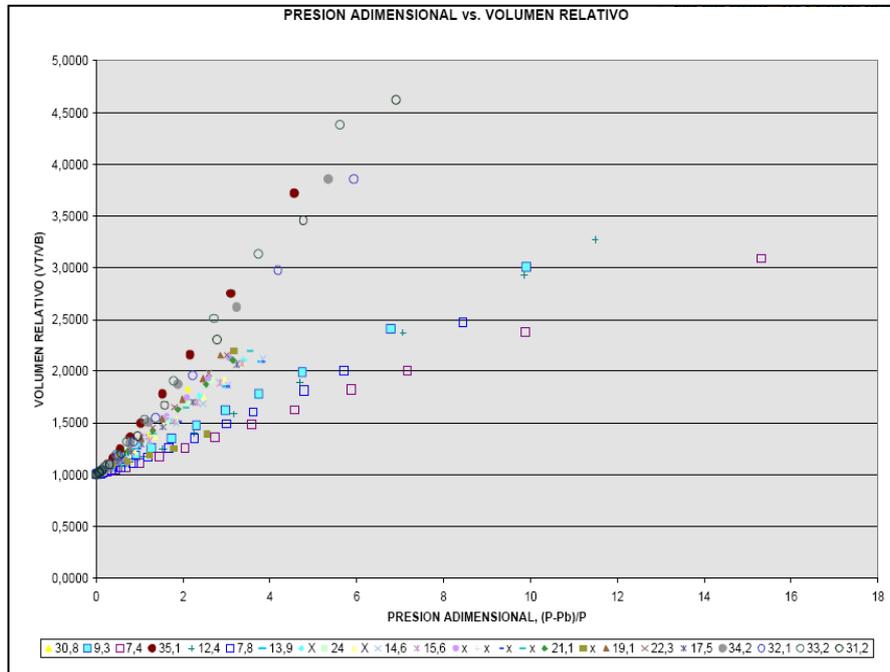
En la medida que el crudo es más pesado y tiene menor volumen de gas disuelto, el cambio de compresibilidad que experimenta al pasar de estado subsaturado a estado saturado es mucho más sutil y es más difícil entonces de detectar en el laboratorio.

Las pruebas de liberación instantánea se validan por medios estadísticos con auxilio de la función "Y".



Graficando el volumen relativo versus la relación  $(P-P_b)/P$  los gráficos de trayectoria de expansión de las pruebas instantáneas se transforman en líneas rectas cualquiera que sea su gravedad API.

Si además se traslada el eje de las abcisas una unidad para forzar que las líneas rectas pasen por el punto de abcisa  $x=0$ , resulta una línea recta.



La ecuación de estas líneas rectas es una función conocida como función Y, ampliamente usada para validar Pruebas de Liberación Instantánea. La función Y queda definida mediante la siguiente expresión:

$$Y = \frac{P_b - P}{P \left[ \frac{V_t}{V_b} - 1 \right]}$$

En donde  $P_b$  es la presión de burbuja,  $P$  es la presión a la cual la función "Y" está siendo calculada y  $V_t/V_b$  es el volumen correspondiente a la presión  $P$  relativo al volumen medido a la presión de burbuja.

La validación de la Prueba de Liberación Instantánea se realiza graficando la función "Y" versus Presión con los valores experimentales y determinando la mejor recta con mínimos cuadrados. Si el gráfico obtenido tiene un comportamiento lineal la prueba es válida.

En caso contrario, se considera que el análisis es inconsistente y si la curvatura no es muy severa, se puede corregir la presión de burbuja para hacerla rectilínea.

Cuando el crudo es rico en componentes inorgánicos, el comportamiento observado muestra una curvatura leve pero bien definida.

### Ejemplo de cálculo

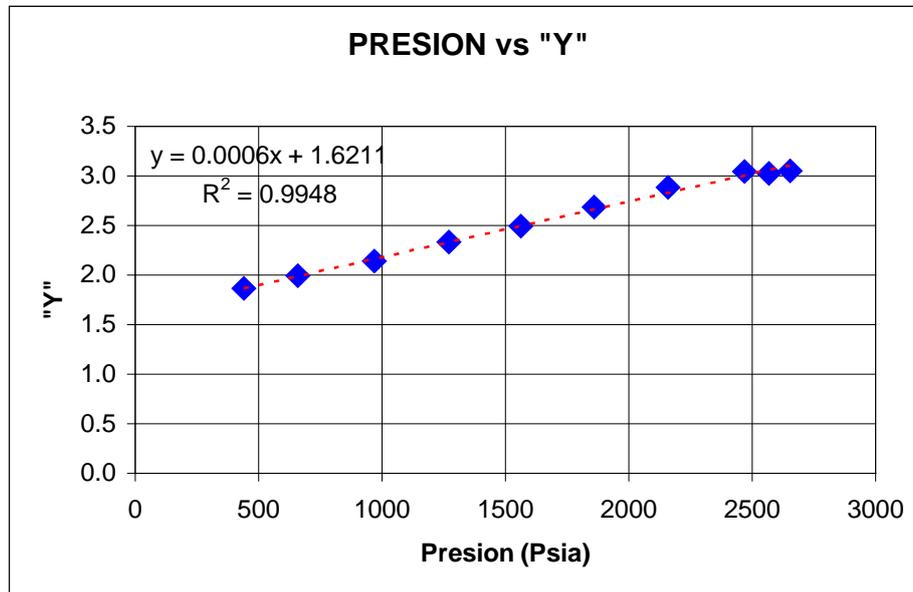
La suavización de los datos de laboratorio se logra a través de dos formas:

El “volumen relativo total” se ajusta a una curva de compresibilidad adimensional que se le denomina función “Y”.

$$y = f\left(\frac{\Delta P}{P\Delta V}\right)$$

La función “Y” normalmente es lineal cuando se grafica Y vs Presión en un gráfico cartesiano.

| Presión | Volumen Relativo | "Y"     |
|---------|------------------|---------|
| 2785    | 1.0000           |         |
| 2653    | 1.0163           | 3.05245 |
| 2568    | 1.0279           | 3.02873 |
| 2470    | 1.0419           | 3.04368 |
| 2160    | 1.1003           | 2.88486 |
| 1860    | 1.1851           | 2.68672 |
| 1563    | 1.3134           | 2.49467 |
| 1270    | 1.5118           | 2.33082 |
| 969     | 1.8765           | 2.13816 |
| 660     | 2.6166           | 1.99165 |
| 440     | 3.8560           | 1.86609 |



Para determinar la mejor línea que ajuste a los datos de laboratorio, se recomienda dos métodos: el método de mínimos cuadrados y el método de los promedios.

Los datos pertenecientes de la función "Y" serán erráticos cerca de la presión del punto de burbuja, <sup>d</sup>debido a las dificultades asociadas con la medida de los pequeños cambios de volumen en la celda de presión del laboratorio.

#### **(a) Determinación del Volumen Relativo**

Dados los siguientes resultados de una Prueba de Liberación Instantánea:

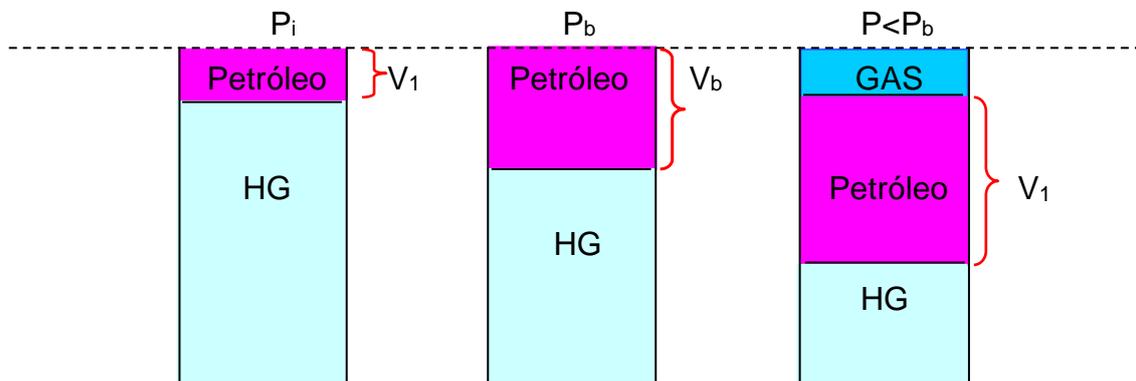
---

<sup>d</sup> Δ myx, Petroleum Reservoir Engineering, 1960, página 384

| Etapa | Presión, Psi | Volumen relativo |
|-------|--------------|------------------|
| 1     | 2785         | 1.0000           |
| 2     | 2653         | 1.0163           |
| 3     | 2568         | 1.0279           |
| 4     | 2470         | 1.0419           |
| 5     | 216          | 1.1003           |
| 6     | 1860         | 1.1851           |
| 7     | 1563         | 1.3134           |
| 8     | 1270         | 1.5118           |
| 9     | 969          | 1.8765           |
| 10    | 660          | 2.6166           |
| 11    | 440          | 3.8560           |

La presión de burbuja para este ejemplo de “Prueba de Liberación Instantánea” es de 2785 psi. En este punto de presión se considera al petróleo saturado como “una unidad de volumen”.

La columna denominada Volumen Relativo Total se refiere a los volúmenes medidos (V) con respecto al volumen establecido en el punto de burbuja ( $V_b$ ).



$$\text{Volumen Relativo} = \frac{V_1}{V_b} \quad \frac{V_b}{V_b} \quad \frac{V_2}{V_b}$$

$$\text{Volumen Relativo} < 1 \quad 1 \quad > 1$$

**(b) Determinación de la Función “Y”**

Use la función Y para suavizar la información experimental y validar la presión de burbujeo.

La medición de la presión de burbujeo es difícil de medir experimentalmente en aquellos crudos que no experimentan un cambio de compresibilidad importante al pasar de su condición de subsaturación a la de saturación. Para validar la prueba, se calcula la función “Y” para cada etapa de despresurización:

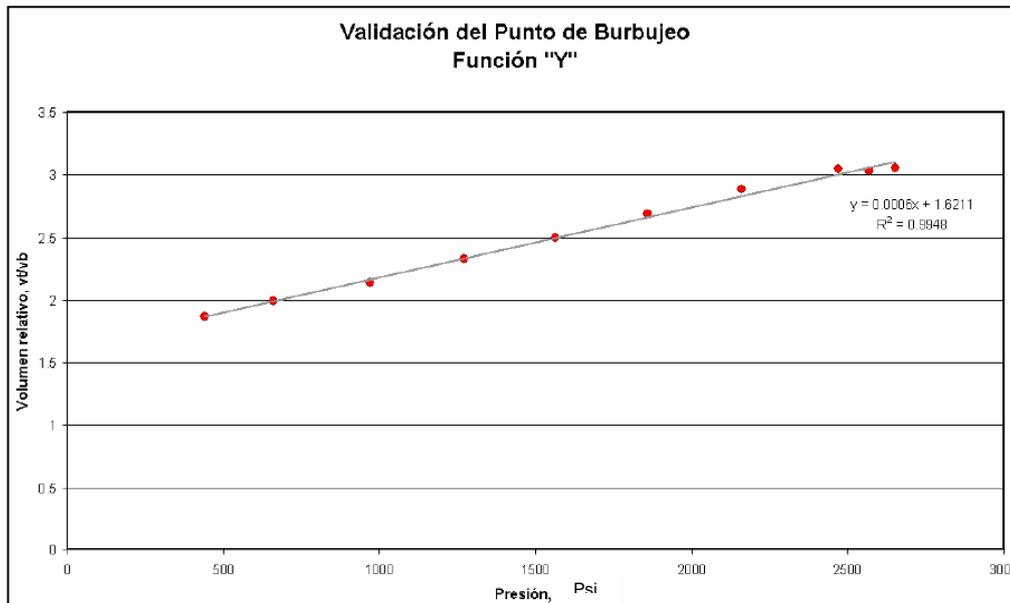
$$Y = \frac{P_b - P}{P \left[ \left( \frac{V_t}{V_b} \right) - 1 \right]}$$

Para la presión de 2653 psi:

$$y = \frac{2785 - 2653}{2653 \left[ (1.0163) - 1 \right]} = 3.052$$

Extendiendo los cálculos para el resto de las presiones se construye la siguiente tabla:

| Etapa  | Presión, Psi | Volumen relativo | “Y”   |
|--------|--------------|------------------|-------|
| 1 (Pb) | 2785         | 1.0000           |       |
| 2      | 2653         | 1.0163           | 3.052 |
| 3      | 2568         | 1.0279           | 3.029 |
| 4      | 2470         | 1.0419           | 3.044 |
| 5      | 2160         | 1.1003           | 2.885 |
| 6      | 1860         | 1.1851           | 2.687 |
| 7      | 1563         | 1.3134           | 2.495 |
| 8      | 1270         | 1.5118           | 2.331 |
| 9      | 969          | 1.8765           | 2.138 |
| 10     | 660          | 2.6166           | 1.992 |
| 11     | 440          | 3.8560           | 1.866 |



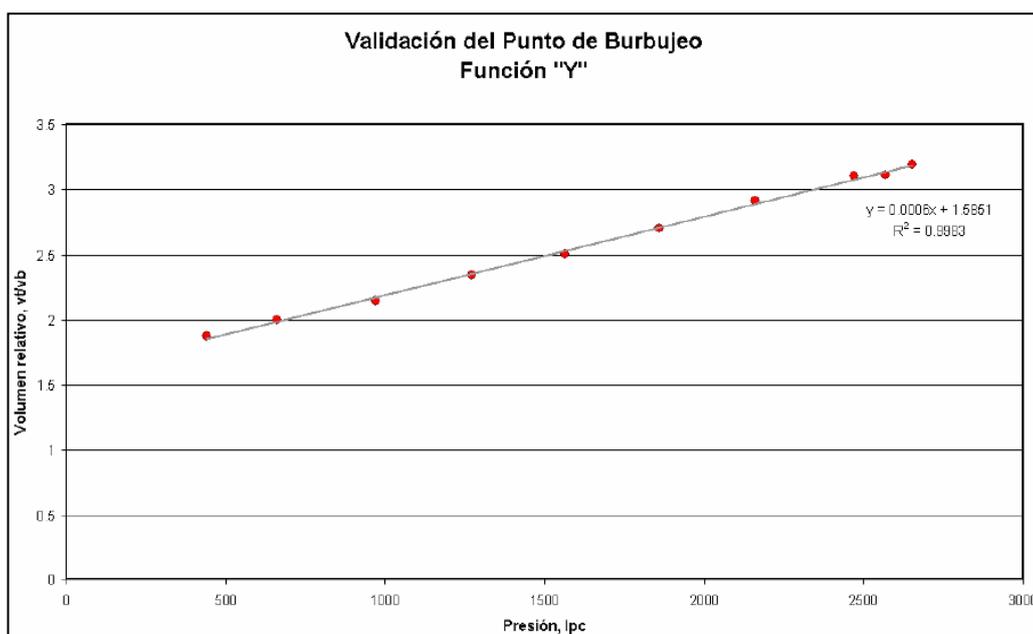
Las desviaciones del comportamiento lineal alrededor de la presión de burbuja se originan por las dificultades que resultan en la lectura de la información experimental debido a contraste de compresibilidad de fluido alrededor del punto de burbuja.

Para corregir el valor de la presión de burbuja es necesario recalculer la función "Y" con diferentes valores de presión de burbuja, asignados por ensayo y error, hasta eliminar o mitigar la curvatura de la información experimental alrededor de la presión de burbuja.

La variable de control del ajuste es el coeficiente  $R_2$  de ajuste de la función Y a una línea recta. El proceso se resume en la siguiente tabla:

|   | Valor de presión de burbujeo, Psi | Coefficiente de regresión lineal R <sup>2</sup> |
|---|-----------------------------------|---|
| 1 | 2785 (inicial)                    | 0.9948  |
| 2 | 2780                              | 0.9850 ↓  |
| 3 | 2788                              | 0.9975 ↑  |
| 4 | 2790                              | 0.9982 ↑  |
| 5 | 2795                              | 0.9971 ↓  |
| 6 | 2793                              | 0.9980 ↑  |
| 7 | 2791                              | 0.9983  |

La presión de burbuja es entonces de 2791 Psi, en lugar de 2785 Psi medida en el laboratorio.



#### 8.4 Validación de la Prueba de Liberación Diferencial

La Prueba de Liberación Diferencial se valida recalculando las relaciones gas-petróleo para cada presión y comparándola con las relaciones gas-petróleo medidas experimentalmente en la prueba diferencial.

Los cálculos consisten de un balance de masa realizado entre etapas sucesivas de presurización, repitiendo la misma secuencia de despresurización seguida en el laboratorio.

La información necesaria para validar la prueba consiste de las relaciones gas-petróleo, los factores volumétricos del petróleo, la gravedad API del crudo residual y la gravedad específica del gas liberado en cada etapa de liberación.

El recálculo de la prueba de liberación diferencial se inicia desde la presión más baja de la última etapa de expansión, es decir, desde presión y temperatura atmosféricas y termina a la presión de burbujeo y temperatura del yacimiento.

Tomando como base 1 litro de petróleo residual a condiciones normales (60 °F y 14.7 Psia) se tiene:

$$m_{01} = (\gamma_o \rho_w) \frac{gm}{cm^3} * 1000cm^3$$

La gravedad específica del petróleo ( $\gamma$ ) es calculada a partir de la gravedad API según:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API}$$

A condiciones atmosféricas, la masa de gas disuelta en el petróleo es cero, luego se cumple que:

$$m_{g1} = 0 \quad V_{g1} = 0 \quad R_{S1} = 0$$

Al pasar a temperatura del yacimiento y la primera etapa de presurización cierto volumen de gas entra en solución en el petróleo. La masa en gramos de la fase líquida a esta nueva presión es:

$$m_{oi} = (\beta_{odi} \rho_{odi}) \frac{gm}{cm^3} * 1000cm^3$$

La masa de gas a estas condiciones es igual a la diferencia entre la masa de petróleo a la presión correspondiente a la etapa "i" menos la masa de petróleo a la presión correspondiente a la etapa "i-1". La masa de gas en gramos se calcula mediante:

$$m_{gi} = m_{oi} - m_{oi-1}$$

La masa de gas se usa para estimar el volumen de gas y posteriormente la relación gas-petróleo. Conocida la masa de gas, basta dividirla por su densidad para encontrar el volumen que esa masa de gas ocupa:

$$V_g = \frac{m_{gi}}{\rho_{gi}} = \frac{m_{gi}}{\gamma_{gi} * \rho_{aire}}$$

La densidad del aire se puede estimar como el cociente entre el volumen que ocupa una libra-mol de aire a condiciones normales dividido por el peso molecular del aire:

$$\rho_{aire} = \frac{28.96 \text{ lb/mol}}{379.4 \text{ pie}^3/\text{mol}}$$

El volumen de gas en solución a esas condiciones viene dado por:

$$V_{gi} = \frac{379.4}{28.96 * 454.7} \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi}} = 0.02881 * \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi}}$$

La relación gas-petróleo en PC/Bbl (1 barril es aproximadamente equivalente a 159 litros) es entonces:

$$R_{si} = R_{sdi-1} + 159V_{gi}$$

Este procedimiento se repite hasta tanto se cubran todos las etapas de despresurización de la prueba. La diferencia entre los valores calculados y los experimentales no debe exceder nunca de 5%. En caso de que la diferencia exceda el 5% la prueba debe ser descartada.

### Ejemplo de Cálculo:

Validar la siguiente Prueba de Liberación Diferencial con balance de materiales:

| Nº | Presión, Psi | Temperatura, °F | $\beta_o$ , Bbl/STB | Rs, SCF/STB | Gravedad específica del gas | Densidad del petróleo, gr./cm <sup>3</sup> |
|----|--------------|-----------------|---------------------|-------------|-----------------------------|--|
| 1  | 0            | 0               | 1.000               | 0           |                             | Petróleo sin gas                           |
| 2  | 0            | 188             | 1.051               | 0           | 1.358                       | 0.882                                      |
| 3  | 438.3        | 188             | 1.104               | 92          | 0.710                       | 0.865                                      |
| 4  | 754.3        | 188             | 1.125               | 138         | 0.674                       | 0.855                                      |
| 5  | 1063.3       | 188             | 1.142               | 180         | 0.660                       | 0.847                                      |
| 6  | 1413.3       | 188             | 1.159               | 224         | 0.654                       | 0.841                                      |
| 7  | 1672.3       | 188             | 1.170               | 263         | 0.640                       | 0.838                                      |

La gravedad API del petróleo es de 21.1

Cálculo a una presión de 438.3 psia

La masa del petróleo se calcula mediante:

$$m_{oi} = (\beta_{odi} \rho_{odi}) \frac{gm}{cm^3} * 1000 cm^3 = \left[ 1.104 \frac{Bbl}{STB} * 0.865 \frac{gr}{cm^3} \right] * 1000 cm^3 = 954.96 gr$$

La masa de gas es la diferencia entre la masa de petróleo a 483.3 psia y la masa de petróleo a la presión anterior, es decir a presión atmosférica y temperatura del yacimiento:

$$m_{gi} = m_{oi} - m_{oi-1} = 954.96 gr - 926.98 gr = 27.98 gr$$

el volumen de gas se calcula según:

$$V_g = \frac{379.4}{28.96 * 454.7} \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi}} = 0.02881 * \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi}} = 0.02881 * \frac{27.98 gr}{0.71} = 1.135 cm^3$$

y la relación gas petróleo finalmente:

$$R_{si} = R_{sdi-1} + 159 V_{gi} = 0 + 1.135 * 159 = 180.51 \frac{PCF}{BF}$$

Realizando estos cálculos para las presiones restantes se obtiene la siguiente tabla:

| Nº | Presión, Ipca | Temperatura °F | Rs medida, SCF/STB | Rs calculada, SCF/STB | Porcentaje de variación, % |
|----|---------------|----------------|--------------------|-----------------------|----------------------------|
| 1  | 0             | 0              | 0                  | 0                     | 0                          |
| 2  | 0             | 188            | 0                  | 0                     | 0                          |
| 3  | 438.3         | 188            | 92                 | 181                   | 196                        |
| 4  | 754.3         | 188            | 138                | 228                   | 165                        |
| 5  | 1063.3        | 188            | 180                | 265                   | 147                        |
| 6  | 1413.3        | 188            | 224                | 317                   | 142                        |
| 7  | 1672.3        | 188            | 263                | 358                   | 136                        |

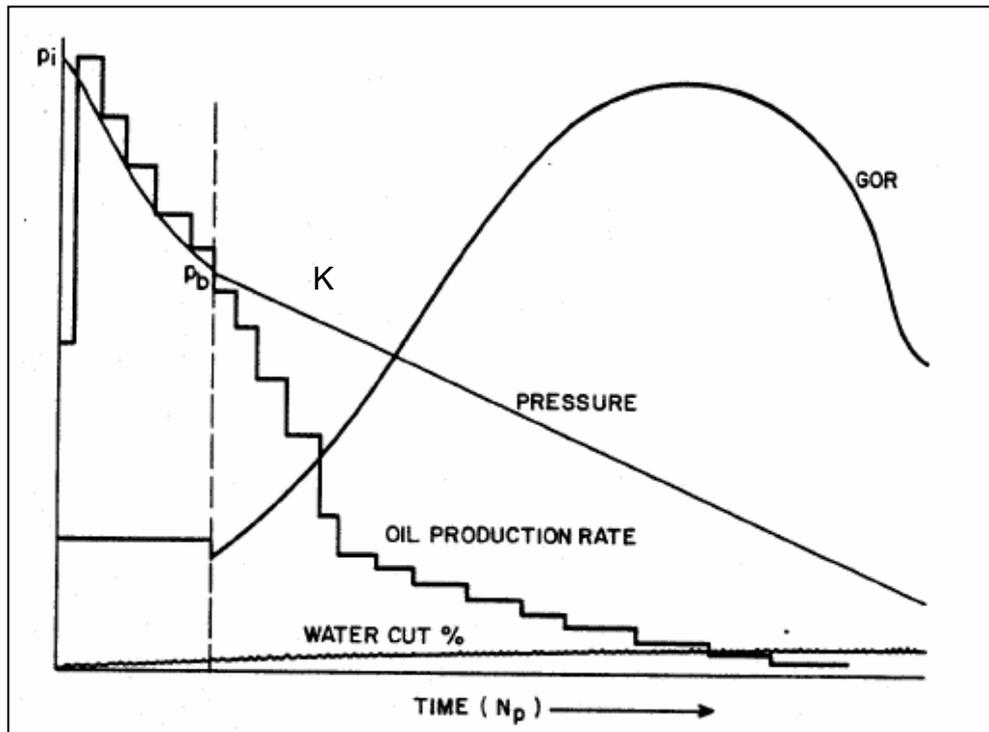
La diferencia que existe entre las relaciones gas petróleo medidas y las calculadas indica que la Prueba de Liberación Diferencial no es válida.

### 8.5 Ajuste de los resultados PVT

El comportamiento de presión/producción del yacimiento refleja propiedades del fluido tales como la presión de burbuja y la relación gas-petróleo.

Cuando el yacimiento pasa el punto de burbuja la tendencia de declinación de presión se amortigua y la relación gas-petróleo se incrementa marcadamente. Los resultados de laboratorio deben ser consistentes con este comportamiento.

Pequeñas divergencias entre el comportamiento de producción y los resultados experimentales que pueden ser corregidos como se indica a continuación.



Es posible ajustar la presión de burbuja medida en el laboratorio cuando ella es menor que la que sugiere el comportamiento de producción del yacimiento. La muestra puede resultar con una presión de burbuja menor que la real en las siguientes circunstancias:

- 1.- La presión de fondo fluente es más baja que la presión de burbuja y la muestra de fluido ha perdido parte del gas que tenía originalmente en solución.
- 2.- La muestra fue tomada muy por debajo del contacto gas-petróleo y el yacimiento presenta un gradiente vertical de presión de saturación.
- 3.- La presión del yacimiento ha declinado por debajo de la presión de burbuja.

El ajuste de la presión de burbuja se hace con auxilio de la función "Y" usada para validar la Prueba de Liberación Instantánea.

Para extrapolar la información de la Prueba de Liberación Instantánea a un nuevo valor de Presión de Burbuja mayor que el medido en el laboratorio, se procede de la siguiente manera:

- Se construye la función “Y” con los datos de la Prueba de Liberación Instantánea original.
- Se extrapola la función “Y” hasta el valor correcto de la presión de burbujeo.
- Se calculan sus correspondientes volúmenes relativos al segmento extrapolado.
- Los volúmenes relativos correspondientes a presiones por encima de la nueva presión de burbuja se estiman trazando una paralela a la curva de volúmenes relativos originales a condiciones subsaturadas por la nueva presión de burbuja.

### **Ejemplo de Cálculo**

Ajustar la presión de burbuja de la siguiente prueba instantánea a un nuevo valor de presión de burbuja de 3000 psi.

| <b>Presión, Psi</b> | <b>Volumen relativo</b> |
|---------------------|-------------------------|
| 2791                | 1.0000                  |
| 2653                | 1.0163                  |
| 2568                | 1.0279                  |
| 2470                | 1.0419                  |
| 2160                | 1.1003                  |
| 1860                | 1.1851                  |
| 1563                | 1.3134                  |
| 1270                | 1.5118                  |
| 969                 | 1.8765                  |
| 660                 | 2.6166                  |
| 440                 | 3.8560                  |

El procedimiento para ajustar la presión de burbuja de 2791 psi a 3000 psi consiste de los siguientes tres pasos:

- (a).- Calcular la función “Y” para la prueba instantánea y ajuste de línea recta.
- (b).- Extrapolar la función “Y” hasta la nueva presión de burbuja.
- (c).- Recalcular los volúmenes relativos a la nueva presión de burbuja.

**(a).- Cálculo de la función “Y” y ajuste de línea recta**

La función “Y” quedó definida por la siguiente ecuación:

$$Y = \frac{P_b - P}{P \left[ \left( \frac{V_t}{V_b} \right) - 1 \right]}$$

Remplazando el valor de la presión de burbuja y los volúmenes relativos provenientes del reporte de laboratorio, se obtiene:

Para la presión de 2653 psi:

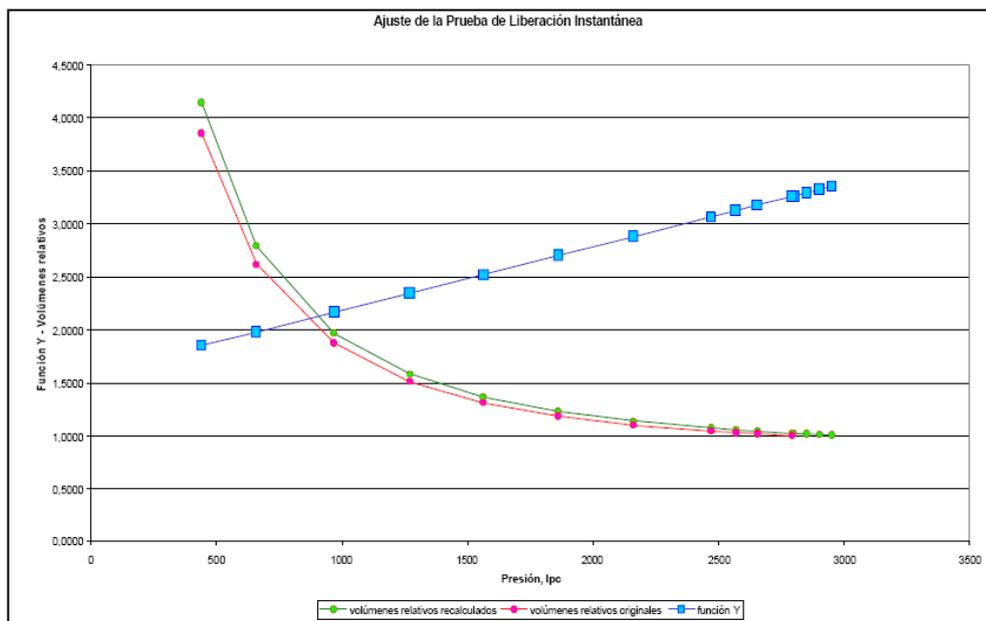
$$Y = \frac{P_b - P}{P \left[ \left( \frac{V_t}{V_b} \right) - 1 \right]} = \frac{2791\_lpc - 2653\_lpc}{2653\_lpc [1.0163 - 1.000]} = \frac{138.0000\_lpc}{43.2439} = 3.191$$

Repitiendo para las otras presiones:

| Presión, psi | Volumen relativo | Función "Y" |
|--------------|------------------|-------------|
| 2791         | 1.0000           |             |
| 2653         | 1.0163           | 3.191       |
| 2568         | 1.0279           | 3.112       |
| 2470         | 1.0419           | 3.102       |
| 2160         | 1.1003           | 2.913       |
| 1860         | 1.1851           | 2.704       |
| 1563         | 1.3134           | 2.507       |
| 1270         | 1.5118           | 2.340       |
| 969          | 1.8765           | 2.145       |
| 660          | 2.6166           | 1.997       |
| 440          | 3.8560           | 1.871       |

Graficando la función "Y" versus presión resulta en el siguiente gráfico, en el cual se observa que la curva resultante es una línea recta, cuya ecuación es:

$$Y = 0.0006P + 1.5851$$



**(b).- Extrapolar la función Y hasta la nueva presión de burbuja**

Usando la ecuación anterior se calculan valores de la función “Y” para las nuevas presiones de interés. Suponiendo que se desee calcular nuevos valores a intervalos de 50 psi:

$$P=2800 \text{ psi} \quad Y=0.0006*(2800 \text{ psi})+1.5851$$

$$Y = 3.261$$

| Presión, psi | Volumen relativo proveniente de la prueba de laboratorio | Función “Y” | Función “Y” calculada para las presiones extrapoladas |
|--------------|--|-------------|---|
| 3000         |  |             | 3.3851  |
| 2950         |  |             | 3.3551  |
| 2900         |  |             | 3.3251  |
| 2850         |  |             | 3.2951  |
| 2800         |  |             | 3.2610  |
| 2791         | 1.0000   |             |   |
| 2653         | 1.0163   | 3.191       |   |
| 2568         | 1.0279   | 3.112       |   |
| 2470         | 1.0419   | 3.102       |   |
| 2160         | 1.1003   | 2.913       |   |
| 1860         | 1.1851   | 2.704       |   |
| 1563         | 1.3134   | 2.507       |   |
| 1270         | 1.5118   | 2.340       |   |
| 969          | 1.8765   | 2.145       |   |
| 660          | 2.6166   | 1.997       |   |
| 440          | 3.8560   | 1.891       |   |

**(c).- Recalcular los volúmenes relativos a la nueva Presión de Burbuja**

Los volúmenes relativos se recalculan despejándolos de la ecuación de “Y”:

$$\frac{V_t}{V_b} = 1 + \frac{(P_b - P)}{Y * P}$$

Para la nueva presión de burbuja,  $P = 3000$  psi el volumen relativo es igual a 1.0000.

Para 2950 psi el volumen relativo es:

$$\frac{V_t}{V_b} = 1 + \frac{(P_b - P)}{Y * P} = 1 + \frac{(300\_lpc - 2950\_lpc)}{(3.3551 * 2950\_lpc)} = 1 + \frac{50\_lpc}{9897.545\_lpc} = 1.0051$$

Repitiendo para los otros valores de presión:

| Presión, Psi | Volumen relativo proveniente de la prueba de laboratorio | Función "Y" | Volumen relativo recalculado |
|--------------|--|-------------|------------------------------|
| 3000         |  |             | 1.0000                       |
| 2950         |  |             | 1.0051                       |
| 2900         |  |             | 1.0104                       |
| 2850         |  |             | 1.0169                       |
| 2800         |  |             | 1.0219                       |
| 2791         | 1.0000   |             | 1.0230                       |
| 2653         | 1.0163   | 3.191       | 1.0412                       |
| 2568         | 1.0279   | 3.112       | 1.0538                       |
| 2470         | 1.0419   | 3.102       | 1.0700                       |
| 2160         | 1.1003   | 2.913       | 1.1350                       |
| 1860         | 1.1851   | 2.704       | 1.2269                       |
| 1563         | 1.3134   | 2.507       | 1.3644                       |
| 1270         | 1.5118   | 2.340       | 1.5804                       |
| 969          | 1.8765   | 2.145       | 1.9674                       |
| 660          | 2.6166   | 1.997       | 2.7896                       |
| 440          | 3.8560   | 1.871       | 4.1465                       |

## 8.6 Ajuste del factor volumétrico del petróleo y del gas en solución

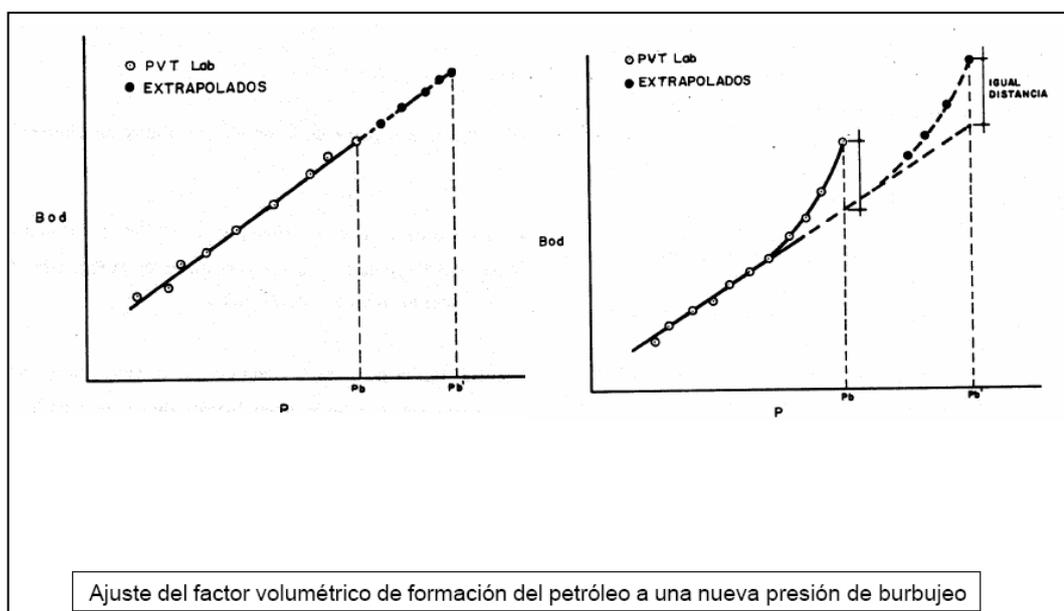
La corrección realizada en la presión de burbuja debe propagarse a los otros parámetros medidos en el laboratorio, tales como el factor volumétrico de formación del petróleo, la relación gas disuelto y la viscosidad del petróleo para que la descripción PVT del fluido sea consistente.

El tratamiento que se le da al factor volumétrico de formación del petróleo y a la relación gas petróleo son similares una vez que se conoce la presión de burbuja.

En ambos casos el procedimiento de extrapolación es gráfico, preservando la geometría de la función original medida en el laboratorio.

Para ello, se grafica el parámetro PVT medido en la Prueba de Liberación Diferencial en función de la presión y determinar si el gráfico es lineal o curvilíneo en un rango comprendido entre  $0.3 \leq P/P_b \leq 0.9$ . Si el gráfico es lineal, basta con extrapolar la línea recta hasta la nueva presión de burbuja y leer directamente de la línea extrapolada los nuevos valores del factor volumétrico de formación del petróleo o de la relación gas-petróleo.

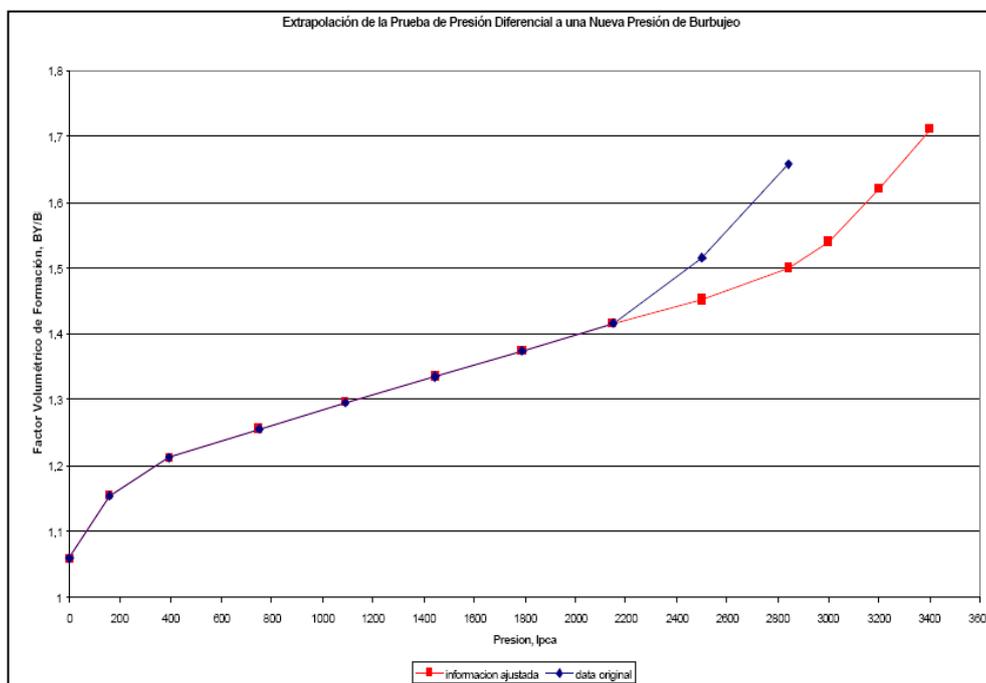
Si en lugar de una recta el gráfico muestra alguna curvatura, es necesario preservarla en la determinación de los nuevos valores del factor volumétrico de formación y de la relación gas-petróleo.



Una prueba diferencial con los resultados mostrados en la tabla que sigue, debe ser ajustada a una nueva presión de burbuja de 3400 psia.

| Presión, psi | Factor volumétrico de formación del petróleo, Bbl/STB |
|--------------|---|
| 2148         | 1.416   |
| 1790         | 1.374   |
| 1445         | 1.335   |
| 1090         | 1.296   |
| 750          | 1.256   |
| 395          | 1.212   |
| 160          | 1.154   |
| 0            | 1.059   |

El primer paso consiste en graficar los factores volumétricos versus presión para determinar si el gráfico muestra alguna curvatura cerca del punto de burbuja. De ser este el caso se extrapola la curva preservando esta curvatura en su extensión hasta la nueva presión de burbuja.



A partir de la curva extrapolada se leen los nuevos valores del factor volumétrico de formación del petróleo:

| <b>Presión, psi</b> | <b>Factor volumétrico de formación del petróleo, Bbl/STB</b> |
|---------------------|--|
| 3400                | 1.710  |
| 3200                | 1.621  |
| 3000                | 1.540  |
| 2843                | 1.500  |
| 2500                | 1.452  |
| 2148                | 1.416  |
| 1790                | 1.374  |
| 1445                | 1.335  |
| 1090                | 1.296  |
| 750                 | 1.256  |
| 395                 | 1.212  |
| 160                 | 1.154  |
| 0                   | 1.059  |

### **Ejemplo de Cálculo**

Una muestra de petróleo de tiene una presión de burbuja de 1179 psi y la curva de viscosidad que se muestra en la tabla. Ajuste la viscosidad medida en el laboratorio a un nuevo valor de presión de burbuja de 1500 psia.

| <b>Presión, psia</b> | <b>Viscosidad del petróleo, cp</b> |
|----------------------|------------------------------------|
| 4985                 | 67.53                              |
| 4586                 | 64.34                              |
| 3974                 | 59.45                              |
| 3488                 | 55.56                              |
| 2981                 | 51.51                              |
| 2413                 | 46.97                              |
| 2076                 | 44.28                              |
| 1449                 | 39.27                              |
| 1179                 | 37.11                              |
| 941                  | 42.87                              |
| 773                  | 45.90                              |
| 592                  | 50.30                              |
| 483                  | 54.71                              |
| 374                  | 59.01                              |
| 200                  | 68.28                              |
| 0                    | 93.13                              |

Para presiones menores a la presión de burbuja se calcula el inverso de la viscosidad,  $1/\mu_o$ , el cual es lineal con la presión. Los valores resultantes son los siguientes:

| Presión, psia | Viscosidad, cp | $1/\mu_o$ |
|---------------|----------------|-----------|
| 1179          | 37.11          | 0.026927  |
| 941           | 42.87          | 0.023833  |
| 773           | 45.90          | 0.021649  |
| 592           | 50.30          | 0.019296  |
| 483           | 54.71          | 0.017879  |
| 374           | 59.01          | 0.016462  |
| 200           | 68.28          | 0.014646  |
| 0             | 93.13          | 0.011600  |

La ecuación de la línea recta que mejor ajusta los valores de  $1/\mu_o$ :

$$\frac{1}{\mu_o} = 1.3 \times 10^{-5} * P + 0.0116$$

que será usada para extrapolar  $1/\mu_o$  viscosidad hasta la nueva presión de burbuja de 1500 psia.

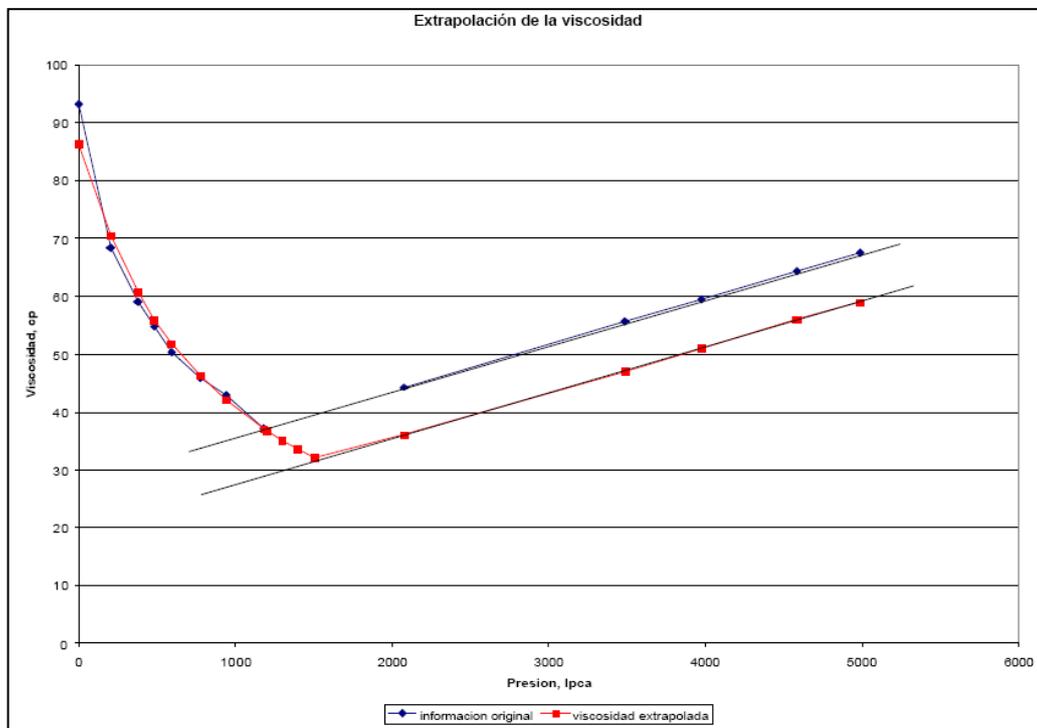
Los valores extrapolados calculados con la función  $1/\mu_o$  y sus correspondientes  $\mu_o$  se indican en la siguiente tabla:

| Presión, psi | Viscosidad medida en el laboratorio, cp | $1/\mu$ calculada de la información de laboratorio | $1/\mu$ ajustada y extrapolada a la nueva presión de burbuja |
|--------------|---|--|--|
| 1500         |   |  | 0.031100   |
| 1400         |   |  | 0.029800   |
| 1300         |   |  | 0.028500   |
| 1200         |   |  | 0.027200   |
| 1179         | 37.11                                   | 0.026947   | 0.026927   |
| 941          | 42.87                                   | 0.023326   | 0.023833   |
| 773          | 45.90                                   | 0.021786   | 0.021649   |
| 592          | 50.30                                   | 0.019881   | 0.019296   |
| 483          | 54.71                                   | 0.018278   | 0.017879   |
| 374          | 59.01                                   | 0.016946   | 0.016462   |
| 200          | 68.28                                   | 0.014646   | 0.014200   |
| 0            | 93.13                                   | 0.010738   | 0.011600   |

Una vez extrapolada la función  $1/\mu_o$  hasta la nueva presión de burbujeo se usa para recalcular la viscosidad para el nuevo rango de presiones:

| Presión, psi | $1/\mu_o$ ajustada y extrapolada a la nueva presión de burbuja | $\mu_o$ calculada de la función $1/\mu_o$ |
|--------------|--|---|
| 1500         | 0.031100   | 32.15                                     |
| 1400         | 0.029800   | 33.55                                     |
| 1300         | 0.028500   | 35.08                                     |
| 1200         | 0.027200   | 36.76                                     |
| 1179         | 0.026927   | 37.13                                     |
| 941          | 0.023833   | 41.95                                     |
| 773          | 0.021649   | 46.19                                     |
| 592          | 0.019296   | 51.82                                     |
| 483          | 0.017879   | 55.93                                     |
| 374          | 0.016462   | 60.74                                     |
| 200          | 0.014200   | 70.42                                     |
| 0            | 0.011600   | 86.20                                     |

La curva de viscosidad extrapolada a la nueva presión de burbuja es entonces:



## IX.- CONCLUSIONES

- (1) Es factible llevar a cabo un proceso de validación de los datos PVT, para el caso específico de la Prueba de Liberación Instantánea, a través del gráfico de la función “Y” versus presión, utilizando los valores experimentales y determinando la mejor recta a través de la técnica de mínimos cuadrados. Si el gráfico obtenido tiene un comportamiento lineal la prueba es válida.

El proceso de validación, utilizando una hoja electrónica de EXCEL, tiene como base, que las desviaciones del comportamiento lineal alrededor de la presión de burbuja se originan por las dificultades que resultan en la lectura de la información experimental debido a contraste de compresibilidad de fluido alrededor del punto de burbuja.

Para corregir el valor de la presión de burbuja es necesario recalcular la función “Y” con diferentes valores de presión de burbuja, asignados por ensayo y error, hasta eliminar o mitigar la curvatura de la información experimental alrededor de la presión de burbuja.

- (2) Es factible efectuar una validación del  $R_s$ , para una Prueba de Liberación Diferencial, a través del cálculo de las relaciones gas-petróleo para cada presión y comparándola con las relaciones gas-petróleo medidas experimentalmente en la Prueba Diferencial.

Los cálculos consisten de un balance de masa realizado entre etapas sucesivas de presurización, repitiendo la misma secuencia de despresurización seguida en el laboratorio.

- (3) Es factible lograr el ajuste de la presión de burbuja para una prueba de laboratorio (instantánea), considerando a cálculos de la función “Y” y ajustar esta a una línea recta, para posteriormente extrapolar la

función “Y” hasta la nueva presión de burbuja y recalcular los volúmenes relativos a la nueva presión de burbuja.

## **X.- BIBLIOGRAFÍA**

FUNDAMENTALS OF RESERVOIR ENGINEERING

L. P. DAKE

<sup>a</sup> PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING - Physical Properties

JAMES W. AMYX, DANIEL M. BASS, JR., ROBERT L. WHITING.