

YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO SATURADOS. INTEGRACIÓN DE ESTUDIOS TERMODINÁMICOS CON INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN.

Sergio Bosco¹, Rafael Cobeñas², Marcelo Crotti¹

¹(INLAB S.A.), ²(ITBA)

Resumen

En la ingeniería de reservorios, es normalmente aceptado que la gran mayoría de los yacimientos de gas y condensado se encuentran inicialmente saturados, es decir su presión de rocío coincide con la presión del reservorio. A su vez, generalmente se asume que no hay petróleo, inicialmente, en la zona de gas cuando no existe producción del mismo en superficie aparte de la correspondiente al condensado. Esta última suposición a veces es incorrecta pues descarta una posible presencia de líquido en fondo, en cantidades inferiores a la mínima saturación móvil de petróleo.

En este trabajo, se analiza la evolución de un yacimiento de gas y condensado típico de la República Argentina bajo dos escenarios posibles. El primero no presenta líquido en el reservorio a condiciones iniciales, mientras que en el segundo el yacimiento originalmente posee líquido aunque en menor cantidad que la mínima saturación móvil de petróleo. Los resultados marcan notables diferencias en cuanto a la evolución de relación gas petróleo (RGP) y producción de líquido con la historia de producción.

Como conclusión se establece una metodología para integrar los estudios termodinámicos con la información de producción a fin de poder predecir la evolución real de un yacimiento de gas y condensado.

Introducción

Para realizar un adecuado desarrollo de un yacimiento es necesario, entre otras cosas, clasificarlo según el tipo de fluido que se encuentra en el reservorio y determinar el comportamiento termodinámico de este fluido.

Aunque su clasificación teórica requiera del conocimiento del comportamiento termodinámico del fluido (diagrama P-T), las condiciones del reservorio y de las instalaciones de superficie, los yacimientos suelen usualmente clasificarse en función de propiedades observables durante la operación. Para la clasificación de la naturaleza del reservorio, se utilizan criterios que incluyen la relación gas petróleo y densidad del líquido de tanque. Según estas clasificaciones, se consideran yacimientos de gas y condensado a aquellos que al comienzo de su explotación poseen una relación gas petróleo entre 550 y 27.000 m³/m³ y una densidad de líquido de tanque entre 40 y 60 °API.^{1,2,3}

Para determinar el comportamiento termodinámico, se debe realizar un estudio PVT sobre una muestra del fluido. En los yacimientos de gas y condensado resulta adecuado obtener esta muestra en superficie bajo ciertas condiciones recomendadas^{4,5,6} para garantizar la representatividad de la misma. Esto permite inferir que el estudio PVT también será representativo.

Durante el estudio PVT se confirma la clasificación de este tipo de yacimiento por la observación del fenómeno de rocío por debajo de la presión de saturación. En la determinación de la presión de rocío a temperatura de reservorio pueden ocurrir tres situaciones:

1. La presión estática del reservorio es mayor que la presión de rocío. En esta condición y habiéndose seguido un adecuado procedimiento de muestreo, se puede concluir que la muestra de fluido es representativa y que el fluido se encuentra en una sola fase a las condiciones de

reservorio. Por lo tanto, se puede obtener una caracterización del comportamiento termodinámico del fluido de reservorio a través de la realización de un ensayo de Depletación a Volumen Constante (CVD) a temperatura de reservorio.

2. A la inversa de la situación anterior, la presión de rocío es mayor que la presión estática del reservorio. Esto suele interpretarse como el resultado de la existencia de dos fases móviles en la vecindad del pozo que conducen al muestreo de un flujo bifásico. Estas muestras son consideradas como no representativas ya que la proporción en que fluyen al pozo cada una de las fases no es directamente proporcional con la saturación de cada fase sino que obedece a la movilidad relativa de las mismas.
3. La última alternativa es que la presión de rocío resulte igual a la presión estática del reservorio. Esta condición resulta ser la más común en las muestras de gas y condensado de la región y la interpretación habitual es que la muestra es representativa, y en el yacimiento existe una única fase en condición de saturación. Pero ésta no es la única interpretación posible. Una alternativa, que probablemente coincida con la situación más habitual, es que el fluido en el reservorio se encuentre en dos fases (gas y líquido), pero que el líquido esté en una proporción inferior a la mínima saturación móvil. Por lo tanto, no existe posibilidad alguna de obtener una muestra representativa del fluido pues al pozo sólo fluye una de las dos fases presentes en reservorio. Esta interpretación toma mayor relevancia en los casos en que hay evidencia de la existencia de un halo de petróleo.

Finalmente, en esta condición, el estudio PVT puede no describir adecuadamente el comportamiento futuro del reservorio, dependiendo de la situación en la que realmente se encuentre el reservorio. Afortunadamente, existen metodologías para poder determinar *a priori* que interpretación resulta válida.

Debido a que la última situación presentada resulta ser la más común en la experiencia de los autores, en este trabajo se analizó la evolución de un yacimiento de gas y condensado bajo dos posibles circunstancias. En la primera, el fluido se encuentra solamente en fase gas en el reservorio, mientras que en la segunda, el reservorio posee originalmente líquido en equilibrio en una proporción inferior a la mínima saturación móvil. El procedimiento de análisis presentado en este trabajo sirve de metodología para integrar los estudios termodinámicos con información de producción y así poder predecir el comportamiento real de un yacimiento de gas y condensado.

Descripción del estudio

Como el objetivo del análisis es la comparación de la evolución de un yacimiento en las dos circunstancias descritas, se recurrió a la realización de una simulación termodinámica de las propiedades PVT de dos muestras. Las muestras fueron elegidas para ejemplificar cada una de las situaciones planteadas.

La primera muestra (caso monofásico), consiste en un sistema de gas y condensado con presión de saturación de 400 kg/cm²abs a 110 °C. La composición del fluido corresponde a la de una muestra típica de las que se pueden encontrar en los yacimientos de gas y condensado de la región. Considerando las condiciones de reservorio en 400 kg/cm²abs a 110 °C, esta muestra representa la situación del yacimiento saturado a condiciones de reservorio, sin presencia de líquido.

La segunda muestra se obtuvo a partir de la primera. Para ello se buscó la composición de un líquido que, en las mismas condiciones de presión y temperatura, coexista en equilibrio con la primera muestra y se las combinó en una proporción en volumen de 85% gas y 15% líquido. De esta forma, a las condiciones de reservorio, esta muestra representa la situación de coexistencia de dos fases (caso bifásico). La proporción de líquido elegida se considera un valor apropiado para ejemplificar una importante saturación de petróleo inmóvil durante la producción primaria.

Para obtener una comparación cuantitativa de la evolución de las dos situaciones, se empleó el mismo volumen poral en ambos escenarios. Con este planteo, una muestra de superficie adecuadamente obtenida, proporciona la misma composición en ambos casos.

Una vez determinada la composición de las muestras, se procedió a la realización del estudio termodinámico. El ensayo simulado consiste, en ambos casos, en una CVD de siete etapas, desde la presión original del reservorio (400 kg/cm²abs) hasta 100 kg/cm²abs, a una temperatura constante de 110 °C (temperatura de reservorio). Para poder obtener valores comparables con los que se obtienen en producción, el efluente de cada una de las etapas fue producido a través de un separador. Las condiciones del separador se eligieron arbitrariamente a 30 kg/cm²abs y 25 °C. De los datos volumétricos obtenidos se derivaron todas las cantidades de interés.

Análisis de Resultados

Las propiedades obtenidas se presentan en forma gráfica en las **Figuras 1 a 6**. La RGP se calculó como el volumen de gas de separador estándar (STD) sobre el volumen de líquido de tanque en condiciones STD (**Figura 3**).

En los gráficos expuestos puede observarse que:

1. Las composiciones y propiedades de los fluidos producidos son muy similares en ambos casos. La densidad del líquido de tanque y la gravedad específica del gas de separador presentan diferencias menores al 0.1% a lo largo de todo el rango de presiones (**Figuras 1 y 2**).
2. La RGP varía notablemente desde etapas tempranas de la producción. Luego de un decremento de 50 kg/cm²abs en la presión, la RGP presenta diferencias de más del 8% (**Figura 3**). Esto indica que la evolución de RGP observada durante la historia de producción de un yacimiento de gas y condensado inicialmente saturado puede utilizarse para verificar la presencia de líquido en el casquete original.
3. El factor de desviación bifásico (Z bifásico) muestra diferencias notables de comportamiento, debido al distinto comportamiento volumétrico de las fases en juego y a la diferente cantidad de moles iniciales (**Figura 4**).
4. El volumen de líquido en fondo tiene tendencias opuestas durante la etapa de explotación analizada. Mientras que en la muestra originalmente monofásica dicho volumen aumenta, en la muestra bifásica el volumen disminuye monótonamente (**Figura 5**).
5. El volumen de líquido de tanque producido, durante las primeras etapas de la CVD, marca una diferencia del 5%, siendo mayor el valor obtenido a partir del caso monofásico. Esta diferencia aumenta rápidamente a lo largo de la producción, llegando al 40% a la última presión analizada (100 kg/cm²abs). Por lo tanto, en caso de existir originalmente líquido en fondo, si se emplea la información PVT sin corrección alguna, se estaría sobreestimando la recuperación de líquido en superficie. Esta sobreestimación va aumentando durante la depletación del reservorio, llegando a ser importante en las etapas medias de vida del yacimiento.

Metodología Propuesta

Como resultado del análisis previamente mostrado es posible desarrollar una metodología de estudio del comportamiento termodinámico de los yacimientos de gas y condensado originalmente saturados. Una vez determinada la presión de rocío igual a la del reservorio, un dato importante para la continuación de los estudios, es la determinación de los valores de saturación de petróleo a condiciones de reservorio. Esto puede conducir a la obtención de una composición representativa del fluido del reservorio. Las determinaciones de saturación de petróleo, pueden realizarse tanto en muestras de corona como en cuttings, utilizando las técnicas habituales (lavado, gravimetría, etc) o técnicas geoquímicas (lavado y cuantificación por cromatografía).

Una vez determinada la saturación de petróleo, y con los datos del estudio PVT de la fase gaseosa, pueden obtenerse, a través de una simulación termodinámica, las propiedades del fluido representativo que se encuentra en el reservorio. El contraste permanente de esta información con los datos de producción puede permitir observar diferencias que indiquen la conveniencia de cambios en la interpretación, o mejoras en las estrategias de explotación.

Conclusión

La obtención de la presión de saturación igual a la presión de reservorio, sobre una muestra de superficie de un yacimiento de gas y condensado, puede significar la presencia de fase líquida en fondo, aún en el momento de la toma de muestra.

Durante la historia de producción del yacimiento pueden presentarse diferencias considerables con lo predicho a través de un estudio PVT, dependiendo de la existencia original de una fase líquida inmóvil en el reservorio. En dicho caso, se sugiere adoptar una estrategia de estudio distinta a la habitualmente empleada. Este trabajo presenta una metodología para integrar los estudios termodinámicos con la información de producción a fin de poder predecir la evolución real de los yacimientos de gas y condensado saturados.

Nomenclatura

- CVD = Depletación a volumen constante.
- RGP = Relación gas petróleo, L3/L3, m³/m³.
- STD = Condiciones estándar.
- Z = Factor de desviación del gas.

Bibliografía

1. Mc. Cain Jr., W.D.: "Reservoir Fluid Property Correlations – State of the Art", *SPE* (May 1991), 266.
2. Mc. Cain Jr., W.D.: "Revised Gas-Oil Ratio Criteria Key Indicators of Reservoir Fluid Type", *Petroleum Engineer International* (April 1994), 57.
3. Moses, P.M.: "Engineering applications of phase behavior of crude oil and condensate systems", *Journal of Petroleum Technology* (July 1986), 715.
4. *API-RP 44: Recommended Practice for Sampling Petroleum Reservoir Fluids*, (January 1966).
5. Reudelhuber, F.O.: "Separator Sampling of Gas-Condensate Reservoirs", *Oil & Gas Journal* (June 21, 1954), 138.
6. Mc. Cain Jr., W.D., and, Alexander, R.A.: "Sampling Gas Condensate Wells", *SPE* (August 1992), 358.

Factores de Conversión al Sistema Internacional

- $^{\circ}\text{API} = 141.5 / (131.5 + ^{\circ}\text{API}) = \text{g/cm}^3$
- $^{\circ}\text{C} = ^{\circ}\text{C} + 273.15 = ^{\circ}\text{K}$
- $\text{kg/cm}^2 \times 9.8069 \text{ E}+01 = \text{kPa}$

Figuras

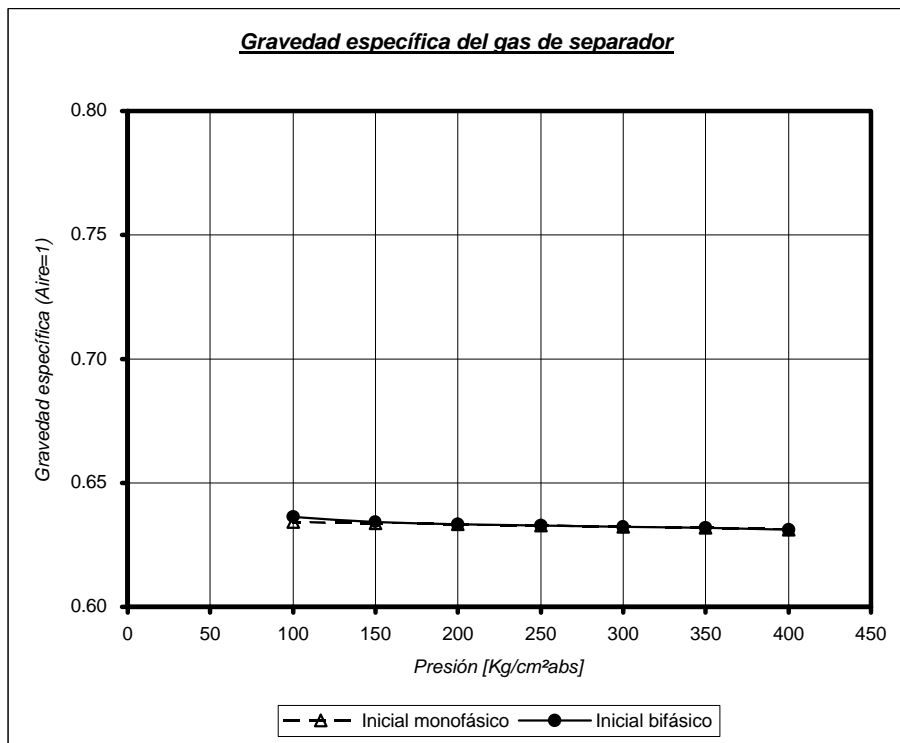


Figura 1 – Evolución de la gravedad específica del gas de separador en ambos escenarios.

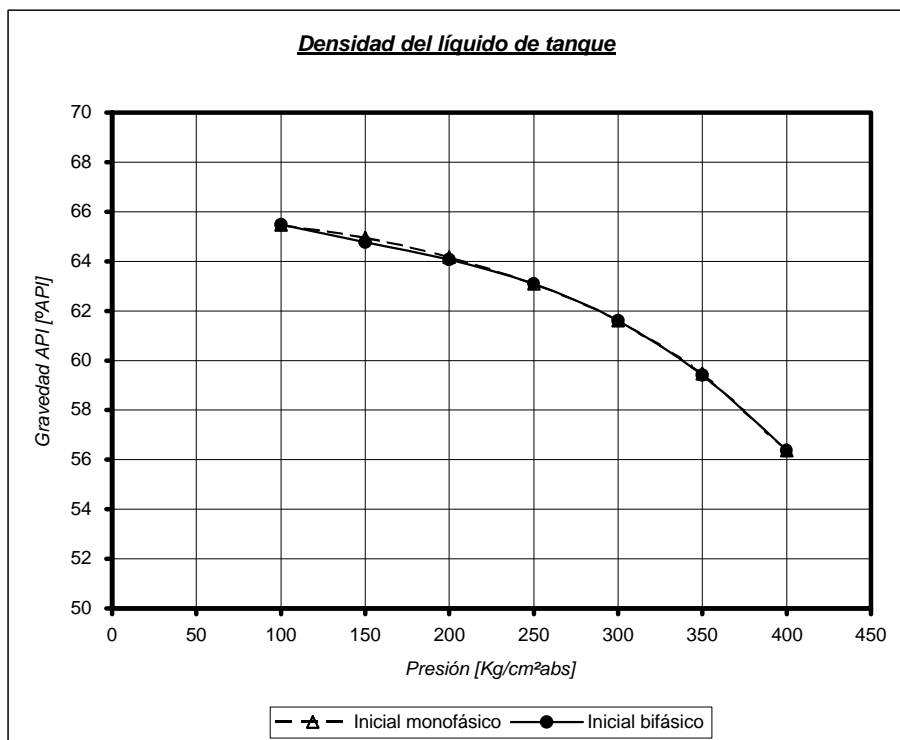


Figura 2 – Evolución de la densidad del líquido de tanque en ambos escenarios.

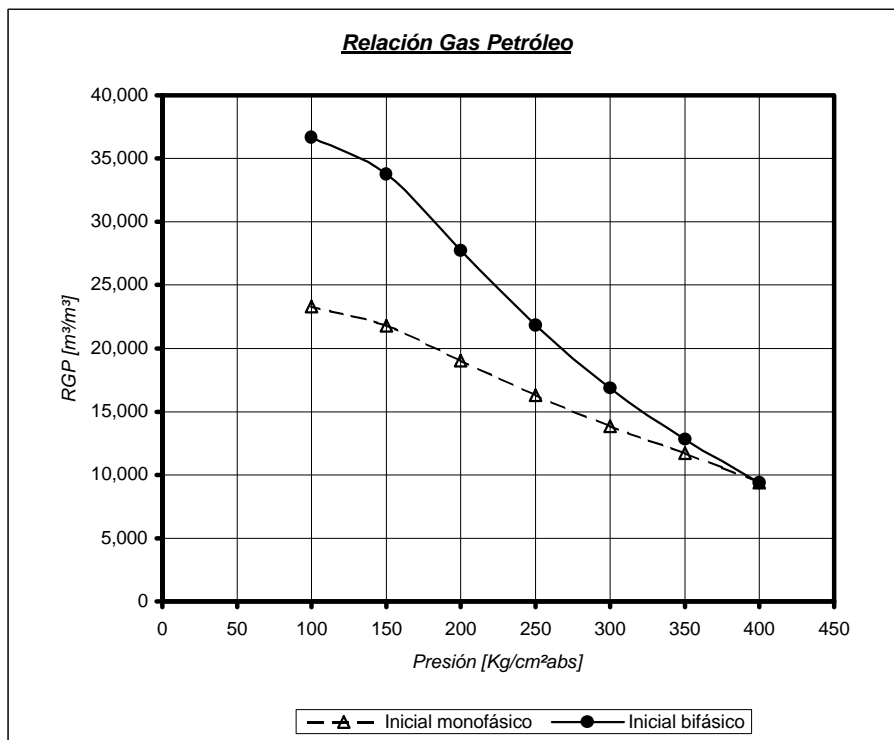


Figura 3 – Comparación del comportamiento de la relación gas petróleo para los dos casos.

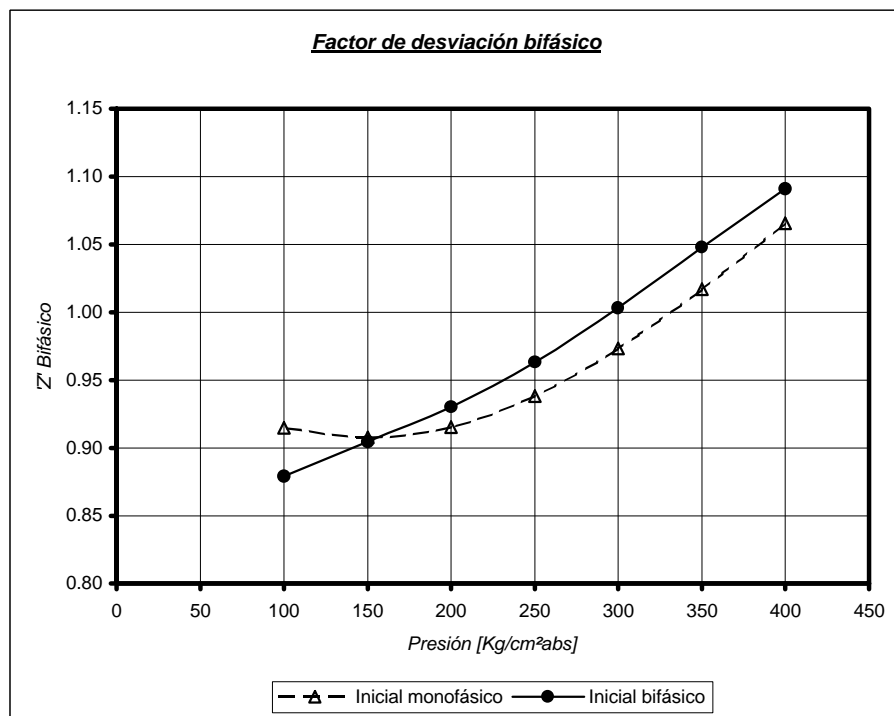


Figura 4 – Variación del factor de desviación bifásico del gas (Z bifásico) para los dos casos.

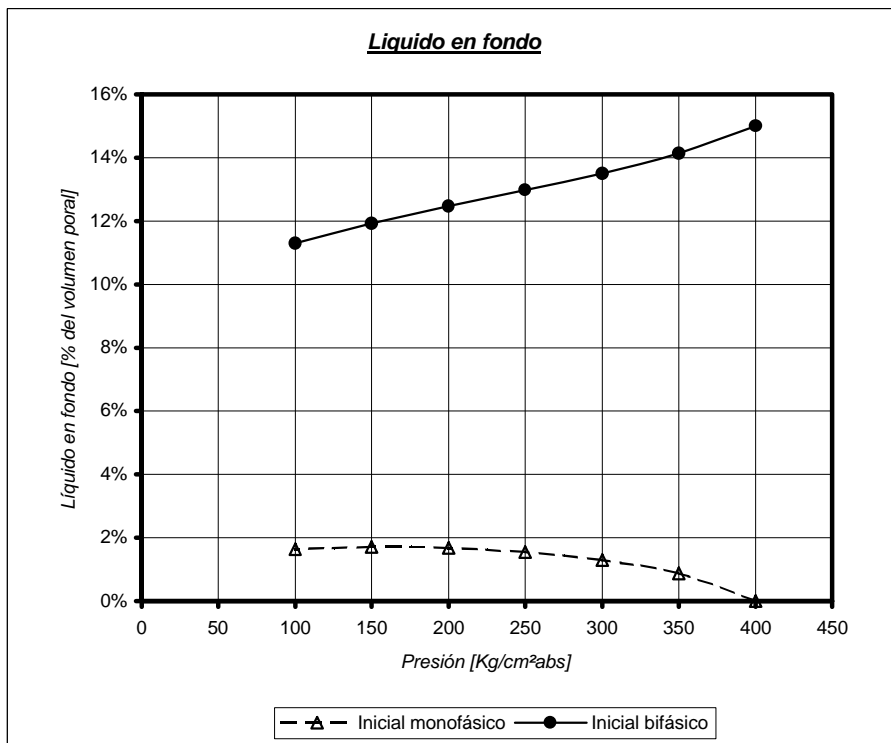


Figura 5 – Variación del volumen de líquido en fondo para ambas situaciones.

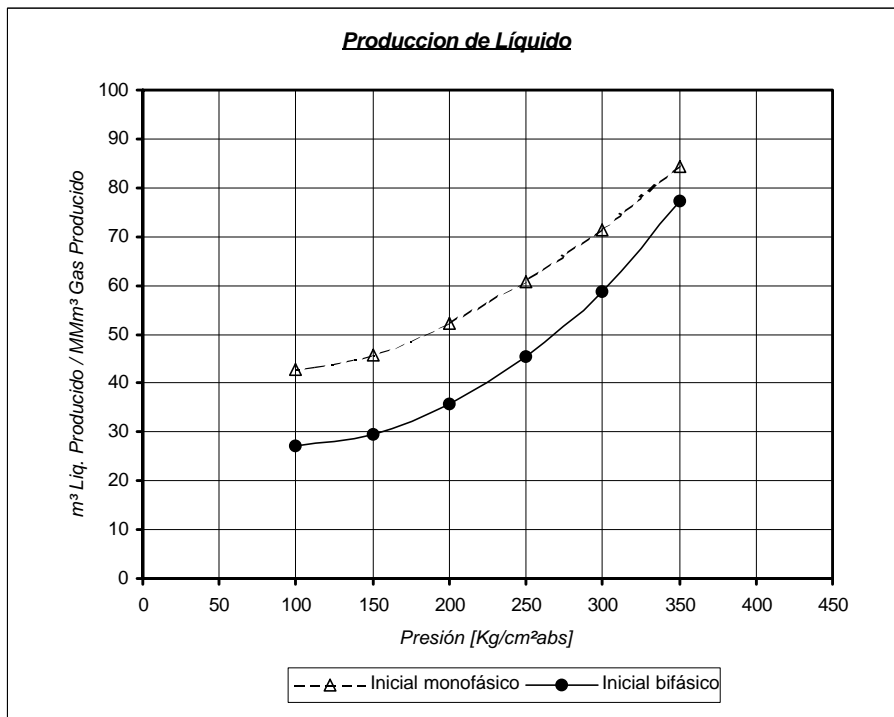


Figura 6 – Evolución de la producción de líquido en ambas situaciones.

Curriculum Vitae de los autores

El Lic. Sergio Bosco trabaja como especialista en caracterización de fluidos en el sector Termodinámica de Fluidos en INLAB S.A. desde 1996. Allí, está involucrado en el análisis composicional y PVT de las muestras de fluidos y ha participado en más de 100 estudios PVT sobre muestras de diferentes reservorios y plantas en Latinoamérica. A su vez participa activamente en los proyectos de caracterización de reservorios basados en propiedades termodinámicas de fluidos.

El Ing. Rafael Cobeñas es profesor de tiempo parcial del ITBA en las cátedras correspondiente a las materias de grado y postgrado de “SIMULACIÓN DE RESERVORIOS”. Se ha graduado de “Master of Science in Petroleum Engineering” en la Universidad de Texas A&M, USA. Profesionalmente se ha desarrollado en Valdez Rojas y Hogg S.A. donde ha participado en proyectos de simulación, estudios de caracterización de reservorios y estudios de reservas.

El Lic. Marcelo Crotti es profesor de la cátedra “PETROFÍSICA Y FLUIDOS DE RESERVORIO” de la carrera de Ingeniería en Petróleo (ITBA) y Director Adjunto del Postgrado en Ingeniería de Reservorios (ITBA). Gran parte de su carrera profesional la desarrolló en INLAB S.A. en cuyo laboratorio se caracterizan rutinariamente muestras de rocas y fluidos de reservorios.