

CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO DE RESERVORIO (GAS-CONDENSADO) DEL YACIMIENTO LOMA LA LATA, FORMACION SIERRAS BLANCAS

Elisabet Savoy, Nidia Rios, Chet Ozgen, Osman Karaoguz

YPF S.A. - ARGENTINA, NITEC LLC - E.E.U.U.

RESUMEN

Este trabajo describe los procesos de ingeniería utilizados en el análisis de parámetros de reservorio, datos de producción y datos de laboratorio PVT para la caracterización de fluidos en el yacimiento más grande de gas-condensado de Argentina.

Los pozos de la formación Sierras Blancas producen desde gas prácticamente seco hasta condensado de riqueza media. Los registros de producción muestran que el condensado producido aumenta con la profundidad, indicando que la distribución composicional del fluido de reservorio no es uniforme. El conjunto de resultados de las muestras recombinadas no generan correlaciones consistentes de puntos de rocío, densidad de líquidos de separador y composiciones de los fluidos "in-situ" con la profundidad.

Algunos de los resultados interesantes del trabajo son: la variación de la temperatura no sigue el gradiente geotérmico dentro del reservorio; de las diecisiete muestras ensayadas, cinco son termodinámicamente consistentes, pero sólo una puede ser usada en cálculos predictivos (EOS-VLE); el comportamiento inusitado de la presión de rocío es debido a la variación de la composición con la profundidad.

Para la caracterización del fluido se llevó a cabo un estudio de consistencia termodinámica de los datos PVT de las muestras recombinadas y luego, a partir de los datos confiables así seleccionados, se trató de obtener una única ecuación de estado (EOS). Los datos PVT fueron también analizados en cuanto a la precisión de la composición de los componentes principales y del punto de rocío. Después de dos normalizaciones de los datos composicionales, pudo definirse adecuadamente la relación entre la fracción molar y la profundidad. Utilizando la información obtenida fue posible definir la composición del fluido en todo el reservorio.

Se analizaron los registros del condensado producido y se correlacionaron con la profundidad. Considerando que el gradiente geotérmico no produjo resultados satisfactorios, para determinar la variación areal de temperatura en el yacimiento se utilizaron mediciones electrónicas de temperatura obtenidas a partir de ensayos de presión.

Para temperatura, presión y variación composicional en el yacimiento, se probaron en modo predictivo varios parámetros ajustados de EOS (obtenidos utilizando los datos PVT seleccionados), hasta que los resultados reprodujeron adecuadamente la distribución del condensado producido a partir de los registros de producción.

INTRODUCCION

El objetivo de este estudio fue entender el comportamiento del fluido de reservorio (gas-condensado de la formación Sierras blancas) y encontrar una ecuación de estado que represente el equilibrio líquido-vapor (VLE) de este fluido. Para ello, fue necesario entender y caracterizar la distribución areal y vertical de los parámetros que influyen el comportamiento del fluido de reservorio.

Los parámetros que influyen el comportamiento de los sistemas hidrocarburos (en grandes términos) son: la temperatura y presión de reservorio y la composición de los fluidos "in-situ". En este caso, los tres cambian areal y verticalmente. Es propósito de este estudio analizar y caracterizar estas variaciones.

En un trabajo previo, el reservorio había sido dividido arealmente en tres zonas según el contenido de condensado; pobre, media y rica.

En este trabajo se analizaron 17 muestras recombinadas tomadas en separador en superficie. El primer paso consistió en verificar la validez de las muestras extraídas. Para ello se evaluaron el acondicionamiento de pozos efectuado previo al muestreo, las técnicas de muestreo utilizadas y la consistencia de los datos registrados. Luego de este proceso, nueve (9) muestras fueron seleccionadas para describir la variación composicional en el reservorio y cinco (5) de ellas, de pozos diferentes, resultaron ser las más representativas; fueron por lo tanto, elegidas para ser sometidas a estudios adicionales.

Estas cinco muestras fueron analizadas en cuanto a la exactitud y consistencia de los datos de laboratorio utilizando un programa de regresión termodinámica. Además, se intentó determinar un único juego de parámetros de la EOS regresionando simultáneamente múltiples muestras. Las soluciones satisfactorias encontradas fueron probadas en modo predictivo, para asegurar que la variación de la composición y el comportamiento del fluido en el reservorio podían ser representados adecuadamente. Se utilizaron diferentes programas de simulación termodinámica.

Debe señalarse que además de los cálculos de balance de material que se realizaron en otra fase, los resultados de esta caracterización fueron utilizados en el modelo de simulación numérica composicional. El ajuste de la historia del modelo de simulación numérica ayudó a realizar ajustes finos adicionales de caracterización y distribución de los fluidos.

METODOLOGIA EMPLEADA Y PRESENTACION DE RESULTADOS

Consideraciones generales

Los reservorios de condensados retrógrados no son aptos para ser analizados mediante métodos tradicionales de balance de materiales⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾. Para este tipo de reservorios, la necesidad de una mayor precisión en su comportamiento hizo que se desarrollaran simuladores composicionales de diferencias finitas y métodos composicionales de balance de materiales.

En estos reservorios de composición variable es necesario obtener un conjunto consistente de valores de constante de equilibrio capaz de reproducir el comportamiento termodinámico de los fluidos dentro del reservorio.

Numerosos artículos⁽⁴⁾⁽⁵⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾ y textos⁽⁸⁾⁽⁹⁾ se han referido al problema de predecir el comportamiento de reservorios que contienen fluidos de composición variable. El resultado final de todas las predicciones es la obtención de un set consistente de valores de constante de equilibrio. Para ello, es fundamental analizar, en cada caso, la consistencia del ensayo de liberación diferencial a volumen constante.

Los parámetros que afectan el equilibrio líquido-vapor (VLE) en el reservorio son la temperatura, presión y composición de los fluidos. Se asume que inicialmente existe equilibrio de presión en el reservorio, o al menos en la porción del reservorio en que las muestras fueron extraídas. Por lo tanto es fundamental definir el perfil de temperatura y la composición inicial del fluido de reservorio.

- Datos disponibles

La consistencia termodinámica y el comportamiento de los fluidos de reservorio correspondientes a los ensayos PVT experimentales fueron analizados en un trabajo previo realizado por YPF⁽¹⁰⁾. En esta trabajo se utilizó la información proveniente del estudio anterior y se incluyeron ensayos PVT que no habían sido considerados, lo que llevó a un total de diecisiete (17) muestras, obtenidas de nueve (9) pozos diferentes.

La TABLA 1 resume, para las 17 muestras, la información correspondiente a fecha de muestreo, presión de rocío y relación gas-condensado. Como se aprecia, las muestras de los pozos LLL-2 y LLL-40 corresponden a la más pesada y a la más liviana respectivamente. Esto es consistente con la ubicación de dichos pozos en el yacimiento.

Existen numerosas fuentes de obtención de temperatura de un reservorio. En el caso de Sierras Blancas, se disponía de numerosos ensayos de recuperación de presión que contienen mediciones de temperaturas. Las herramientas utilizadas fueron en su mayoría mecánicas, pero los datos más recientes han sido obtenidos a partir de dispositivos electrónicos.

Se disponía también de la historia de producción correspondiente a 16 años. Basados en estos registros y en las muestras de separador en superficie, se estableció una variación areal y vertical en la composición del fluido.

- Análisis de la información

- **Variación de la temperatura con la profundidad**

Para evaluar la variación de temperatura con la profundidad en el reservorio se utilizaron los valores de temperaturas registrados en los ensayos de presión. En la FIGURA 1 se presentan todos los valores de temperatura, (obtenidos con dispositivos mecánicos y electrónicos) en función de la profundidad vertical real en el intervalo de terminación; se observa una gran dispersión, alcanzando un delta máximo de 14 °C a la profundidad de 2900 metros bajo boca de pozo. Una regresión lineal de los puntos, considerando 15 °C en la superficie produce una variación de 3.2 °C cada 100 metros, lo cual es similar al valor normalmente esperado del gradiente geotérmico. En la FIGURA 2 se muestran sólo los valores provenientes de las mediciones electrónicas, donde la dispersión de datos es relativamente menor.

Bajo circunstancias normales y para algunos yacimientos puede utilizarse la correlación lineal, especialmente si contienen petróleo, pero en el caso de Sierras Blancas, dada la magnitud del yacimiento se requiere una investigación más detallada.

- **Variación areal de la temperatura**

Seguidamente, se estudió la distribución areal de la temperatura. Para ello se utilizaron los datos de temperatura registrados electrónicamente en los ensayos de presión. Las lecturas de temperatura estabilizadas fueron corregidas a una profundidad común de 2700 m bajo el nivel del mar y mapeados empleando el paquete CPS-3. La FIGURA 3 muestra la distribución areal de temperatura en el reservorio, la cual presenta un comportamiento opuesto al normalmente esperado; la zona más caliente del reservorio coincide con la región menos profunda. Esto explica claramente por qué no resultó posible obtener una relación satisfactoria de la temperatura con la profundidad. La explicación a este comportamiento inusitado del reservorio va más allá de los objetivos de este trabajo y se dejará a los expertos en ciencias de la tierra.

- **Composición a partir de las muestras recombinadas**

Existen un total de 17 muestras recombinadas que han sido obtenidas y analizadas por varios laboratorios. La FIGURA 4 y la FIGURA 5 muestran, para todas las muestras, la variación del punto de rocío con la profundidad y con la temperatura respectivamente; puede apreciarse que ambas presentan inconsistencias y ninguna de ellas muestra tendencia alguna.

Estas observaciones condujeron rápidamente a analizar la consistencia de las muestras. Las variaciones del punto de rocío, las concentraciones de metano (C1) y de la fracción pesada (C7+), y la relación condensado-gas (CGR) fueron utilizadas para eliminar las muestras no confiables. Debe señalarse que las muestras no fueron seleccionadas por la exactitud de los datos de laboratorio, tales como expansión a composición constante o a volumen constante. Las muestras remanentes de este proceso fueron nueve (9). La relación condensado-gas (CGR) en función de la profundidad para las 9 muestras (FIGURA 6) indica una tendencia realística y consistente con los registros de producción.

Cuando las muestras remanentes fueron analizadas con respecto a la variación del porcentaje molar de metano (C1) y heptano y superiores (C7+) con la profundidad, se encontró una tendencia clara y lineal que sigue las expectativas lógicas. Esto se muestra en la FIGURA 7 para el C1 y en la FIGURA 8 para el C7+.

En virtud de analizar las tendencias de los otros componentes, se eliminó el contenido de C1 y C7+ y las fracciones molares de los componentes restantes fueron normalizados a la unidad; la FIGURA 9 muestra la distribución de estos componentes. Como puede apreciarse en la figura, la distribución del dióxido de carbono (CO₂) no es lineal y esto tiene un significativo efecto sobre el resto de los componentes. Por esta razón, la distribuciones de los dos componentes no-hidrocarburos (dióxido de carbono y nitrógeno) fueron estudiados separadamente. La FIGURA 10 muestra la distribución de estos dos componentes con la profundidad. La distribución del CO₂ es interesante de destacar y debería ser beneficioso estudiar su origen.

Los componentes remanentes (etano hasta hexano) fueron normalizados a uno otra vez y graficados; la distribución de las fracciones molares de estos componentes en función de la profundidad se muestra en la FIGURA 11, donde claramente se observa la relación lineal alcanzada.

Utilizando todas las relaciones lineales obtenidas (excepto para CO₂) fue posible definir la variación de la composición del fluido de reservorio con la profundidad. Esto permitió generar composiciones adicionales, representativas de la variación de la composición del fluido en el reservorio.

- **Composición a partir de los registros de producción**

La variación composicional del fluido de reservorio ha sido demostrada por los registros de producción. La FIGURA 12 muestra la relación condensado-gas (CGR) basada en la producción acumulada al año 1990. La Figura 13 muestra la misma relación pero para la producción acumulada al año 1995. Un simple análisis verifica que el gas es más rico en las partes más profundas del reservorio.

Basado en la CGR de los pozos en producción, la formación Sierras Blancas, ha sido dividida en tres regiones PVT. Consistentemente con la variación de composición del fluido de reservorio, se encontró que la RCG cambia casi linealmente con la profundidad. La representación gráfica de la CGR en función del tope de la formación (TVD "True Vertical Depth") para el año 1985 se presenta en la FIGURA 14; la CGR refleja condiciones acumulativas y se calcula de la siguiente manera:

$$CGR(m^3/MMm^3) = \text{Condensado Acumulado Producido (m}^3\text{)} / \text{Gas Producido Acumulado (MMm}^3\text{)}$$

Como se observa en esta figura, el cambio de la CGR con la profundidad es casi lineal, reflejando que la mayoría de las condiciones están por encima del punto de rocío. Con esta información, la selección de las regiones PVT que distribuye los pozos arealmente en incrementos uniformes parece muy razonable, e históricamente este es el motivo por el cual fue seleccionado. Las regiones PVT que habían sido adoptadas previamente (basadas en límites de 2380 mbnm y 2560 mbnm) están también representadas en la FIGURA 14.

El uso de las regiones PVT establecidas, y el uso de una curva de condensado producido promedio basado en una EOS de Peng-Robinson ajustada, resulta en valores de producción de condensado erróneos. Esto es especialmente predominante en la región 2, que contiene los pozos que producen gas de una riqueza relativamente media.

Este comportamiento es el resultado directo de la continua producción del yacimiento, que causó que la presión cayera significativamente por debajo de la presión de rocío al año 1995. Esto es más fácil de ver cuando se actualizan los gráficos de producción y se grafica la CGR vs. el tope de la formación para el año 1995 (FIGURA 15). En esta figura se observa que el comportamiento de la CGR para la región PVT número 2 ya no es lineal. Por esta razón, el uso del promedio lineal de las propiedades PVT (por ej. condensado producido) causa errores en un balance de materiales.

Considerando las observaciones anteriores, se asignaron regiones PVT diferentes. La alternativa más simple fue mantener las tres regiones, pero cambiando los límites de las mismas. Las modificaciones fueron elegidas de tal manera que en 1995, pudieran linealizarse las propiedades PVT, produciendo valores recuperación de condensado más exactos.

Como resultado de la modificación, en los balances de materiales realizados agrupando pozos no hubo cambios en los valores de gas in situ y de reservas de gas. En cambio, como se mencionó anteriormente, los valores de producción de condensado se tornaron más exactos.

- **Producción de agua**

La historia de producción de agua de los pozos fue obtenida de la base de datos de YPF, y se generaron mapas de la relación acumulada agua-gas (WGR) al año 1995.

La WGR de las zonas este y sudeste del yacimiento es, como se esperaba, relativamente alta debido a la proximidad de los pozos al contacto gas-agua. El incremento en la sección noroeste es debido producción de agua del pozo LLL-164. Este comportamiento fue analizado separadamente por posibles problemas de terminación.

- **Consistencia de los datos de laboratorio**

El primer chequeo fue hecho sobre las relaciones gas-condensado de recombinación de las muestras disponibles, las cuales fueron comparadas con las relaciones gas-condensado observadas en los registros de producción de los pozos. Se consideraron correcciones para las condiciones de separador.

Luego se analizó la información correspondiente a las presiones de rocío medidas. En base a la información de producción (por ejemplo la variación de la relación gas-condensado con el tiempo), se ha podido establecer que la presión original del reservorio se encuentra por encima de la presión de rocío, lo cual asegura un fluido original monofásico. Por tal motivo, las muestras que presentaron valores de presión de rocío (PR) superiores a la presión original de reservorio fueron descartadas. Tampoco fueron consideradas las muestras en que la PR igualó o superó la presión dinámica existente durante el muestreo.

Posteriormente, se analizaron las técnicas de muestreo utilizadas y se verificaron las condiciones de separación durante el muestreo. Se analizaron los valores experimentales de las composiciones de los fluidos de reservorio mediante la técnica de Hoffman Crump and Hocott⁽¹¹⁾. Dicha técnica permite analizar los datos de composición a partir del equilibrio de fases, de manera de verificar las mediciones composicionales por comparación con correlaciones, usando las condiciones de equilibrio informadas.

Finalmente, en la TABLA 2 figuran las cinco muestras seleccionadas como representativas para ser sometidas a estudios adicionales.

La selección de estas muestras no necesariamente garantiza la calidad de los datos experimentales. En orden de evaluar la calidad de los datos de laboratorio, cada muestra ha sido analizada individualmente.

El análisis de consistencia del ensayo de expansión a volumen constante es de fundamental importancia en yacimientos de gas-condensado y de petróleo volátil. La metodología⁽¹²⁾ utilizada para ello se basa, fundamentalmente, en rigurosos balances de materia practicados sobre los resultados del ensayo a volumen constante.

Si bien los resultados obtenidos de graficar dichos valores para los cinco fluidos no fueron satisfactorios, el que presentó menos discontinuidades fue el correspondiente al LLL-5.

- **Simulación del comportamiento termodinámico**

En principio, las cinco muestras fueron analizadas individualmente.

La simulación se llevó a cabo en dos etapas, una de regresión o ajuste y otra de predicción. En la primera, los parámetros de la ecuación de estado fueron modificados de manera no lineal en virtud de obtener un adecuado ajuste de los valores experimentales. Esta etapa es crítica en la simulación, ya que de no lograrse reproducir los valores experimentales, mal se podrá pretender predecir aceptablemente el comportamiento termodinámico del fluido. Además, en esta etapa inicial es posible determinar ampliamente la calidad de los datos experimentales en función del nivel de dificultad y del grado del ajuste de la EOS.

Se emplearon dos programas comerciales diferentes, ambos con la EOS de Peng-Robinson con un tercer parámetro de corrección de volumen molar y modificada por un ajuste cúbico del factor acéntrico⁽¹³⁾⁽¹⁴⁾. Los resultados obtenidos a partir de ambos fueron similares, pero uno de estos programas permite la regresión simultánea de múltiples muestras. Evaluando esta ventaja, se decidió utilizar el modelo de que permite esta posibilidad.

Los parámetros utilizados para la regresión fueron Omega-A, Omega-B y los coeficientes de interacción binarios. Si se asume que la formulación de la ecuación cúbica y el software son precisos, la calidad del ajuste indicaría la calidad de los datos de laboratorio. Bajo esta asunción el ensayo CCE, la PR y el ensayo de separación flash presentaron un excelente ajuste para todas las muestras, pero sólo una muestra (LLL-5) fue satisfactoria en el ensayo CVE.

Como se estableció anteriormente la composición del fluido de reservorio de Sierras Blancas varía con la profundidad. Por ello, en una segunda etapa, se intentó encontrar un único juego de parámetros de la EOS (regresionando múltiples muestras), capaz de representar adecuadamente el comportamiento de

los fluidos. Con este objetivo, se seleccionaron varias combinaciones de muestras basadas en su relación gas - condensado, de modo de cubrir el rango observado.

El ajuste de datos experimentales de múltiples muestras, que representen la variación de la composición con la profundidad requiere una técnica especial. Para caracterizar las fracciones pesadas (C7+) de múltiples muestras, cada una con diferente peso molecular y gravedad específica, se utilizó el método de Whitson modificado, llamado Semi-Continuos-Thermodynamics (SCT). El uso de este modelo permite el empleo de variables especiales de regresión y la posibilidad de representar el VLE a través del peso molecular de C7+ variable y del parámetro de desviación (skewness). Sobre los pseudocomponentes del C7+ obtenidos, el ajuste final se hace a través de un nuevo factor de caracterización (derivado del factor de caracterización de Watson). Este factor es luego usado para estimar gravedades específicas y así propiedades críticas, factores acéntricos, etc..

Entre las muchas combinaciones estudiadas, las mejores se ilustran en la siguiente TABLA 3:

El mejor ajuste obtenido para dichas combinaciones, correspondió a los fluidos de los pozos LLL-2, LLL-18 y LLL-40, representativos de las zonas de baja, media y alta relación gas-condensado del yacimiento, respectivamente.

Cuando se intentó reproducir el comportamiento del fluido de reservorio utilizando composiciones adicionales, representativas de la variación del fluido a través del mismo, se produjeron algunas anomalías; por ejemplo, los puntos de rocío obtenidos mostraron ciertas discontinuidades. Este tipo de comportamiento se repitió para todos los juegos de parámetros de EOS obtenidos utilizando este método. Al observar que esta técnica no podía ser fácilmente usada con las muestras disponibles, la misma fue descartada.

El resultado negativo obtenido en la predicción realizada a partir de regresionar múltiples muestras, llevó a utilizar nuevamente los ajustes individuales de las muestras. Como se mencionó anteriormente, de las cinco muestras seleccionadas, sólo la correspondiente al pozo LLL-5 presentó un ajuste satisfactorio en el ensayo CVE. Este ensayo es muy importante en el ajuste de cualquier EOS, ya que es el que mejor representa el comportamiento del fluido de reservorio con la depleción del yacimiento.

El ajuste para el fluido del pozo LLL-5 se obtuvo utilizando trece (13) componentes, siendo los primeros diez (10) componentes puros y los últimos tres (3) pseudocomponentes de la fracción pesada C7+. Los tres pseudocomponentes fueron obtenidos utilizando el método de Whitson. La TABLA 4 muestra el valor de las propiedades de los componentes antes de la regresión.

La regresión fue hecha sobre los datos de presión de rocío, CCE, CVE y flash de separador. Los valores finales de Omega-A y Omega-B obtenidos de la regresión se presentan en la TABLA 5.

Además de Omega-A y Omega-B, los coeficientes de interacción binaria (kij) del metano y los tres pseudocomponentes fueron utilizados como parámetros de regresión. Los valores de los mismos se presentan en la TABLA 6.

Los valores de las propiedades que determinan el comportamiento del fluido, obtenido a partir de la predicción de los parámetros ajustados de la EOS, se pueden comparar con los valores experimentales.

La figura 16 muestra la comparación de los resultados del volumen relativo (volumen de fluido en cada etapa con respecto al volumen a la presión de rocío) en el ensayo a composición constante.

Las siguientes tres figuras son valores obtenidos del ensayo a volumen constante. La figura 17 muestra la comparación entre los valores experimentales y calculados para el porcentaje de fluido removido en cada etapa de presión. La figura 18 muestra la comparación del factor de compresibilidad Z del gas removido y la figura 19 muestra la comparación de la saturación de líquido remanente en la celda PVT.

De la observación de estas figuras surge que los valores calculados a partir de la EOS son realmente cercanos a los valores experimentales de laboratorio.

Posteriormente se utilizaron composiciones adicionales, representativas de la variación de la composición del fluido en el yacimiento. La predicción del comportamiento termodinámico de las mismas, utilizando el juego de parámetros ajustados de la EOS para el LLL-5, reprodujo adecuadamente el comportamiento real del fluido de reservorio. Por lo tanto, puede inferirse que la EOS obtenida representa adecuadamente el comportamiento del fluido en todo el reservorio.

Cuando se extendió la composición de los fluidos a niveles del contacto gas-agua o inferiores y se calculó el punto de rocío, se observó que los fluidos permanecían aún en estado gaseoso. Esto indica que cualquier producción de petróleo que se pudiera observar en los pozos periféricos debería provenir de compartimientos separados que contengan fluidos de composición diferentes.

- Otro Método

La consistencia de la muestra del pozo LLL-5 fue analizada utilizando un programa PVT adicional, el modelo desarrollado por el Dr. Tarek Ahmed. El mismo está basado en la EOS de Peng-Robinson modificado por Tarek Ahmed⁽¹⁵⁾. Dicha modificación elimina el desdoblamiento (splitting) de C7+ en pseudocomponentes para caracterizar la fracción pesada en términos de los coeficientes a, b y a, los cuales son correlacionados con el peso molecular y la gravedad específica del C7+.

El método de Dr. Ahmed se usó de dos modos diferentes. El primero fue un modo predictivo, y el segundo fue un modo ajustado. La relación de gas - condensado en la formulación de Dr. Ahmed resultó de 4826 m³/m³, mientras en las condiciones de muestreo fue de 5500 m³/m³.

Para mejorar las capacidades predictivas del método, se modificaron el valor del peso molecular y la densidad del C7+. La predicción de la relación gas - condensado después del ajuste fue de 5475 m³/m³. Los dos parámetros fueron modificados para el ajuste según se muestra en la TABLA 7.

La técnica de modificación del peso molecular de la fracción pesada es similar a alguna de las sugerencias de ajuste de EOS que normalmente presentan los métodos clásicos. Pese a que puede no haber justificativo ni precedentes para modificar el peso molecular de la fracción pesada en este método, los resultados ajustados comparan favorablemente con los resultados de laboratorio. Debe señalarse que los valores de gravedad específica y peso molecular de C7+ informados por otros dos laboratorios para muestras tomadas al mismo tiempo del pozo LLL-5 fueron muy cercanos a los valores modificados para alcanzar este ajuste y que los datos experimentales analizados por estos laboratorios fueron descartados debido a inconsistencias experimentales y no debido a las propiedades de la fracción pesada.

CONCLUSIONES

- La distribución de temperatura en el reservorio es inusual, en el sentido de que no es consistente con el gradiente geotérmico; las temperaturas más bajas se observan en las regiones más profundas, y las temperaturas más altas en las regiones menos profundas del reservorio.
- De las diecisiete (17) muestras recombinadas de gas y líquido de separador, obtenidas de nueve (9) pozos, nueve (9) pudieron ser usadas para describir la variación composicional en el reservorio y cinco (5) fueron consideradas válidas para el estudio de consistencia termodinámica. Estas muestras pertenecieron a cinco (5) pozos, LLL-2, LLL-5, LLL-7, LLL-18, y LLL-40.
- La concentración de metano decrece linealmente con la profundidad.
- La concentración de heptanos y superiores aumenta linealmente con la profundidad.
- La concentración de dióxido de carbono aumenta levemente con la profundidad, y luego se reduce hasta cero (0.0) alrededor del contacto gas-agua.
- Cuando el metano, el nitrógeno, el dióxido de carbono y los heptanos y superiores fueron eliminados de las composiciones de los fluidos de reservorio, y los componentes remanentes fueron renormalizados a la unidad, se obtuvo una composición definitivamente constante o una variación lineal con la profundidad para cada uno de los componentes.
- La caracterización de la distribución composicional fue exitosa. Con las correlaciones disponibles, se pudo calcular la composición del fluido original del reservorio.
- Cuando se extendió la composición de los fluidos a niveles del contacto gas-agua o inferiores y se calculó el punto de rocío, se observó que los fluidos permanecían aún en estado gaseoso. Esto indica

que cualquier producción de petróleo que se pudiera observar en los pozos periféricos debería provenir de compartimientos separados que contengan fluidos de composición diferentes.

- Cuando se obtuvieron las composiciones iniciales de los fluidos a varias profundidades (a partir de las correlaciones desarrolladas), y se calcularon las presiones del punto de rocío, se observó una tendencia similar a las presiones de rocío determinadas experimentalmente para las muestras recombinadas de superficie.
- Los registros de producción de condensado por pozo son consistentes con la distribución de la composición del fluido en función de la profundidad.
- La definición de las tres regiones PVT fue modificada de manera de obtener un mejor ajuste de la producción de condensado.
- De las muestras aceptables, solamente la muestra del pozo LLL-5 fue consistente en la prueba de expansión a volumen constante (CVE). Las otras estuvieron limitadas a tener pruebas consistentes de expansión de masa constante (CCE) y pruebas de puntos de rocío.
- Usando muestras múltiples para representar la variación en composición del reservorio, fue posible obtener convergencia aceptable en la regresión de EOS. En modo predictivo, los parámetros EOS obtenidos de este método no rindieron resultados satisfactorios y por lo tanto se abandonó esta técnica.
- Solamente los parámetros de regresión de EOS obtenidos por un ajuste de los datos de laboratorio de pozo LLL-5 proveyeron comportamiento satisfactorio predictivo para la composición variante.
- El ajuste obtenido a través de los parámetros de regresión de EOS para el pozo LLL-5 fue muy preciso con respecto a los experimentos CCE y CVE.
- Las técnicas predictivas con EOS (sin regresión) no rindieron resultados tan satisfactorios (para el factor z del gas en equilibrio) como los métodos de regresión en los parámetros EOS para los fluidos en el reservorio Sierras Blancas.

CONTRIBUCIONES TÉCNICAS

Las contribuciones fundamentales de este trabajo son las siguientes:

- Subraya la importancia de incluir todas las muestras disponibles en un estudio integrado.
- Provee experiencia en el análisis de múltiples muestras para caracterizar la EOS y de las ventajas y desventajas de los programas comerciales.
- Describe la diferencia entre precisión y consistencia de los datos PVT composicionales para un estudio integrado.

REFERENCIAS

- 1** - MOSES,P.L.: " Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems ". JPT(July 1986) 715-723.
- 2** - BASHBUSH BAUZA,J.L.: " Clasificación, diferenciación y condiciones de separación para fluidos de yacimientos de petróleo volátil y yac. de gas que muestran condensación retrógrada ". (Mayo 1981).
- 3** - WILLIAM D. Mc. Cain Jr.,S.A. HOLDITCH & Associates, College Station, Tex.: "Black Oils and Volatil Oils - What's the difference ".PEI (November 1993).
- 4** - JACOBY,R.H. - V.J. BERRY : " A method for Predicting Depletion Performance of Reservoir Producing Volatile Crude Oil ". Trans. AIME v. 210,(1957).
- 5** - JACOBY,R.H. - V.J. BERRY : " A method for Predicting Pressure Maintenance Performance for Reservoirs Producing Volatile Crude Oil ". Trans. AIME v. 213,(1958).
- 6** - REUDELHUBER,F.O. - HINDS R.F.: " A Composicional Material Balance Method for prediction of Recovery from Volatil-Oil Depletion Drive Reservoirs " . Trans. AIME ,v. 210 (1957).
- 7** - JACOBY,R.H. - KOELLER R.C. : " Effect of Composition and Temperature on Phase Behavior and Depletion Performance of Rich Gas Condensate Systems ". Trans. AIME,v. 216 (1959).
- 8** - STANDING,M.B.: " Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems ",SPE-AIME 1977(Published originally in 1952).
- 9** - EILERTS,C.K. et al : " Phase Relations of Gas Condensate Fluids ", Monograph 10,Vols. 1 and 2,Bureau of Mines-American Gas Association(1959).
- 10** - Informe interno "Estudio de Consistencia Termodinámica Loma La Lata" - NOTA VEP 2.4.5. N° 166 / 95 (LAE-YPF)
- 11** - HOFFMAN,A.E., CRUMPS,J.S. and HOCOTT,C.R.: " Equilibrium Constants for a Gas Condensate System " . , Trans. AIME, v.198,pp. 1-10,(1959).
- 12** - BASHBUSH,J.L.: " A Method to Determine K- values from Laboratory Data and its Applications ". SPE 10127 (1981).
- 13** - PENG, D.Y.- ROBINSON, D.B.: " A New Two Constant Equation of State ", IMP, vol. XII,(April 1980).
- 14** - PVT REFERENCE MANUAL - VERSION 96A - GeoQuest.
- 15** - AHMED, TAREK : " A Practical Equation of State ". SPE 18532 (1991)

TABLA 1

POZO	FECHA MUESTREO	P.ROCIO (kg/cm ²)	RGC (m ³ /m ³)
LLL-2	Dic,79	303	3.091
LLL-2	Dic,79	295	2.973
LLL-5	Ab,78	258	5.500
LLL-5	Abr,78	320	5.353
LLL-5	Mar,78	367	5.346
LLL-7	Dic,79	255	4.509
LLL-7	Dic,79	250	4.629
LLL-9	May-78	259	3.307
LLL-9	May-78	266	3.363
LLL-18	Dic,79	308	8.894
LLL-18	Dic,79	262	9.094
LLL-18	Dic,79	241	9.421
LLL-18	Mar,79	278	8.241
LLL-40	Jun-82	255	11.301
LLL-222	Jul,95	339	4.676
LLL-240	Jul,95	331	3.931
LLL-244	Jul,95	286	4.268

TABLA 2

POZO	FECHA DE MUESTREO	P.ROCIO (kg/cm ²)	RGC (m ³ /m ³)
LLL-2	Dic,79	303	3.091
LLL-5	Abr,78	258	5.500
LLL-7	Dic,79	255	4.509
LLL-18	Mar,79	278	8.241
LLL-40	Jun-82	255	11.301

TABLA 3

Número de Combinación	LLL-2	LLL-5	LLL-7	LLL-18	LLL-40
1	si				si
2	si			si	si
3		si	si		si

TABLA 4

N°	Name	Tcrit (°C)	Pcrit (atm)	Vcrit (m ³ /kg-ml)	Peso molecular	Factor acéntr.	Parachor	Shift
1	N2	-146.95	33.50	0.0900	28.0130	0.0400	41.0	-0.1313
2	CO2	31.55	72.90	0.0940	44.0100	0.2250	78.0	-0.0427
3	C1	-82.55	45.44	0.0980	16.0430	0.0130	77.0	-0.1443
4	C2	32.28	48.20	0.1480	30.0700	0.0986	108.0	-0.1033
5	C3	96.65	42.10	0.2000	44.0970	0.1524	150.3	-0.0775
6	IC4	134.95	36.00	0.2630	58.1240	0.1848	181.5	-0.0620
7	NC4	152.05	37.47	0.2550	58.1240	0.2010	189.9	-0.0542
8	IC5	187.25	32.90	0.3080	72.1510	0.2223	225.0	-0.0440
9	NC5	196.45	33.31	0.3110	72.1510	0.2539	231.0	-0.0289
10	C6	238.85	32.96	0.3510	84.0000	0.2500	271.0	-0.0308
11	GRP1	303.40	27.05	0.4707	117.4056	0.3777	350.9	-0.0312
12	GRP2	439.24	17.26	0.8119	204.6981	0.6675	533.7	0.1224
13	GRP3	601.93	9.89	1.3904	354.2538	1.1014	900.5	0.3428

TABLA 5

Componente	Omega-A	Omega-B
N2	0.457236	0.077796
CO2	0.457236	0.077796
C1	0.614519	0.089310
C2	0.457236	0.077796
C3	0.457236	0.077796
IC4	0.457236	0.077796
NC4	0.457236	0.077796
IC5	0.457236	0.077796
NC5	0.457236	0.077796
C6	0.457236	0.077796
GRP1	0.327114	0.070810
GRP2	0.500658	0.086434
GRP3	0.229046	0.046590

TABLA 6

	N2	CO2	C1	C2	C3	IC4	NC4	IC5	NC5	C6	GRP1	GRP2	GRP3
N2	0	-0.012	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
CO2	0.012	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
C1	0.1	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0.035	0.037	0.063
C2	0.1	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01
C3	0.1	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01
IC4	0.1	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NC4	0.1	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IC5	0.1	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NC5	0.1	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C6	0.1	0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRP1	0.1	0.1	0.035	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0
GRP2	0.1	0.1	0.037	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0
GRP3	0.1	0.1	0.063	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0

TABLA 7

Variable	Valor Original	Valor Ajustado
Sp.Gr. C7+	0.777	0.770
MW C7+	145	125

FIGURA 1

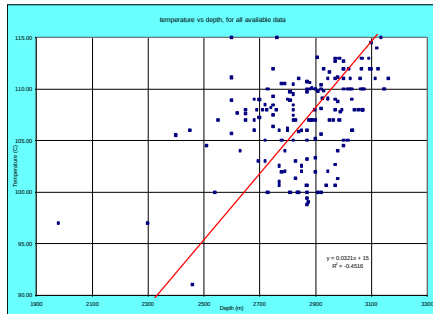


FIGURA 2

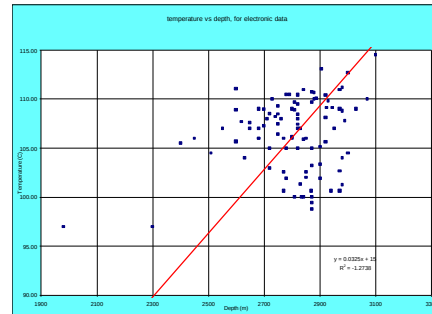


FIGURA 4

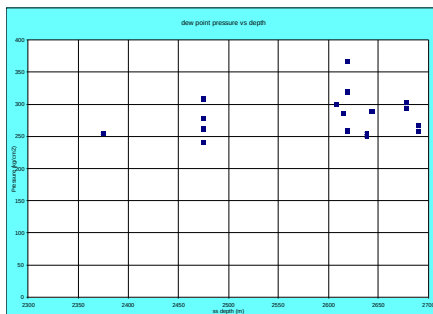


FIGURA 5

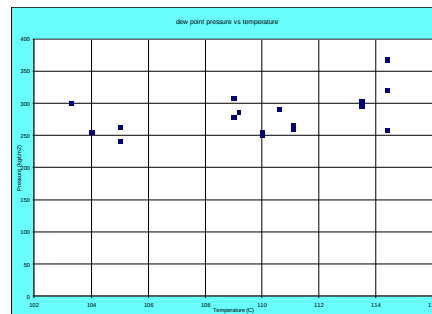


FIGURA 6

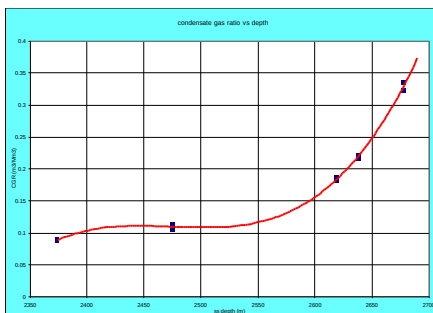


FIGURA 7

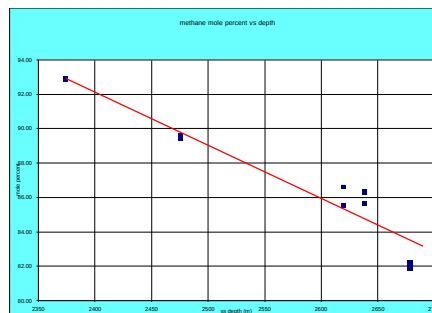


FIGURA 8

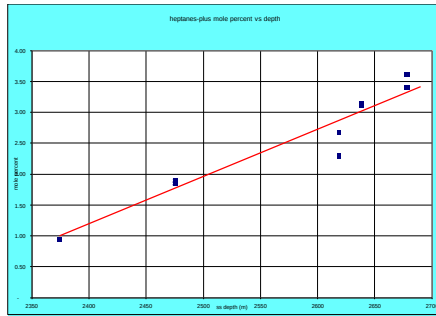


FIGURA 9

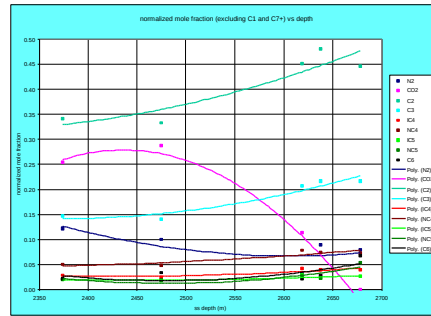


FIGURA 10

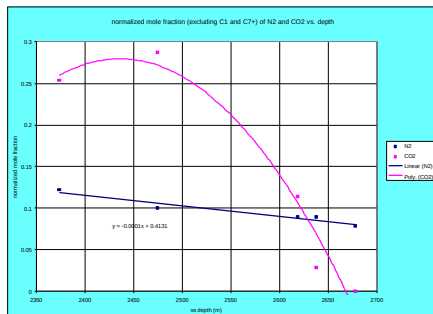


FIGURA 11

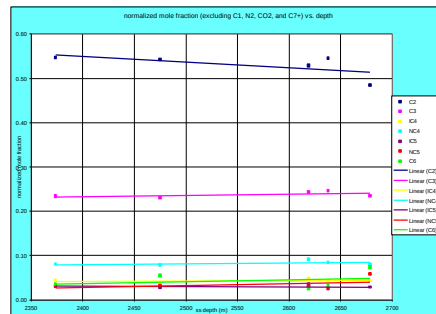


FIGURA 14

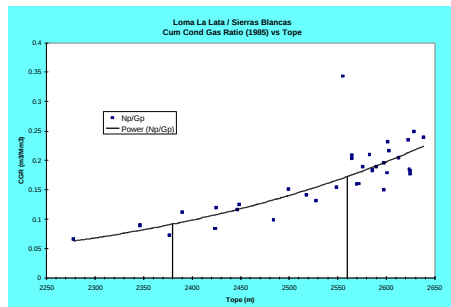


FIGURA 15

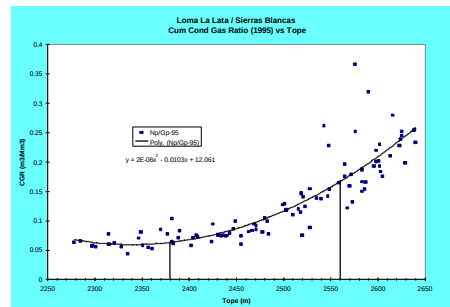


FIGURA 16

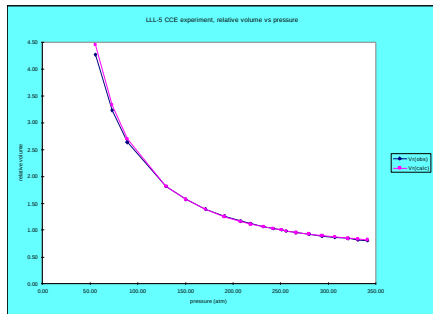


FIGURA 17

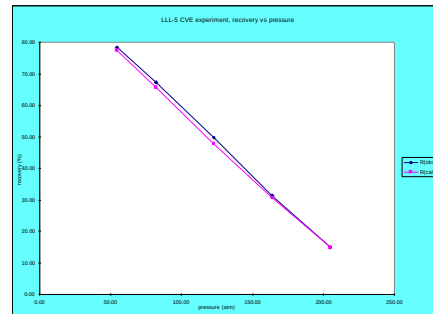


FIGURA 18

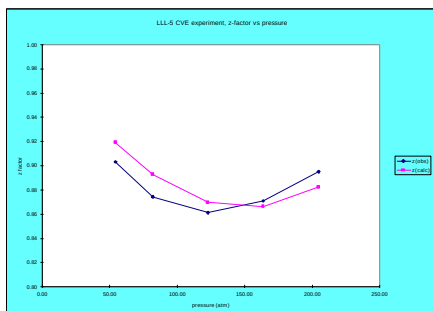


FIGURA 19

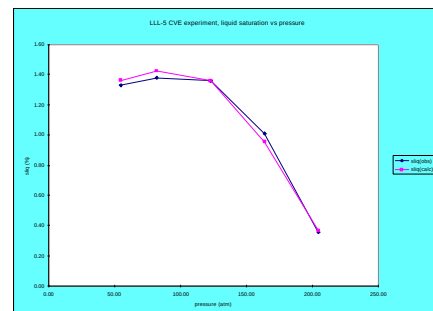


FIGURA 3

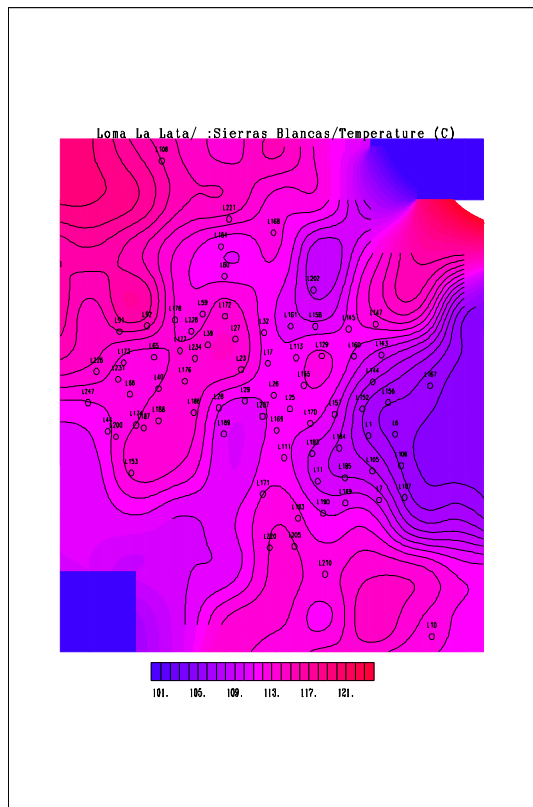


FIGURA 12

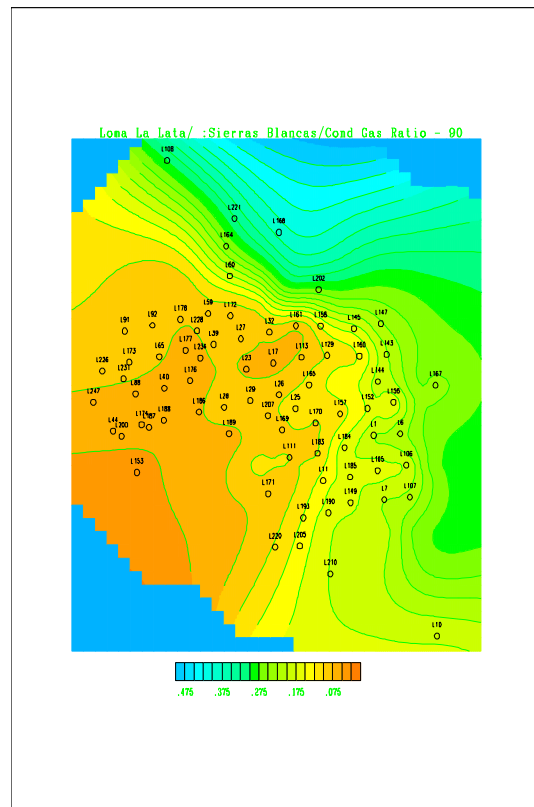


FIGURA 13

