

LA GEOQUÍMICA DE RESERVORIO COMO HERRAMIENTA PARA DETERMINAR EL APOORTE DE LAS DISTINTAS CAPAS A LA PRODUCCIÓN DE UN CAMPO

María del Rosario Rosso - Inés L. Labayén
Laqui S.R.L. - Argentina

RESUMEN

Los reservorios de petróleo normalmente acumulan petróleos composicionalmente heterogéneos, agua y a veces un casquete gaseoso que pueden ser interpretados en geología desde distintos puntos de vista. El aporte central de la Geoquímica de Reservoirio es definir el origen de esas heterogeneidades y usar este conocimiento para apoyar la exploración pero más particularmente el desarrollo de estrategias para la producción. Los resultados generados a partir de los estudios geoquímicos deben ser integrados con datos de geología e ingeniería, lo que hará que todas estas conclusiones sean aprovechadas al máximo. Los datos geoquímicos pueden ser obtenidos inmediatamente después de haber realizado la perforación, a un costo razonable.

En este trabajo se presenta resultados puntuales de una experiencia de aplicación de esta metodología llevada a cabo en la Cuenca del Golfo San Jorge. Se realizaron estudios geoquímicos a lo largo de dos años aproximadamente, ajustando las observaciones con la realidad geológica de la cuenca. A estas alturas se está en condiciones de realizar inferencias desde el punto de vista de la mecánica de reservorio mediante datos geoquímicos, a la luz de las conclusiones a las que se han arribado en el transcurso de este tiempo.

INTRODUCCIÓN

La Geoquímica Orgánica ha tenido relevancia fundamentalmente para apoyar proyectos exploratorios, identificando y caracterizando las rocas generadoras de una cuenca, definiendo su estadio de maduración a través del tiempo y estimando los posibles volúmenes de petróleo y gas generados. Sin embargo, a partir de los años 80 la metodología geoquímica también se ha aplicado en el ámbito de la producción de hidrocarburos.

Una de las observaciones más sorprendentes de la geoquímica de reservorios es que todos los fluidos que pueden estar entrampados en él (agua, gas, petróleo) a menudo son composicionalmente heterogéneos, tanto en sentido vertical como lateral. A través del análisis de estas heterogeneidades es posible entender los mecanismos de su movilización y acumulación y utilizar este conocimiento para mejorar las estrategias de producción.

Como los petróleos de un mismo campo generalmente tienen una similar historia geológica, las diferencias composicionales son muy pequeñas y no pueden detectarse a través de las propiedades comunmente utilizadas como densidad y viscosidad. Se debe acudir a la cromatografía gaseosa capilar para reconocer aquellas sutiles diferencias moleculares que marcan diferentes familias de petróleos determinadas por características migratorias y de entrampamiento.

Como resultado de estas aplicaciones se puede evaluar la continuidad de reservorio, identificar problemas de producción y asignar las cantidades relativas producidas en intervalos específicos como complemento de las herramientas tradicionales de la geología e ingeniería de reservorio y producción (Kaufman et al., 1987 y 1990, Baskin et al., 1995, Larter y Aplin, 1995).

En este trabajo se presentan los resultados de los análisis de cromatografía gaseosa capilar de muestras de petróleo de producción de dos pozos de la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina.

METODOLOGÍA ANALÍTICA

Una técnica ampliamente aplicada para el estudio de mezclas complejas como es el caso de los petróleos es la cromatografía gaseosa capilar. Permite obtener la distribución de componentes de cada muestra según el número de átomos de Carbono y las características estructurales de los compuestos.

El cromatograma gaseoso capilar de un petróleo está constituido por más de 500 picos y hombros diferenciables, de los que sólo una pequeña proporción es identificada por correlación con patrones auténticos.

Los estudios cromatográficos de este trabajo fueron realizados en un cromatógrafo HP 5890 Serie II con columna capilar de sílice fundido de 50 metros de longitud, con fase estacionaria de metilsiliconas, detector de ionización de llama modo de inyección split e hidrógeno como carrier.

ANTECEDENTES DEL MÉTODO

Si se tiene en cuenta la *clasificación geoquímica jerárquica de petróleos* propuesta por Horstad y Later (1997) es posible discriminarlos sobre la base de su origen geológico y sus transformaciones posteriores en el subsuelo.

Una población de petróleos se define como el conjunto de petróleos (o gases) que pueden diferenciarse de otros petróleos (o gases) sobre la base de las propiedades geoquímicas relacionadas con su origen (composición de biomarcadores, contenidos de azufre, composición isotópica, etc.). Para ser agrupados en una misma población los petróleos deben haberse generado en la misma roca, aunque pueden tener diferentes tiempos de generación y de expulsión, por lo que pueden presentar diferencias en su grado de maduración.

Las familias de petróleos se definen como subgrupos de una población con diferentes propiedades físicas o químicas.

De esta forma cada población de petróleos puede estar integrada por varias familias que muestran diferencias composicionales debido a aquellas alteraciones primarias relacionadas con la cinética de la generación o a alteraciones secundarias, tales como procesos ocurridos en el reservorio (maduración, biodegradación, lavado con agua), o durante la migración o remigración.

La identificación de compuestos se refiere en especial a los grupos de n-alcanos e isoparafinas, en especial los isoprenoides.

Los *métodos de correlación de patrones cromatográficos* utilizan una idea diferente en la selección de los picos o elementos a considerar. Opuestamente a la metodología geoquímica exploratoria no se investiga ningún grupo de compuestos en especial sino que se intenta utilizar todo el patrón cromatográfico. Mediante la utilización procedimientos matemáticos aplicados a las concentraciones composicionales obtenidas en el patrón cromatográfico se dispone de un conjunto de parámetros que representan la distribución completa del perfil desde C3 hasta C39. La comparación gráfica de los parámetros así obtenidos para dos petróleos determinados permite establecer el grado de correlación entre los mismos.

Cuando en un pozo se presentan varias capas productoras suele ser muy complejo determinar el aporte de cada una a su variación con el tiempo de producción. Los métodos comparativos descriptos permiten determinar el porcentaje de participación de cada capa mediante el análisis de los petróleos punzados respecto a los de producción.

La posibilidad de reproducir los resultados de la técnica cromatográfica ha sido probada durante el diseño de este proyecto y demostró ser tan buena que pudieron comparar los patrones cromatográficos de los punzados y el petróleo de producción inicialmente analizados con una muestra de producción analizada siete meses después. De todas maneras, se controlaron las variaciones analíticas para minimizar su incidencia en los resultados y se conservaron las muestras en condiciones adecuadas para repetir el análisis si así lo requería el caso.

En la bibliografía se presenta la resolución de mezclas de dos petróleos mediante la interpolación gráfica con variaciones (Kaufman et al., 1987, Kaufman et al., 1990).

En este trabajo se utiliza el cálculo numérico para formular *mezclas sintéticas* constituídas con distintas proporciones de los petróleos analizados en cada capa.

APLICACIÓN DEL MÉTODO A PETRÓLEOS DE LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE (ARGENTINA)

Marco geológico y petrolero

La Cuenca del Golfo San Jorge (Figura 1), con una superficie de aproximadamente 200000 km² ocupa gran parte de las provincias de Chubut y Santa Cruz y se extiende a la plataforma continental. En 1907 comenzó la producción de petróleo en Comodoro Rivadavia y presenta la mayor producción acumulada. Tiene una forma bastante irregular, presentando una gran elongación en la dirección este-oeste. Relativo a su marco tectónico, es una cuenca intracratónica, limitada por dos zonas que han permanecido relativamente estables: el Macizo Norpatagónico en el norte de Chubut y el Nesocretón del Deseado en el centro y norte de Santa Cruz. A lo largo de las fallas tensionales se forma una gran fosa tectónica y directamente relacionada en su generación con la deriva continental. Tiene estilo extensional y su relleno es continental de edad jurásica a terciaria, aunque el sistema petrolero (rocas generadora-reservorio y sello) se encuentra restringido a sedimentos cretácicos.

Los estudios geoquímicos que comparan petróleos en distintas áreas de la cuenca sugieren la presencia de una única población de petróleos (una roca madre) pero hay muchas heterogeneidades composicionales laterales y verticales que se asocian a alteraciones ocurridas con posterioridad a la expulsión (biodegradación, lavado con agua, fraccionamiento por evaporación) y a un complejo mecanismo de migración.

Se han observado muchos ejemplos correspondientes a una capa arenosa individual que están constituidos por la mezcla de fluidos con diferente historia de alteración: una fracción caracterizada por de una severa biodegradación superpuesta a una fracción sin alteraciones.

El reservorio está constituido por una compleja sucesión de capas arenosas separadas por arcillas y/o tobas con diferentes propiedades petrofísicas por lo que presentan un comportamiento diferente desde el punto de vista de la producción de petróleo.

Ejemplo de Aplicación

1- Características de los petróleos punzados

Se realizó la comparación de petróleos correspondientes a cinco niveles de punzados con fluidos de producción muestreados con anterioridad. En la Tabla 1 se indican las denominaciones y profundidades de cada uno de los punzados.

Teniendo en cuenta la fracción liviana y los compuestos saturados que se observa mediante el análisis cromatográfico de la muestra total (Figura 2) se pueden establecer las características sintetizadas en la Tabla 2.

Las diferencia más marcadas señaladas entre los petróleos punzados se deben a procesos ocurridos durante su movilización o en el reservorio. Las diferencias composicionales provocadas por estos procesos determinan familias diferentes de petróleos y definen heterogeneidades geoquímicas verticales. En este caso, los petróleos punzados 9 y 15 se consideran pertenecientes a una familia de petróleos (**Familia I**). Los petróleos correspondientes a los punzados 1, 2 y 3 constituyen otra familia (**Familia II**) caracterizada por ser mezcla de dos tipos de petróleos. Por un lado, una fracción de petróleo normal cuyas características geoquímicas indican que pertenecen a la Familia I sumada a una fracción de componentes pesados, donde no se observan componentes normales ni isoprenoides, resultante de una severa paleobiodegradación. Estas mezclas naturales se han observado frecuentemente en la cuenca.

La diferencia fundamental entre estas dos familias de petróleos se debe atribuir a un complejo proceso de migración relacionados con varios pulsos de expulsión y llenado de trampas. Podría ser que los petróleos livianos y maduros presentes en los niveles más someros constituyan la fracción liviana que remigra desde un reservorio más profundo debido a las características de cierre de las trampas.

2- Características de los petróleos de producción

En la Figura 3 se observan los patrones cromatográficos de los petróleos de producción que corresponden a muestreos de agosto (petróleo 1) y noviembre del mismo año (petróleo 2).

El primero de ellos corresponde a un petróleo con baja proporción de fracción pesada y lavado con agua, con madurez normal. Su distribución de alcanos frente a cíclicos y ramificados no evidencia signos de biodegradación. El segundo, tiene las mismas características que el anterior, pero se observa menor proporción de compuestos muy livianos (menores que nC7).

La comparación de ambos cromatogramas y de los parámetros que surgen de ellos permite señalar que ambos tienen distribuciones muy similares ($R^2=0.88$) por lo que se puede inferir que el petróleo producido tiene poca variación composicional en el tiempo correspondiente al monitoreo. Incluso este efecto de desaparición de parte de los livianos puede deberse a diferencias en el muestreo.

3- Comparación de los petróleos de producción con los punzados

La comparación visual de las distribuciones cromatográficas de los petróleos de producción permite afirmar que éstos son comparables a los de la Familia I.

Se realiza entonces comparaciones utilizando distintos índices.

a) Comparación mediante porcentajes de iso y n-parafinas. Evaluación geoquímica.

Se utilizaron para esta correlación los compuestos detectados en el cromatograma gaseoso expresados como porcentajes y discriminados según n e iso-parafinas para cada número de átomos de carbono. El área correspondiente a cada n-parafina se determina integrando cada pico individual y se define como iso-parafina con Y átomos de carbono a la porción de cromatograma comprendida entre los compuestos n-C(Y-1) y n-CY. De esta forma se dispone de un conjunto de parámetros que representan la distribución completa del patrón cromatográfico.

Cuando se comparan los porcentajes de iso y n-parafinas determinadas entre C3 y C39 para las muestras de producción y los punzados se observan los resultados que se presentan en Tabla 3, donde se advierte que los mayores índices de correlación sugieren una mayor participación del punzado 15 y posiblemente una menor del punzado 9. La comparación gráfica y el Índice de Correlación se detallan en la Figura 4.

b) Comparación mediante la utilización de mezclas sintéticas

Se determinó por dos métodos numéricos diferentes la composición de mezclas cuyos resultados se comparan con la composición porcentual del petróleo de producción: las Mezclas 1 y 2 se comparan con la muestra de petróleo de producción Petróleo 1 y las Mezclas 3 y 4 con el petróleo de producción Petróleo 2.

En la Figura 5 se observan las gráficas de comparación de mezclas versus petróleos de producción. Las Mezclas 1 y 3 se calcularon minimizando los cuadrados de las diferencias de los porcentajes de cada compuesto y las Mezclas 2 y 4 se determinaron haciendo mínimos los cuadrados de las diferencias porcentuales.

Se considera que las Mezclas 1 y 3 explican mejor la composición de los respectivos petróleos de producción de acuerdo con los Índices de Correlación obtenidos. La composición determinada cuantitativamente por estas mezclas corrobora la correlación cualitativa y además permite discriminar el aporte porcentual de cada capa.

La participación de los petróleos punzados en las mezclas se resume en la Tabla 4, conjuntamente con los Índices de Correlación calculados para cada una de ellas.

Se observa que según este razonamiento, en el Petróleo 2 hay mayor participación del petróleo punzado 15 frente al 9. Es importante destacar que los porcentajes estimados para cada punzado son los aportes del petróleo exclusivamente y es totalmente independiente de la proporción de agua de cada capa a diferencia de los resultados obtenidos en mediciones de caudal.

c) Comparación mediante parámetros normalizados

Los compuestos utilizados en este caso fueron determinados mediante el cromatograma gaseoso del petróleo total y comprenden los de rango mayor a nC9. Se utilizó un método de integración especial. Se obtuvieron las áreas de 170 compuestos que están identificados con un número y una letra minúscula en orden creciente con el tiempo de retención. No se utilizaron los n-alcanos ni los isoprenoides ya que se tuvieron en cuenta en la evaluación geoquímica de cada petróleo.

Para establecer un sistema coherente de comparación de las distribuciones de estos compuestos en cada uno de los petróleos estudiados se realizó una normalización asignando el valor de 100 al máximo de cada distribución y refiriendo las demás áreas a este valor. En el caso de las mezclas se determinaron los valores correspondientes a cada uno de los compuestos, ponderando los obtenidos para cada punzado y teniendo en cuenta los porcentajes de aporte estimados.

Dado el gran número de compuestos se separaron en rangos para realizar los gráficos de tipo estrella. Los compuestos comprendidos en los rangos C10-C12 y C13-C15 se presentan como ejemplo en la Figura 6 para los petróleos estudiados en cada capa ensayada y los dos petróleos de producción (Diseños A y B) y se incluyen los gráficos realizados con los valores obtenidos para las cuatro mezclas y las muestras de producción (Diseños C y D).

Los petróleos de la Familia II presentan buena correlación con los petróleos de producción en los rangos más livianos pero en los rangos de mayor peso molecular se observa la disminución relativa de los compuestos pesados en los dos petróleos de producción, especialmente en el Petróleo 1.

El punzado 9 presenta similares valores en los rangos livianos y algo más elevados en los pesados y los resultados obtenidos para los petróleos de producción son comparables en todos los rangos de peso molecular al punzado 15.

La semejanza de las distribuciones entre las muestras (se observa en la figura poligonal) es consecuencia del origen común de todas las muestras (una única población) y las diferencias más marcadas (ya señaladas) entre las familias diferentes de petróleos punzados están relacionadas con las mezclas de petróleos. Estas características sugieren que las diferencias entre las dos familias se debe a varios eventos de expulsión y migración y, por lo tanto, a un complejo proceso de llenado de trampas.

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se muestra mediante un ejemplo correspondiente a petróleos de la Cuenca del Golfo San Jorge, nuevas aplicaciones de la cromatografía gaseosa capilar y se demuestra su potencial en la resolución de problemas relacionados con el desarrollo y la producción de yacimientos de petróleo.

Los resultados obtenidos permiten puntualizar las siguientes conclusiones:

- Es posible determinar heterogeneidades composicionales en los petróleos obtenidos de los ensayos de cada capa de un pozo. Las diferencias entre los grupos o familias así detectadas, interpretadas en el marco geológico, permiten establecer los procesos que alteraron estos fluidos y así conocer la dinámica de los fluidos en el reservorio.
- Para realizar correlaciones dentro de un reservorio sólo se requiere determinar los distintos grupos de petróleos observados en distintos niveles (verticalmente) y se pueden comparar luego en forma lateral para determinar la continuidad del reservorio.
- En este caso se ha podido determinar el porcentaje aportado por cada una de las capas estudiadas al petróleo de producción, por métodos numéricos.
- Los resultados de este estudio se verifican mediante los resultados de la comparación realizada con los distintos grupos de marcadores (biomarcadores geoquímicos) realizada en otras oportunidades, arribando en ese caso a los mismos criterios verificados mediante la diferenciación de las familias de petróleos.
- Mediante la comparación numérica y gráfica de las áreas normalizadas de 170 compuestos determinados en el cromatograma gaseoso de petróleo total a tiempos de retención mayores de C9 y sólo identificados según el intervalo cromatográfico al que pertenecen se confirma en forma cualitativa la correlación determinada entre los petróleos de producción y los petróleos de las capas individuales. También se controlan las mezclas mediante la estimación numérica de estos parámetros.
- Para la comparación gráfica de relaciones entre este tipo de compuestos se ha utilizado la metodología presentada en la bibliografía relacionada con el tema. Sin embargo, la comparación de relaciones está limitada por la identificación de los picos cromatográficos y la forma de integración de los mismos. Se considera que mediante la evaluación de las mezclas por métodos numéricos y teniendo en cuenta los porcentajes de iso y n-parafinas se evalúan todos los compuestos que se detectan en las condiciones cromatográficas utilizadas.

- Una característica fundamental de esta forma de análisis de petróleos de producción es que sólo se tienen en cuenta los aportes de petróleo de cada capa y es totalmente independiente de la producción de agua.
- Las técnicas cromatográficas permiten comparar muestras tomadas en distintos momentos de la historia productiva de un pozo, un nivel o un yacimiento, determinar las variaciones composicionales que han tenido lugar e interpretarlas en función de las condiciones fisicoquímicas del reservorio, aportando información completamente independiente respecto las herramientas habitualmente utilizadas.

CONTRIBUCIONES TÉCNICAS

Este ejemplo permite demostrar que a través de la consideración de patrones cromatográficos es posible determinar heterogeneidades en la composición de los fluidos de reservorio, establecer posibles mecanismos que las originaron y utilizar estas diferencias composicionales para conocer las capas productoras y el porcentaje de aporte mediante una metodología completamente independiente del aporte de agua y de las mediciones de pozo.

BIBLIOGRAFÍA

Baskin; D. K., Hwang, R.J. & Purdy, R. (1985) Prediction Gas, Oil and Water Intervals in Niger Delta Reservoirs Using Gas Chromatography. AAPG Bull. V. 79, N° 3, p. 337-350

Horstand I. & Larter, S.R. (1987) Petroleum Migration, Alteration and Remigration within Troll Field, Norwegian North Sea. AAPG Bull. V.81, N° 2, p. 222-248

Kaufman, R.L., Ahmed, A.S. & Elsinger, R.J. (1990) Gas Chromatography as a Development and Production Tool for Fingerprinting Oils from Individual Reservoirs; Application in the Gulf Of Mexico, in D. Schumaker and B.F. Perkins, Eds., Proceedings of the 9th Annual Research Conference of the Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, p. 263-282.

Kaufman, R.L., Ahmed, A.S. & Hemphkins, W.B. (1987) A New Technique for the Analysis of Commingled Oils and its Application Calculations. In Proceedings Indonesian Petroleum Association, Sixteenth Annual Convention, October 1987.

Later, S.R. & Aplin, A.C. (1995) Reservoir Geochemistry: Methods Applications and opportunities, In The Geochemistry Of Reservoirs, Cubbit, J.M. & England, W.A. (eds), Geological Society Special Publications N° 86, p. 5-32

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se llevó a cabo gracias al interés y empuje de los profesionales del Área Exploración del Golfo San Jorge de YPF S.A., y en especial a los Licenciados Guillermo Cardinalli y Ramón Martínez quienes nos dieron la oportunidad de trabajar en equipo para lograr la aplicación exitosa del método. La Lic. Inés Labayén de LAQUI S.R.L. trabajó incansablemente para ajustar la analítica y el tratamiento matemático de los resultados y el técnico Roberto Yuchechen ejecutó los análisis según sus indicaciones.

Esperamos que el esfuerzo de esta gente sirva para difundir una herramienta que consideramos de mucha utilidad.

LEYENDA DE ILUSTRACIONES

FIGURA 1: cuenca del Golfo San Jorge.

FIGURA 2: Cromatogramas gaseosos de los petróleos totales correspondientes a los cinco punzados.

FIGURA 3: Cromatogramas gaseosos de los petróleos de producción.

FIGURA 4: Comparación gráfica e Índice de Correlación entre petróleos punzados y petróleo de producción.

FIGURA 5: Comparación gráfica de porcentajes de iso y n-parafinas en mezclas y en petróleo de producción.

FIGURA 6: Comparación gráfica de áreas normalizadas de punzados, petróleos de producción y mezclas.

TABLA 1: Denominación de Punzados.

TABLA 2: Familia de petróleos punzados.

TABLA 3: Índices de Correlación entre punzados y petróleos de producción.

TABLA 4: Participación de punzados en las mezclas.

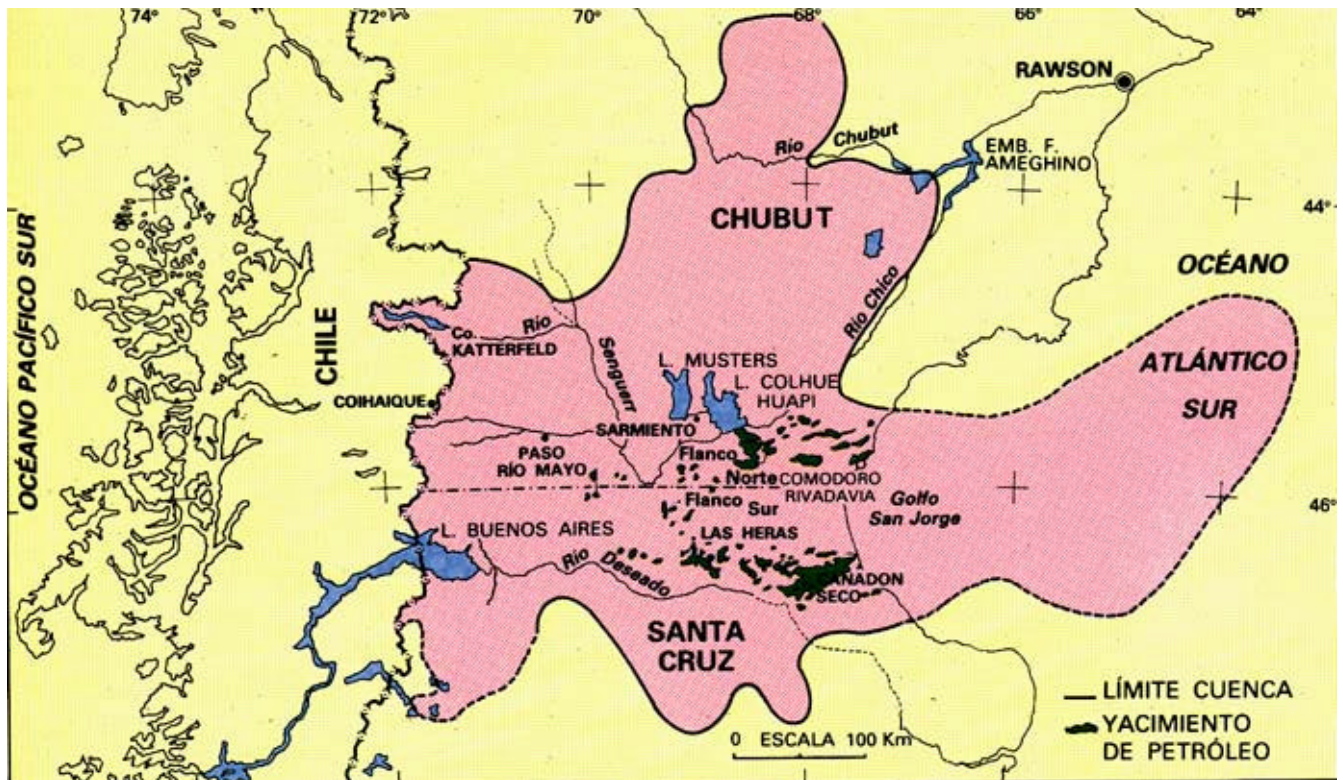


FIGURA 1

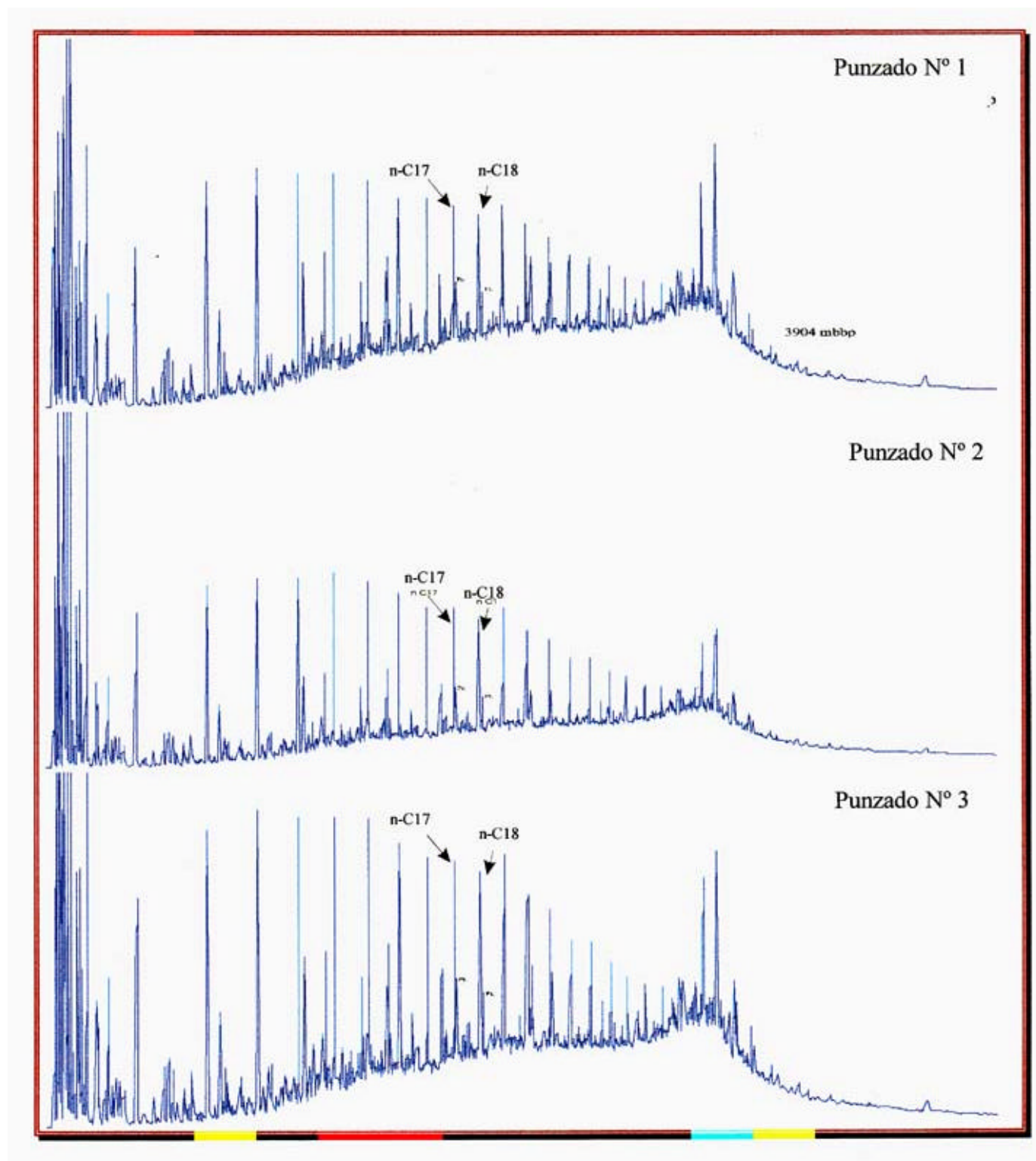


FIGURA 2

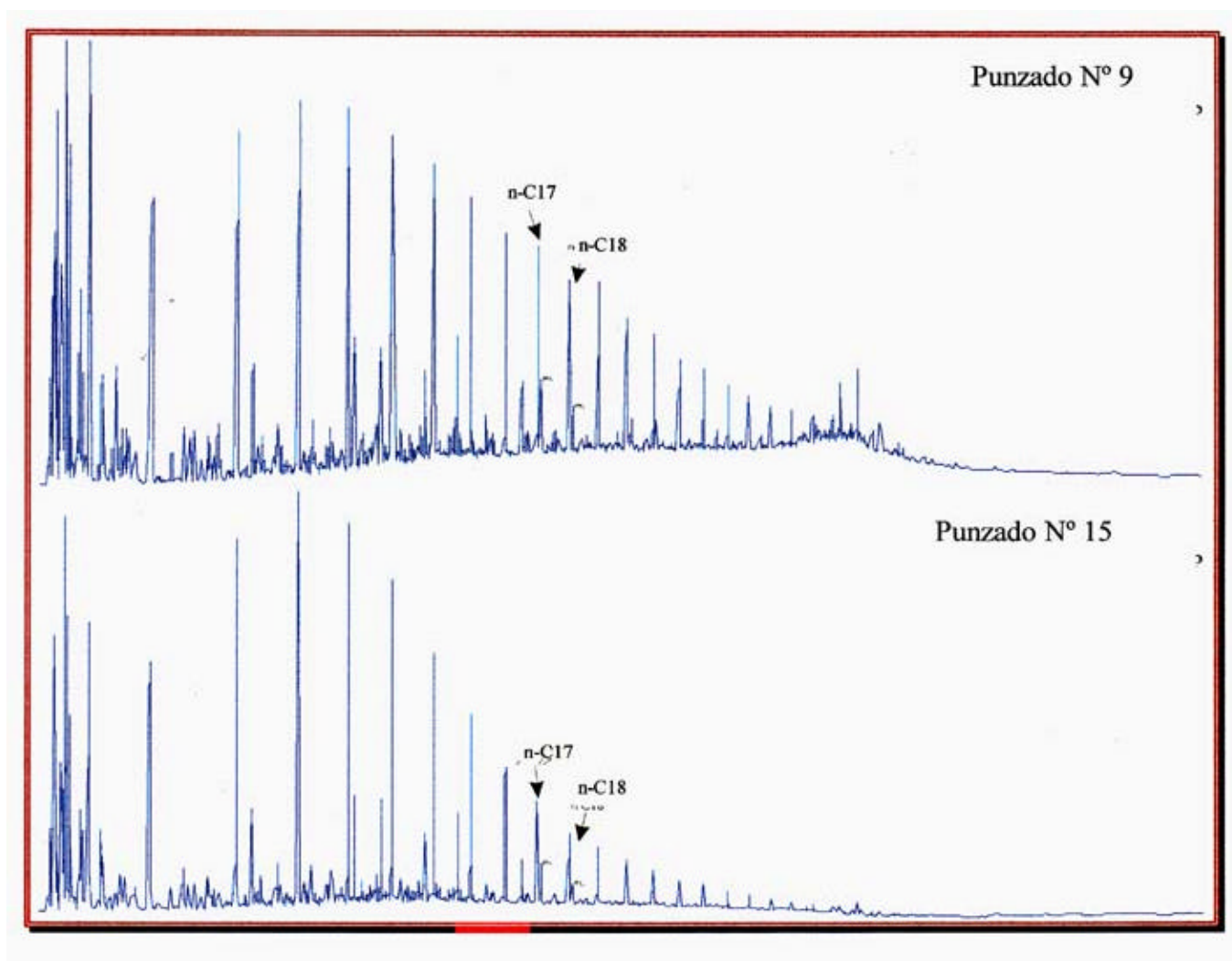


FIGURA 2 (CONTINUACION)

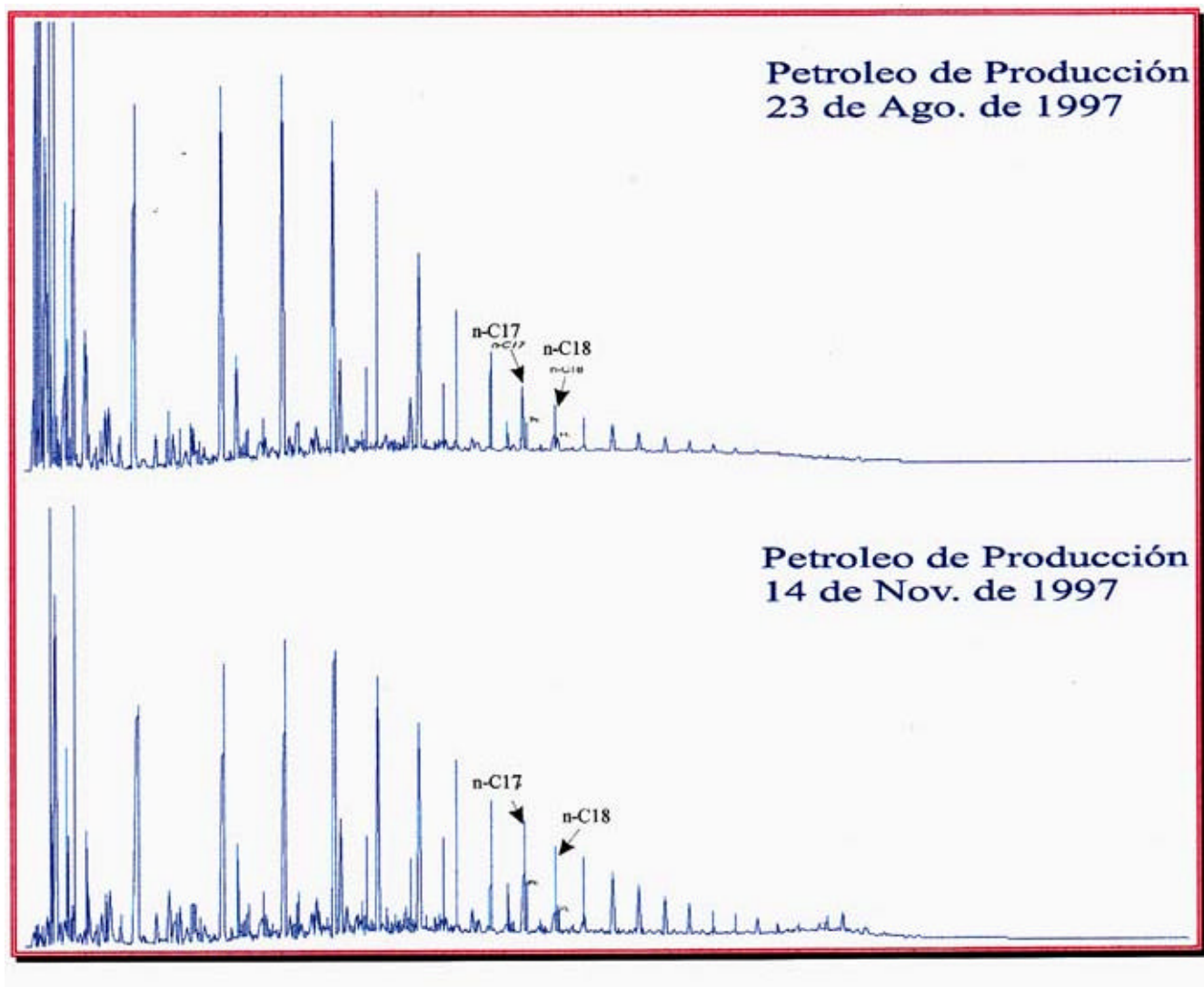


FIGURA 3

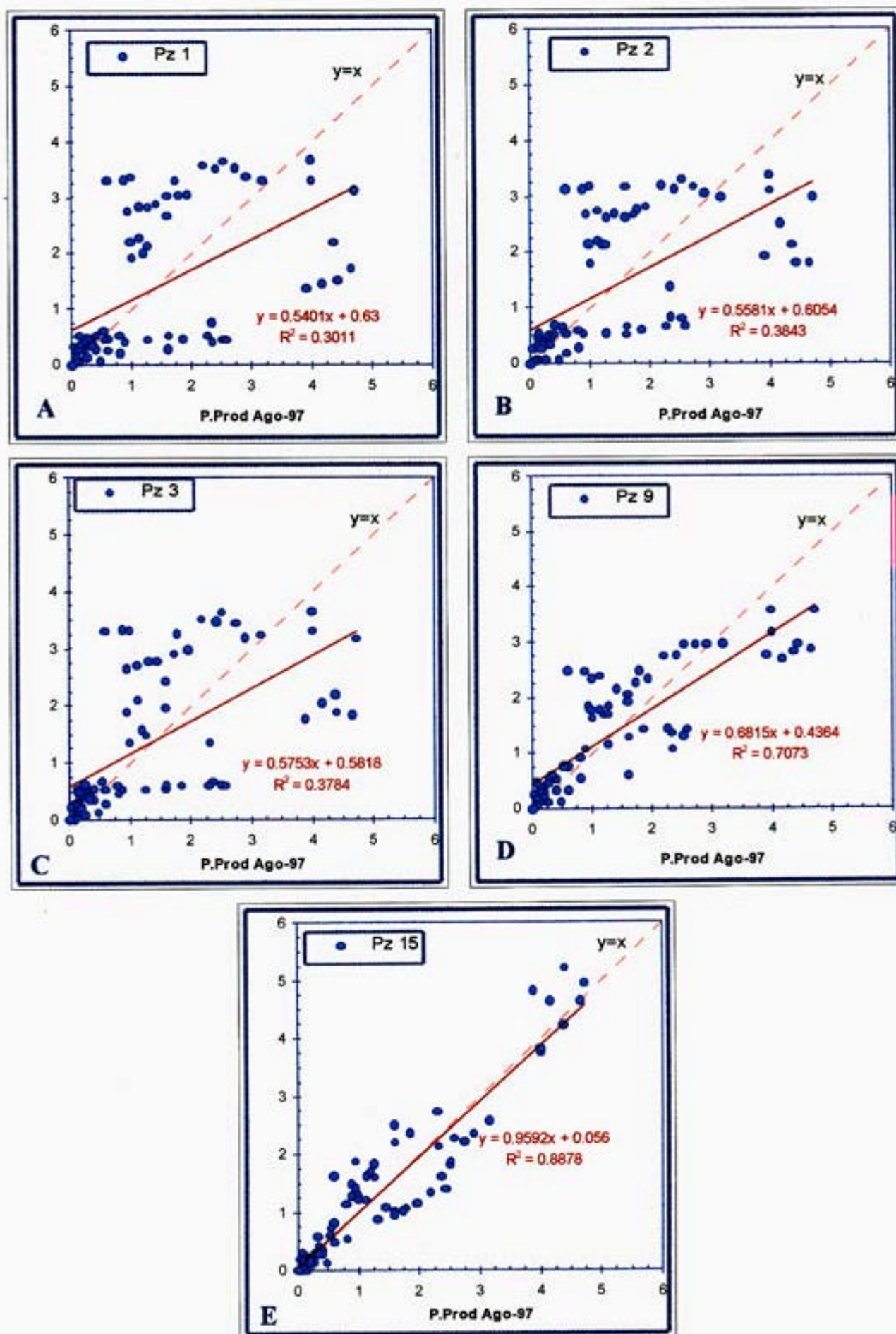


FIGURA 4

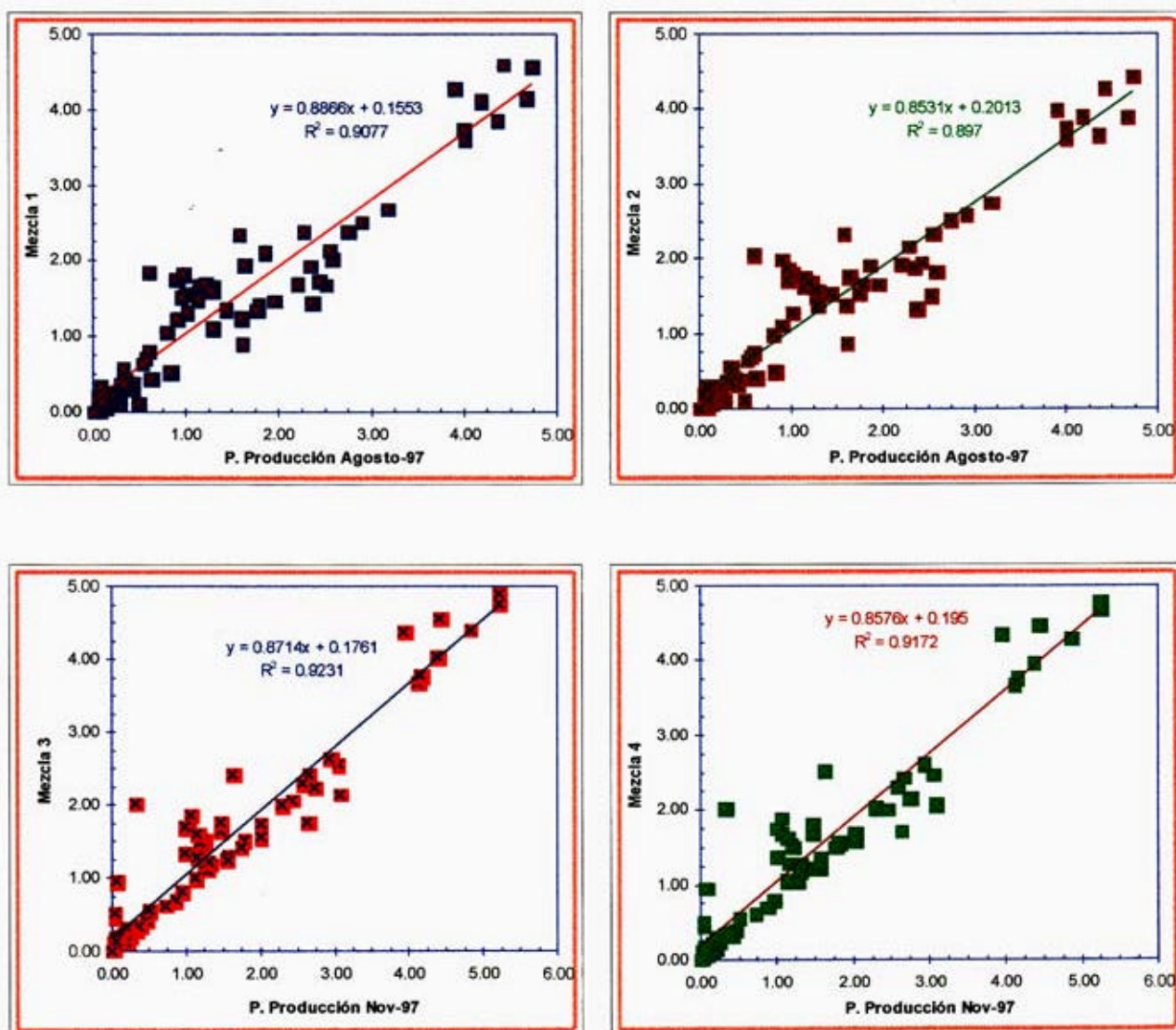


FIGURA 5

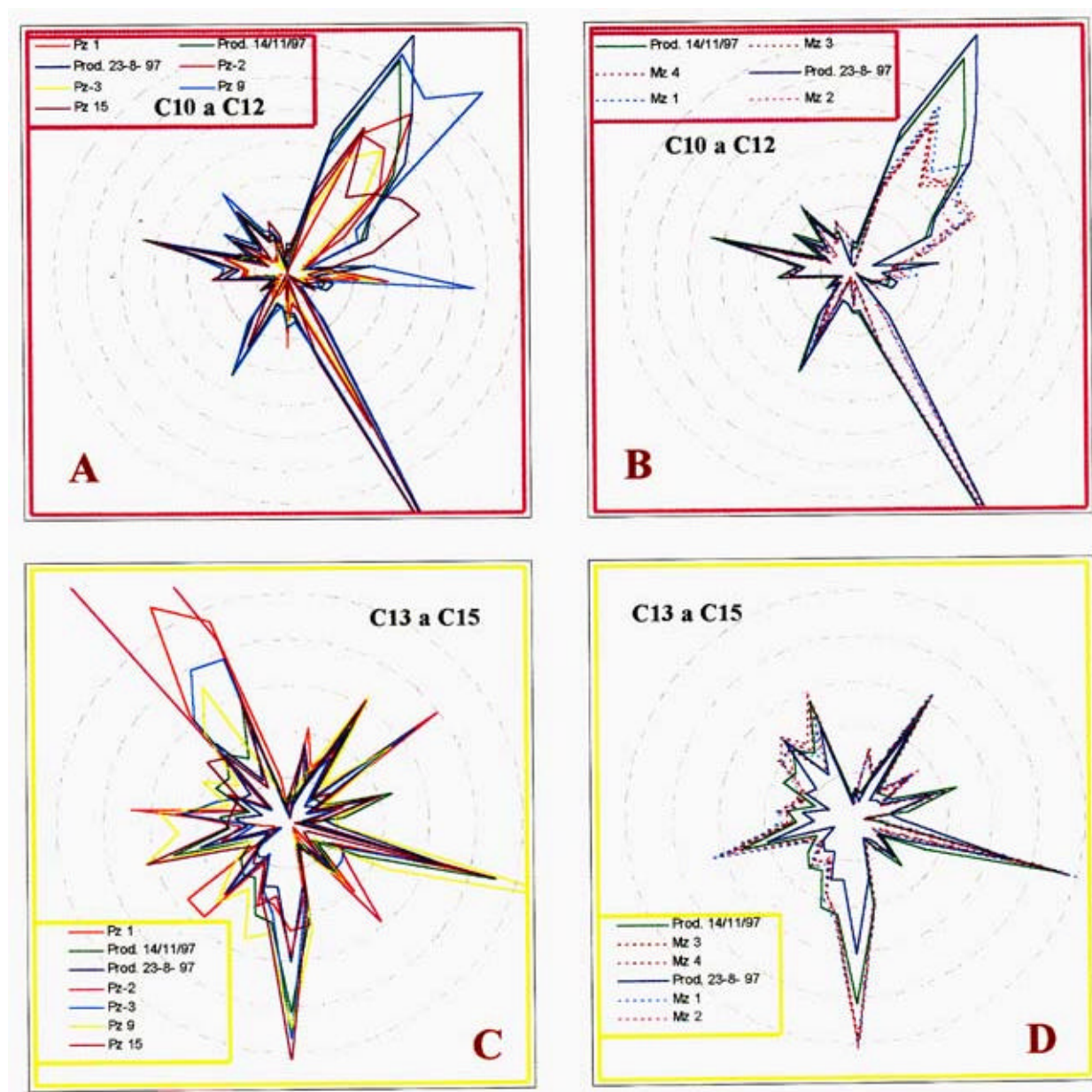


FIGURA 6

TABLA 1

Punzado: Nº	1	2	3	9	15
Prof. (mbbp)	2650-2647	2632-2628	2572-2568.5	2314.5-2312	2015.5-2013

TABLA 2

PUNZADO Nº	PROFUNDIDAD mbbp	DESCRIPCION DEL PETROLEO	Familia
1	2650-2647	MEZCLA DE: PETRÓLEO MADURO, LAVADO CON AGUA., FRACCIÓN LIVIANA LIGERAMENTE BIODEGRADADA , MUY LIGERA BIODEGRADACIÓN SEGÚN LAS RELACIONES DE ISOPRENOIDES CON PETRÓLEO PESADO	II
2	2632- 2628	MEZCLA DE: PETRÓLEO MADURO, LAVADO CON AGUA., FRACCIÓN LIVIANA LIGERAMENTE BIODEGRADADA , MUY LIGERA BIODEGRADACIÓN SEGÚN LAS RELACIONES DE ISOPRENOIDES CON PETRÓLEO PESADO	
3	2572- 2568.5	MEZCLA DE: PETRÓLEO MADURO, LAVADO CON AGUA., FRACCIÓN LIVIANA LIGERAMENTE BIODEGRADADA , MUY LIGERA BIODEGRADACIÓN SEGÚN LAS RELACIONES DE ISOPRENOIDES CON PETRÓLEO PESADO	
9	2314.5- 2312	PETRÓLEO MADURO Y LIGERAMENTE LAVADO CON AGUA.	I
15	2015.5- 2013	PETRÓLEO MADURO Y LAVADO CON AGUA.	

TABLA 3

PUNZADO Nº	PROFUNDIDAD mbbp	Agosto- 97		Noviembre- 97	
		R ²	Ecuación de la recta	R ²	Ecuación de la recta
1	2650-2647	0.3011	y= 0.5401x + 0.63	0.2677	y= 0.4752x + 0.7188
2	2632- 2628	0.3843	y= 0.5581x + 0.6054	0.3369	y= 0.4876x + 0.7019
3	2572- 2568.5	0.3784	y= 0.5753x + 0.5818.	0.3302	y= 0.5015x + 0.6829.
9	2314.5- 2315	0.7073	y= 0.6815x + 0.7073	0.6829	y= 0.6248x + 0.5139
15	2015.5- 2013	0.8878	y= 0.9592x + 0.056	0.9148	y= 0.9085x + 0.1254

TABLA 4

Punzado	Prof.	Petróleo de Producción 23-08-97	Petróleo de Producción 14-11-97
Nº	mbbp	Mz 1	Mz 3
1	2650-2647	0.00	0.00
2	2632- 2628	0.00	0.00
3	2572- 2568.5	0.00	0.00
9	2314.5- 2315	26.13	13.10
15	2015.5- 2013	73.87	86.90
R ²		0.9077	0.9231