



8 TO. CONGRESO **CPG**
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
HACIA UN DESARROLLO DE
RECURSOS SUSTENTABLE

iAPG INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

24 · 27 Octubre 2016

Llao Llao Hotel&Resort
Bariloche, Argentina

“CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA Y ALOCACIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEOS EN EL YACIMIENTO CAÑADÓN AMARILLO, CUENCA NEUQUINA, PROVINCIA DE MENDOZA”

Milicich, R¹; Labayén, I.L ¹; Palacio, M.B ²; De Battista, P ²

¹Y-TEC; ²YPF. S.A. Regional Mendoza

Y-TEC

YPF TECNOLOGÍA





Geoquímica de reservorios y producción

La *metodología geoquímica de asignación de la producción* en pozos multi-reservorio consiste resolver, mediante cálculo numérico, la composición del petróleo de producción en función de los petróleos de capas individuales.

Beneficios:

- Determinar el porcentaje de aporte de cada capa/formación a la producción conjunta de un pozo sin necesidad de interrumpir la operación.
- Optimización de los modelos dinámicos y sus pronósticos y, en consecuencia, de la producción.
- Bajo costo con respecto a la utilización de PLT convencional. Posibilidad de masificación del estudio a todo el yacimiento.
- Los resultados son comparables en el tiempo.



ZONA DE ESTUDIO

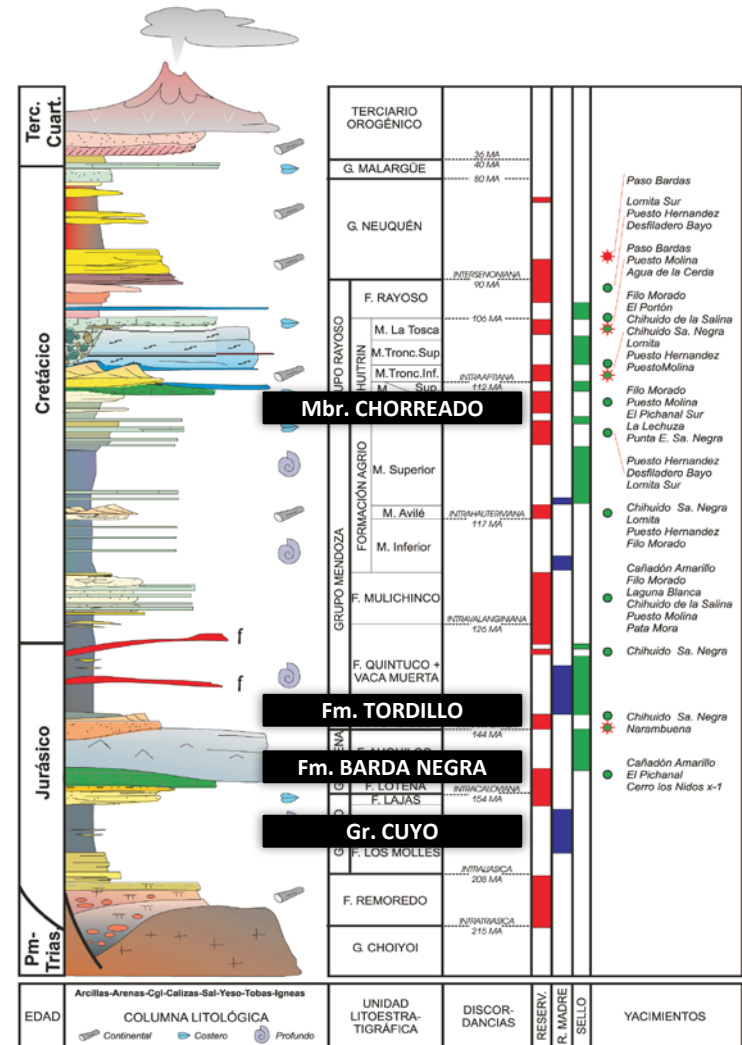
MUESTRAS ANALIZADAS	
CAÑADÓN AMARILLO	
ID Y-TEC	Formación
YTEC-CA-P-001	CHORREADO
YTEC-CA-P-002	CHORREADO
YTEC-CA-P-003	PRODUCCION ★
YTEC-CA-P-004	GRUPO CUYO
YTEC-CA-P-005	GRUPO CUYO
YTEC-CA-P-006	PRODUCCIÓN ★
YTEC-CA-P-007	TORDILLO
YTEC-CA-P-008	TORDILLO
YTEC-CA-P-009	BARDA NEGRA
YTEC-CA-P-010	BARDA NEGRA
YTEC-CA-P-011	BARDA NEGRA
YTEC-CA-P-012	PRODUCCIÓN ★
YTEC-CA-P-013	TORDILLO
YTEC-CA-P-014	BARDA NEGRA
YTEC-CA-P-015	BARDA NEGRA
YTEC-CA-P-016	BARDA NEGRA
YTEC-CA-P-017	PRODUCCIÓN ★

POZO 1

POZO 2

POZO 3

POZO 4

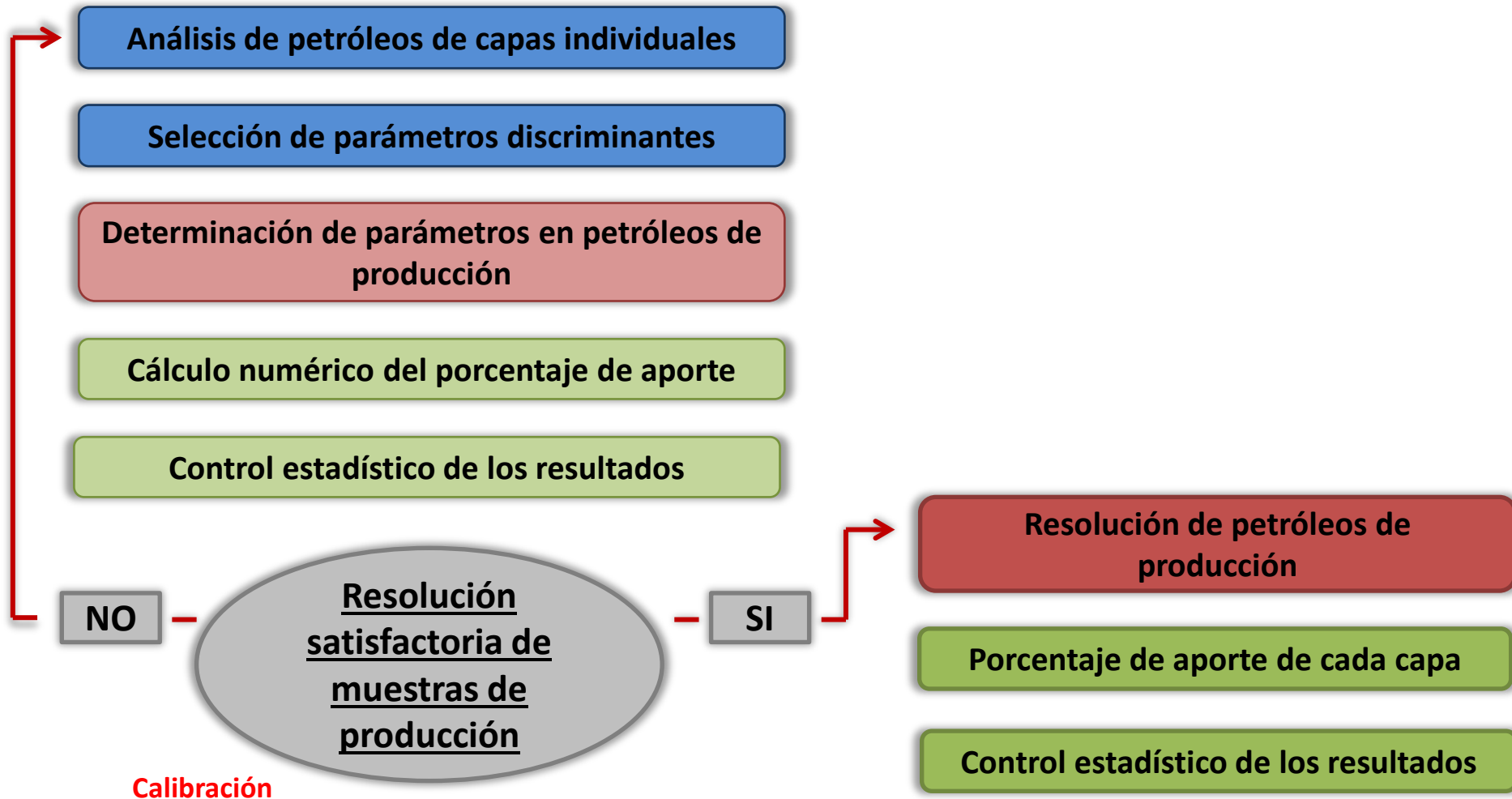


Ubicación del Yacimiento Cañadón Amarillo en el ámbito de la Cuenca Neuquina (Mendiberry y Carbone, 2002)

Unidades geológicas estudiadas (Repsol YPF)



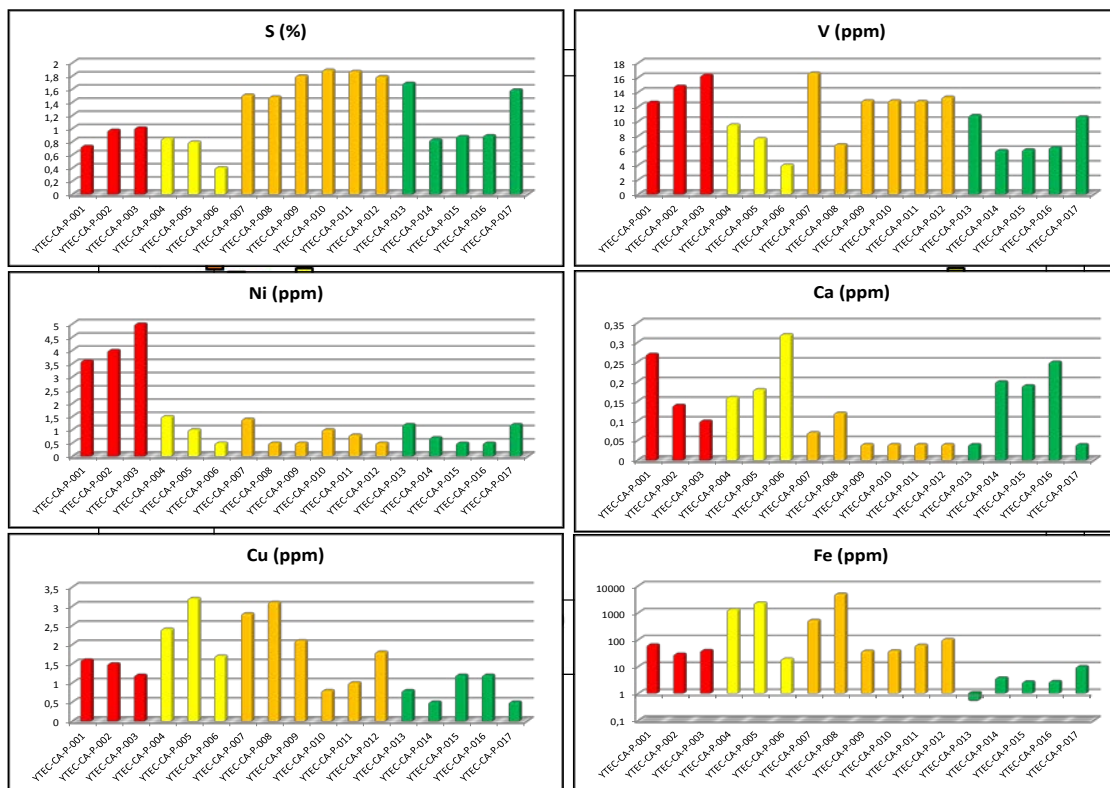
METODOLOGÍA GEOQUÍMICA DE ALOCACIÓN DE LA PRODUCCIÓN





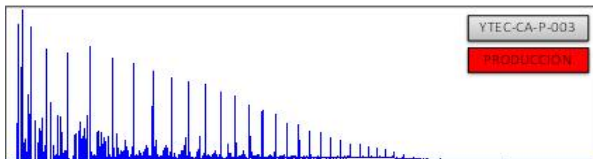
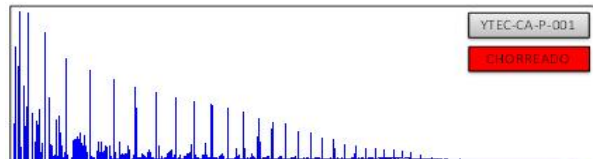
ACTIVIDADES DESARROLLADAS

- * **Determinaciones físicas** (densidad y contenido de agua).
- * Cuantificación del **contenido de metales y azufre**.

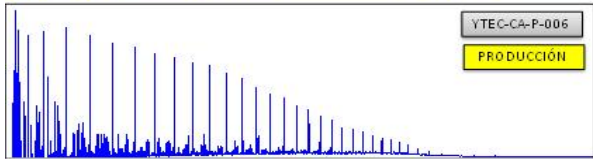
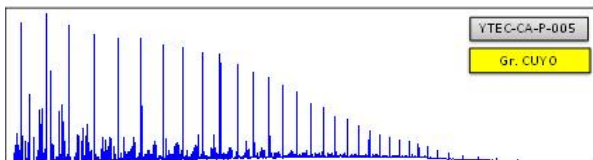
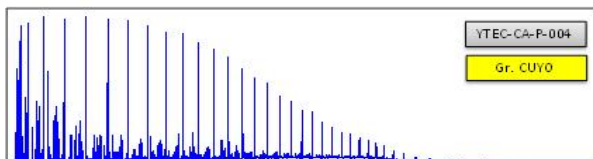




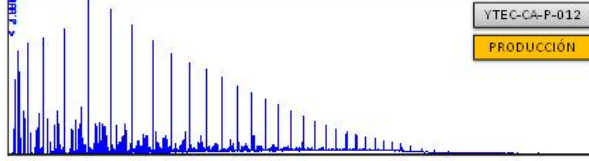
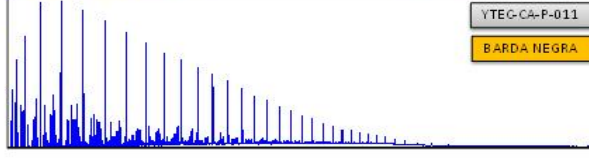
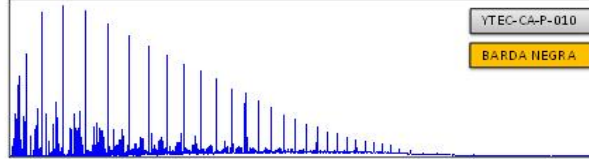
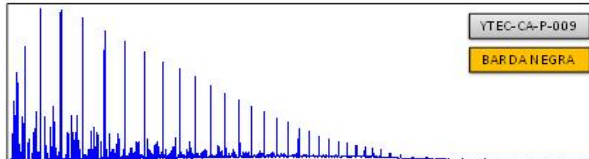
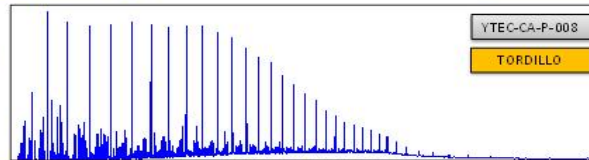
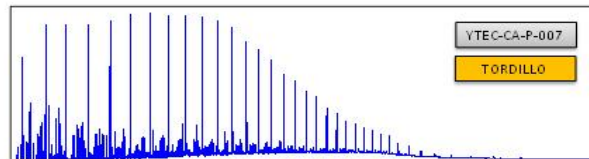
Pozo 1



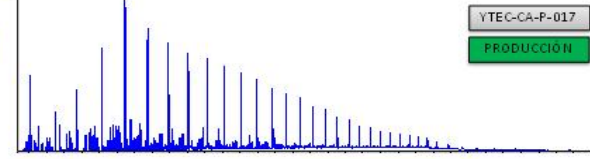
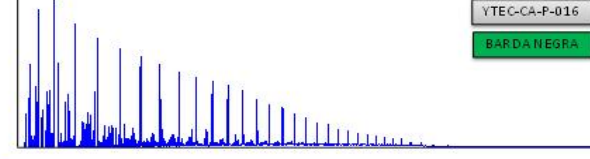
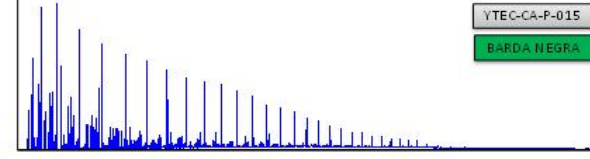
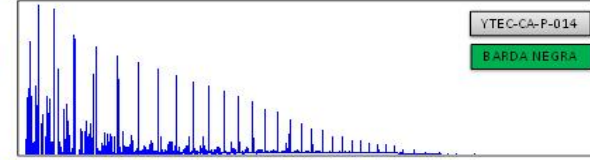
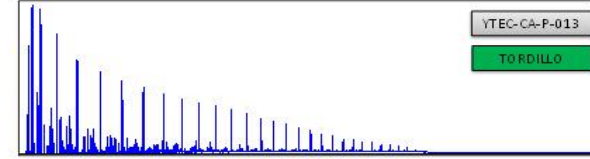
Pozo 2



Pozo 3



Pozo 4



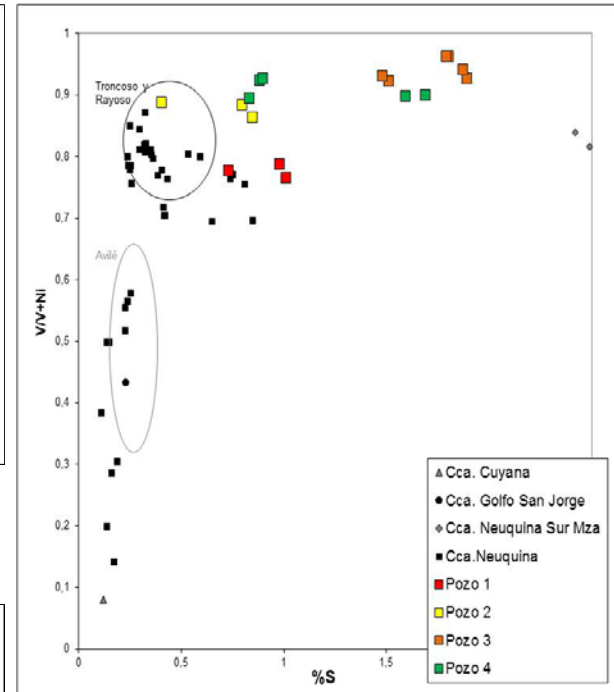
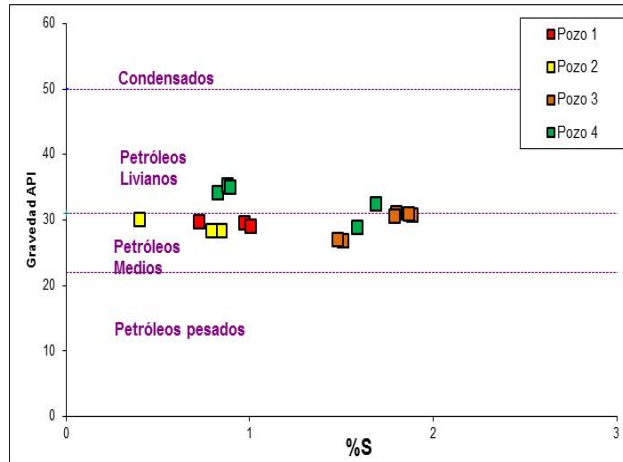
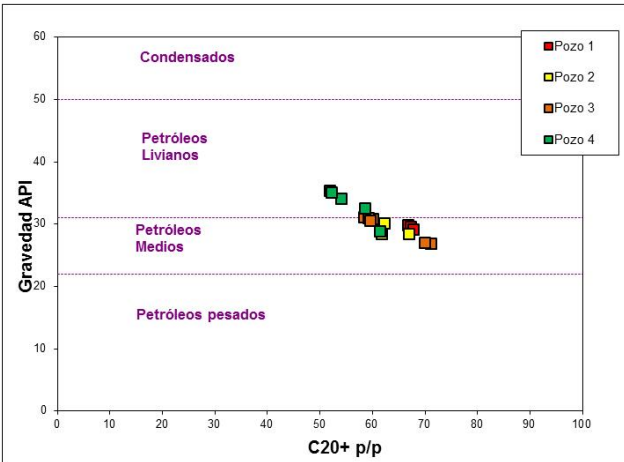


ACTIVIDADES DESARROLLADAS

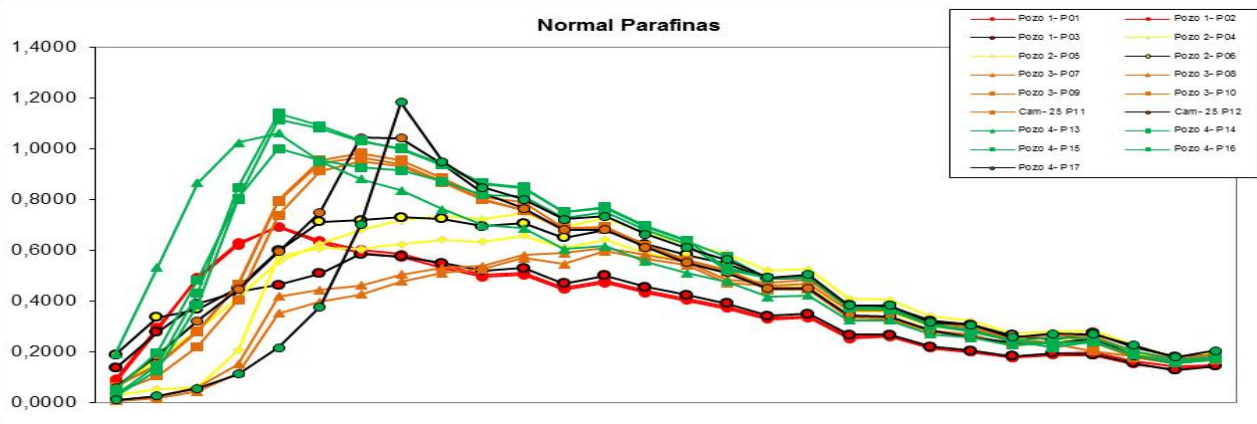
- * **Determinaciones físicas** (densidad y contenido de agua).
- * Cuantificación del **contenido de metales y azufre**.
- * **Análisis cromatográfico** con patrón interno de petróleos.
- * **Caracterización geoquímica de petróleos**.



Gravedad API, C20+ y concentración de metales y azufre

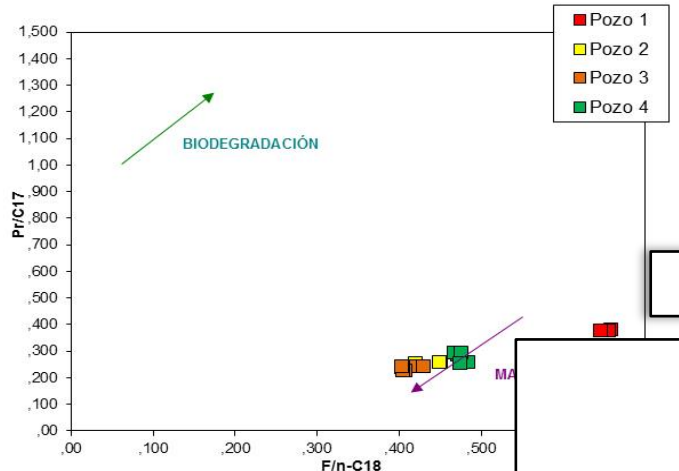


Contenido de parafinas





Distribución de isoprenoides



Fracción gasolina

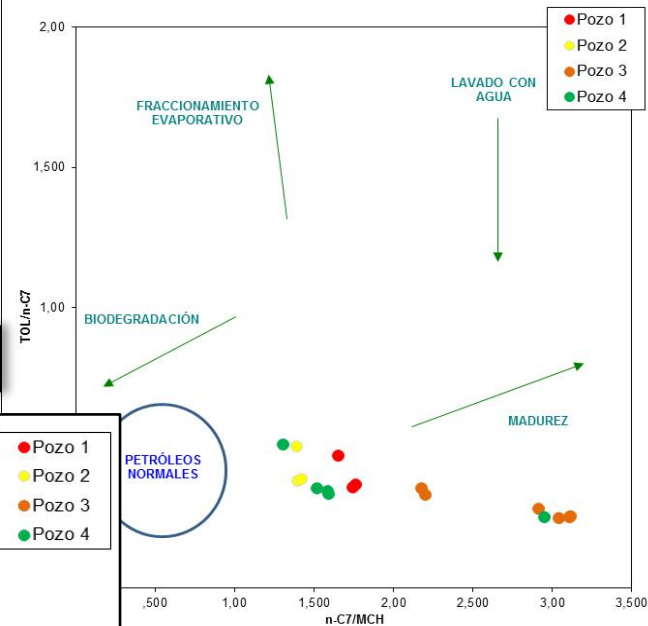
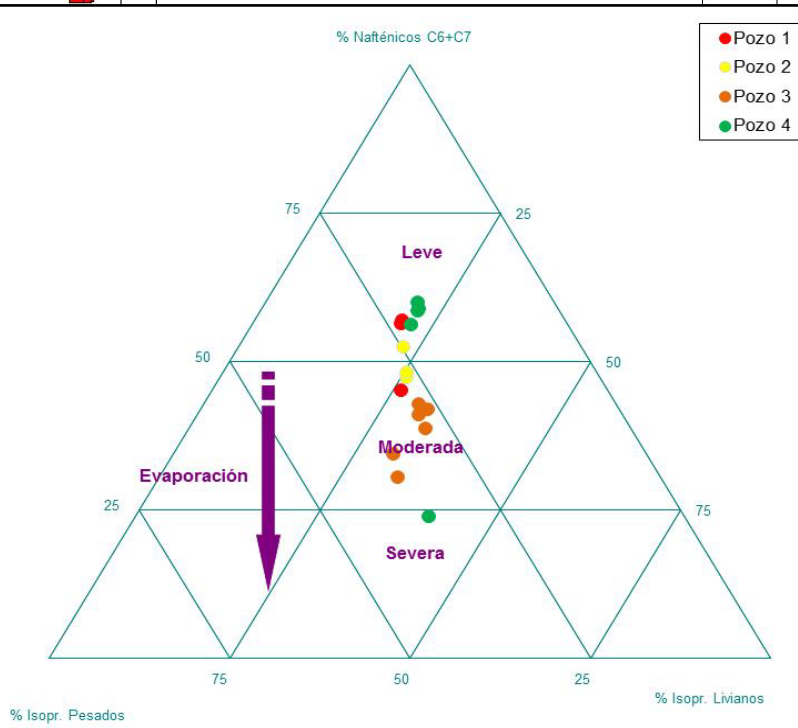
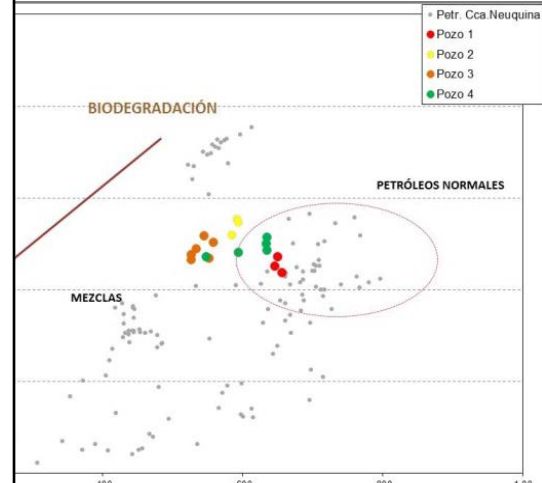
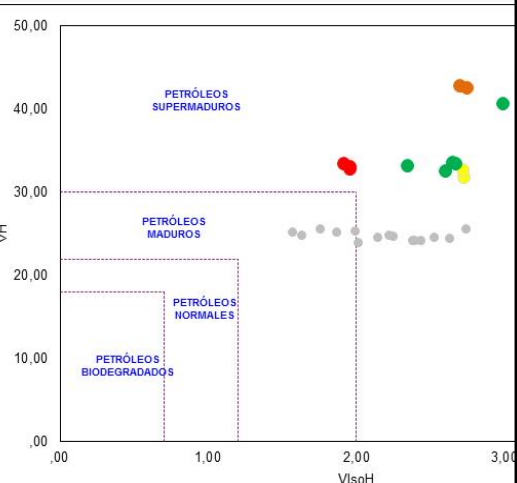


Diagrama de evaporación



Índices de parafina de Thompson





ACTIVIDADES DESARROLLADAS

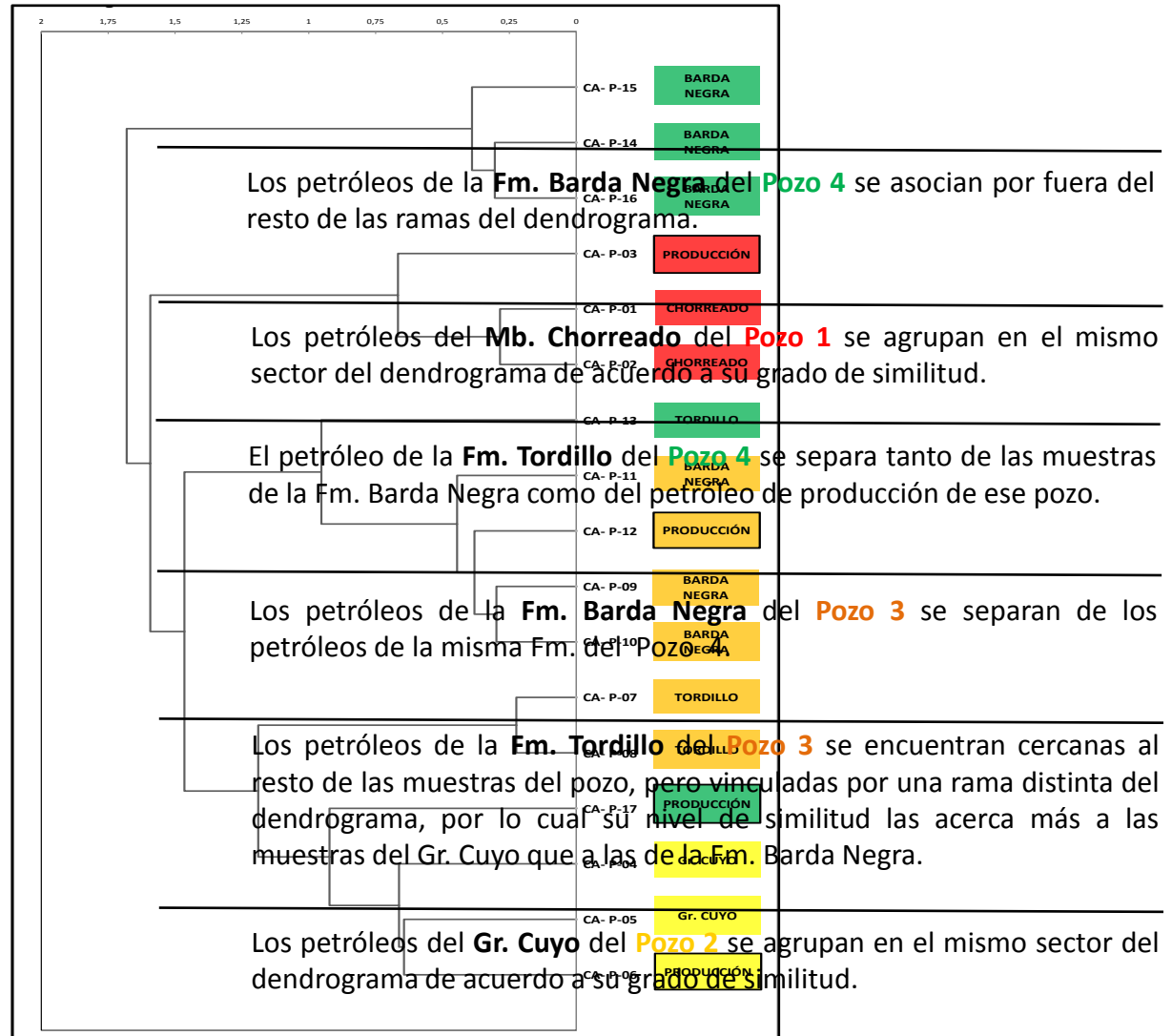
- * **Determinaciones físicas** (densidad y contenido de agua).
- * Cuantificación del **contenido de metales y azufre**.
- * **Análisis cromatográfico** con patrón interno de petróleos.
- * **Caracterización geoquímica de petróleos**.
- * Análisis de factibilidad de aplicación de la **metodología geoquímica de asignación de la producción en reservorios multicapa**.



Análisis de factibilidad de aplicación de la metodología geoquímica de asignación de la producción

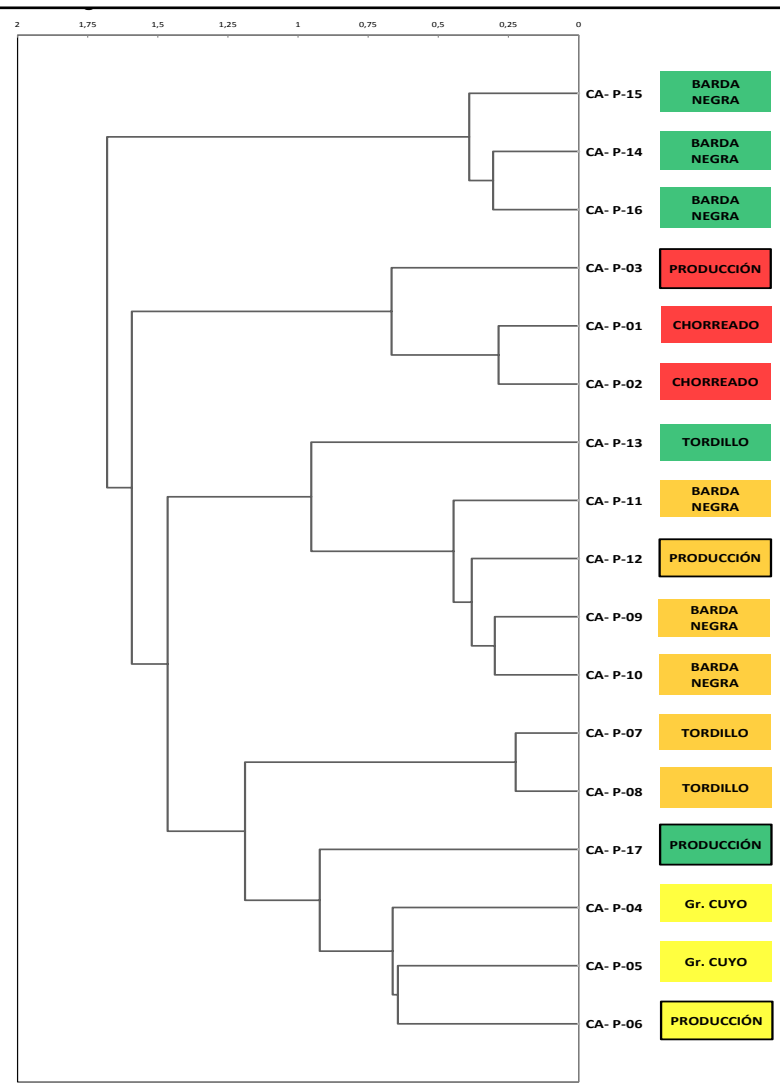
Parámetros utilizados

n-C7
 n-C8
 n-C12
 n-C14
 n-C23
 iso-C20
 P2
 N1(5)
 N1(6)
 K1
 Tr1
 Tr7
 C2
 VH
 n-C6/CH
 n-C7/MCH
 MCP/MCH
 Tol/n-C7
 2MH/3MH
 Tol/DMCPs
 VISOH
 MCH+ECP/MCP+CH
 Pr/F
 Pr/n-C17
 F/n-C18
 RBA
 RBP
 paraf 27-31vv
 paraf 27-31hh
 Pr
 F
 C20+
 S
 API
 BTEX
 m,p Xil/n-C8
 Isoprenoides
 V/V+Ni
 CPI *
 C8-
 C8-C15
 C15-C25





Análisis de factibilidad de aplicación de la metodología geoquímica de asignación de la producción



El **petróleo de producción del Pozo 1** se asocia de igual manera a ambas muestras individuales, por lo cual se puede asumir que las muestras de capa individual son gemelas.

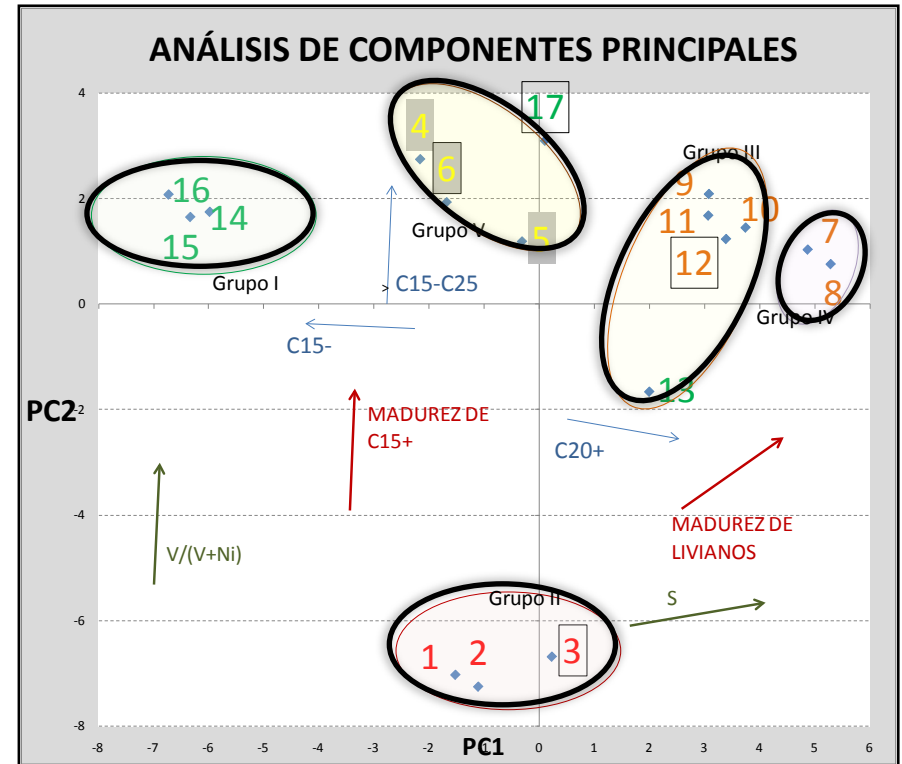
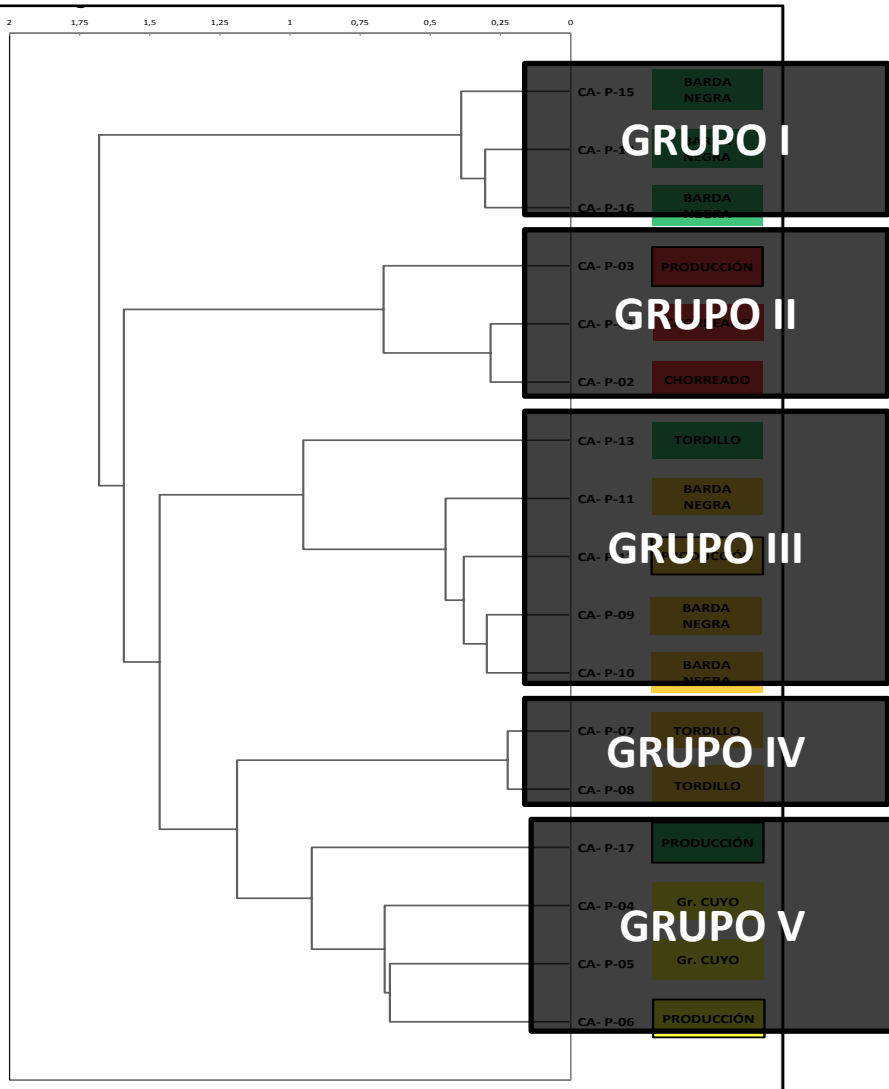
El **petróleo de producción del Pozo 3** se asocia en mayor medida con las muestras de la Fm. Barda Negra, por lo cual se puede asumir que la Fm. Tordillo tiene un bajo porcentaje de aporte.

El **petróleo de producción del Pozo 4** se separa del resto de los petróleos del pozo debido a las alteraciones observadas en los compuestos livianos. Dicha disminución hace que se acerque a los petróleos del Pozo 2.

El **petróleo de producción del Pozo 2** se asocia con ambas muestras de capa individual del Gr Cuyo, pero con un grado de similitud levemente mayor a la muestra P-05.



Análisis de factibilidad de aplicación de la metodología geoquímica de asignación de la producción

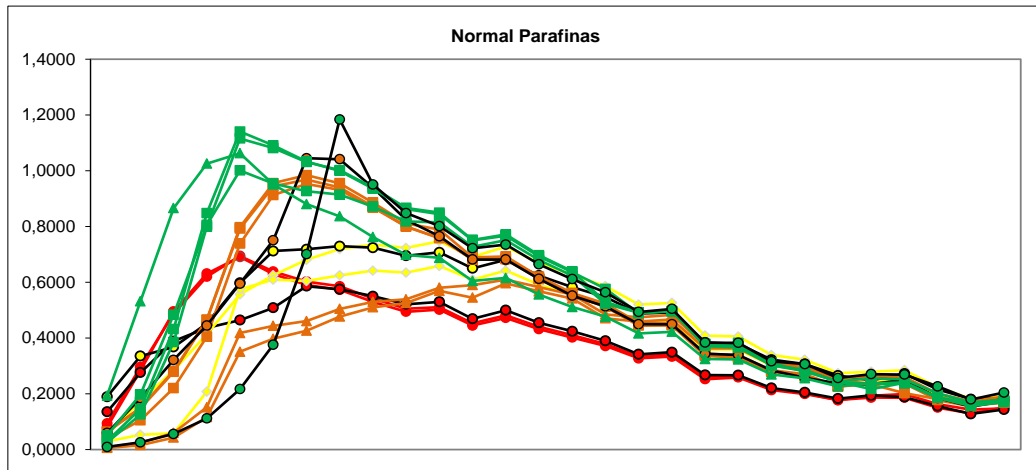





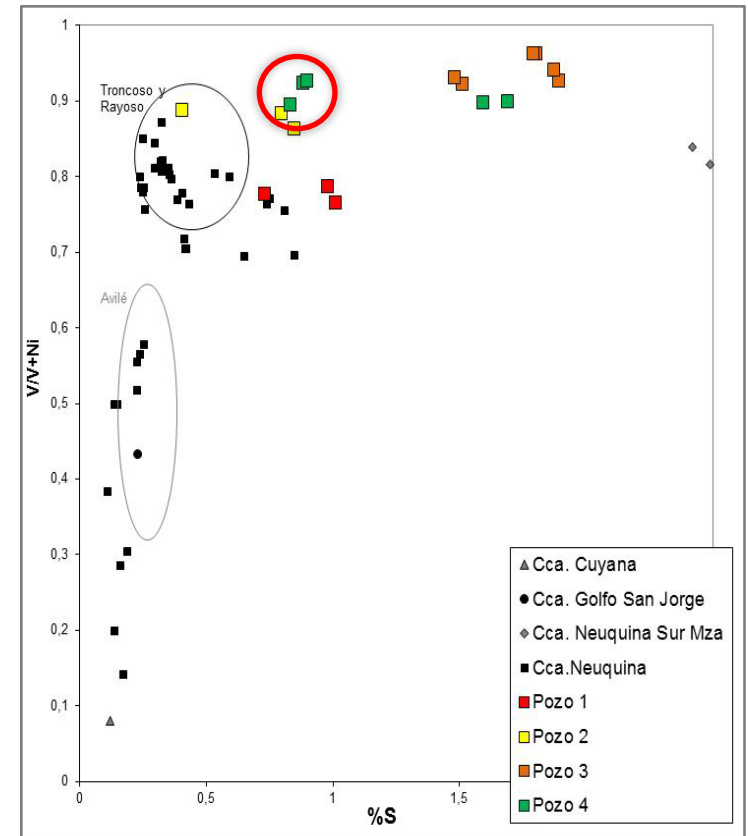
Grupo	Petróleos- Pozo y Fm	Características
I	P-14, P-15 y P-16 Pozo 4, Fm. Barda Negra	Petróleos livianos con mayor proporción de fracción C15-, $S < 1$, V/Ni entre 8 y 13, $K_1 = 0,92$, Hcs.Liv: sobremaduro.
II	P-1, P-2 y P-3 Pozo 1, Mbr. Chorreado	Petróleos medios con menor proporción de fracción C15-, $S < 1$, V/Ni entre 3,3 y 3,7, $K_1 = 0,91$, Hcs.Liv: sobremaduro con menor parafinicidad; más inmaduro por isoprenoides.
III	P-9, P-10, P-11 y P-12, Pozo 3, Fm. Barda Negra; P-13, Pozo 4, Fm. Tordillo	Petróleos medios con menor proporción de fracción C15-, $1 < S < 2$, V/Ni entre 9 y 26, $K_1 = 0,83$ (BN; 0,88 T), Hcs.Liv: sobremaduro con mayor parafinicidad.
IV	P-7 y P-8 Pozo 3, Fm. Tordillo	Petróleos medios con muy baja proporción de fracción C15-, $S = 1,5$, V/Ni entre 12 y 13,6, $K_1 = 0,83$, Hcs.Liv: sobremaduro con mayor parafinicidad.
V	P-4, P-5 y P-6 Pozo 2, Gr. Cuyo	Petróleos medios con baja proporción de fracción C15-, $S < 0,85$, V/Ni entre 6 y 8, $K_1 = 0,91$, Hcs.Liv: sobremaduro con menor parafinicidad.



Grupo	Petróleos- Pozo y Fm	Características
I	P-14, P-15 y P-16 Pozo 4, Fm. Barda Negra	Petróleos livianos con mayor proporción de fracción C15-, S<1, V/Ni entre 8 y 13, K1= 0,92, Hcs. Liv: sobre-maduro.



 Fm. Barda Negra





Grupo

Petróleos- Pozo y Fm

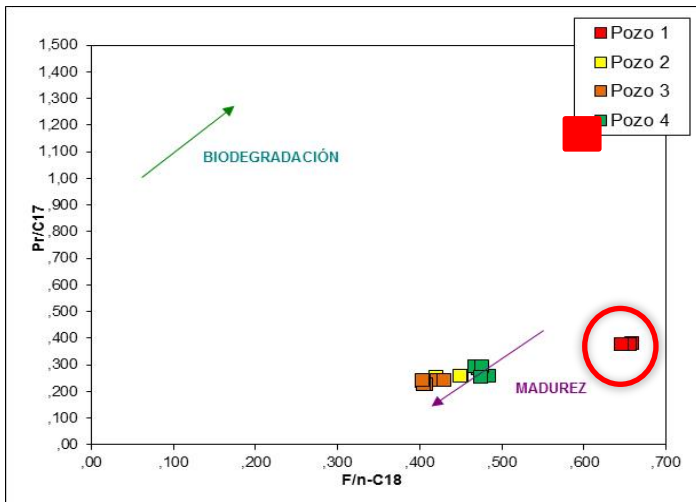
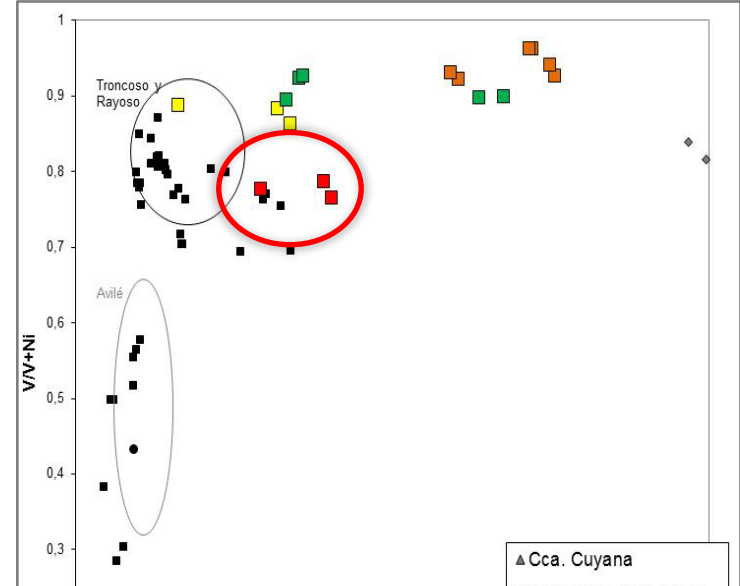
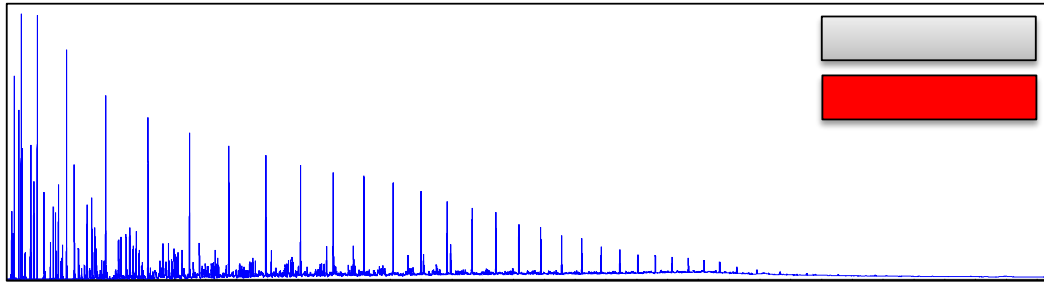
Características

II

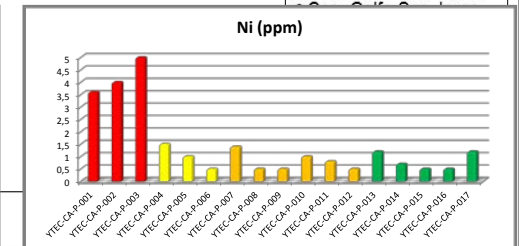
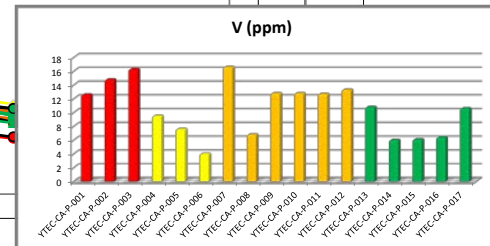
P-1, P-2 y P-3

Pozo 1, Mbr. Chorreado

Petróleos medios con menor proporción de fracción C15-, S<1, V/Ni entre 3,3 y 3,7, K1= 0,91, Hcs. Liv: sobre-maduro con menor parafinicidad; más inmaduro por isoprenoides.

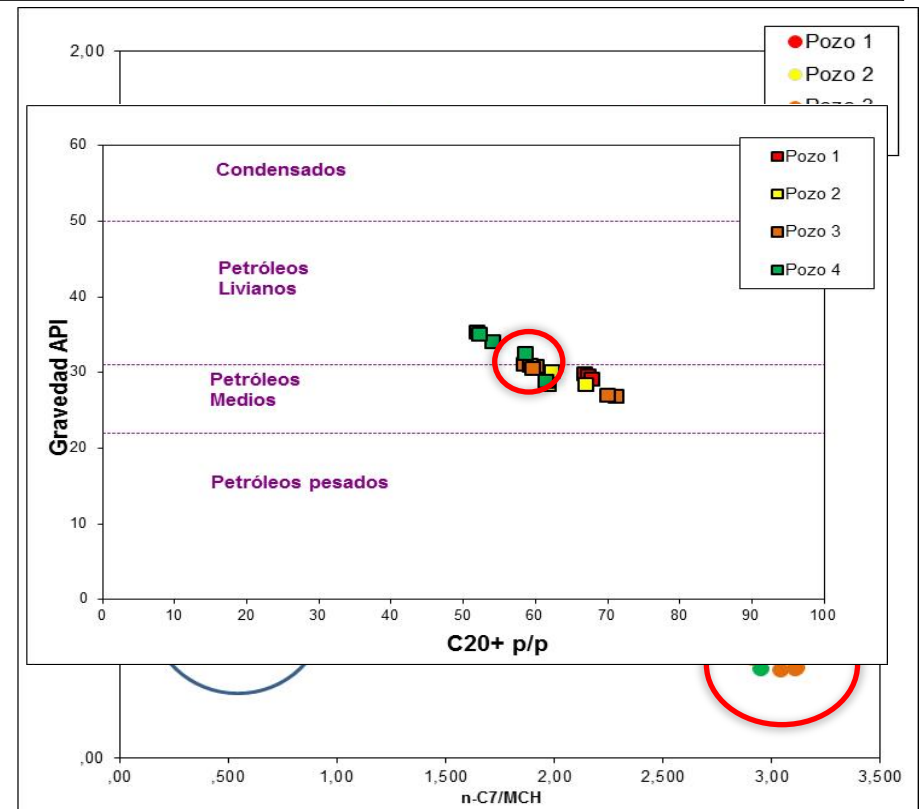
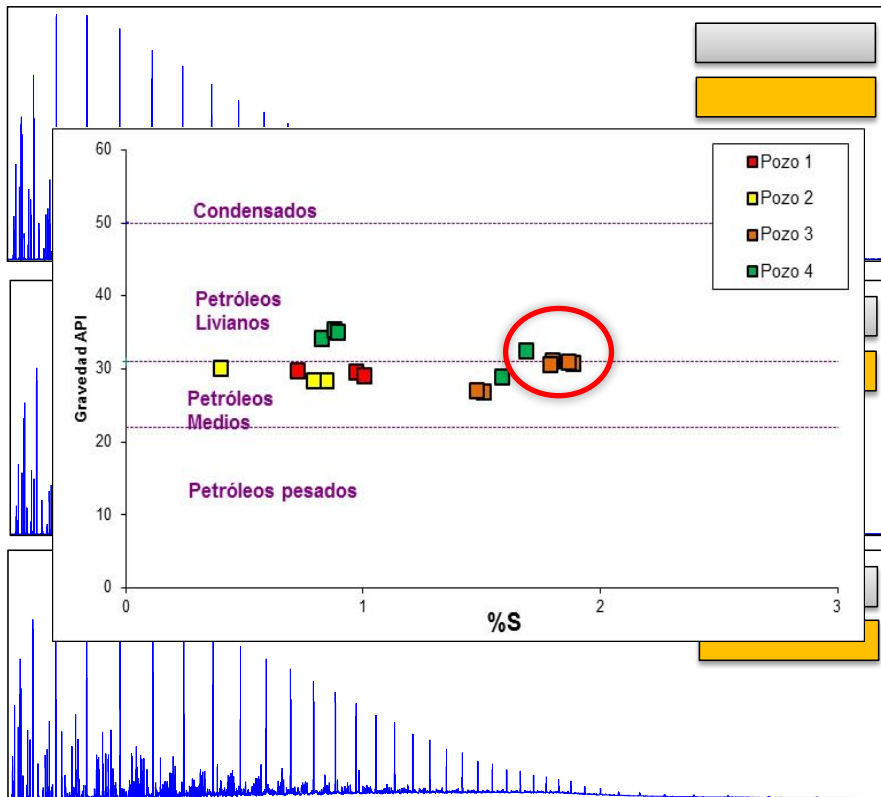


r. Chorreado





Grupo	Petróleos- Pozo y Fm	Características
III	P-9, P-10, P-11 y P-12, Pozo 3, Fm. Barda Negra; P-13, Pozo 4, Fm. Tordillo	Petróleos medios con menor proporción de fracción C15-, 1<S<2, V/Ni entre 9 y 26, K1= 0,83 (BN; 0,88 T), Hcs. Liv: sobre- maduro con mayor parafinicidad.





Grupo

Petróleos- Pozo y Fm

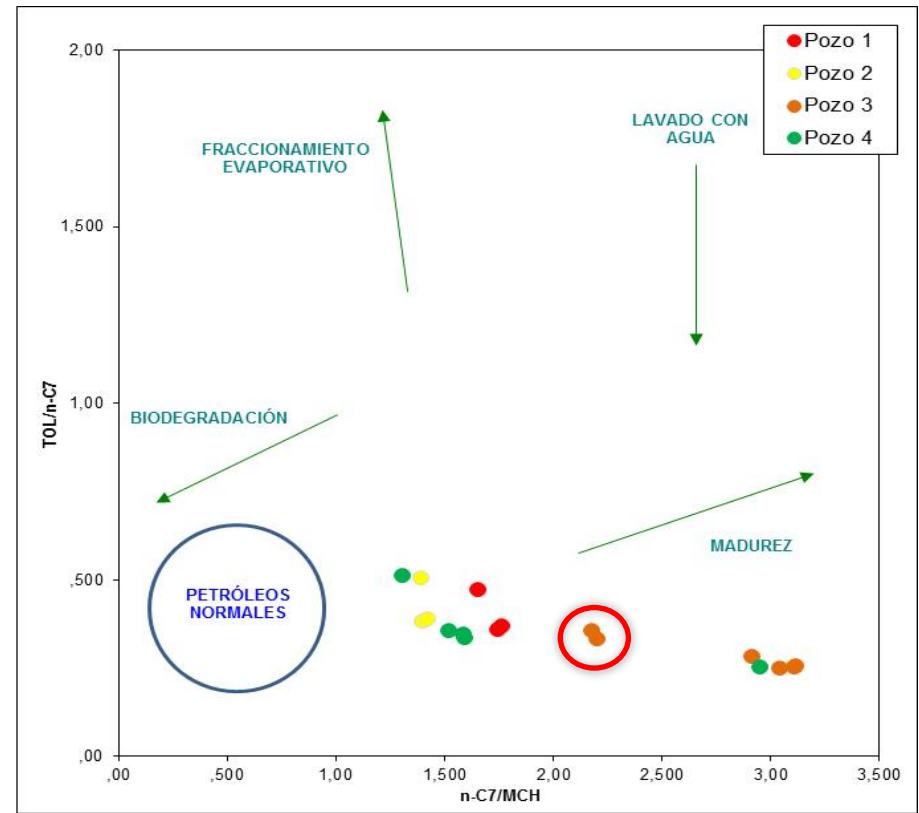
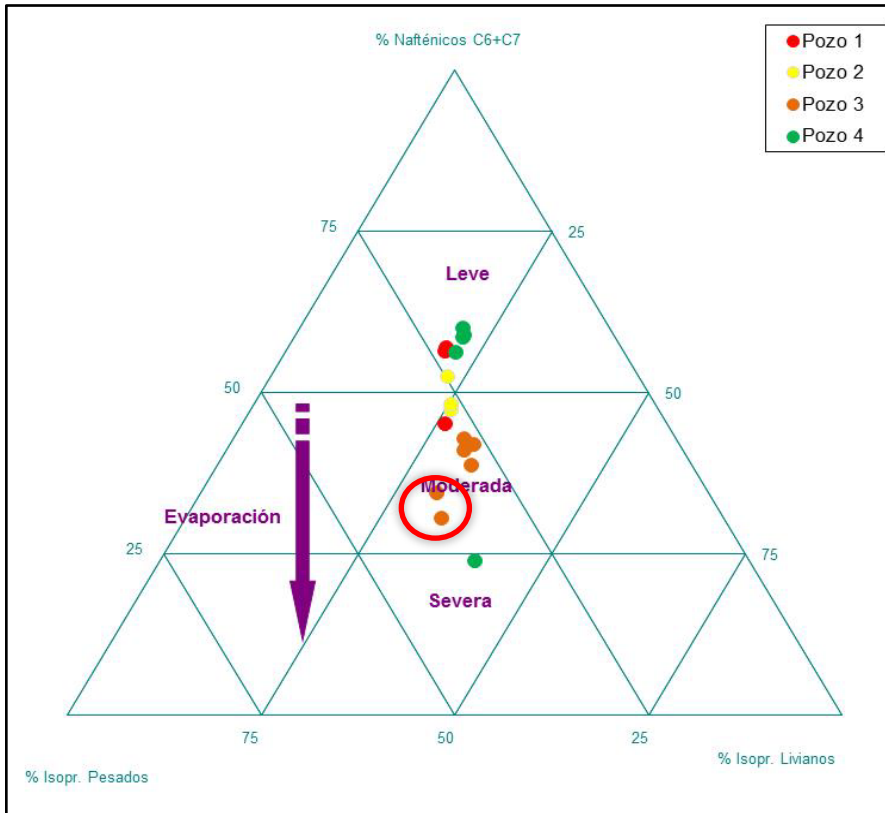
Características

IV

P-7 y P-8

Pozo 3, Fm. Tordillo

Petróleos medios con muy baja proporción de fracción C15-, S=1,5, V/Ni entre 12 y 13,6, K1= 0,83, Hcs. Liv: sobre-maduro con mayor parafinicidad.





Grupo

Petróleos- Pozo y Fm

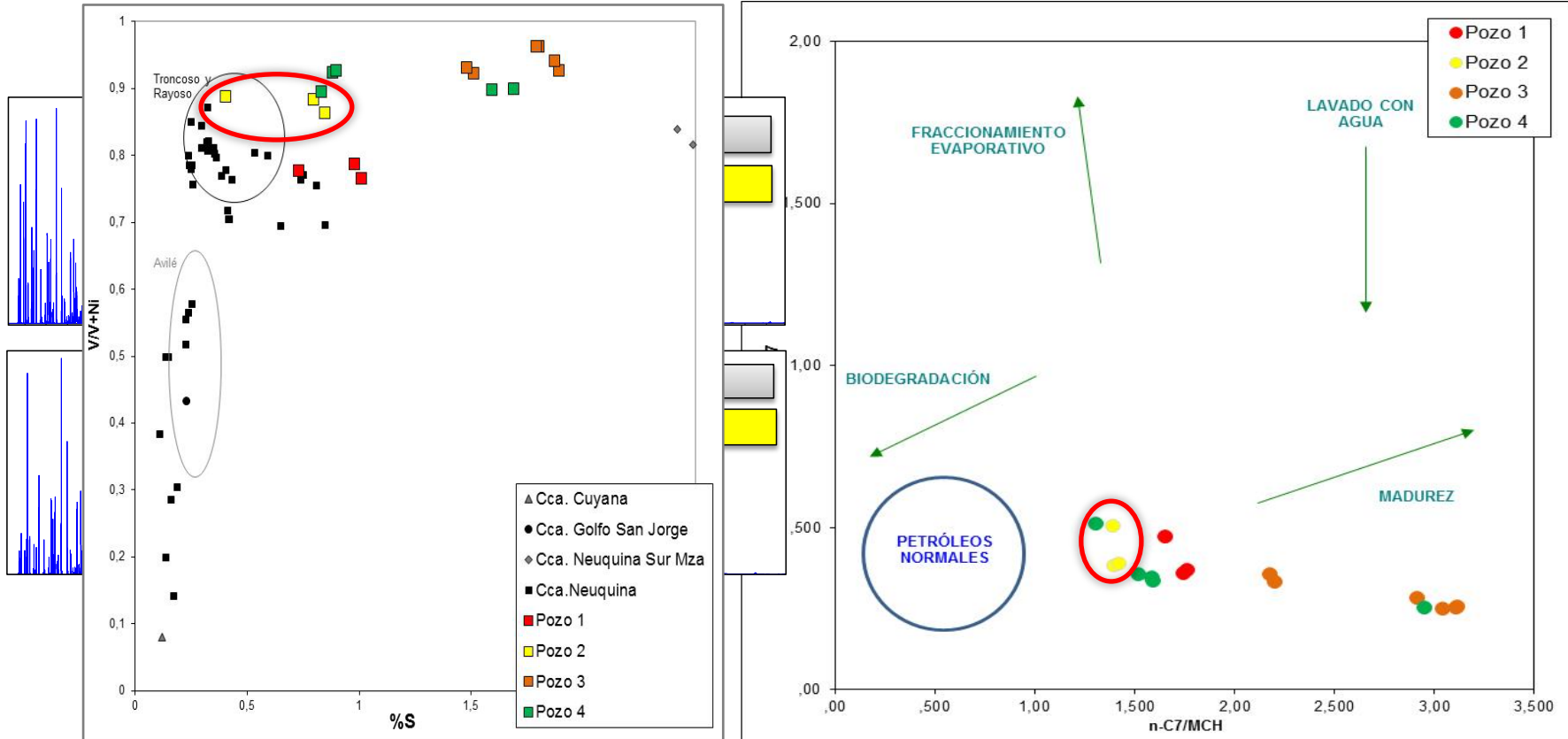
Características

V

P-4, P-5 y P-6

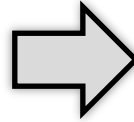
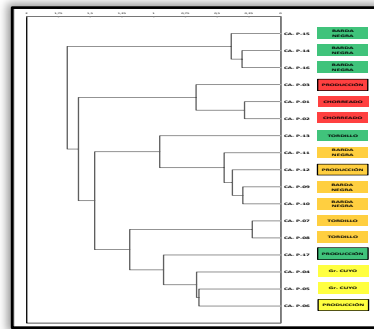
Pozo 2, Gr. Cuyo

Petróleos medios con baja proporción de fracción C15-, S<0,85,
V/Ni entre 6 y 8, K1= 0,91, Hcs.Liv: sobre-maduro con menor
parafinicidad.





CALCULOS DE ALOCACIÓN DE LA PRODUCCIÓN



**PARÁMETROS
COMPOSICIONALES**

MEDIDOS

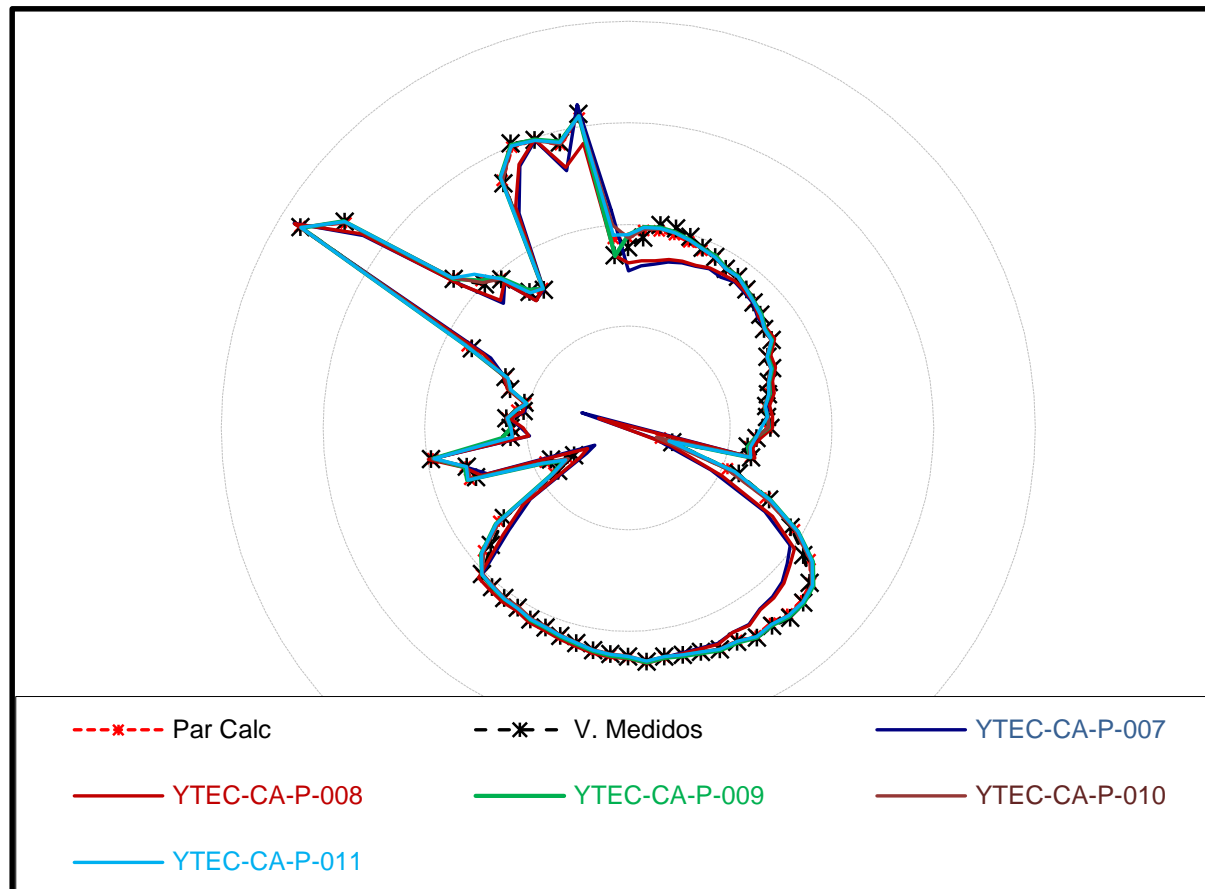
CALCULADOS

Regla de mezcla:

Cada componente en la mezcla es resultado su concentración en cada capa individual con respecto al porcentaje de aporte de dicha capa.



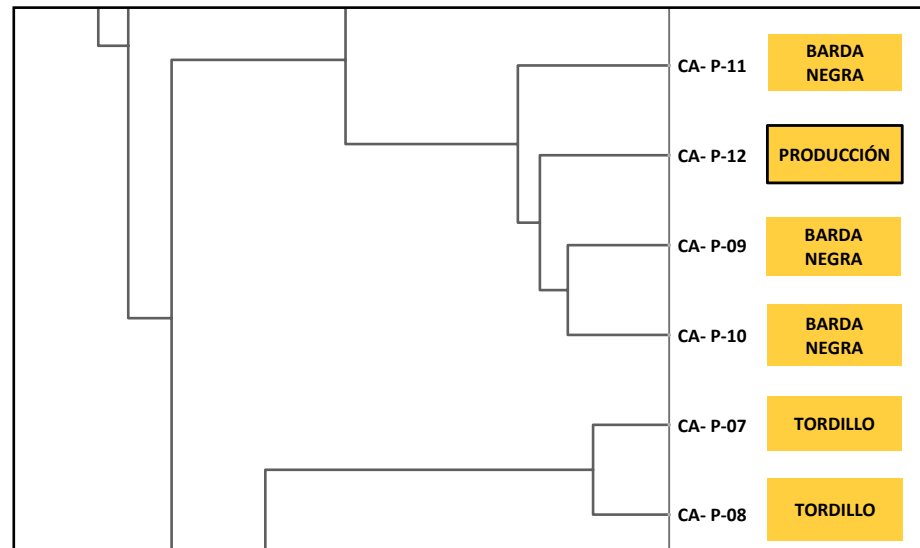
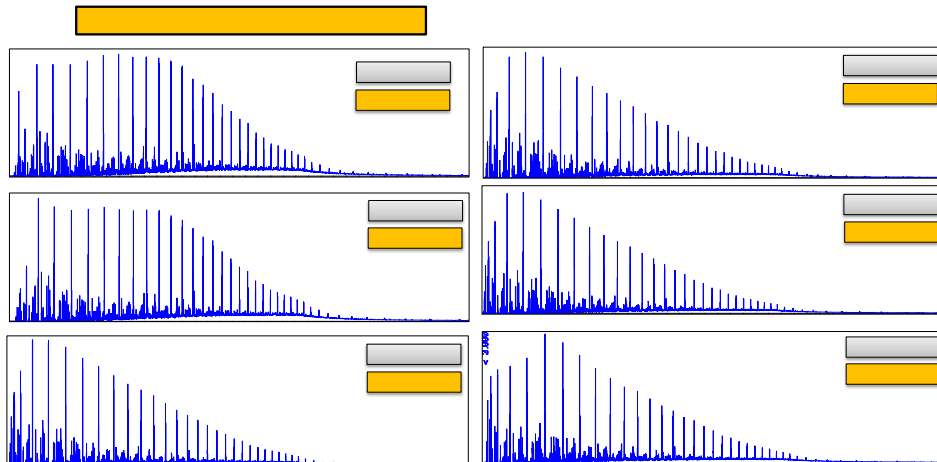
Alocación de la producción- Pozo 3





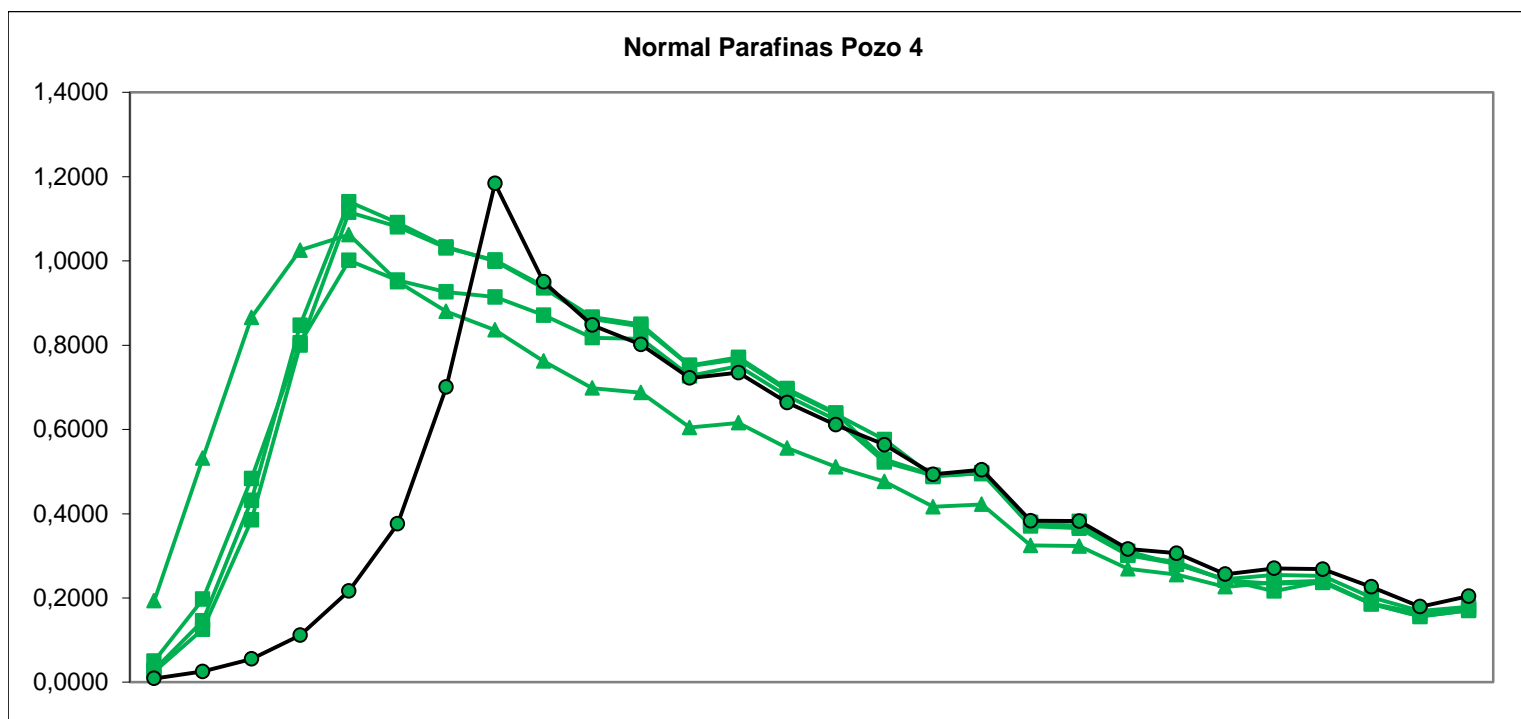
Alocación de la producción- Pozo 3

Capa	Fm.	Alocación (% p/p)	R2	Dist
YTEC-CA-P-007	Tordillo	0	0,9733	4,075
YTEC-CA-P-008	Tordillo	12	0,9723	3,494
YTEC-CA-P-009	Barda Negra	29	0,9996	0,913
YTEC-CA-P-010	Barda Negra	29	0,9998	1,056
YTEC-CA-P-011	Barda Negra	29	0,9998	1,027





Consideraciones para los Pozos 1, 2 y 4





CONCLUSIONES:

- La caracterización geoquímica de las muestras de petróleo reveló diferencias composicionales entre los petróleos de los distintos pozos y formaciones estudiadas, pudiendo estar relacionadas con variaciones en las características de los reservorios y/o con compartimentalizaciones dentro de un mismo reservorio.
- En base a las diferencias geoquímicas observadas, se pudieron determinar distintos grupos de petróleos para el Yacimiento Cañadón Amarillo. Se considera que es factible la aplicación de la metodología geoquímica de alocación de la producción en reservorios multicapa.



CASOS DE ESTUDIO- APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA GEOQUÍMICA DE ASIGNACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

2003- CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA	2012- CAÑADÓN LEÓN
2004- MANANTIALES BEHER	2012- LOMA LA LATA
2005- ESTANCIA LA ESCONDIDA	2013- VAM
2005- LOS PERALES	2013- AGUADA TOLEDO
2006- DESFILADERO BAYO	2013- ESTANCIA ZABALA
2008- CAÑADÓN VASCO	2015- CAÑADÓN AMARILLO
2009- EL GUADAL	2015- DESFILADERO BAYO
2009- MEDANITO	2016- VIZCACHERAS
2011- GREENBEEK	



AGRADECIMIENTOS:

- Laboratorio de Analítica Y-TEC por la realización de cromatografías y determinaciones elementales.
- Laboratorio de Productos Y-TEC por la determinación de contenido de agua y densidad de petróleos.
- Grupo de estudio del Yacimiento Cañadón Amarillo (YPF, Regional Mendoza) por el esfuerzo realizado en el muestreo de los pozos estudiados.
- YPF e YPF-Tecnología por permitir la publicación del trabajo.



1.º CONGRESO YPF
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
HACIA UN DESARROLLO DE
RECURSOS SUSTENTABLE

iAPG INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

24 · 27 Octubre 2016
Llao Llao Hotel & Resort
Bariloche, Argentina

PREGUNTAS ???

Y-TEC

YPF TECNOLOGÍA S.A.

Y-TEC.COM.AR
info@ypftecnología.com
+54 221 442 4000

Av del Petróleo Argentino s/n
Berisso CP 1923
Buenos Aires · Argentina