

VARIACIONES FACIALES A MESO-MICROESCALA EN SISTEMAS FLUVIO-ALUVIALES, RELACIÓN CON LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS RESERVORIOS Y CARACTERÍSTICAS DE LOS PETRÓLEOS. CASO DE ESTUDIO YACIMIENTO BARRANCAS CRI. MENDOZA

Héctor Javier Campos¹, Elizabeth Rodríguez², Martín Fasola¹

1: YPF S.A, hector.campos@ypf.com, martin.fasola@ypf.com

2: YTEC, elizabeth.rodriguez@ypftecnologia.com

Palabras clave: **Geochemical signature, diagenesis**

ABSTRACT

Barrancas field has a long production history (since 1952) with the beginning of secondary recovery in 1967. Detailed subsurface studies has concluded in a better geological understanding of the field, leading in an extension in the area of development to the western flank areas of the field. New wells has supplied 30% incremental on field production.

Different results in production rates in some of the drilled wells contrast with its well logs responses, well tests and the physical properties. This has pushed to take new data to get a better understanding of the field behavior.

Integration of the new data shows how the evolution of the different pulses of hydrocarbon in the field was controlled by the stratigraphic cyclicity and sedimentological barriers in a micro scale.

Geochemical data shows significant signatures differences related to the different rate of hydrocarbon evaporation in stratigraphic cycles. This was directly related to seal efficiency above and beneath the intervals.

The main control in petrophysical properties is due to the paleoenvironmental settings and the diagenetic evolution. Diagenetic products were directly connected to the reduction on rock quality and consequently in pay thickness.

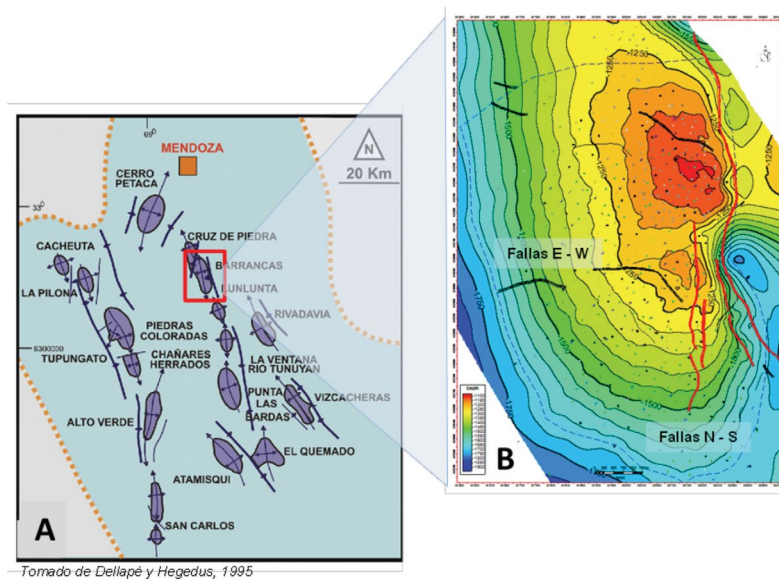
The study allows to see the impact in the data integration at different scales to quantify in a better and more accurate way how much and where the remaining oil is.

INTRODUCCIÓN

El Yacimiento Barrancas CRI forma parte del grupo de yacimientos agrupados a lo largo del llamado “Eje Productivo Oriental” de la cuenca cuyana ubicado a 35 km de la ciudad de Mendoza. Asociado a un entrapamiento combinado de tipo estratigráfico-estructural, su principal Fm. productiva (como en muchos de los yacimientos de la cuenca) es la Formación Barrancas conformada por depósitos continentales de amplia distribución areal, correspondientes a la etapa de SAG de relleno final de la cuenca.

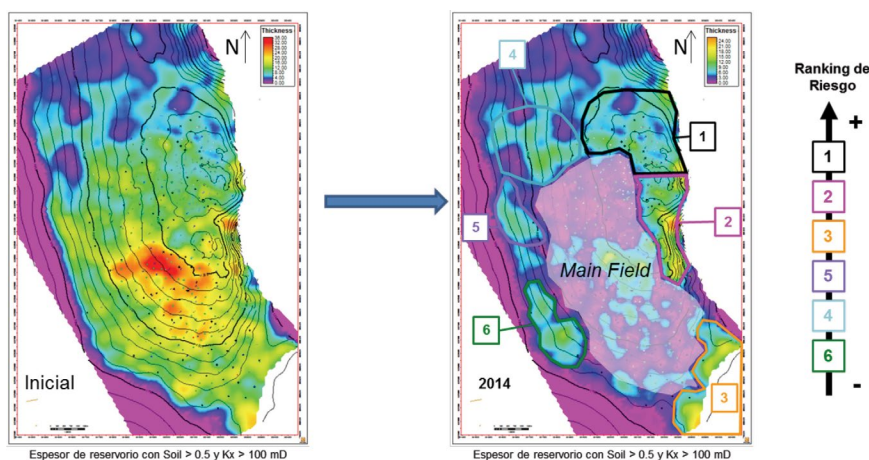
Con 450 pozos perforados al día de hoy, el campo posee una larga historia de producción

primaria que data del año 1952 (para la Fm. Barrancas) y un proyecto temprano de recuperación secundaria (inyección de agua) que comenzó con un piloto en la zona sur en el año 1967. El campo posee soporte de presión de un acuífero débil que actúa desde el flanco oeste de la estructura anticlinal (Fig. 1).



ANTECEDENTES Y PROBLEMÁTICA

Se realizó un modelado estático- dinámico del campo completo (full field), con el propósito de evaluar el potencial remanente del yacimiento Barrancas. El mismo presenta las siguientes características: patrones de inyección desordenados, distribución irregular de los caudales de inyección en tiempo y espacio, complejidad estratigráfica-sedimentológica, y altos cortes de agua,



se realizó un modelo estático-dinámico full field. El modelo permitió tener una idea acabada de la distribución 3D de facies que explicó el comportamiento dinámico del mismo (Campos *et al* 2015).

A pesar de la madurez del campo, y como parte de los resultados de simulación, se analizaron los mapas de saturación remanente de petróleo inicial y final del modelo. Los mismos muestran que debido a el avance ineficiente del frente de inyección y del acuífero existen zonas de oportunidad con petróleo remanente importantes tanto hacia las zonas del main field como hacia los flancos. Todas las zonas se evaluaron y jerarquizaron según el riesgo geológico (Fig. 2) (Manestar *et al* 2016).

Luego de ejecutada la actividad, los resultados de los pozos debían probar la predictibilidad del modelo en lo que respecta a distintas problemáticas según cada una de las zonas (Fig. 3).

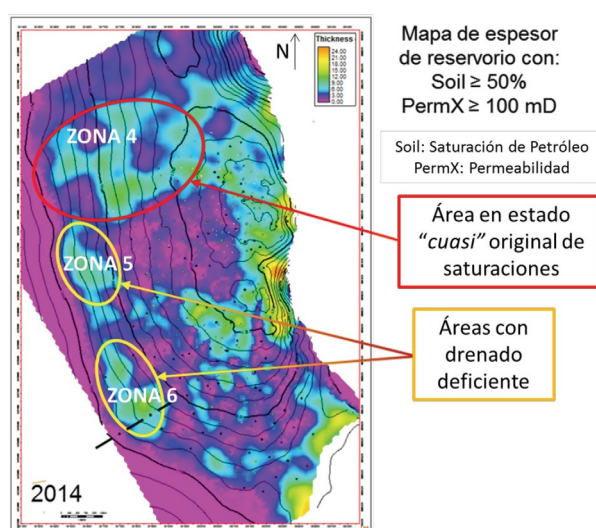


Figura 3 Mapa estructural con espesores de Reservorio con saturaciones de petróleo de más del 50% y permeabilidades de más de 100 mD. Tipo de riesgo y diferente problemática asociada a las zonas con petróleo remanente visualizadas en flanco identificadas como Zonas 4, 5 y 6 (Tomado de Manestar *et al* 2016).

RECONOCIMIENTO DE ZONAS SEGÚN RIESGO Y PROBLEMÁTICA ASOCIADA

Zona 4: Actividad en Flanco Norte: Área virgen, en estado quasi original, sin inyección: problemática dada por complejidad sedimentológica debido al empobrecimiento de calidad de facies por polaridad del sistema hacia la zona norte del campo, definida según el modelo geológico conceptual (zona de facies distales, cuerpos de menores dimensiones desconectados entre sí). (Campos *et al* 2015)

Zonas 5 y 6: Actividad del Flanco Centro-Sur: menor riesgo geológico en relación con la zona 4 por estar fuera de la zona de polaridad del sistema. El petróleo remanente pronosticado debe su existencia a la conjunción de dos procesos, asociados ambos al drenado deficiente del petróleo (Fig. 4 b). Los mismos, están fuertemente condicionados por la distribución 3D de facies

a escala mesoscópica del modelo full field. y ciclicidad interna. Principalmente por la presencia de barreras, y el grado de eficiencia de las mismas frente al movimiento de fluidos (Fig. 4 a).

- Avance deficiente del acuífero en los ciclos inferiores de la Fm. hacia arriba en la estructura.
- Avance del frente de inyección por los ciclos superiores de la Fm. (de mejor calidad) hacia abajo en la estructura.

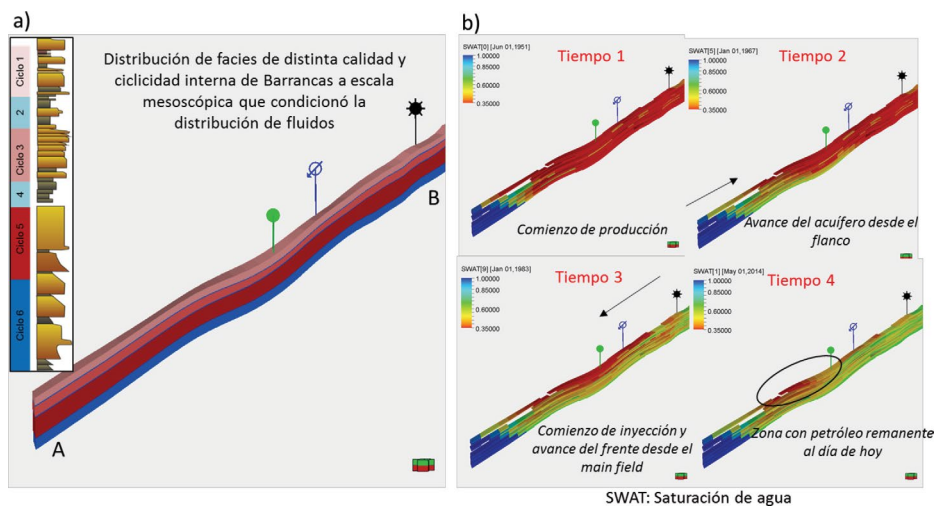


Figura 4. a) A la izquierda esquema de distribución de facies en flanco occidental de la estructura donde se muestra además los ciclos reconocidos en la Fm. Barrancas. A la derecha corte A-B de la grilla a la altura de la zona 6. b) Evolución de movimiento de fluidos observado en el simulador (en mismo corte A-B que en la Fig. 4 a)). Observar el efecto en direcciones opuestas que genera la zona de oportunidad 6. (tomado de Manestar *et al* 2016).

Para desarrollar las diferentes zonas se propusieron esquemas de desarrollo. Los mismos incluyeron cálculos probabilístico/económicos que contemplaron los principales riesgos asociados a cada zona. Del total de la actividad planteada (para el resto de las zonas incluyó desde un plan de ordenamiento de patterns para el *main field* con reparaciones y reemplazos, hasta perforación de pozos de delimitación o avanzada de las áreas nuevas de flanco) aquí focalizamos en la actividad y en los resultados de la zona 6 del Flanco Suroeste (Fig. 5 y 6).

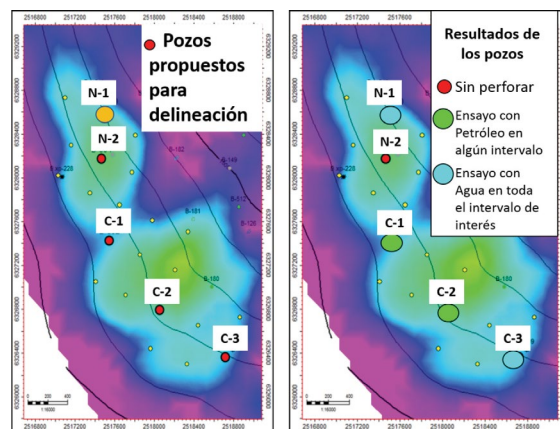


Figura 5. Zoom de la zona de oportunidad 6: Pozos de delineación propuestos y resultados de ensayos.

De los 4 pozos de delineación planificados para el desarrollo de la zona, 2 fueron productores de petróleo (C-1 y C-2), con caudales de petróleo relativamente menores a lo esperado. Los pozos que se encontraban al borde de la zona de oportunidad produjeron agua durante los ensayos con buenos caudales en todos los intervalos de interés.

Los estudios geoquímico-sedimentológicos que analizamos en este trabajo se realizaron en uno de los pozos centrales de delineación de la zona 6, el Pozo C-1. Éste último pozo debía probar la posición *downdip* del contacto agua petróleo. El mismo logró probar la posición del contacto, pero obtuvo caudales de petróleo más bajos que los esperados, restringidos a la sección superior de la columna (Fig. 6).

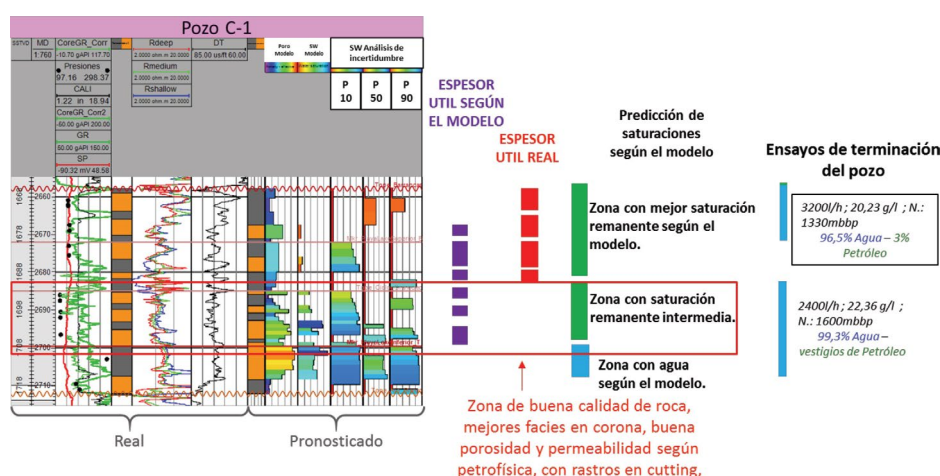


Figura 6. Comparación de propiedades y fluidos pronosticados vs ensayos de terminación. Ver la variación en el espesor útil.

En la figura 6 se observa la sobreestimación del espesor útil real (en rojo) respecto de lo pronosticado (en violeta) para el intervalo delimitado entre las líneas rojas. Más allá de la interpretación y la representatividad de los ensayos de terminación aquí mostrados, es notable lo bajo del corte de petróleo ensayado para ese intervalo (solo vestigios), frente a lo que indicaron todos los perfiles eléctricos, RMN, rastros e impregnación en corona.

Con la integración de toda la información, sumada a los datos de producción de los pozos nuevos, se intenta aquí dar respuesta a cuál fue el factor de control que determinó el resultado final, no solo de los pozos, sino del área.

Un análisis de los datos permite entender cómo la geología de detalle, tuvo un impacto directo en diferenciar la calidad del reservorio desde el punto de vista petrofísico, y consecuentemente en la cantidad, distribución y evolución de los hidrocarburos alojados en la Formación.

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS

Sobre la base de los datos de geoquímica, sedimentológicos/petrográficos tomados en las coronas de un pozo, se realizaron los siguientes estudios:

Análisis e interpretación de datos geoquímicos:

La geoquímica orgánica es la ciencia que estudia el origen, distribución y alteración de la materia orgánica. Si aplicamos estos principios a los hidrocarburos, esta rama de la geoquímica se conoce como geoquímica de petróleo. La aplicación inicial y más conocida de la geoquímica del petróleo se enfoca a problemas exploratorios. Desde la década del 80 se utilizaron los conceptos geoquímicos para la resolución de problemas de reservorios y de producción (Larter *et al.* 1994, Larter y Aplin 1995). Estas aplicaciones se reconocen como Geoquímica de Reservorios, entendida ésta como la rama de la geoquímica orgánica aplicada a reservorios y producción, basada en el reconocimiento de diferencias composicionales significativas entre los fluidos correspondientes a cada una de las capas productoras (heterogeneidades verticales) o en diferentes zonas del reservorio (heterogeneidades laterales).

En YPF S.A., se ha desarrollado una metodología para discriminar el aporte de las capas individuales a la producción, alocación, que se ha aplicado satisfactoriamente en los yacimientos Chihuidos de la Sierra Negra – Lomitas, Señal Cerro Bayo y Volcán Auca Mahuida de la cuenca Neuquina (Labayén *et al.* 2004 y 2005) y en las áreas de Manantiales Behr, Cañadón de La Escondida, Cañadón Perdido, Zona Central y Los Perales de la Cuenca del Golfo de San Jorge (Fasola *et al.* 2005 y 2008).

Al caracterizar los fluidos presentes en los niveles analizados es posible establecer correlaciones laterales y verticales. Esto ayuda a determinar los mecanismos de llenado de las trampas, establecer los procesos de alteración sufridos por los fluidos en los reservorios o durante la migración y comprender, la interrelación de la arquitectura de los reservorios con la dinámica de los fluidos.

La técnica analítica que se emplea para evidenciar cambios en los fluidos presentes en los reservorios es la cromatografía gaseosa capilar, la cual nos permite obtener la distribución de componentes de cada muestra de acuerdo con el número de átomos de carbono y a las características estructurales de los compuestos (hidrocarburos normales o parafinas y ramificados o isoparafinas).

En el presente estudio se analizaron muestras de testigos de una corona pertenecientes a la Fm. Barrancas del pozo C-1 de la zona de oportunidad 6, con el objetivo de identificar variaciones verticales de los petróleos presentes en las zonas de interés reconocidas por coronas y los perfiles.

Para estudiar estas muestras se emplearon un conjunto de técnicas con la idea de hacer una primera selección y posteriormente identificar las zonas de interés, donde se realizó una caracterización detallada de los petróleos presentes en las mismas. Las técnicas empleadas fueron

Pirolisis (Rock Eval-2), Extractos de rocas (Soxhlet) y Cromatografía gaseosa capilar (GC-FID).

Sobre un total de 25 muestras, se realizó primero la pirólisis (Fig. 7), observándose en algunas muestras una concentración importante y correspondencia de los hidrocarburos libres (S1) e hidrocarburos potenciales (S2), estos últimos se asociaron a petróleos pesados o bitumen presente en las muestras (Fig. 8). La presencia de dos tipos de hidrocarburos (libre y bitumen) en un reservorio se podría explicar cómo dos pulsos de carga.

Prof. (m)	Tipo de muestra *	S1 mg/g	S2 mg/g	S3 mg/g
2680.46	TC	5,11	4,07	0,62
2680.67	PC	7,16	6,08	0,45
2680.88	PC	7,52	6,26	0,46
2681.03	PC	10,78	8,71	0,61
2681.88	PC	0,05	0,16	0,24
2682.27	PC	0,04	0,15	0,30
2683.03	PC	0,05	0,18	0,32
2684.80	PC	4,12	6,47	0,20
2685.88	PC	7,60	6,34	0,57
2686.05	PC	8,44	6,77	0,68
2687.38	PC	7,08	5,71	0,65
2688.03	PC	6,59	5,39	0,77
2689.59	PC	0,95	2,30	0,70
2690.13	PC	5,38	4,73	0,42
2698.23	PC	7,07	5,81	0,26
2699.04	PC	2,17	1,96	0,23
2701.32	PC	2,09	2,60	0,14
2704.40	PC	10,09	10,05	0,23
2705.54	PC	6,96	7,03	0,28
2707.07	PC	8,53	8,77	0,24
2708.32	PC	0,14	0,24	0,31
2709.94	PC	9,23	9,26	0,15
2710.67	PC	10,50	9,78	0,25
2711.07	PC	0,08	0,24	0,17
2712.32	PC	13,33	14,44	0,16

*: Testigos coronas

Figura 7. Resultados de pirólisis en TC (Testigo Corona) y PC (Plug de Corona)

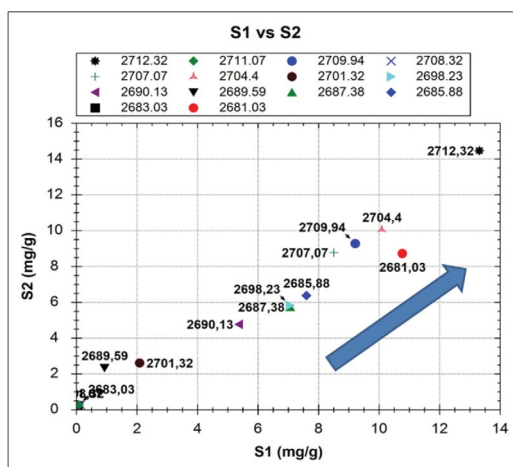


Figura 8. Relación entre los tipos de hidrocarburos (S1 y S2) de la pirólisis para cada una de las muestras analizadas. La flecha azul indica el sentido de aumento de dicha relación

En función de los resultados de la pirólisis se seleccionaron 14 muestras en las que se extrajo el petróleo presente en las mismas para posteriormente realizarles una caracterización por cromatografía gaseosa capilar. Los resultados de la extracción se muestran en la Fig. 9, donde se pudo observar rendimientos dispares, perteneciendo los mayores valores a aquellas

muestras que mostraron mayores valores de S1 y S2 en la pirólisis (Fig. 10). Comparando estos datos con los de petrofísica y petrografía, se pudo observar que las mayores concentraciones y tipos de hidrocarburos coincide con las mejores facies de reservorios (Ver más adelante, datos sedimentológico-petrográficos).

Tipo de muestra	Prof. (m)	Peso de roca (g)	Peso total extracto (g)	% Extracto	EOM (ppm)
Plug corona	2681,0	31,9	0,5	1,4	14315,9
Plug corona	2683,0	49,8	0,0	0,0	164,6
Plug corona	2685,9	31,9	0,4	1,3	13032,3
Plug corona	2687,4	31,2	0,4	1,4	14181,6
Plug corona	2689,6	50,7	0,2	0,3	3221,7
Plug corona	2690,1	31,3	0,3	1,0	9831,3
Plug corona	2698,2	32,1	0,3	1,0	9582,2
Plug corona	2701,3	0,9	0,0	1,0	9726,8
Plug corona	2704,4	31,1	0,5	1,6	15613,9
Plug corona	2707,1	30,5	0,4	1,3	13246,7
Plug corona	2708,3	52,5	0,0	0,0	102,9
Plug corona	2709,9	1,7	0,0	1,4	14063,3
Plug corona	2711,1	22,2	0,0	0,1	1409,5
Plug corona	2712,3	3,5	0,0	1,4	13862,2

Figura 9. Resultados de extractos en rocas. EOM: Materia Orgánica Extraíble.

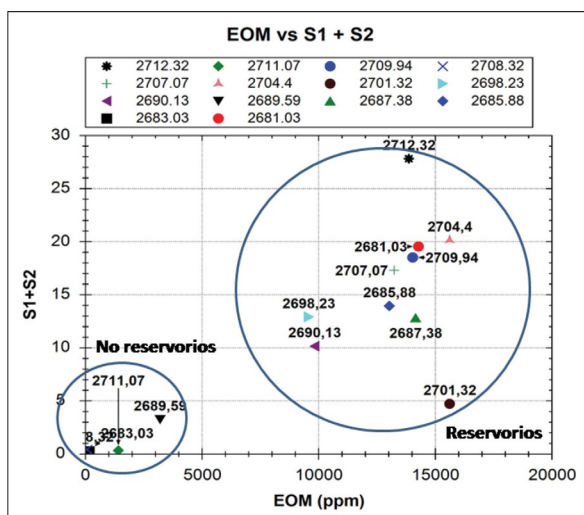


Figura 10. Correlación entre los rendimientos de la extracción con los tipos de hidrocarburos de la pirólisis (S1 y S2) y su correlación con facies reservorios vs. no reservorios

Los cromatogramas de estas 14 muestras también presentaron patrones cromatográficos diferentes, los cuales se asociaron a variaciones verticales dentro del reservorio (alteraciones primarias y secundarias) y no a su origen.

Desde el punto de vista del origen y en función de la información brindada por biomarcadores, isotopos y patrones cromatográficos (distribución de iso y n-parafinas e isoprenoides) en los petróleos producidos en los yacimientos de la cuenca y extractos estudiados en esta corona, se pudo observar que todas las muestras poseen afinidad con la roca madre de la Fm. Cacheuta.

Para poder comparar las muestras de extractos con las de petróleos de producción se empleó

la relación Ph/nC18 y Pr/n17, donde se pudo observar esa filiación genética (Fig. 11 y 12). Solo se separan del grupo de muestras aquellas que presentaron menores valores de rendimiento en la extracción y de pirólisis y que en este estudio, se asociaron con sellos internos de la Fm. Barrancas.

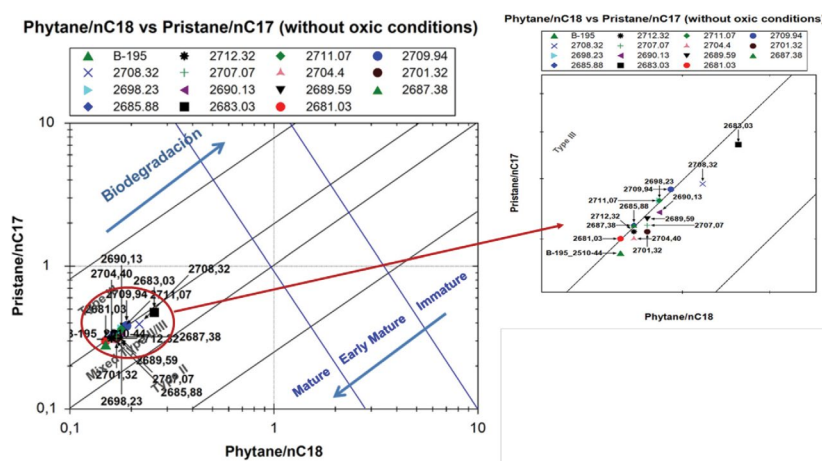


Figura 11. Tipos de querógenos inferidos a partir de los ratios Ph/nC18 y Pr/n17 de la cromatografía.

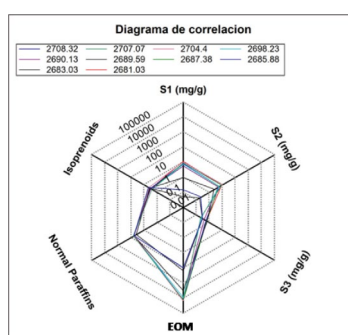


Figura 12. Grafico estrella de relaciones entre datos de cromatografía, pirólisis y extractos.

A modo de resumen y a partir de la evaluación de los parámetros calculados con n- e isoparafinas, isoprenoides y la forma del fingerprint en petróleos, se determinaron las características geoquímicas de cada una de las muestras estudiadas, las cuales se clasificaron en tres grupos (Fig. 13):

Grupo 1: Representado por fingerprints normales sin alteraciones y comparable con los petróleos producidos del reservorio Barrancas,

Grupo 2: Caracterizado por un fingerprints que presente una doble moda, con una pérdida de hidrocarburos en el rango C18-24 y posiblemente asociado a una mezcla de petróleos.

Grupo 3: Presentan características similares a los del grupo 1 pero se observa una pérdida de hidrocarburos en la fracción entre C13-16, posiblemente asociado a procesos de evaporación.

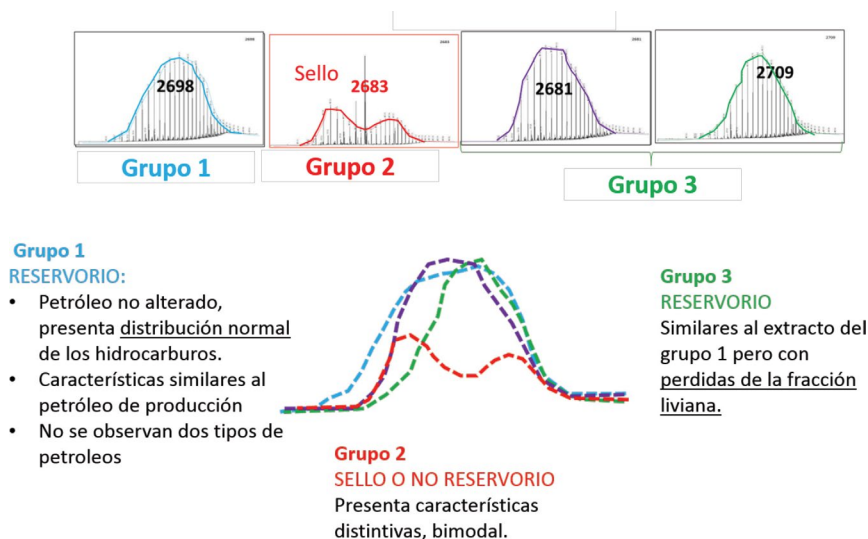


Figura 13. Tipos de patrones cromatográficos reconocidos en las muestras analizadas.

La integración de los datos de pirólisis, extractos de petróleos y cromatografía gaseosa en profundidad, permitió evidenciar variaciones verticales en los petróleos, reconociéndose sectores de reservorios e intrasellos y por lo tanto la existencia de compartimentos verticales dentro de la Fm. Barrancas (Fig. 21) que permitió una evolución temporal desigual de los mismos con grado variable de alteración.

Análisis e interpretación de datos sedimentológicos:

Se realizó el estudio sedimentológico, petrográfico y diagenético de 27,30 m de corona del Pozo C-1 con la finalidad de determinar el control que las facies, el ambiente de depositación y la historia diagenética de las rocas ejercen sobre las propiedades petrofísicas.

En la figura 15 puede verse el perfil Tipo Selley esquemático de la corona de la cual se tomaron los datos para este estudio (geoquímica, resonancia magnética nuclear (RMN), petrofísica básica y especial, cortes delgados para petrografía, difracción de rayos X (DRX) y microscopía electrónica de barrido (MEB).

Se realizó la descripción petrográfica de 12 secciones delgadas y el análisis mediante DRX de 12 muestras y Microscopio electrónico de barrido (MEB) de 9 muestras. La porosidad se describió siguiendo la clasificación de Schmidt y Mc Donald (1979).

Para el análisis petrográfico las muestras fueron impregnadas con resina color azul, y teñidas con alizarina. La descripción de los cortes petrográficos fue realizada mediante microscopio óptico trinocular siguiendo la metodología del software Petroledge de Endeuper y realizando una cuantificación visual de los componentes. Las muestras se clasifican según Folk *et al* (1970) composicional y McBrien (1963). Para el análisis de

Microscopía Electrónica se registraron imágenes mediante SEM y espectros de energía dispersiva de rayos X.

Características sedimentológico/petrográficas de la Formación

Los depósitos del intervalo analizado de la Fm. Barrancas corresponden a conglomerados a gravas con matriz arenosa y arcillosa de tipo infiltrada; areniscas conglomerádicas a areniscas gruesas clasto-sostén con escasa matriz arcillosa recristalizada de tipo pseudomotriz; areniscas medias a finas clasto-sostén con arcillas solo como recubrimiento de grano y areniscas finas con matriz arcillosa e intercalaciones de vaques y fangolitas. Estas sedimentitas se depositaron por procesos de “*gravity flows*”; “*stream flows*”, “*sheet floods*” y “*mudflows*” e integran cuatro asociaciones de facies (Fig. 15):

1. Canales mayores;
2. Canales menores
3. Planicie aluvial
4. Avenidas no canalizadas

La facies de canales mayores con base erosiva está conformada por un stacking de litofacies tractivas similares a las de los canales menores con intercalaciones de flujos densos gravosos y areniscas con estructuras de corte y relleno.

Las cuatro asociaciones de facies fueron depositadas en ambiente continental fluvio-aluvial de clima árido y conforman dos secciones (Fig. 15):

Sección Inferior: granocreciente coincidente con la carrera #2 Integrada por facies gravosas a arenosas de canales menores, facies de fangolitas y vaques de planicies interdistributaria bioturbada y facies conglomerádicas a arenosas de canales mayores.

Sección Superior: granodecreciente coincidente con la carrera #1 separada de la sección Inferior por 6,3 m (Fig. 15). Comprende facies de canales menores, facies fangosas a arenosas bioturbadas de planicie aluvial y facies arenosas de avenidas no canalizadas (“*Sheet flood*”) hacia el techo. La facies de canales menores de esta última secuencia es similar a la de la secuencia inferior, pero de menor granulometría, en general es menor el espesor de gravas con estratificación en artesa y son más abundantes y espesas las areniscas.

En relación al ambiente de depositación la secuencia inferior correspondería a una posición más proximal en el sistema fluvio-aluvial, mientras que la superior se encontraría en una posición más distal, por lo que la sección superior presenta menor granulometría y mejor selección que la sección inferior (Fig. 15). Las muestras de la sección superior corresponden en general a litoareniscas feldespáticas, mientras que las muestras de la sección inferior corresponden a litoareniscas y litoareniscas feldespáticas conglomerádicas a gravas con pobre selección.

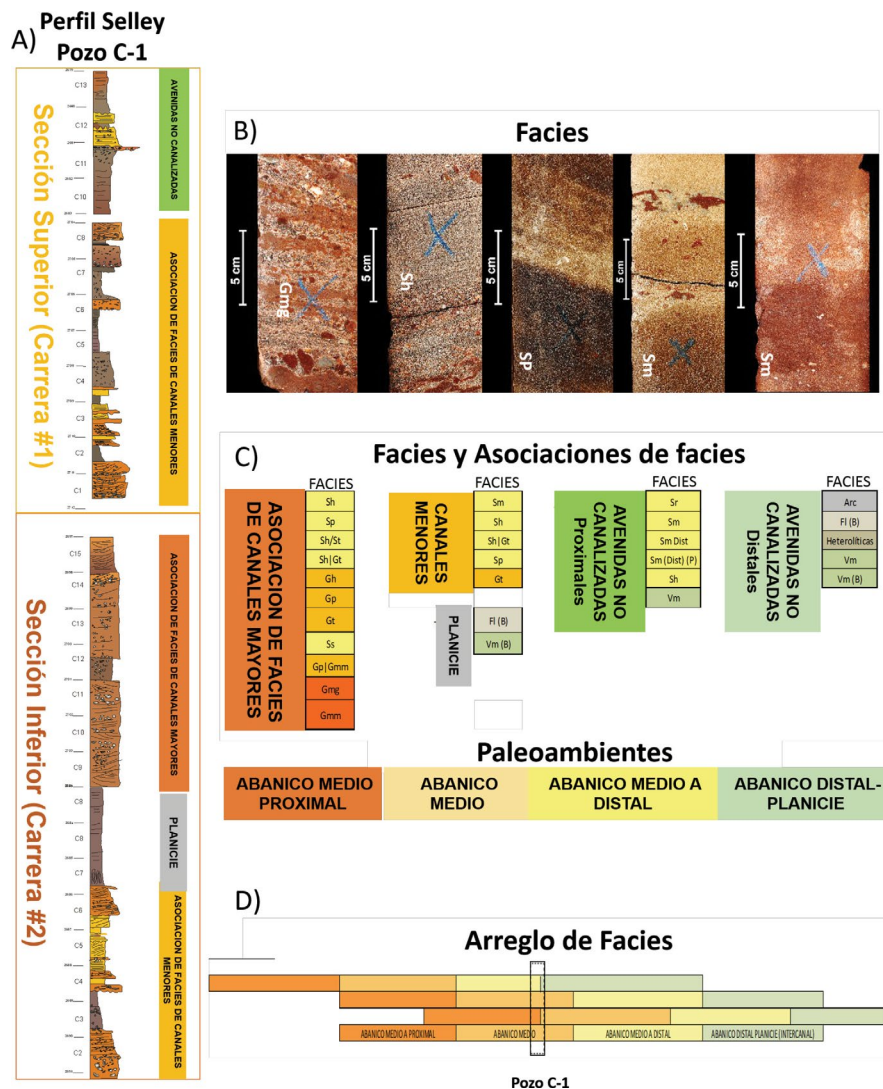


Figura 15 A) Perfil Selley corona Pozo C1-B) Fotografía de algunas de las facies descritas; B) Asociaciones de facies interpretadas; C) Paleoaambientes interpretados; D) Arreglo de facies en el pozo.

Cabe considerar que los depósitos de flujos densos podrían corresponder a partes de un abanico aluvial o a desbordamientos de sistemas fluviales de alta energía, disyuntiva difícil de solucionar mediante el análisis de un testigo corona que no permite contemplar las variaciones laterales de las litofacies.

Respecto de la geometría de los cuerpos arenosos para las facies de canales menores se infieren formas lenticulares enmarcadas por depósitos finos (sellos) de planicie aluvial, cuyos tamaños dependerían de la envergadura de los canales que las originaron. Para las facies de avenidas no canalizadas las formas serían tabulares amalgamadas o separadas por espesores menores de sedimentitas finas y corresponderían a desbordamientos en una planicie de inundación fluvial o a “playa lake distal”.

En la corona existen intervalos impregnados por HC correspondientes a las facies de avenidas no canalizadas y canales menores de la sección superior; intervalos con HC y pirobitumen, equivalentes a las muestras de Grupo 3 determinadas por geoquímica que corresponden a la facies de canales menores de la sección inferior y zonas no impregnadas correspondientes a la facies de canal y a la facies de planicie interdistributaria. Los porcentajes de cada uno de estos intervalos se representa en la Figura 16.

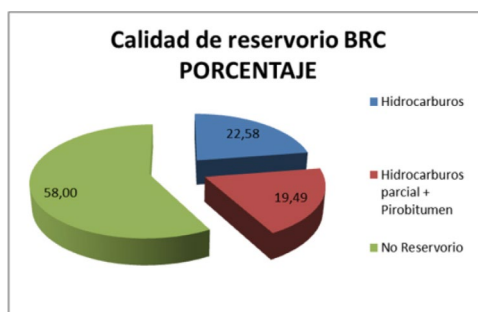


Figura 16. Calidad de reservorio, ponderación de espesores con impregnación.

Las mejores condiciones de reservorio según el análisis sedimentológico y los datos de petrofísica, corresponden a la sección superior a las facies de canales menores y avenidas no canalizadas, siendo subordinadas las condiciones de reservorio de las facies de canales menores de la base de la sección inferior y el techo de la facies de canales mayores de la misma carrera. Esto se contrapone a lo esperable según las características granulométricas de las facies y su porosidad inicial, pero se explica por las diferencias en la historia diagenética de las dos secciones (Fig. 17 y 18).

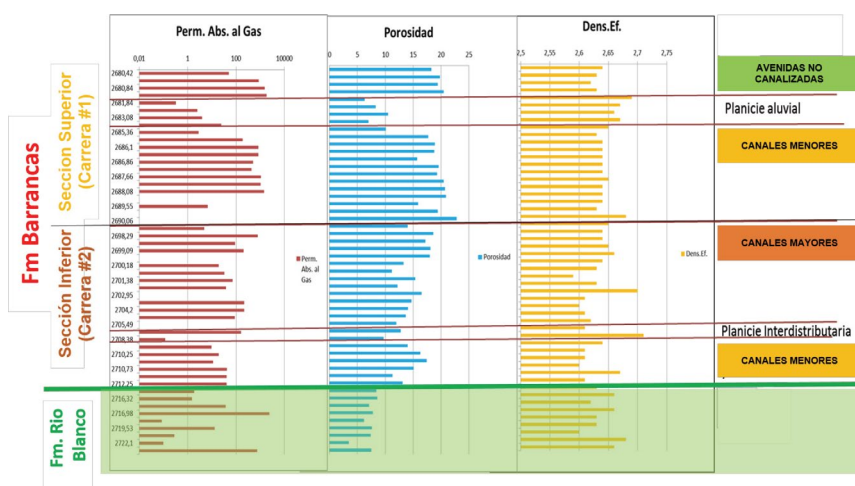


Figura 17 Gráfico de barras de los parámetros petrofísicos de las muestras presentado según profundidad y facies a la que corresponden.

La diferencia más importante es la presencia de óxidos en la sección inferior, matriz infiltrada de tipo arcilloso y bitumen como cemento tanto en poros como recubriendo fracturas. Las

arcillas infiltradas ocluyen poros y el bitumen compartimentaliza poros y cierra gargantas porales disminuyendo las condiciones como reservorio de la roca de este intervalo (Fig. 18 y 19). Otra diferencia entre ambas secciones está en la composición de las arcillas predominantes, según DRX y el análisis mediante MEB en la sección superior predomina Clorita e Illita, mientras que en la inferior Illita / Esmeclita e Illita (Fig. 18 a 20). Es notorio además la disminución de la densidad en las muestras de la base de los depósitos de canal y en los canales menores de la sección inferior.

	MEB				Macroscópico	
	Muestra	Profundidad	Arcilla	Bitumen	Observación visual	Facies
Fm. Barrancas	1-11-8	2681,08	Clorita - Illita/Smecta - Illita		Impregnación x HC	AEVENIDAS NO CANALIZADAS
	1-7-22	2686,1	Clorita - Illita		Impregnación x HC	
	1-5-28	2687,34	Clorita		Impregnación x HC	CANALES MENORES
	1-4-34	2688,08			Impregnación x HC	
	2-12-16	2700,28	Illita - Ill/Smecta	Como recubrimiento en poro Ocluye gargantas	Bi	CANALES BIEN DESARROLLADOS
	2-10-22	2702,78	Illita - Ill/Smecta	Como recubrimiento en poro Ocluye gargantas	Bi	
	2-6-30	2706,02	Illita - Ill/Smecta	Como recubrimiento en poro Ocluye gargantas	Bi	PLANICIE (Intercalación Gm)
	2-3-36	2709,15	Clorita - Illita - Ill/Smecta	Como recubrimiento en poro Ocluye gargantas	?	
	2-1-44	2711,15	Clorita - Illita	Como recubrimiento en poro Ocluye gargantas	HC + Bi	CANALES MENORES
	FM. R Bco	3-3-2	Smecta - Illita - Ill/Smecta		?	
		2715,49				PLANICIE

Figura 18. Tabla con el tipo de arcillas, contenido de bitumen y cementos de cuarzo y feldespato, reconocidas en las diferentes muestras mediante MEB.

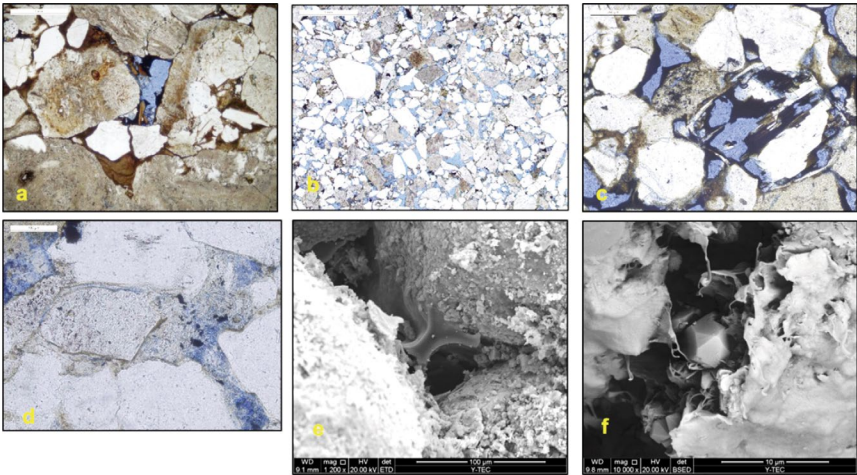


Figura 19. Microfotografías de la secuencia diagenética Fm. Barrancas bitumen en poro, imagen obtenida del análisis con microscopio electrónico de barrido

Integración de los datos

Como se mostró anteriormente, las diferencias encontradas tanto a nivel geoquímico (grupos de firmas distintas) como a nivel de microfacies (porcentajes de arcillas, óxidos e impregnación con bitumen) evidencian una evolución distinta para las secciones Inferior y Superior. Las características distintivas de cada una de las secciones pueden observarse al ver toda la información integrada (Fig. 21). Los procesos diagenéticos alcanzados en ambas están marcados por la impregnación temprana de HC en los sedimentos de la facies de canales mayores en la sección inferior (de granulometrías más gruesas y hasta el momento más porosas).

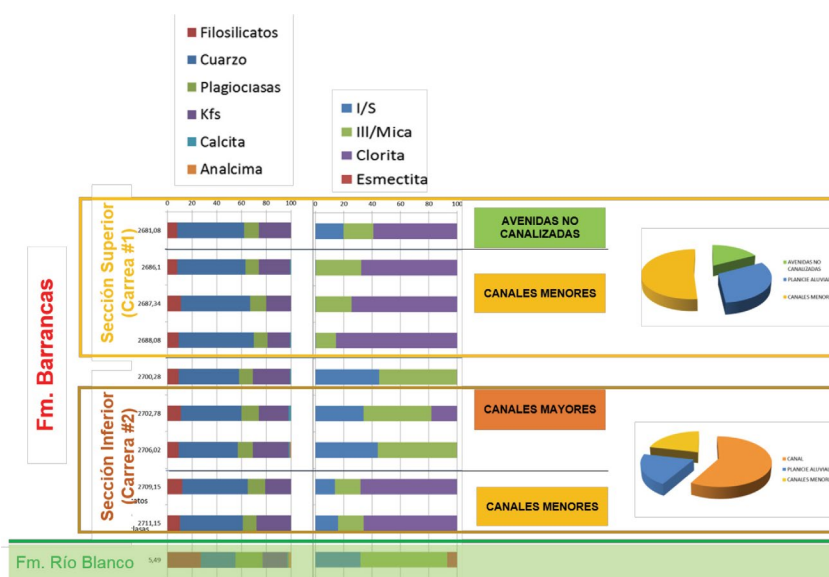


Figura 20. Gráfico de barras en profundidad y según facies con los resultados del análisis por DRX.

La secuencia temporal de los procesos podría explicarse de la siguiente manera:

La migración del primer pulso de petróleo se produjo cuando las arcillas habían alcanzado a recrystalizar a Illita previamente a la formación de Clorita (Fig. 22). El hidrocarburo de un primer pulso habría inhibido la continuidad de los procesos diagenéticos en esos depósitos. Con posterioridad o en forma simultánea, la formación de clorita se culminó en las facies más finas de menor calidad de Canales menores y avenidas no canalizadas de la sección superior.

Las variaciones en los valores de densidad de las muestras se deben a características composicionales, mayor porcentaje de fragmentos líticos de ignimbritas en los intervalos con menor densidad, pero también a cambios diagenéticos. Las muestras con menor densidad presentan mayor disolución de granos de feldespatos. La disolución se produjo previamente a la migración del hidrocarburo del primer pulso. Este fue degradado posteriormente, esto se evidencia por la presencia de pirobitumen en poros intragranulares de feldespato, dando como resultado los petróleos con signatures de tipo 3 (Fig. 20 y 21) Posteriormente un segundo pulso, con signatures de tipo 1 habría sido alojado en las facies que no presentaban bitumen (de canales menores y avenidas), preferentemente en la sección superior.

CONCLUSIONES E IMPACTO

Los datos geoquímicos muestran diferencias claras en los contenidos entre hidrocarburos libres (S1) e hidrocarburos potenciales (S2), estos últimos relacionados a intervalos con bitumen. Esto puede explicarse como dos pulsos de carga, pero provenientes de un mismo origen.

Se puede subdividir según sus características cromatográficas a las muestras en 3 grupos: 1) Petróleos normales, 2) Sellos, y 3) Petróleos con pérdida de livianos. Las mismas poseen una

distribución vertical significativa en la Formación, correlacionable a determinadas características texturales.

Desde el punto de vista sedimentológico/diagenético, la formación se puede subdividir en dos secciones, coincidentes con las carreras 1 y 2, cada una de ellas posee características particulares.

La impregnación inicial por hidrocarburos de las zonas con mayor porosidad y granulometría (sección inferior) habría generado una disminución en las condiciones de la roca como reservorio. El posterior pulso de carga habría impregnado las facies arenosas más distales (de menor granulometría de la sección superior).

Frente a la dinámica del campo, una vez puesto en producción y frente a los fluidos de inyección, muchos de los depósitos definidos como reservorio a escala mesoscópica en realidad habrían funcionado como barreras frente a un segundo pulso a escala micro. Esto podría haber alterado en parte la distribución de fluidos de inyección y por ende, las zonas con petróleo sin barrar.

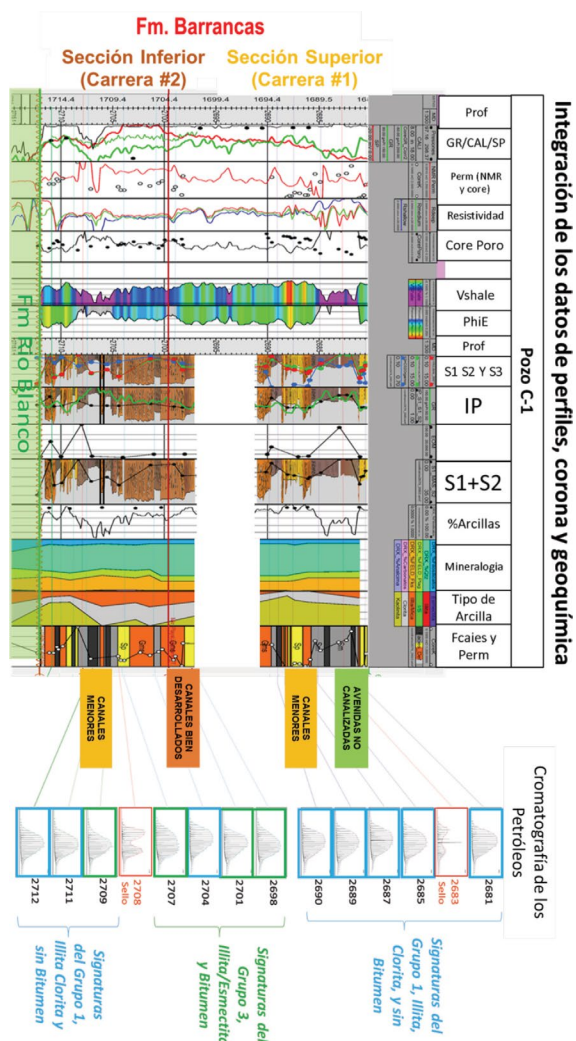


Figura 21. Integración de todos los datos analizados (corona, perfil, petrofísica, DRX, y geoquímica)

Muchos de los procesos descriptos ocurren a escala microscópica, pero deben tenerse en cuenta al momento de realizar una caracterización full field. Al mismo tiempo y más allá del carácter 1D del análisis realizado, las variaciones observadas podrían extrapolarse y explicar las variaciones en las propiedades físicas de los petróleos que han sido observadas en otras áreas del campo. Se recomienda extender esta metodología de estudio a esas áreas para lograr un mejor entendimiento de los resultados de los pozos que ya se han perforado y de los pozos a perforar, esto permitiría además una selección optimizada de los intervalos a punzar.

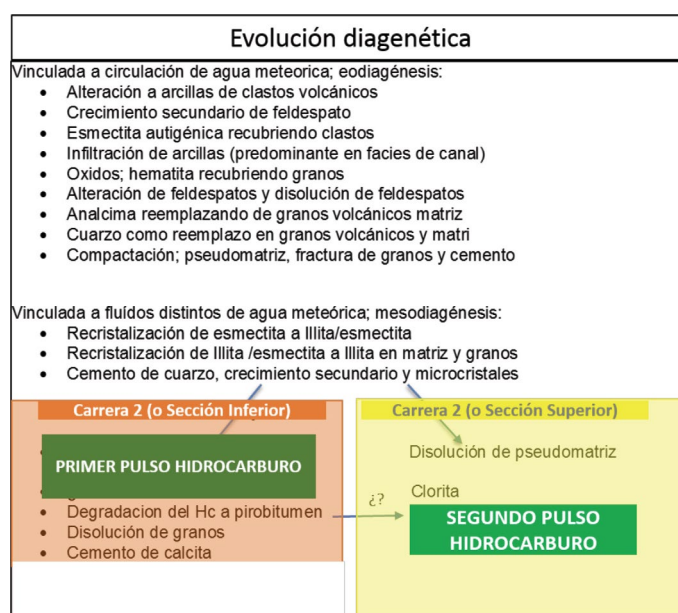


Figura 22. Secuencia diagenética correspondiente a ambiente continental de clima seco con desarrollo de suelo y evolución de los pulsos

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a YPF S.A y a YTEC por permitir la publicación del trabajo y a toda la gerencia de estudios de subsuelo EOR por sus enriquecedoras observaciones.

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA

- Estudios de Caracterización de Corona Yacimiento: Barrancas Pozo: B-592. Informe inédito INLAB, 2017.
- Gooplen, T. G; Steel, RJ, 1981 The deposits, internal structures and geometry in six alluvial fan – Fan deltas bodies (Devonian –Norway) – A studyin the significance of bedding sequence in conglomerates. SEPM. Special Publication N°31, p:49-69
- Consoli, V, H. Campos, I. Weisman D. Sánchez, S. Gandi , N. Bouillard R. Robles , S. Acosta , U. Gómez, 2016. Caracterización de los reservorios

- Fm. Barrancas y Rio Blanco en el Yacimiento La Ventana Central, Cuenca Cuyana. VI Jornadas Geociencias Compartiendo Geociencias, Impulsando Comunidades 8 a 10 de noviembre 2016, Buenos Aires.
- Campos, H., G. Manestar, G. Martinez, F Nissero, A. Thompson, E. Morettini, J. Propato. 2015. Challenges and opportunities in a large oil field with poor quality data: integrated modelling solution for the barrancas field, Cuyana Basin, Argentina. AAPG ACE.
- Manestar G., G. Martinez, N Fabricio, R. Seltzer, A. Thompson, H. Campos, E. Morettini, J. Propato y J.C. Scolari. 2016. Dynamic modelling as a decision-making tool: the Barrancas field case. J. Congreso de producción y reservas. IAPG.
- Campos H., N. Otalora, G. Manestar, F. Nissero, A. Saccomano, J. Propato. 2014. Polaridad de un sistema efímero aluvial, y su impacto en el modelado estático dinámico integrado. Yacimiento Barrancas CRI, Cuenca Cuyana. CONEXPLO IAPG.
- Zencich S, H. J. Villar. y D. Boggetti. Sistema petrolero Cacheuta-Barrancas de la Cuenca cuyana, Provincia de Mendoza, Argentina. Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas
- Spalletti L.A. 1999. Cuencas triásicas del oeste argentino: origen y evolución. Western Argentinian Triassic basins: origin and evolution. Acta Geológica Hispánica.
- Schiuma M., G Hinterwimmer y G. Vergani. 2002. Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina. IAPG. CONEXPLO