

CARACTERIZACION DEL RESERVORIO PONA (FORMACION CHONTA) EN EL YACIMIENTO PAVAYACU, CUENCA MARAÑON, PERU.

Pardo Arguedas, Alfredo*; **Blanco Ibáñez, Silvia***; **Soave, Liliana***; **Romero, César****; **Castelli, Ruben****; **Oré***, Jorge**; **Orunesu***, Rafael**.

***: LCV del Perú S.A.C; **: RCLAB, Argentina; ***: Pluspetrol Perú Corporation, Perú**

RESUMEN

El Reservorio Pona en el yacimiento Pavayacu se ubica en la parte superior de un miembro arenoso de la formación Chonta, relacionado con depósitos marinos neríticos, principalmente de facies de frente de playa (lower to middle shoreface). El mismo es suprayacido por pelitas de facies costa-afuera (off shore) que constituyen el sello del reservorio hacia su tope.

La presente contribución resulta del estudio integrado realizado sobre 27 metros de testigos corona (núcleos) continuos del pozo PA-1102 (D). El intervalo analizado fue dividido en cuatro secciones que coinciden con cambios en el ambiente de sedimentación, en la composición y en las propiedades petrofísicas de las rocas.

La sección III, horizonte productor en este yacimiento, presenta las mejores condiciones como roca reservorio habiéndose obtenido una porosidad promedio de 23% y una permeabilidad de 165.6 md. De los estudios de mecánica de fluidos, se obtuvieron bajos valores de agua irreducible y saturaciones residuales de petróleo del orden de 29%. En esta sección se observa buena distribución de tamaños porales a partir de los ensayos de inyección de mercurio. Las muestras analizadas por microscopía óptica y electrónica presentan muy buena a excelente porosidad de tipo secundario, generada por un proceso de disolución que afectó granos y cementos previos. La base de esta sección coincide con un pico en el perfil de rayos gamma, previamente interpretado como una intercalación arcillosa que funcionaría como una barrera vertical en este reservorio. El pico en cuestión es producto de una concentración de restos fosfáticos.

De las mediciones eléctricas surge un índice de cementación entre cementadas y ligeramente cementadas, excepto para la sección I donde el índice es mayor. Con respecto al exponente de saturación, en la sección I los valores fueron superiores a -2, mientras que en la zona III y II se obtuvieron valores entre -1,9 y -1,78 respectivamente.

Los estudios de laboratorio (sedimentológicos, petrográficos, petrofísicos, de difracción y microscopía electrónica) han sido de suma utilidad para el modelado del reservorio, paso indispensable para su posterior interpretación en la simulación numérica realizada.

INTRODUCCION

Los yacimientos petrolíferos de la Cuenca Marañón se relacionan con reservorios de naturaleza silicoclástica del Cretácico superior. Las Formaciones Vivian y Chonta son las principales unidades petrolíferas de la cuenca, localizándose los niveles productivos en cuerpos de areniscas cuarzosas de variadas litofacies, con buenas a excelentes propiedades petrofísicas (figura 1).

En el yacimiento Pavayacu el Reservorio Pona se ubica en la parte superior de un miembro arenoso de la formación Chonta, relacionado con depósitos marinos neríticos, principalmente de facies de frente de playa (lower to middle shoreface). El mismo es suprayacido por pelitas de facies costa-afuera (off shore) que constituyen el sello del reservorio hacia su tope.

El presente trabajo corresponde al estudio integrado de las coronas 1 y 2 (2820,80-2847,30 mbbp), pertenecientes al sondeo PA-1102 D (Pavayacu).

Se realizaron estudios sedimentológicos, petrofísicos, petrográficos, diagenéticos, de microscopía electrónica y difracción de rayos X así como ensayos de petrofísica especial con el objetivo de caracterizar el reservorio.

METODOLOGIA

Se realizó el muestreo para el estudio petrofísico. Los testigos corona fueron posteriormente cortados longitudinalmente y se realizó la descripción sedimentológica a escala 1:40, definiéndose las facies sedimentarias (figura 3). Se presenta un perfil sedimentológico a escala 1:200 para la correlación de las coronas con los perfiles de pozo y curvas petrofísicas (figura 2).

Las muestras estudiadas petrográficamente, por difracción de rayos X y microscopía electrónica, así como los ensayos de petrofísica especial, fueron seleccionadas sobre la base de las distintas facies sedimentarias, a fin de interpretar las relaciones entre el ambiente depositacional y las condiciones petrofísicas y evaluar la influencia de los procesos diagenéticos en la generación y preservación de la porosidad.

CARACTERIZACIÓN SEDIMENTOLOGICA, PETROGRAFICA Y PETROFISICA

Sobre la base del análisis de facies y de acuerdo a su evolución vertical, para el intervalo estudiado se interpreta un **ambiente general de depositación marino marginal**. El mismo puede dividirse en cuatro secciones (figura 2). De base a techo:

Sección I: 2844,59 - 2847,13 mbbp.

- **Litología y estructuras sedimentarias** (figura 4)

Esta sección está representada por bancos de arenitas con glauconita, alternando con niveles "heterolíticos", constituidos por pelitas y arenitas alternantes, con frecuentes bioturbaciones (*Planolites* y *Ophiomorpha*). Se interpreta una sedimentación episódica, eventualmente con alta energía, registrada por la presencia de clastos pelíticos ("rip up clasts").

Esta sección corresponde a un ciclo de somerización desde condiciones de lower hasta middle shoreface, y se separa de la sección suprayacente por sus características composicionales y por la presencia de mud drapes dobles, que sugieren influencia de mareas.

- **Características petrográficas** (figura 4)

Las muestras se clasifican como *arenitas subfeldespáticas y sublíticas*, de granulometría predominantemente *fin*a y subordinadas *medias y muy finas*, moderadamente bien a bien seleccionadas.

- Composición:

Clastos: cuarzo: 83 a 89%, feldespatos: 6 a 8%, líticos: 3 a 10%. Se observan escasos restos fosfáticos y fragmentos de valvas. Glauconita: 3 a 10%.

Matriz: se observa matriz (hasta 5%) de naturaleza *arcillosa* como relleno de poros y pseudomatriz en algunas muestras.

Cementos: siderita: 3%, crecimiento secundario de cuarzo: 1 a 3%, clorita: hasta 1%, como recubrimiento de granos, calcita: <1%.

- **Porosidad**

La porosidad de estas arenitas es *buen*a a *excelente*, con valores estimados visualmente de 10 a 22%; de tipo *secundaria* y *primaria* escasa en algunas muestras, con distribución moderadamente *homogénea*.

Los tamaños porales son: *microporos* (0,02 a 0,06 mm) y *mesoporos* (0,10 a 0,15 mm), predominantes, y *macroporos* (0,25 a 0,30 mm), comunes.

Las texturas porales son: *intergranular*: predominante, *intragranular*: subordinada, *móldica*: escasa, *microfisuras*: presencia, en algunas muestras.

Mediante el microscopio electrónico de barrido (figura 4) se observa excelente porosidad. El sistema poral está constituido predominantemente por poros intergranulares. El tamaño de poro predominante corresponde a mesoporos de 70 a 100 μ . Las gargantas porales son frecuentes y la tortuosidad es baja.

La rugosidad de las paredes porales es moderada, observándose paredes lisas debido al crecimiento secundario de cuarzo. El número de coordinación es 3 a 4.

- **Características petrofísicas** (figura 4)

Las permeabilidades al gas oscilan entre 0,668 a 189 md. En el ensayo de flujo se obtuvo una saturación de agua irreducible de 37,5 % y una saturación de petróleo residual de 28,42 %. Se realizaron además, determinaciones del índice de resistividad, arrojando un exponente de saturación promedio de -2,2. El factor de cementación es de 1,8, representando a rocas cementadas. El estudio de permeabilidad relativa no muestra una buena recuperación de petróleo, existiendo una importante movilidad del agua, durante la inyección de la misma.

Sección II: 2827,25 - 2844,59 mbbp

- **Litología y estructuras sedimentarias** (figura 5)

Esta sección está caracterizada por arenitas con niveles pelíticos intercalados. La intensa bioturbación enmascara las estructuras sedimentarias primarias y homogeneiza los sedimentos. Las trazas fósiles, pertenecientes a la Ichnofacies de *Cruziana* (*Teichichnus*, *Ophiomorpha*, *Planolites*, etc), son las únicas estructuras preservadas. Se deduce, por lo tanto, que la depositación ocurrió en condiciones de buen tiempo, siendo las tormentas episódicas, infrecuentes o depositando capas delgadas (hasta 4 cm), que fueron homogeneizadas por los organismos que habitaron un ambiente marino abierto, bien oxigenado y rico en nutrientes.

El arreglo vertical de las facies definidas para esta sección muestra 4 ciclos menores de somerización relativa. La persistencia vertical del ambiente de lower shoreface y middle shoreface es indicativa del escaso cambio batimétrico.

- **Características petrográficas** (figura 5).

Las muestras estudiadas petrográficamente se clasifican como *arenitas subfeldespáticas* y en menor proporción *arenitas sublíticas*; de grano *muy fino* a *fino* predominantemente, con moderada a buena selección.

- Composición:

Clastos: cuarzo: 83 a 93%, feldespatos: 2 a 10%, líticos: 3 a 8%. Se observan escasos restos fosfáticos, foraminíferos, equinodermos y fragmentos de valvas. Glauconita: hasta 7%.

Matriz: se observa matriz (hasta 5%) de naturaleza *arcillosa* como relleno de poros y pseudomatriz en algunas muestras, con distribución irregular.

Cementos: calcita: 4 a 10%, llegando a 25%, siderita: hasta 3%, crecimiento secundario de cuarzo: hasta 3%.

- **Porosidad**

La porosidad de estas arenitas es *buen*a a *excelente*, con valores estimados visualmente de 11 a 22%; de tipo *secundaria* y *primaria* escasa en algunas muestras, con distribución moderadamente *homogénea* a heterogénea, debido a la distribución en parches del cemento calcítico.

Los tamaños porales son: *microporos* (0,02 a 0,06 mm), predominantes y *mesoporos* (0,07 a 0,10 mm), comunes.

Las texturas porales son: *intergranular*: predominante, *intragranular*: subordinada, *móldica*: escasa, *intracemento*: escasa, en algunas muestras. Se reconocen *poros elongados* escasos, en algunas muestras.

Mediante el microscopio electrónico de barrido la muestra analizada presenta muy buena porosidad. El sistema poral está constituido predominantemente por poros intergranulares, cuyo tamaño corresponde a microporos de 40 a 60 μ . Las gargantas porales son frecuentes y la tortuosidad es baja. La rugosidad de las paredes porales es baja a moderada, observándose paredes lisas debido al crecimiento secundario de cuarzo. El número de coordinación es 3 a 4.

- **Características petrofísicas** (figura 5)

Las permeabilidades al gas oscilan entre 0,0042 a 59,20 md, obteniendo una media aritmética de 6,071 md. En los ensayos de flujo se obtuvo una saturación de agua irreducible del 24% y una saturación de petróleo residual del 33%. De los estudios de índice de resistividad se obtuvo un exponente de saturación de -1,78. De los ensayos de permeabilidad relativa, se observa una mejor recuperación de petróleo que la sección anterior, con una muy baja permeabilidad relativa al agua, infiriendo una roca fuertemente mojabable por agua.

Sección III: 2822,05 - 2827,25 mbbp

- **Litología y estructuras sedimentarias** (figura 6)

Esta sección está compuesta por arenitas de grano medio con importante participación de restos fosfáticos. Conforman un ciclo que presenta base neta (erosiva?) y tendencia granodecreciente. Se interpretan como depósitos correspondientes a un canal. Estos depósitos constituyen el nivel productivo dentro del intervalo analizado. Pasan a arenitas bioturbadas con restos de bivalvos que presentan parches de cemento calcítico de middle shoreface.

Esta sección corresponde a depósitos de mayor energía relativa para el intervalo analizado. Su base está marcada en el registro de gamma por un pico de radiactividad, previamente interpretado como un nivel arcilloso. El estudio del núcleo permitió reconocerlo como un nivel con abundantes restos fosfáticos. Los minerales fosfáticos pueden presentar altos contenidos de uranio, generando respuestas en los perfiles como la de este pico. Desde el punto de vista sedimentológico los niveles con concentración de fosfatos se interpretan generalmente como secciones condensadas, con muy baja tasa de sedimentación. En este trabajo se interpreta que el nivel que se inicia con estos fosfatos corresponde a los depósitos más someros y de mayor energía relativa.

- **Características petrográficas** (figura 6).

Las muestras estudiadas petrográficamente se clasifican como *arenitas subfeldespáticas* y en menor proporción *arenitas sublíticas*; de grano fino a medio, con moderada a buena selección.

- Composición:

Clastos: cuarzo: 75 a 89%, feldespatos: 3 a 10%, líticos: 5 a 22%. Se observan abundantes restos fosfáticos, foraminíferos, gastrópodos, equinodermos y fragmentos de valvas. Glauconita: <1%.

Matriz: se observa matriz (<1%) de naturaleza *arcillosa* como relleno de poros y pseudomatriz en algunas muestras, con distribución irregular.

Cementos: calcita: hasta 6%, siderita: 1 a 2%, crecimiento secundario de cuarzo: hasta 2%.

- **Porosidad**

La porosidad de estas arenitas es *excelente*, con valores estimados visualmente de 21 a 25%; de tipo *secundaria*, con distribución *homogénea*. Los tamaños porales son: mesoporos (0,08 a 0,15 mm), predominantes, microporos (0,02 a 0,06 mm), comunes a frecuentes; *macroporos*: escasos a frecuentes, de 0,25 a 0,30 mm.

Las texturas porales son: *intergranular* e *intergranular ampliada*: predominante, *intragranular*: común, originada por disolución parcial de clastos; *móldica*: escasa a común, producida por disolución total de clastos y *microfisuras*: presencia en algunas muestras.

Mediante el microscopio electrónico de barrido (figura 6) se observa excelente porosidad; el sistema poral está constituido predominantemente por poros intergranulares. El tamaño de poro corresponde a 80 a 120 μ . Las gargantas porales son abundantes y la tortuosidad es baja. La rugosidad de las paredes porales es baja, observándose paredes porales lisas debido al crecimiento secundario de cuarzo. El número de coordinación es 4 a 5.

Observaciones:

Las arenitas de esta sección, que constituyen la principal roca reservorio, poseen menor porcentaje de cemento calcítico, menor porcentaje de arcillas, granulometría más gruesa, mayor tamaño poral y una distribución más homogénea de la porosidad con relación a las arenitas que componen las secciones I y II. Asimismo el número de coordinación es más alto (4 a 5).

- **Características petrofísicas** (figura 6)

Las permeabilidades al gas oscilan entre 0,0071 a 679,6 md con una media aritmética de 165,6 md. Se realizaron estudios de inyección de mercurio (método Purcell), sobre muestras de permeabilidad media, arrojando una distribución entre 5 a 20 micrones, con un radio poral más frecuente de 12 micrones. De los ensayos de flujo, se obtuvo una saturación de agua irreducible promedio de 18% y una saturación de petróleo residual promedio de 28,97 %. El exponente de saturación promedio obtenido de los estudios de índice de resistividad, es de -1,91. De los estudios de permeabilidad relativa se observó una muy buena recuperación de petróleo, con excelente movilidad en ambas fases, infiriéndose que el comportamiento de la roca puede tener una mojabilidad mixta o indiferente.

Sección IV: 2820,80 - 2822,05 mbbp

Esta sección comprende arenitas conglomerádicas, pelitas y arcilitas. Se interpreta como un nivel de retrabajo (lag transgresivo) sobre el que se depositan pelitas de *offshore*. Esta sección se interpreta como un evento transgresivo que ahoga el sistema somero representado por las secciones I, II y III y constituye el sello del reservorio.

DIAGENESIS

Se realizó una secuencia diagenética generalizada para todas las muestras estudiadas desde el punto de vista petrográfico. Se enumeran a continuación los eventos diagenéticos identificados, en orden cronológico relativo:

Compactación: leve.

Crecimiento secundario de cuarzo: crecimiento sintaxial sobre granos de cuarzo.

Cementación con calcita: como relleno de poros y reemplazo, con distribución en parches.

Compactación: se observan contactos suturados entre clastos. Presencia de microestilolitas en algunas muestras.

Disolución: afecta clastos y cementos. Genera porosidad secundaria.

Caolinita: es escasa, como relleno de poros (se reconoce con MEB en algunas muestras).

Para la sección I se reconocen además los siguientes procesos:

Cementación con clorita: se observa en algunas muestras, es escasa, como recubrimiento de granos.

Siderita: se presenta como relleno de poros y reemplazo. En una muestra se observa abundante siderita como relleno de poros y reemplazo, en forma de pequeños cristales euhedrales.

Disolución: de escasa magnitud, se reconoce escasa disolución de siderita.

EVALUACION DE POTENCIALES DAÑOS DE FORMACION

El análisis del potencial daño de formación está basado en los análisis de DRX, roca total y fracción arcillas realizados sobre algunas muestras. Los porcentajes se refieren a la composición total de la roca. El análisis de los resultados obtenidos muestra que los minerales de arcillas se encuentran en porcentajes inferiores al 3% (valor considerado en general como límite inferior para la generación de daño). Sin embargo, la producción de petróleo de los pozos se ve seriamente afectada luego de intervenciones (workover, cambio de bomba, etc). El daño ha sido corroborado por estudios realizados

en laboratorio en los que se verifican migración de finos y sensibilidad al agua, así como cambios en la mojabilidad.

Migración de finos: la *illita* y la *caolinita* son susceptibles a migrar y obstruir gargantas, en presencia de flujos elevados, presiones fluctuantes o al entrar en contacto con aguas de diferente salinidad que el agua de formación. La *caolinita* está presente en escasos porcentajes, que varían entre 0,2 y 1,5%, mientras que la *illita*, sólo se identifica en ínfimos porcentajes. Si bien la posibilidad de daño es baja, si existiera, para minimizarlo, el fluido de inyección debe tener pH menor de 10,5.

Sensibilidad al ácido clorhídrico: la *siderita* es susceptible a la acción de este ácido, ya que el ión Fe es liberado durante la disolución de los minerales y puede precipitar hidróxido de hierro, produciendo reducción de la porosidad. Este efecto puede ser controlado usando un agente de retención de hierro mezclado con el HCl. La *siderita* representa el 30% en una muestra de la sección I, y en las otras secciones se encuentra en porcentajes de hasta 5%.

Sensibilidad al agua dulce: tanto la *illita* como el interestratificado *illita-esmectita* pueden expandirse en contacto con fluidos de salinidad o pH diferente al agua de formación. La *illita/esmectita* está presente en cantidades que oscilan entre 0,10 y 1% de la composición total de la roca, mientras que la *illita* presenta porcentajes cercanos al 0,10%. Tales porcentajes son muy bajos para ocasionar daño, sin embargo en el caso de existir, para evitar el efecto de expansión sería necesario adicionar al lodo de inyección inhibidores que contengan el ión K o Ca, de manera que, al ser adsorbidos por la superficie de los cristales de arcilla, se anule el efecto de expansión.

Sensibilidad al ácido fluorhídrico: la *calcita* está presente con un promedio de 7%. La disolución de este mineral libera el calcio que precipita como fluorita. Para minimizar este efecto se indica el uso de ácido clorhídrico o ácido acético.

Incrustación: la *siderita* está presente en la sección I (30%) y en la sección III (hasta 5%); mientras que la *calcita* está presente con un promedio de 7%. Para disminuir este efecto se recomienda minimizar las caídas de presión y temperatura, cambios en el pH, agitación y utilizar fluidos libres de sulfatos.

CARACTERIZACION COMO ROCA RESERVORIO

El control sobre la calidad del reservorio está ejercido en primer lugar por la geometría de los cuerpos arenosos, y en segundo lugar, a escala microscópica, por los diferentes eventos diagenéticos (factores de reducción o ampliación de la porosidad primaria o generación de porosidad secundaria).

A escala macroscópica, según el *modelo depositacional* propuesto para este intervalo, y por tratarse de un sistema marino litoral dominado por olas, se interpreta una orientación de los cuerpos arenosos principalmente paralela a la línea de costa, con un posible mejoramiento de las facies hacia situaciones más proximales, donde la energía del medio genera el aventamiento del fango mejorando las características del reservorio. La **sección IV** constituye el sello para el reservorio.

El segundo elemento de control es la *diagénesis*. En las facies consideradas como con mejores condiciones para roca reservorio, no se observan factores que generen importantes heterogeneidades en el sistema poral.

Los procesos de cementación generaron reducción de la porosidad primaria. Se reconocen bajos porcentajes de crecimiento secundario de cuarzo y *siderita*. Con respecto a la *calcita*, se interpreta que ocluyó parcialmente toda la porosidad primaria, y posteriormente ha sido disuelta, generándose la textura de poros intergranular, predominante en todas las muestras.

Se verificaron dos etapas de disolución que afectaron clastos, matriz y cemento. La primera disolución es la más importante y originó los altos valores de porosidad secundaria.

El sistema poral está constituido predominantemente por poros intergranulares, con tamaño de poro predominante de mesoporo (80 a 120 μ) y macroporos y microporos frecuentes. Las gargantas porales son abundantes, con baja tortuosidad.

Como conclusión y sin incluir la evaluación del potencial daño de formación y problemas relacionados a la mecánica de fluidos, se puede pronosticar una excelente eficiencia de recuperación para este reservorio.

CONCLUSIONES

A partir del estudio sedimentológico se postula un ambiente de depositación marino marginal. El tope del tramo analizado constituido por pelitas de offshore (sección IV), representa una inundación del sistema depositacional. La sección III podría representar el inicio del evento transgresivo.

El estudio de los núcleos permitió identificar como producto de la concentración de fosfatos un pico en el perfil de rayos gamma, previamente considerado una barrera en el reservorio.

Las arenitas de la sección III, que constituyen la principal roca reservorio, poseen menor porcentaje de cemento calcítico, menor porcentaje de arcillas, granulometría más gruesa, mayor tamaño poral y una distribución más homogénea de la porosidad con relación a las arenitas que componen las secciones I y II. Asimismo el número de coordinación es más alto (4 a 5).

La finalidad del estudio integrado sobre los núcleos del pozo PA-1102(D), ha sido proveer información necesaria para un modelo de simulación. El mismo ha permitido el entendimiento del reservorio, tanto a nivel estático como dinámico.

LISTA BIBLIOGRAFICA y APENDICE:

Amaefule, J.O. y Kersey, D.G., 1990: Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies, Western Atlas International, Core Laboratories.

Calhoun, J, Jr: Factor de Cementación (Fundamentos de la Ingeniería de Reservorios, p137.

Evaluación de perfiles eléctricos Log Review 1.Dresser Atlas, 1974.

Folk, R.L., 1974, Petrology of sedimentary rocks: Austin, Hemphill Publishing Co., 182 p.

Pemberton, S. 1992: Applications of Ichnology to Petroleum Exploration. A core workshop. SEPM Core Workshop N° 17.

Schmidt, V. y A. Mc Donald, 1979: Texture and recognition of secondary porosity in sandstones, en P. Scholle y P. Schluger, eds. Aspects of Diagenesis: SEPM Special Publication 26, p. 209-225..

Manheim, F, and R. Gulbrandsen, 1979, Marine phosphorites, en R: Burns, ed. Marine Minerals: Mineralogical Society of America Reviews in Mineralogy, v.6, p. 151-173.

Monicard R. "Properties of reservoir rocks: core analysis". Institute Français Du Pétrole, p. 96-97-

Técnicas gráficas para el cálculo de permeabilidades relativas, 1978. SPE. p. 807-817.

La siguiente tabla muestra los rangos de valores empleados para caracterizar la abundancia de porosidad y las dimensiones porales.

ABUNDANCIA (%)	TAMAÑO DE PORO (mm)
0 - 5 baja	< 0,004 criptoporos
5 - 10 moderada	0,004 - 0,062 microporos
10 - 15 buena	0,062 - 0,25 mesoporos
15 - 20 muy buena	0,25 - 1 macroporos
> 20 excelente	1 - 4 megaporos

La siguiente tabla muestra los rangos de valores empleados para la observación con microscopio electrónico:

GARGANTAS PORALES	Nº DE COORDINACION
ABUNDANCIA	(gargantas a poros)
Abundantes	Alto: mayor a 10
Frecuentes	Medio: 3 a 10
Escasas	Bajo: menor a 3

TORTUOSIDAD	RELACION DIAMETRO PORAL A DIAMETRO DE GARGANTAS
Alta	Alta: mayor a 10
Mediana	Mediana: 5 a 10
Baja	Baja: menor a 5

El número de coordinación se define como el número de gargantas que llegan a un poro.

La relación diámetro poral / diámetro de garganta, es inversa a la eficiencia de recuperación.

Figura 1: COLUMNA ESTRATIGRAFICA

YACIMIENTO PAVAYACU

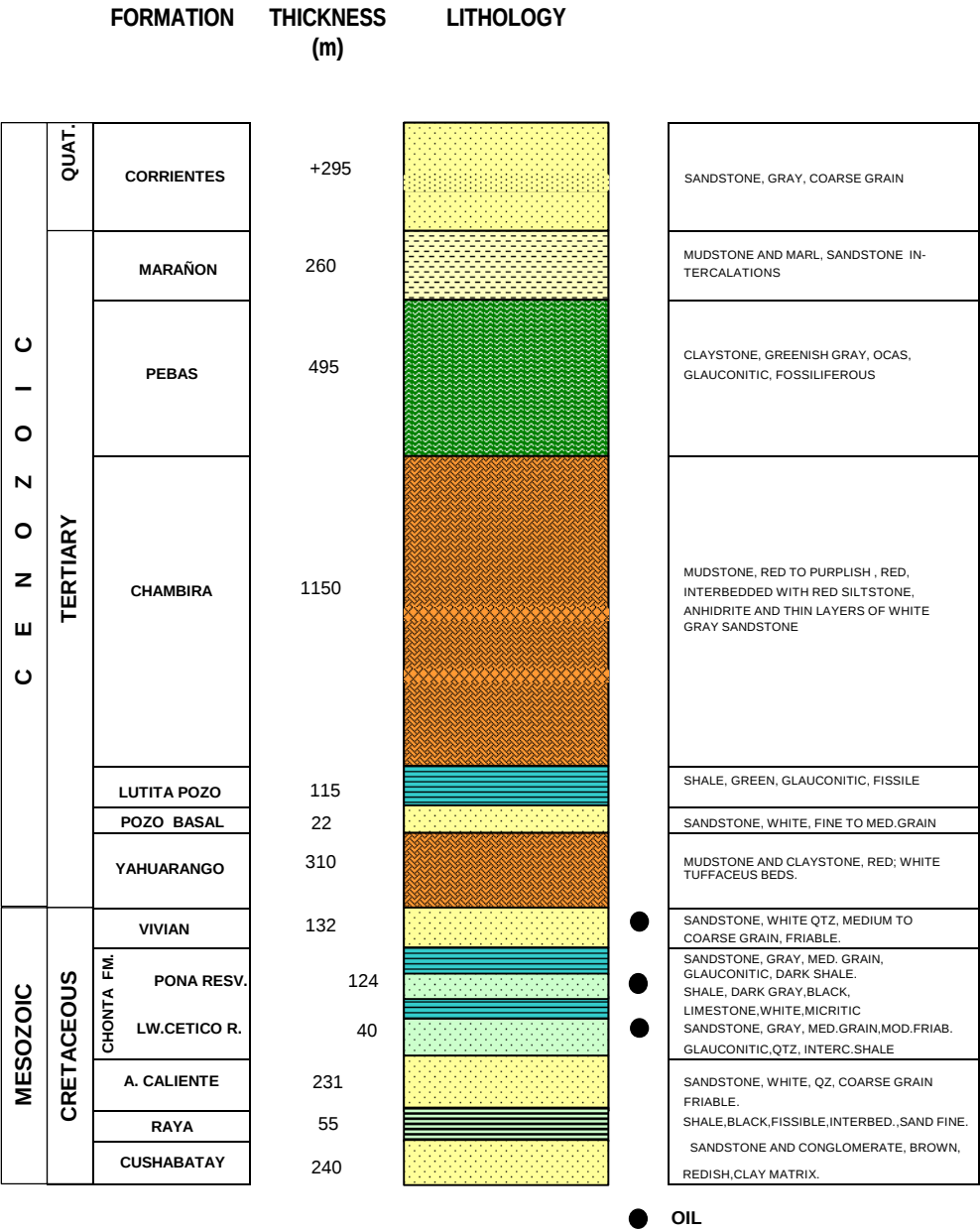


Figura 2: pozo PA-1102 (D), núcleos 1 y 2. Fm. CHONTA, Miembro PONA. Escala 1:200

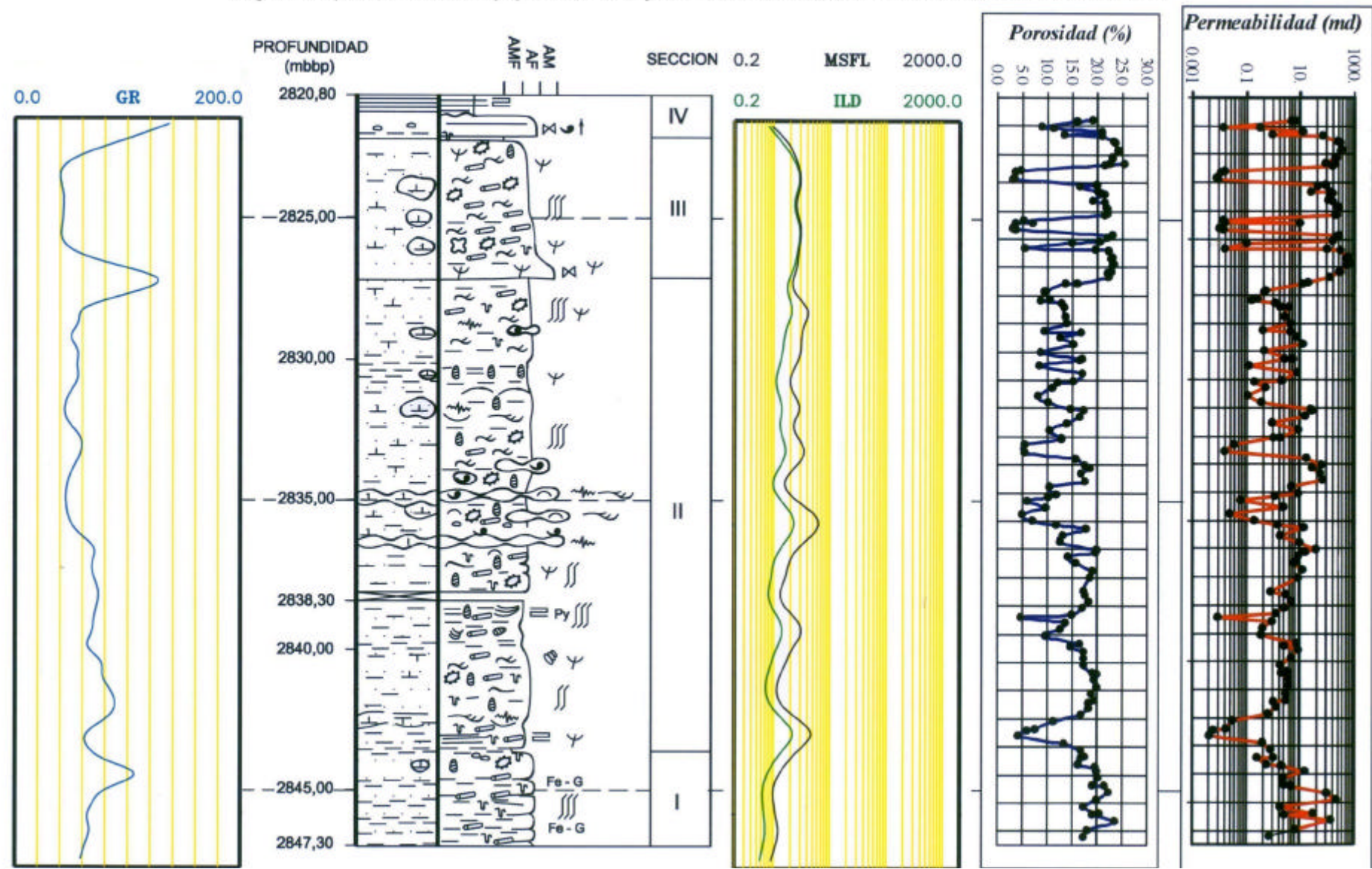


Figura 3: DESCRIPCION DE FACIES: Pozo PA-1102 (D) 1ª y 2ª ccc (2820,80-2847,30 mbbp)

FACIES	DESARROLLO	FAUNA / ACCESORIOS	COLOR	BIOTURBACION	ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS	CONTACTOS	INTERPRETACION	PETROFISICA
6 Arcilitas y fangolitas	0,60 m (2,31%) 2820,8-2821,14 mbbp.	--	N3.	E	Laminación paralela.	Neto sobre 5	Offshore.	Sin datos.
5 Heterolítica	0,65 m (2,50%) 2821,14-2822,05 mbbp.	P F y Pi	5YR 6/1 y N5.	M O, TH	Ciclo con tendencia granodecreciente. Niveles conglomerádicos con base neta (0,04 mm). Estratificación flaser.	Neto sobre 4.1	Nivel de retrabajo.	φ: 8,57-20,83% K: 0,28-10,52 mD.
4.1 Arenitas bioclásticas	4,5 m (17,37%) 2822,05-2826,55 mbbp.	P y O	5YR 6/1 y N5.	M a I O, TH	Estratificación flaser.	Transicional sobre 4	Middle shoreface.	φ: 16,29-25,28% K: 22,9-299,0 mD.
4 Arenitas con fosfatos	0,70 m (2,70%) 2826,55-2827,25 mbbp.	O F	5YR 4/1.	M a I O	Aspecto masivo (por bioturbación). Tendencia granodecreciente.	Neto (erosivo?) sobre 3.1	Canal?. Shoreface.	φ: 21,77-23,18% K: 112,3-679,6 Md.
3.1 Arenitas con escasas pelitas	10,06 m (38,84%) Intercala con 3.2 y 3 entre 2827,25 y 2843,60 mbbp. Máx: 3,23 m; Mín: 1,35 m	P, O y G	5YR 6/1 y N6.	I O, P, T TH, TO, TV	Bancos alternantes de arenitas de hasta 0,20 m y pelitas de 0,03 m casi completamente disturbados por intensa bioturba-ción (estratificación ondulítica?). Estratificación flaser. Microestilolitas y seams arcillosos.	Transicional sobre 3.2 o 3	Lower a middle shoreface.	φ: 3,99-19,78% K: 0,004-59,24 mD.
3.2 Arenitas calcáreas	2,05 m (7,91%) 2834,50-2836,55 mbbp.	P y O, F	N6 y 5YR 4/1.	M a I T, TH	Estratificación nodulosa generada por diagénesis (textura wackestone) Estructuras de compactación. Microestilolitas y seams arcillosos.	Transicional sobre 3.1	Lower shoreface.	φ: 4,79-17,74% K: 0,02-12,25 mD.
3 Arenitas y fangolitas	4,83 m (18,64%) Intercala entre 2830,03 y 2844,59 mbbp. Máx.: 2,60 m; mín.: 0,99 m	O	N5 y 5YR 6/1, 5YR 4/1 y N6.	I T, O, TH	Escasos bancos con laminación paralela subhorizontal (storm layers) con base neta y techo bioturbado. Predomina wavy bedding oscurecido por bioturbación (homogeneización de los sedimentos).	Transicional sobre 3.1. Neto sobre 2	Lower shoreface con escaso registro de capas de tormenta.	φ: 4,55-19,99% K: 0,008-14,10 mD.
2 Arenitas bioturbadas	0,68 m (2,72%) 2844,59-2845,27 mbbp.	--	10YR 6/2.	M a I O, TV	Estratificación ondulítica borrada por bioturbación.	Transicional sobre 1	Middle shoreface.	φ: 19,08-21,42% K: 2,11-4,41 mD.
1 Arenitas con glauconita y pelitas	1,86 m (7,18%) 2845,27-2847,13 mbbp.	H, G	5GY 6/1.	M TH, TO, T	Bancos de arenitas masivos por bioturbación de hasta 0,10 m alternando con niveles heterolíticos de hasta 0,02 m	Pasa a 2	Lower a middle shoreface (influencia de mareas?).	φ: 17,06-22,08% K: 0,66-189,3 mD.

Bioturbación: E: escasa , M: moderada I: intensa

Trazas: O: *Ophiomorpha*

H: tubos horizontales

T: *Teichichnus*

TO: tubos oblicuos

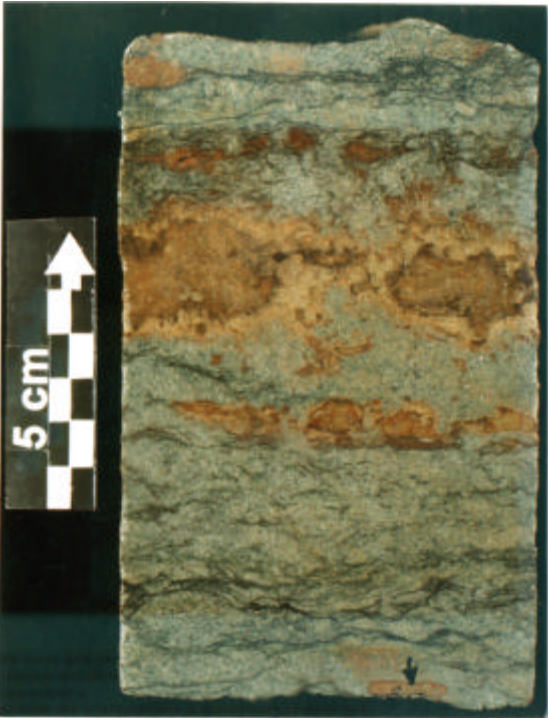
P: *Palaeophicus*

TV: tubos verticales

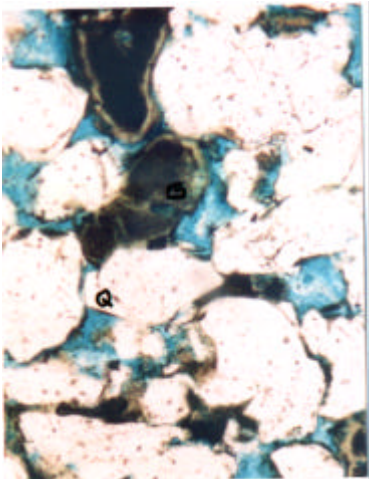
Accesorios: H: hematita, Pi: pirita, G: glauconita

Fauna: P: pelecípodos, O: ostreidos, F: restos fosfáticos, G: gastrópodos

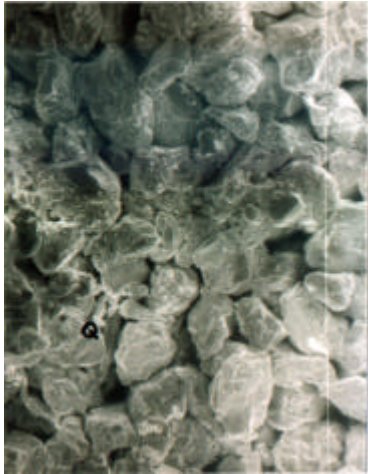
Figura 4: SECCION I



Arenitas con glauconita y parches de siderita. Mud drapes arcillosos. Presencia de clastos reemplazados. Los valores de porosidad y permeabilidad para esta sección son: 17 a 22 % y 2 a 189 mD, respectivamente. Prof.: 2846,28-2846,44 mbbp.

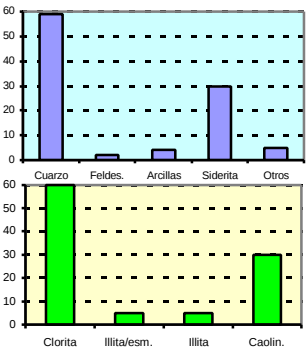


Arenitas medias con glauconita (G). Crecimiento secundario de cuarzo (Q). Porosidad en azul.



Excelente porosidad intergranular. Crecimiento secundario de cuarzo (Q). MEB: 50X

DRX: ROCA TOTAL



FRACCION ARCILLA

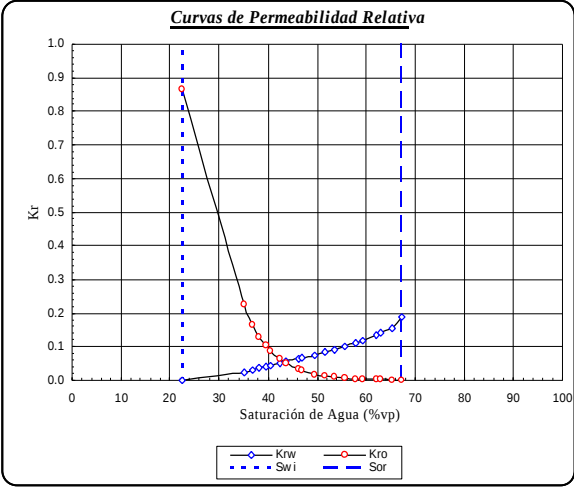
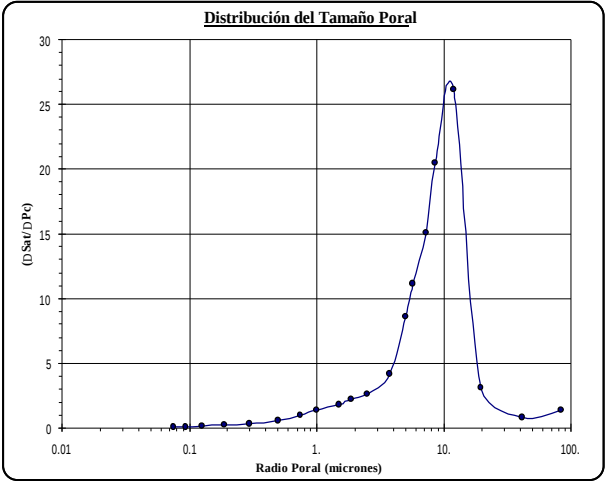
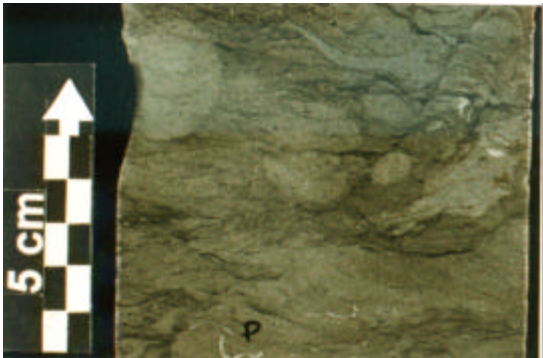
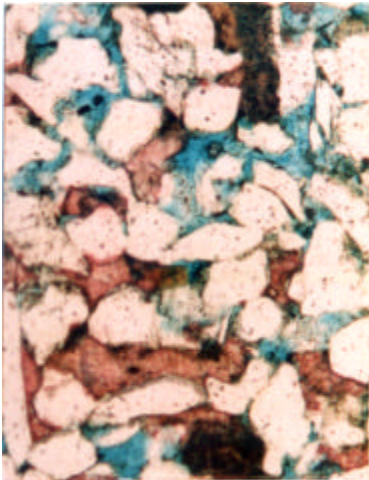


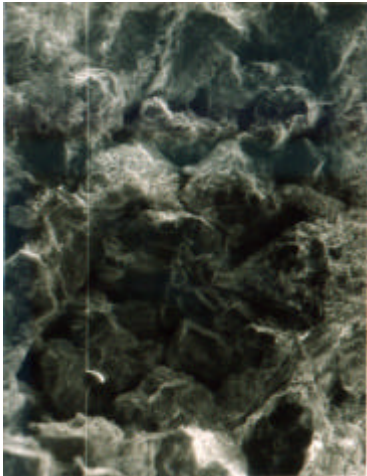
Figura 5: SECCION II



Parches de cementación calcítica y restos de pelecípodos (P). Prof.: 2836,37-2836,45 mbbp

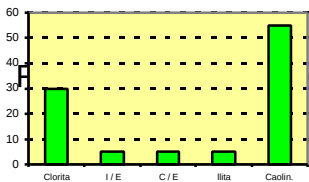
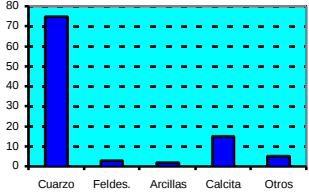


Cementación calcítica (rosa) ocluyendo espacio intergranular. Porosidad en azul.

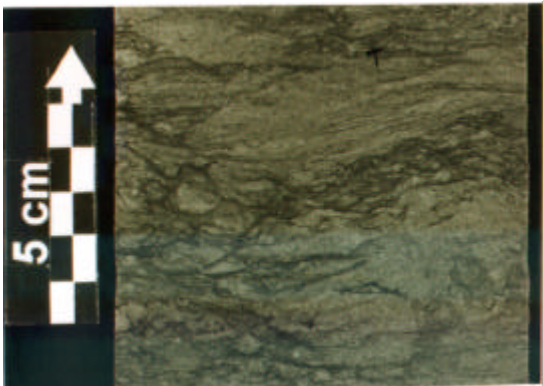


Porosidad intergranular con distribución moderadamente homogénea. MEB: 50X

DRX: ROCA TOTAL



FRACCION ARCILLA



Arenitas y pelitas con intensa bioturbación. Tubos horizontales y formas similares a *Teichichnus*. Prof.: 2837,15-2837,21 mbbp

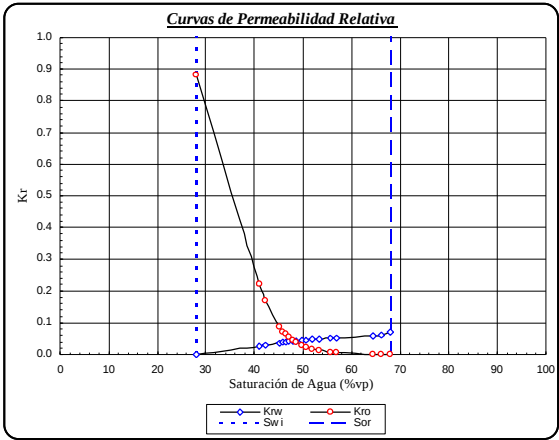
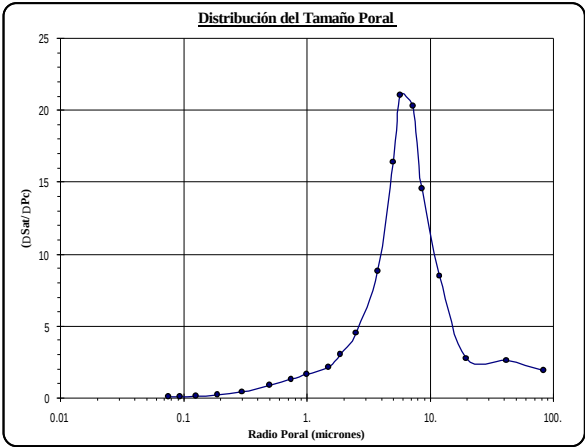
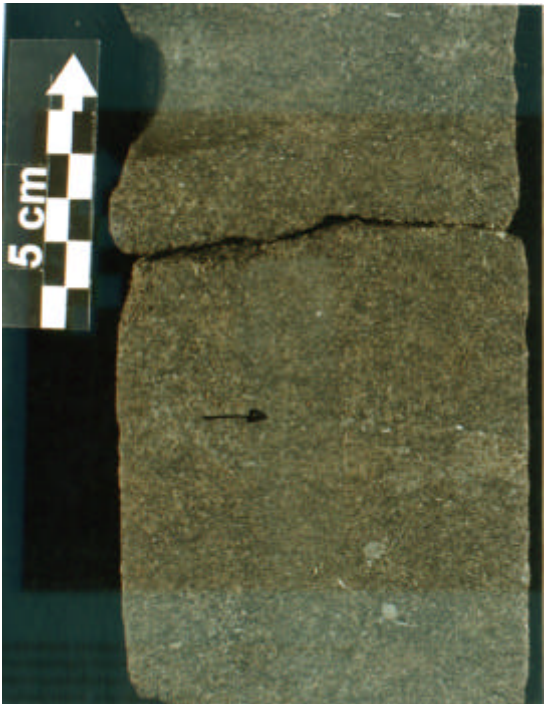
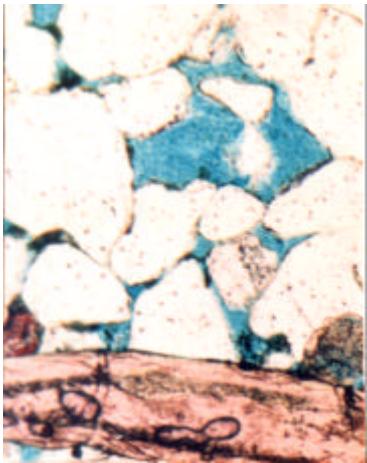


Figura 6: SECCION III



Arenitas masivas con restos fosfáticos.
Porosidad horizontal: 27,77 %
Permeabilidad horizontal: 238,80 mD
Porosidad vertical (flecha): 22,80 %
Permeabilidad vertical (flecha): 112,30 mD
Prof.: 2827,00-2827,18 mbbp.

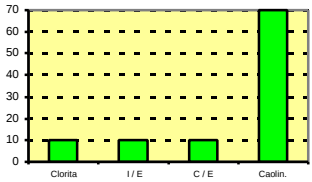
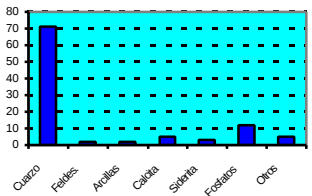


Arenitas con fragmentos de valvas y restos fosfáticos. Excelente porosidad intergranular (azul).



Poros intergranulares con frecuentes gargantas. MEB: 50X

DRX: ROCA TOTAL



FRACCION ARCILLA

