

**IDENTIFICACIÓN,  
CARACTERIZACIÓN  
Y MAPEO DE DEPÓSITOS  
CONGLOMERÁDICOS  
DENTRO DE LA SECCIÓN  
INFERIOR  
DE LA FORMACIÓN LAJAS,  
A TRAVÉS DE  
PERFILES DE IMÁGENES  
EN EL YACIMIENTO  
ESTACIÓN FERNÁNDEZ  
ORO (EFO)**

Autor: Castillo, Valeria  
Leonor

Director: Potás, Gustavo

Co-Director: Montagna, Aldo

**2021**

Identificación, caracterización y mapeo de depósitos  
conglomerádicos dentro de la Sección Inferior de la  
Formación Lajas, a través de perfiles de imágenes en  
el Yacimiento Estación Fernández Oro (EFO)

Valeria Leonor Castillo

Director: Gustavo Potás

*Geólogo Grupo de Estudios EFO*

*gustavo.potás@ypf.com*



Codirector: Aldo Montagna

*Profesor Adjunto Geología de Yacimientos Combustibles y Coordinador de la Orientación  
Hidrocarburos*

*aldo.montagna@ypf.com*



**2021**

## AGRADECIMIENTOS

A Dios, mi inspiración.

¡A mi compañero de vida Sebastián, Te amo!

A mi papá, ejemplo de superación y firmeza. Gracias por enseñarme a reinventarme en todo tiempo.

A mi mamá, por su ayuda y compañía incondicional. Por su entrega y dedicación durante estos años a mi lado. ¡Te amo!

A mi hermano, cuñada y sobrinos, mis inyecciones de adrenalina. Gracias por su incondicionalidad.

A mi Abu Herme y mi Tata, que, con sus constantes detalles de amor, hicieron del día a día una aventura inolvidable.

A la Universidad Nacional de Río Negro por darme la oportunidad de formarme en tan hermosa carrera.

A los docentes que tuve a lo largo de la carrera, gracias por sus enseñanzas y experiencias compartidas.

Al personal no docente, por su ánimo constante y compañía durante estos años.

A la compañía YPF por permitirme que utilice los datos para desarrollar mi trabajo final.

A mi director, que me enseñó con su ejemplo, que la grandeza no viene de vanagloriarse de los saberes, sino de compartirlos y replicarlos con humildad.

A mi codirector, mi profesor, quién contribuyó a mi enseñanza profesional.

A Lauri y Gasti, mis amigos incondicionales. Y sus aportes en la lectura de la misma.

## RESUMEN

El presente trabajo final tiene por objeto la identificación, caracterización y mapeo de depósitos conglomerádicos dentro de la Sección Inferior de la Formación Lajas a través de perfiles de imágenes en el Yacimiento Estación Fernández Oro (EFO). El fin de ello es afianzar el modelo de depositación de estos niveles reservorios, debido a que el yacimiento tiene un importante desarrollo hidrocarburífero en la provincia de Río Negro.

Para alcanzar los objetivos propuestos se utilizaron 19 perfiles de imágenes de pozos que contenían tramos de la Formación Lajas en EFO, apoyándose en información de 2 coronas disponibles. Además, se analizaron perfiles eléctricos y sísmica 3D.

El punto de partida para la identificación, caracterización y clasificación de los niveles conglomerádicos en las imágenes fue utilizar la información de coronas existentes en dos pozos y compararlas con el tramo de perfil de imagen en los mismos. Luego de identificar las características distinguibles en los perfiles de imágenes, se agruparon estos en 2 tipos: 1) conglomerados clasto sostén (CI) con clastos subredondeados entre 3 y 6 cm, en cuerpos potentes (entre 1 y 10 m) y 2) conglomerados en niveles de poco espesor y granulometría menor, inmersos en areniscas (CII). Posteriormente se procedió a localizar estos en los 17 perfiles de imágenes restantes.

Una vez caracterizados los conglomerados con estos datos, se generaron mapas, los cuales brindaron una visión más detallada de su distribución para cada nivel estratigráfico. Los mapas son consistentes con la idea preexistente de un área de aporte próximo desde el sur (y posiblemente desde el este) en un sistema deltaico que evoluciona desde un frente deltaico a un ambiente de canales y planicie a medida que progresa.

La integración de información bibliográfica, de afloramientos, coronas, perfiles estándar con perfiles de imágenes y mapas permitió extender con cierta confianza, a gran parte del yacimiento, las características sedimentológicas de los cuerpos generados en ambiente de alta energía de la Formación Lajas.

## INDICE

<b>I. INTRODUCCIÓN</b> .....	6
<b>II. OBJETIVOS</b> .....	6
<b>III. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL</b> .....	8
<b>a. Generalidades</b> .....	8
<b>b. Evolución estratigráfica</b> .....	9
<b>c. Evolución estructural</b> .....	12
<b>d. Regiones morfoestructurales</b> .....	15
<b>IV. ÁREA DE ESTUDIO</b> .....	17
<b>a. Ubicación del área de estudio</b> .....	17
<b>b. Geología local</b> .....	18
<b>b.1. Marco estructural</b> .....	18
<b>b.2. Marco estratigráfico</b> .....	22
<b>V. IMÁGENES DE POZOS</b> .....	26
<b>a. Imágenes de pozos acústicas</b> .....	29
<b>b. Imágenes de pozos resistivas</b> .....	30
<b>VI. METODOLOGÍA</b> .....	32
<b>Recopilación de información y forma de trabajo.</b> .....	32
<b>a. Correlación estratigráfica</b> .....	34
<b>b. Identificación y caracterización de conglomerados en imágenes apoyados en coronas.</b> .....	40
<b>c. Mapeo espesores de cada tipo de conglomerados y de la proporción entre ellos para cada nivel estratigráfico.</b> .....	40
<b>VII. DESARROLLO Y RESULTADOS</b> .....	40
<b>VIII. CONCLUSIONES</b> .....	63
<b>IX. RECOMENDACIONES</b> .....	65
<b>X. BIBLIOGRAFÍA</b> .....	66
<b>XI. ANEXO</b> .....	73
<b>A. Mapas estructurales realizados en los topes formacionales determinados entre los 3000 m a 4000 m.</b> .....	73
<b>B. Mapas isopáquicos realizados entre los topes formacionales</b> .....	77
<b>C. Zona de interés delimitada entre los topes Lajas 2 y Los Molles. Además de los intraformacionales.</b> .....	81

<b>D. Línea A de trabajo, para correlación de topes.....</b>	<b>82</b>
<b>E. Línea C de trabajo, para correlación de topes.....</b>	<b>83</b>
<b>F. Línea D de trabajo, para correlación de topes. ....</b>	<b>84</b>

## I. INTRODUCCIÓN

El área del Yacimiento Estación Fernández Oro (EFO) actualmente es uno de los puntos con mayor desarrollo hidrocarburífero en la provincia de Río Negro. Desde el año 2007 el progreso ha sido enfocado en la Formación Lajas, produciendo gas y condensado de areniscas y conglomerados litofeldespáticos de su sección inferior.

Los datos de corona y perfiles de imágenes disponibles, aunque escasos, han hecho evidente la existencia de una abundante proporción de depósitos de alta energía, siendo algunos de estos niveles particularmente notorios por el gran tamaño de sus clastos.

Dado que estos niveles conglomerádicos son difíciles de identificar con los perfiles normalmente utilizados en los pozos (rayos gamma, etc.) (Fig. 1) y tampoco pueden ser identificados fácilmente en los recortes de perforación (*cutting*) dado al alto grado de molienda de los mismos (Fig. 2), la manera que se pudo idear para robustecer el modelo geológico, es utilizar los perfiles de imágenes disponibles en el yacimiento para identificar los niveles de conglomerados y buscar un mejor entendimiento de las características de los depósitos y de las áreas de distribución de los cuerpos conglomerádicos dentro del yacimiento para cada nivel estratigráfico.

## II. OBJETIVOS

El objetivo del presente trabajo ha sido identificar, caracterizar y entender la distribución areal y vertical de los depósitos conglomerádicos de la Formación Lajas, en su intervalo productivo, utilizando 19 perfiles de imágenes de pozos, e información de 2 coronas disponibles del yacimiento EFO. De esta manera se ha buscado lograr un mejor entendimiento de las características que dieron origen a la distribución de los depósitos analizados.

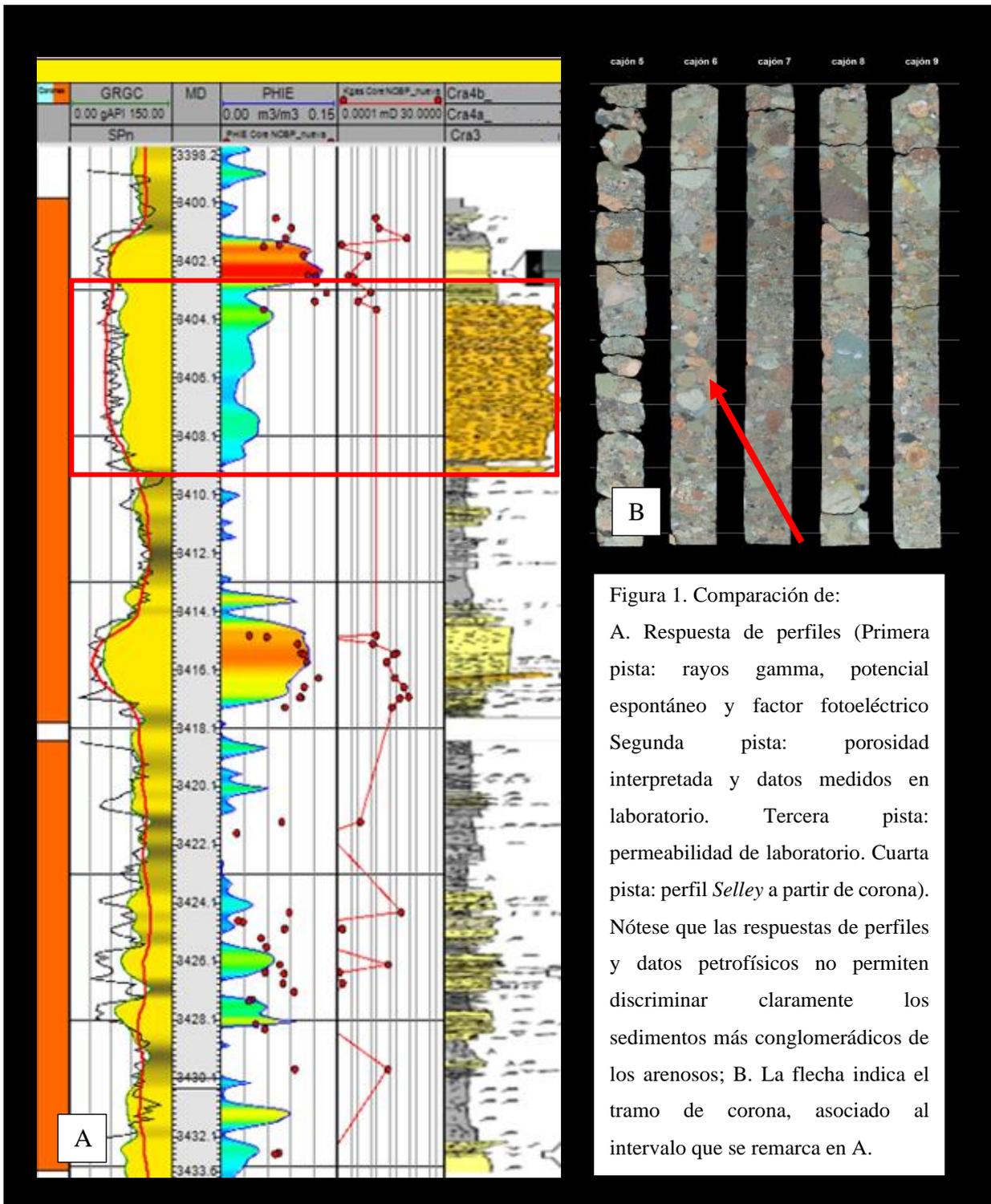


Figura 1. Comparación de:  
 A. Respuesta de perfiles (Primera pista: rayos gamma, potencial espontáneo y factor fotoeléctrico Segunda pista: porosidad interpretada y datos medidos en laboratorio. Tercera pista: permeabilidad de laboratorio. Cuarta pista: perfil *Selley* a partir de corona). Nótese que las respuestas de perfiles y datos petrofísicos no permiten discriminar claramente los sedimentos más conglomerádicos de los arenosos; B. La flecha indica el tramo de corona, asociado al intervalo que se remarca en A.

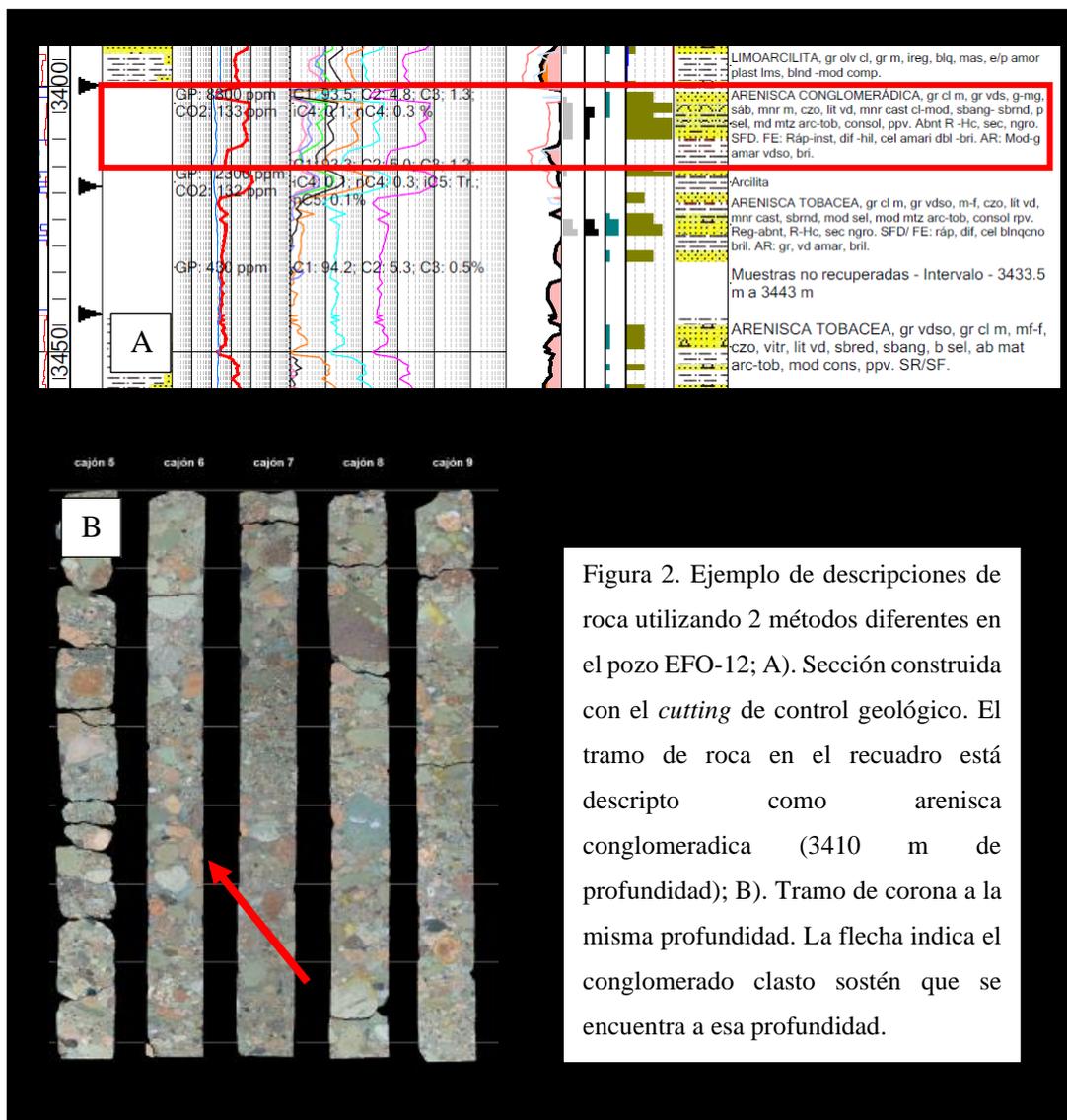


Figura 2. Ejemplo de descripciones de roca utilizando 2 métodos diferentes en el pozo EFO-12; A). Sección construida con el *cutting* de control geológico. El tramo de roca en el recuadro está descrito como arenisca conglomeradica (3410 m de profundidad); B). Tramo de corona a la misma profundidad. La flecha indica el conglomerado clasto sostén que se encuentra a esa profundidad.

### III. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

#### a. Generalidades

La cuenca Neuquina es una de las 5 cuencas hidrocarburíferas más importantes de Argentina, localizada en el centro-oeste del país, abarcando un área de más de 200.000 km<sup>2</sup> (Yrigoyen, 1991). Ésta, se encuentra delimitada por el sistema de la Sierra Pintada en el noreste, por el Macizo Nordpatagónico que está al sureste y en el oeste por el arco volcánico andino (Fig. 3). La cuenca Neuquina constituye una cubeta subandina que se asocia a un

margen de placas convergentes, dónde una de ellas de naturaleza oceánica, fue parte del proto-oceáno Pacífico y la otra formada por corteza continental que constituyó el límite sudoccidental de Gondwana (Arregui *et al.*, 2011).

Mpodozis y Ramos (1989) la definieron como una cuenca de retroarco multiepisódica, que registra una columna sedimentaria de más de 6000 m de espesor, incluyendo rocas marinas y continentales que circunscriben edades desde el Triásico superior al Paleoceno (Howell *et al.*, 2005).

#### **b. Evolución estratigráfica**

La columna estratigráfica de la cuenca (Fig. 4) podría ser dividida en tres conjuntos: I) el sustrato/basamento constituido por rocas volcánicas y plutónicas, metamórficas y sedimentarias desde el Paleozoico inferior hasta el Triásico superior; II) el relleno sedimentario formado por rocas clásticas, carbonáticas, evaporíticas y piroclásticas del intervalo Triásico tardío-Paleógeno; y la cobertura Cenozoica de rocas volcánicas, intrusivos asociados y sedimentarias resultado de la Tectogénesis Andina (Legarreta y Gulisano 1989).

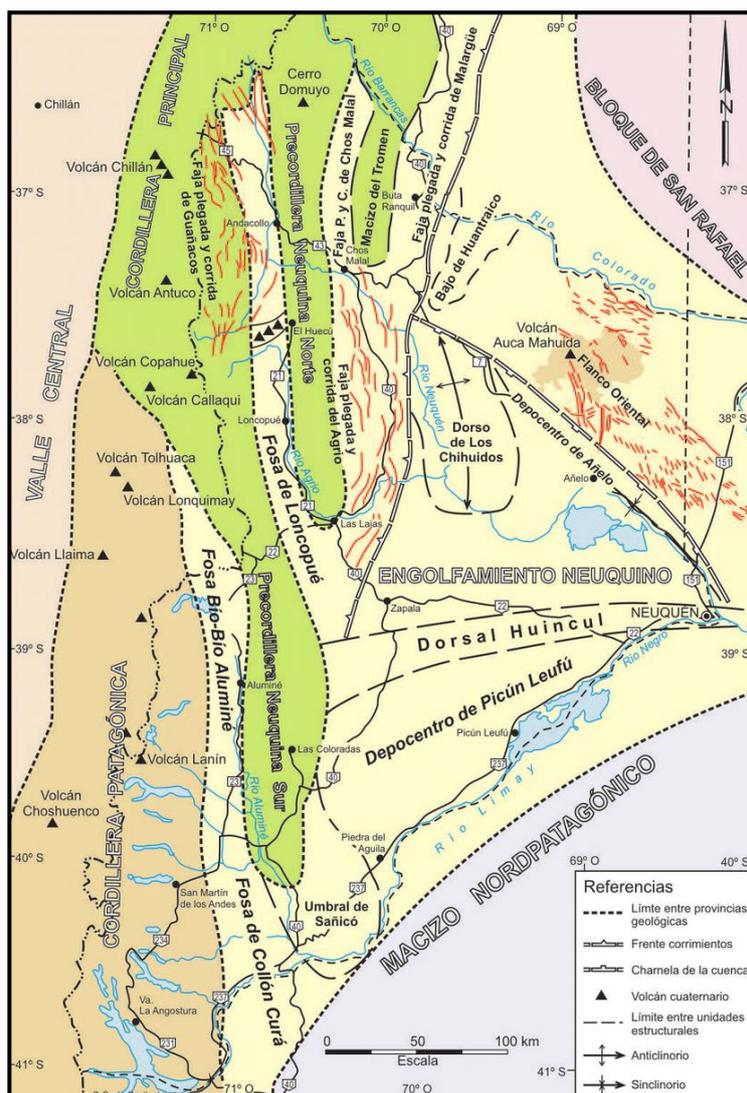


Figura 3. Se observa alguna de las provincias geológicas que componen la cuenca Neuquina (tomado de Ramos *et al.*, 2011).

Durante el Pérmico y parte del Triásico se da una actividad magmática generalizada que se desarrolló sobre el margen continental activo del continente de Gondwana (Llambías y Sato, 2011). Este magmatismo se extiende hasta el Triásico tardío-Jurásico temprano dentro de un contexto extensional, que da lugar al desarrollo de hemigrábenes aislados limitados por fallas directas de alto ángulo (Llambías *et al.*, 2007). Aquí culmina el ciclo Gondwánico asociado a la fase diastrófica Huárpica y comienza el denominado ciclo Andino y etapa de rift (Mosquera y Ramos 2005). Los hemigrábenes tienen su relleno conformado por rocas de carácter volcánico y volcanoclástico, que a su vez permiten el desarrollo aislado de ambientes sedimentarios continentales arealmente restringidos

(Arregui *et al.*, 2011). Según Gulisano (1981), estos depósitos se agrupan en el Grupo Precuyano, limitado en su base y techo por 2 discordancias, la Intratriásica o Huárpica, y la Intraliásica o Rioatuélica (Leanza, 2009).

A partir del Jurásico temprano y hasta el Cretácico temprano se dan ciclos sedimentarios de variada magnitud, que marcaron alternancias de sedimentación marina y continental (Arregui *et al.*, 2011). Se depositaron primero las rocas del Grupo Cuyo, constituido por lutitas marinas profundas ricas en materia orgánica de la Formación Los Molles, depósitos clásticos correspondientes a la Formación Lajas (Weaver, 1931), culminando con facies aluviales de las formaciones Punta Rosada (Digregorio, 1972) y Challacó (De Ferrarís, 1947). Sobre éstos se depositó el Grupo Lotena constituido por sedimentos clásticos, carbonáticos y evaporíticos correspondiente a las formaciones Lotena, La Manga (Stipanovic, 1966), Barda Negra (Weaver, 1931) y Auquilco (Weaver, 1931), que representan un ciclo transgresivo-regresivo completo. Estos dos grupos sedimentarios conforman el ciclo de sedimentación Jurásico.

Desde el Cretácico temprano al Cretácico superior se da el Ciclo Andino donde se acumulan depósitos marinos y continentales correspondientes al Grupo Mendoza (Groeber, 1946; Stipanovic, 1969). Este ciclo se inicia con la acumulación de areniscas continentales de la Formación Tordillo las cuales son abruptamente cubiertas por rocas pelíticas de la Formación Vaca Muerta, seguidas de los carbonatos de la Formación Quintuco, sedimentos continentales y marinos de la Formación Mulichinco y la secuencia mayoritariamente marina, clástica y carbonática de la Formación Agrio. Dentro de la Formación Agrio se reconoce un importante episodio de continentalización representado por las sedimentitas fluvio-eólicas del Miembro Avilé (Weaver, 1931), restringidas al centro norte de la cuenca las cuales son excelentes reservorios. Hacia el este y sureste de la cuenca, estos depósitos marinos pasan transicionalmente a sedimentos marino marginales y continentales de la Formación Centenario (Digregorio, 1972). Por encima se dispone la secuencia mixta de la Formación Huitrín, donde se presentan sedimentos continentales y evaporíticos (Miembro Troncoso), y marinos someros Miembro La Tosca. El Ciclo Andino culmina con las sedimentitas fluvio-lacustre de la Formación Rayoso.

Para el Cretácico tardío-Plioceno, la cuenca pasó a tener una configuración de cuenca de antepaís producto de la actividad tectónica Andina (Ramos, 1981). Durante esta etapa se dio el Ciclo Riográndico (Groeber, 1946), depositándose los sedimentos

continentales correspondientes al Grupo Neuquén y los continentales y marinos someros del Grupo Malargüe, representando éstos la primera transgresión marina que tiene lugar en la cuenca Neuquina proveniente del océano Atlántico (Uliana y Dellapé 1981).

Culminando el registro sedimentario se encuentran los depósitos sinorogénicos del Eoceno y Mioceno, y volcánicos del Plioceno (Ramos, 1978).

### c. Evolución estructural

Los procesos tectónicos que intervinieron en la evolución de la cuenca pueden ser explicados a través de los distintos regímenes que ha sufrido la misma (Legarreta y Uliana, 1991, 1996).

Durante el Triásico tardío–Jurásico temprano se desarrolló un régimen extensional o etapa de *rift* el cual se caracterizó por la generación de depocentros aislados (hemigrábenes con orientación NNO-SSE) controlados por grandes sistemas de fallas extensionales (Manceda y Figueroa 1993, Vergani *et al.* 1995, Giambiagi *et al.* 2008) que actuaron sobre zonas de debilidad preexistentes (Franzese y Spalletti 2001, Ramos y Folguera 2005) (Fig. 5A).

Posteriormente, en el intervalo entre el Jurásico temprano-medio tuvo lugar un régimen de subsidencia termal al oeste de Gondwana (etapa de *sag*) y para el Jurásico tardío el arco magmático se encontraba desarrollado totalmente. Además, en este período se dio la primera ingresión marina desde el proto-Pacífico a través de conexiones ubicadas entre los arcos volcánicos generando el espacio de acomodación suficiente para la depositación de una espesa columna sedimentaria.

Durante el Jurásico tardío-Cretácico temprano, como producto de la transgresión, comenzó un período de sedimentación marina, depositando aproximadamente 4000 m de sedimentos, en forma de ciclos transgresivos-regresivos, controlados por cambios en el nivel del mar, la subsidencia termal, procesos extensionales de retroarco y por la topografía generada durante la etapa de *sin-rift* (Howell *et al.*, 2005) (Fig. 5B).

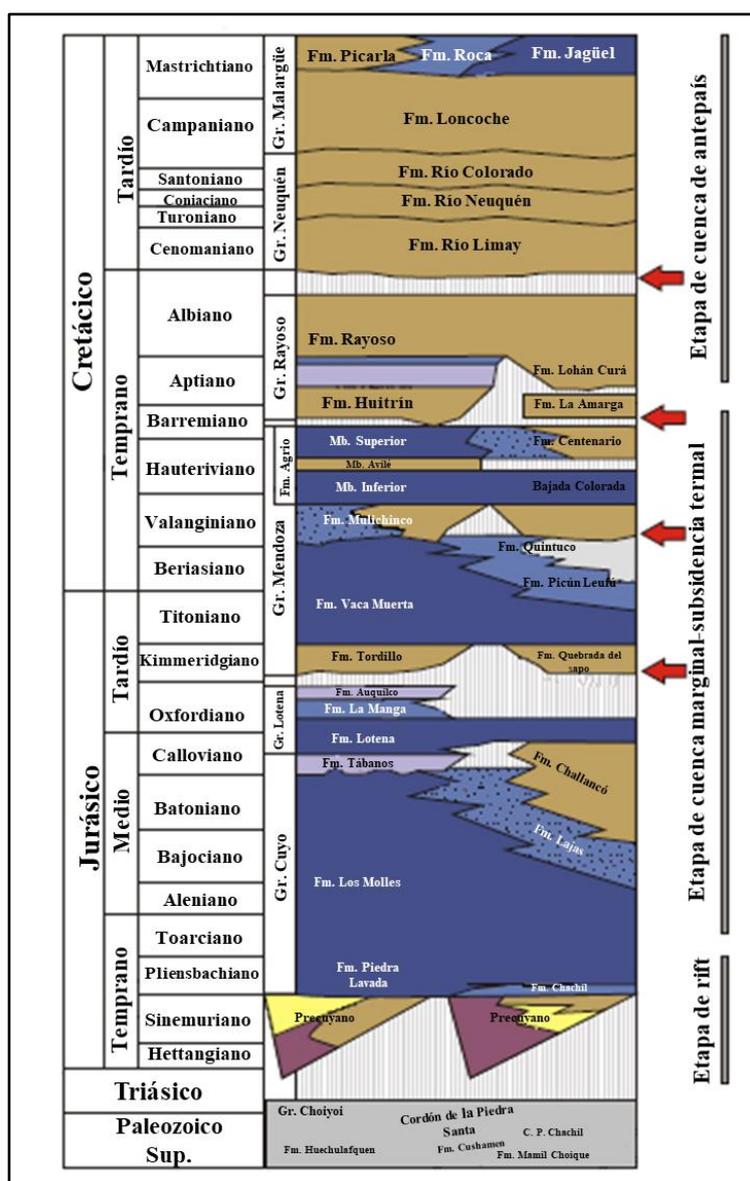


Figura 4. Columna estratigráfica integrada del relleno de la cuenca Neuquina, (modificado de Howell *et al.*, 2005).

Hacia fines del Cretácico temprano se da otra etapa de restricción marina y una continentalización de los depósitos, controlados por una tectónica compresiva, que además causó inversión de estructuras extensionales previas (Vergani *et al.*, 1995).

De esta manera la cuenca adquirió una configuración de cuenca de retroarco, provocando la migración de los depocentros hacia el este (Franzese *et al.*, 2003).

El control de la tectónica compresiva, produjo en esta etapa, principalmente una progresiva continentalización de los ambientes depositacionales (Franzese *et al.*, 2003) y

minoritariamente períodos de relajación tectónica (Zapata y Folguera 2005) e intrusiones marinas (Fig. 5C).

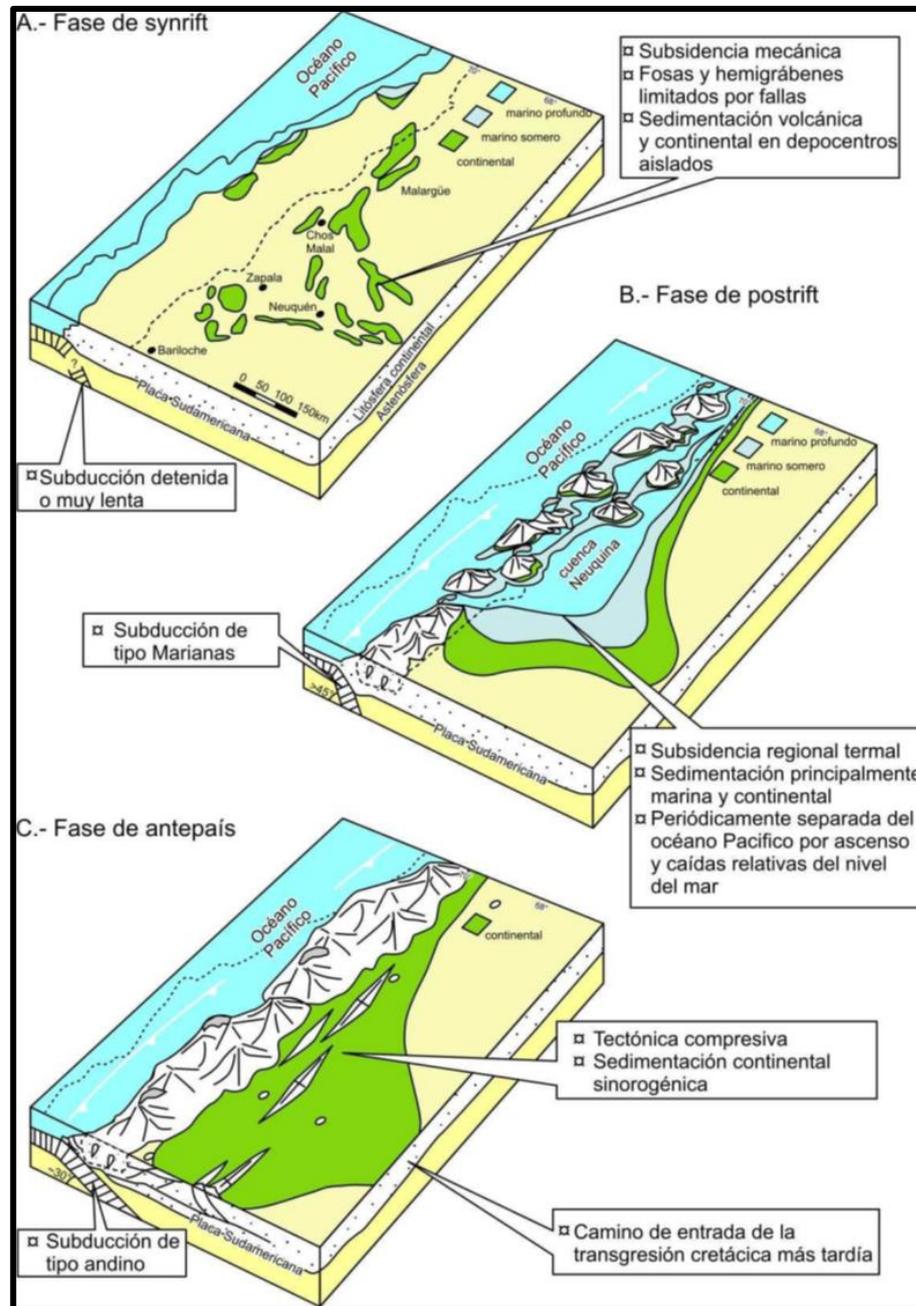


Figura 5. Evolución esquemática de la cuenca Neuquina desde el Triásico tardío al Cenozoico. A). fase de *synrift*, del Triásico tardío al Jurásico temprano, B) fase de *postrift* del Jurásico al Cretácico temprano, C) fase de antepaís a partir del Cretácico tardío (tomado de Howell *et al.*, 2005).

#### d. **Regiones morfoestructurales**

En líneas generales, en la cuenca Neuquina se reconocen seis regiones morfoestructurales: a) Faja plegada y corrida del Agrio, b) Fosa de Loncopué, c) Dorso de los Chihuidos, d) Plataforma Nororiental, e) Engolfamiento Neuquino y f) Dorsal de Huincul. A continuación, se describen brevemente las últimas tres regiones nombradas previamente, las cuáles revisten interés para este trabajo (Fig. 6).

La Plataforma Nororiental, tiene una cubierta sedimentaria relativamente delgada, de unos 2000 metros, que va disminuyendo hacia el noreste (Legarreta *et al.*, 1999). Presenta un escenario estructural que está dominado por el movimiento diferencial de bloques del basamento producidos por fallamientos extensionales, los cuales estuvieron activos durante la mayor parte de la historia geológica de esta parte de la cuenca, lo que redundó en un marcado control estructural en la zona (Legarreta *et al.*, 1999).

El Engolfamiento Neuquino está caracterizado por un plegamiento de las secuencias mesozoicas y terciarias. Su límite occidental está dado por la Cordillera Principal, mientras que el límite nororiental está asociado al borde de cuenca Neuquina en su contacto con el basamento del Bloque de San Rafael y su proyección hacia el sur. El límite sudoriental coincide nuevamente con el de la cuenca Neuquina y su basamento constituido por las estribaciones del Macizo Nordpatagónico o de Somuncurá (Ramos *et al.*, 2011). La deformación en este ambiente geológico está representada principalmente por fallamiento extensional con un leve componente de desplazamiento de rumbo. La edad de esta es principalmente cretácica. El registro sedimentario en este sector tiene unos 7000 m de espesor. Los procesos erosivos asociados con discordancias estratigráficas o tectónicas en otros sectores de la cuenca no afectaron mayormente a la sedimentación en esta región (Vergani *et al.*, 2011).

La Dorsal de Huincul, representa un rasgo morfoestructural activo desde el Jurásico Inferior, que divide a la cuenca Neuquina en 2 sistemas depositacionales bien diferenciados, en el sector norte el Engolfamiento neuquino y al sur la subcuenca de Picún Leufú (Ramos *et al.*, 2004). Este lineamiento es considerado el límite norte del terreno de Patagonia que se extiende por más de 270 km con dirección oeste-este a los 39° sur y separa 2 basamentos cristalinos de diferente composición y edad (Ramos *et al.*, 2004).

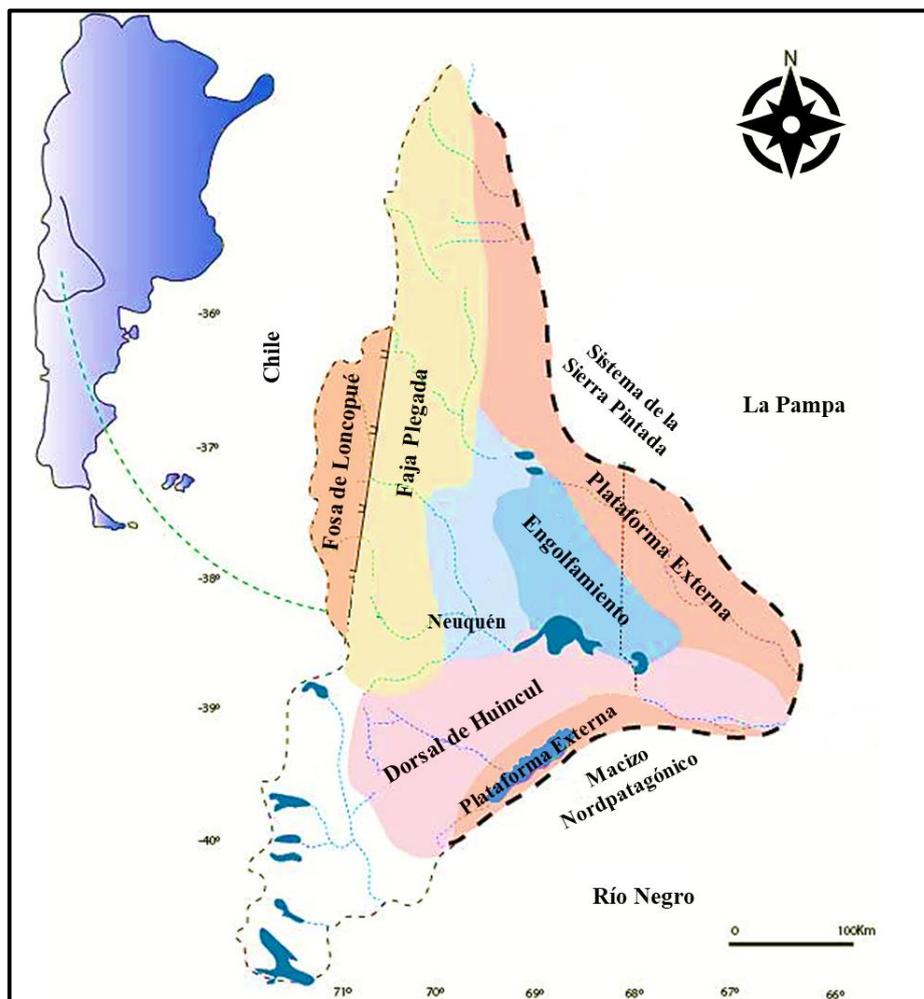


Figura 6. Ubicación de la cuenca Neuquina, con sus límites geológicos y las regiones morfoestructurales que la componen (tomado y modificado de Sales *et al.*, 2014).

Este rasgo estructural ha sido interpretado como una falla de desplazamiento lateral de sentido dextrógiro, donde coexisten estructuras compresionales y extensionales en un mismo régimen rotacional, debido al cambio de rumbo de la falla principal. Las estructuras compresionales en algunos casos son hemigrábenes que han sufrido inversión tectónica, donde el levantamiento está asociado con escaso acortamiento y el mayor relieve estructural es aproximadamente coincidente con el eje más importante del sistema de grábenes Jurásicos.

Se han desarrollado varios modelos estructurales para intentar explicar los mecanismos de deformación de la dorsal, desde deformación compresional y transcurrente (Orchuela *et al.* 1981, Ploszkiewicz *et al.* 1984, Pángaro *et al.* 2009), hasta modelos de

inversión tectónica (Vergani *et al.* 1995; Veiga *et al.* 2001; Mosquera 2002; Pángaro *et al.* 2002 a, b; Pángaro *et al.*, 2005; Mosquera y Ramos 2005 en Pángaro *et al.*, 2009), por el contrario Pángaro *et al.* (2006), indica la ausencia total de inversión tectónica para el sector occidental y norte de esta unidad morfoestructural.

Considerando varias propuestas establecidas por otros autores, Mosquera *et al.* (2011) propusieron tres factores principales que controlaron la evolución de la Dorsal de Huincul: un basamento altamente anisótropo, la rotación del campo de esfuerzos y la dinámica del margen convergente.

## IV. ÁREA DE ESTUDIO

### a. Ubicación del área de estudio

El área Estación Fernández Oro (EFO) se encuentra ubicado en el sector sureste de la cuenca Neuquina, entre los paralelos 38°4'-39°5' de latitud sur y los meridianos 67°4'-67°6' de longitud oeste (Fig. 7A). Abarca una superficie de 194 km<sup>2</sup> y se encuentra dividido en norte y sur por el río Negro, que lo atraviesa en dirección NO-SE (Fig. 7B). Además, su ubicación se da en el ámbito de la dorsal de Huincul, en el borde sureste de la cuenca Neuquina muy cercano al macizo Nordpatagónico (Fig. 6). Según García *et al.* (2018), el yacimiento EFO produce gas y condensado de la Formación Lajas desde el año 2007, contando con 116 pozos en producción.

El yacimiento EFO presenta importantes fallas y altos de basamento que le dan una marcada complejidad estructural y extiende su influencia hacia los depósitos suprayacentes, (García *et al.* 2018). La cubeta principal corresponde a un hemigraben ubicado hacia el suroeste del sector Estancia Vieja-Loma Kauffman (Cristallini *et al.* 2009) y la estructura más importante del área corresponde a la falla Río Negro, esta se habría generado como una importante zona de fallas normales de rumbo general ONO-ESE, durante el Triásico superior–Jurásico inferior (Orchuela y Ploszkiewicz 1984, García, 2015). Genéticamente, el sistema de falla principal se corresponde con la etapa de *rift*, posteriormente reactivado durante la subsidencia (generando mayor espacio de acomodación), como así también por un evento de desplazamiento de rumbo que se

evidencia claramente en la estructura transtensiva-transpresiva que se observa en la zona entre fallas.

La mencionada complejidad dada por el fallamiento y paleotopografía del basamento dejan su impronta en el Grupo Cuyo, pudiéndose destacar:

i). Hacia el este, el alto de General Roca, condiciona la sedimentación de la Formación Los Molles la cual acompaña el relieve estructural; sobre éste se acuña el intervalo productivo de la Formación Lajas (Fig. 7B) (García *et al.* 2018).

ii). Al norte se ubican también los altos de Estación Fernández Oro Norte (EFON) y Allen, los cuales muestran evidencia de haber controlado la sedimentación tanto de la Formación Los Molles como de la Formación Lajas (Fig. 7C) (García *et al.* 2018).

iii). Al sur existe una zona denominada “entre fallas”, limitada por la falla principal normal y por una serie de fallas antitéticas hacia el norte. La falla principal representa el límite de depositación conocido para el Grupo Cuyo, ya que pone en contacto lateral los depósitos sedimentarios con el Macizo Nordpatagónico (Fig. 7B) (García *et al.* 2018).

## **b. Geología local**

### **b.1. Marco estructural**

Cristallini *et al.* (2009) propone que las estructuras de la zona, se pueden sectorizar de la siguiente manera: 1. Entre Lomas, 2. Bandurria Loma Lata y 3. Estancia Vieja-Loma de Kauffman (Fig. 8 y 9).

Es de importancia para este trabajo final las estructuras del sector 3 antes mencionado. El mismo está caracterizado por dos etapas.

i). La extensiva del Triásico superior–Jurásico inferior, dónde la estructura Precuyana está caracterizada por 2 sistemas de hemigrábenes de dirección noroeste, paralelos entre sí y de polaridad opuesta: La Yesera y Estancia Vieja (Fig. 9A). Ambos sistemas están separados por el alto de Kauffman (Limeres *et al.* 2005) que corresponde a una zona de bisagra entre ellos.

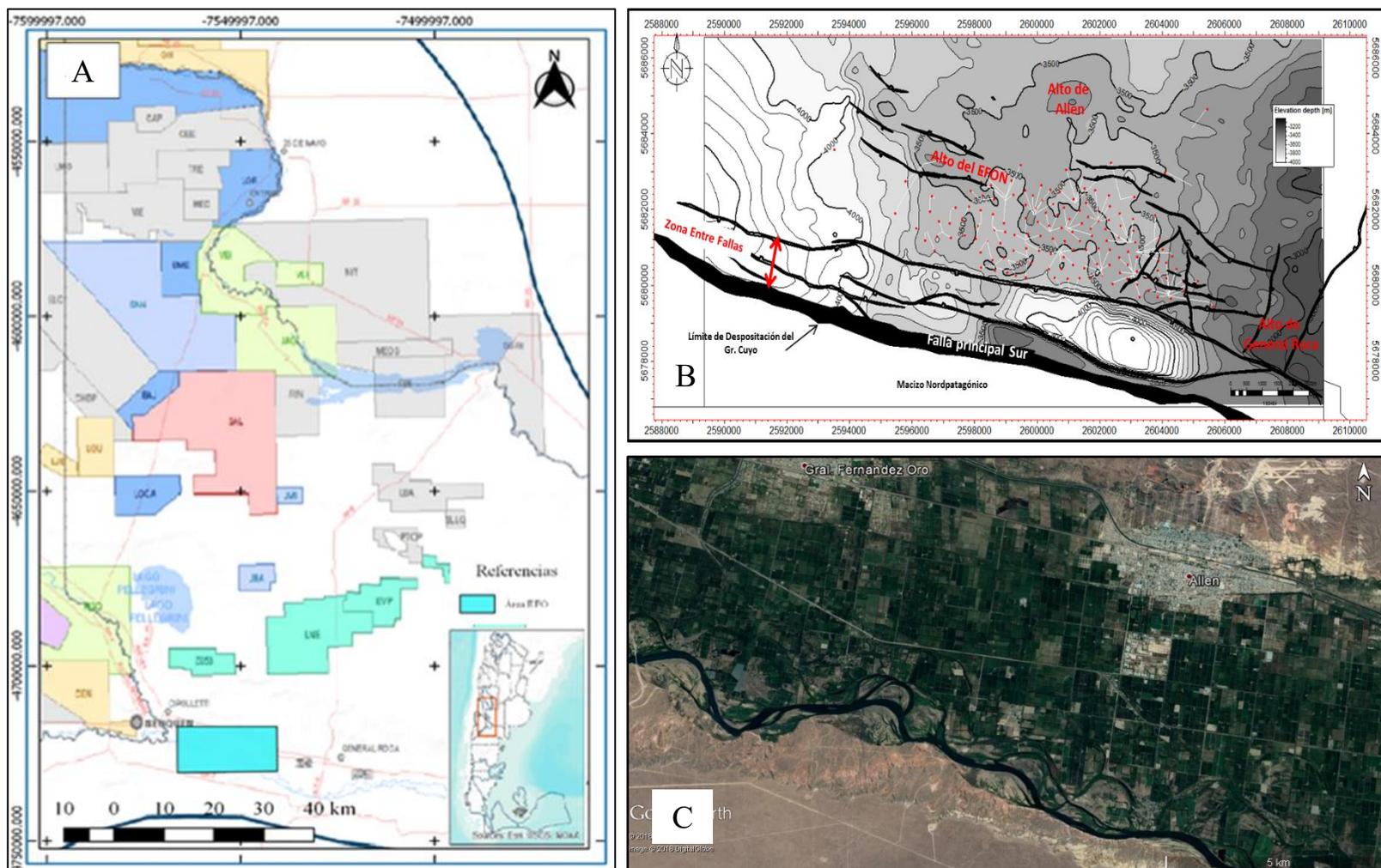


Figura 7. A) Parte del mapa de las áreas petroleras en la Cuenca Neuquina, dónde se recuadra el Yacimiento EFO, B) Imagen satelital de *Google Earth* del área EFO, C) Mapa estructural al Tople de Molles con los principales rasgos estructurales, (modificado de Informe interno de YPF S.A.).

La cubeta principal se desarrolla contra la falla Estancia Vieja en donde los depósitos precuyanos alcanzan espesores superiores a los 3.000 m.

Hacia el suroeste del depocentro de Estancia Vieja se desarrolla el alto de Kauffman que es la zona donde los depósitos precuyanos alcanzan su menor espesor siendo este inferior a los 300 m en algunos sectores, (Cristallini *et al.* 2009). La cubeta de Estancia Vieja se encuentra compartimentalizada por zonas de transferencias de orientación noreste. Estas zonas en algunos casos están representadas por fallas y en otros por escalones que acomodan la diferencia de extensión entre los distintos tramos de la falla Estancia Vieja, (Cristallini *et al.* 2009).

El sistema de hemigrábenes de La Yesera fue caracterizado a partir información más escasa que la de Estancia Vieja, y se desarrolla a partir de una falla normal de alto ángulo y dirección noroeste que inclina fuertemente al noreste (Fig. 8). Esta falla está claramente definida en su porción noroccidental, sin embargo, hacia el sureste se desdibuja en la escasa información analizada, (Cristallini *et al.* 2009).

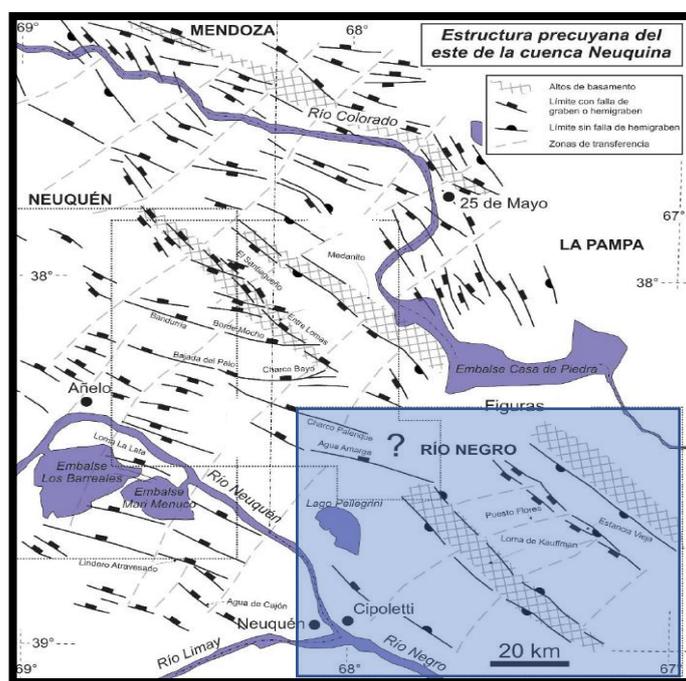


Figura 8. Estructura precuyana del sector del engolfamiento neuquino, (Cristallini *et al.* 2009).

ii). La segunda etapa, la compresiva correspondiente al Jurásico inferior. De este período, se resalta la estructura que muestra una fuerte compresión que avanza desde el sur (dorsal de Huincul) hacia el norte. Producto de esta etapa, ocurren 2 fenómenos distintos, por un lado, se invierten estructuras extensivas (inversión selectiva) y por otro se desarrollan estructuras netamente compresivas de orientación este-oeste. Las fallas invertidas en ningún caso lo están plenamente, es decir que se mantiene el aspecto de un punto nulo dentro de los depósitos precuyanos. (Cristallini *et al.* 2009).

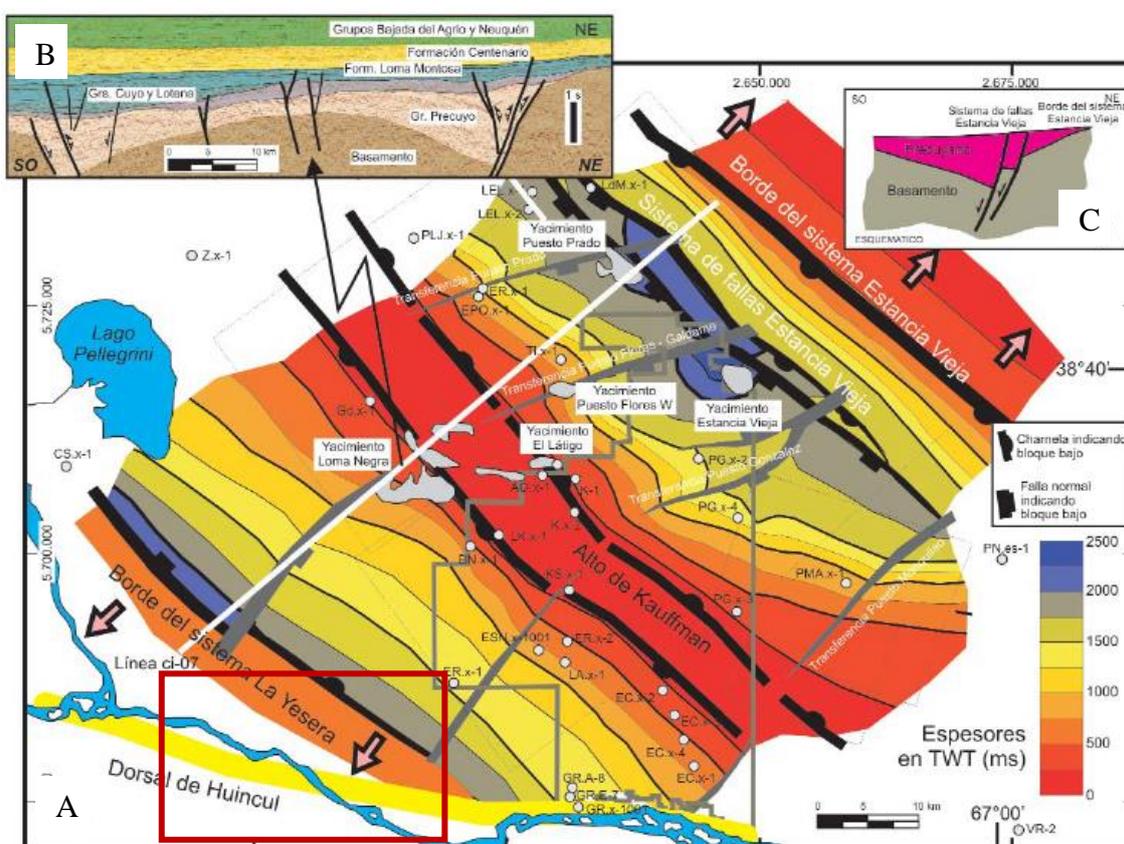


Figura 9. A) Mapa de las estructuras precuycanas en la región Estancia Vieja-Loma de Kauffman. Se indican las principales fallas, zonas de transferencia y zonas de bisagra (*hinges*) de los hemigrábenes. Se muestra también, la tendencia de variación de espesores del precuyano; B). Sección sísmica 2D ci-07 que atraviesa los hemigrábenes de Estancia Vieja, La Yesera y el Alto de Kauffman; C). Esquema mostrando la estructura de la cubeta de Estancia Vieja. (modificado de Cristallini *et al.* 2009).

## b.2. Marco estratigráfico

### b.2.1 Grupo Cuyo

Es de importancia para este trabajo caracterizar la sección basal del ciclo Jurásico, en el cual se depositó el Grupo Cuyo (Fig. 4) (Jurásico temprano a medio), que, como ya se mencionó, representa el primer episodio de sedimentación marina generalizada en la cuenca Neuquina (Groeber, 1946). Conforman este grupo, las rocas clásticas (mayoritariamente pelitas finas ricas en materia orgánica) correspondientes a ambientes marinos distales (Formación Los Molles), depósitos arenosos litorales y de transición (Formación Lajas), sedimentos clásticos gruesos continentales (Formación Challacó y Punta Rosada) y evaporitas (Formación Tábanos), (Arregui *et al.* 2011) (Fig. 10 y 11).

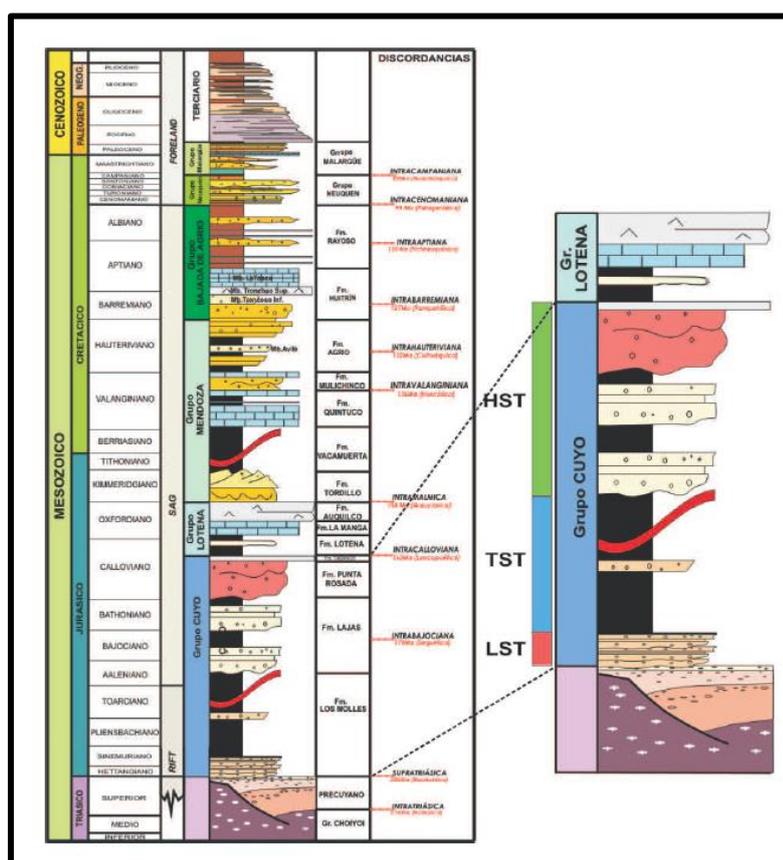


Figura 10. Columna estratigráfica generalizada del Mesozoico de la cuenca Neuquina con la posición relativa del Grupo Cuyo, mostrando cortejos de segundo orden, (tomado de Arregui *et al.* 2011).

El Grupo Cuyo tal como está definido posee 2 importantes discontinuidades en su base y techo. En la base, la discordancia determinada por la fase Rioatuélica sobre el

sustrato, formado por depósitos volcánicos y piroclásticos correspondientes al Grupo Choiyoi y/o Ciclo Precuyano, que marca el hiatus sobre el que avanza la transgresión marina inicial (Fig. 4). El tope está definido por una discordancia de carácter tectónico (discordancia Intracalloviana) que separan este intervalo del Grupo Lotena (Arregui *et al.* 2011).

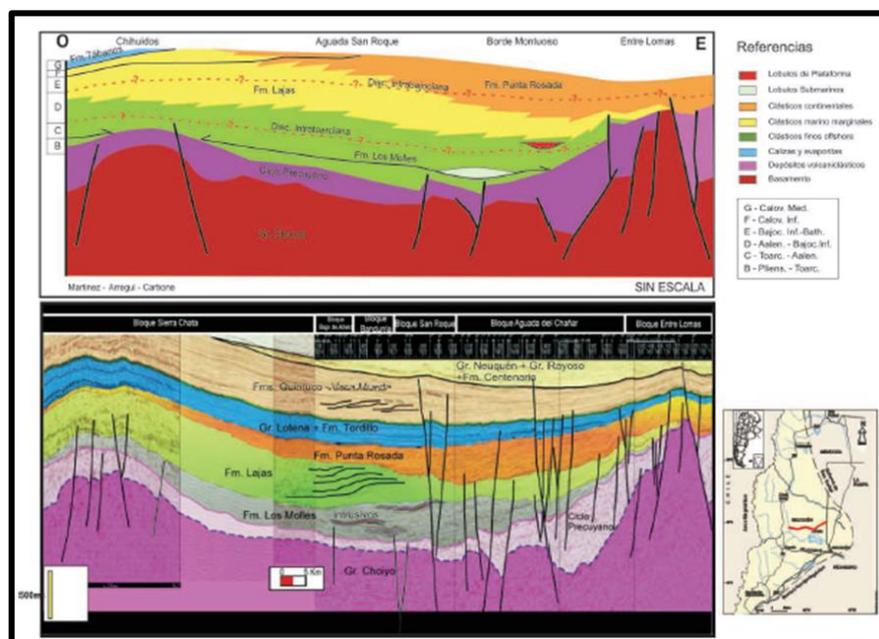


Figura 11. Corte estratigráfico esquemático del Grupo Cuyo en el subsuelo de Neuquén, (tomado de Arregui *et al.*, 2011b).

### b.2.2 Formación Lajas

En particular y de interés para este trabajo, se hará hincapié en el estudio de los depósitos de la Formación Lajas (Jurásico Medio). Su localidad tipo definida por Weaver (1931), se encuentra en el flanco occidental de la sierra de la Vaca Muerta en el oeste de la provincia de Neuquén, donde desarrolla espesores promedio de 600 m y siendo ésta un muy buen ejemplo de depósitos deltaicos fluvio-dominados (Canale *et al.* 2015). La Formación Lajas en esta área tipo, es un claro ejemplo de una sucesión deltaica fluvio-dominada compuesta por depósitos de prodelta y frente deltaico influenciados por descargas hiperpícnicas y retrabajados por acción de oleaje. Sus depósitos están conformados por una sucesión grano-estrato creciente integrada fangolitas, areniscas

gruesas a finas y de manera subordinada, conglomerados acumulados en cuerpos de geometría tabular y lenticular (Canale *et al.* 2015).

García *et al.* (2018), caracteriza los depósitos de Formación Lajas en el yacimiento EFO en su sección basal como un arreglo progradante conformado por conglomerados líticos, areniscas lítico-feldespáticas gruesas a finas con mayor o menor contenido tobáceo y en menor proporción de pelitas. En la secuencia predominan los cuerpos lobulados, y se asocia a depósitos de frente deltaíco. En su sección superior, predominan las areniscas y conglomerados, asociándose a ambientes más someros para esta unidad, correspondiente a planicie deltaica distal a proximal. En la cual se da una alternancia de los depósitos más gruesos relacionados a canales distributarios, con niveles finos asociados a facies de bahía interdistributaria con las que culminan el Grupo Cuyo.

### **Sistema Petrolero**

El sistema petrolero es descrito por Magoon y Dow (1994) como una interdependencia entre los elementos esenciales (roca generadora, reservorio, sello) y los procesos (formación de trampa, migración y acumulación de hidrocarburos), debiendo todo el sistema evolucionar de acuerdo a un orden temporal apropiado.

El Grupo Cuyo constituye un sistema petrolero en sí mismo, con todos sus elementos (roca madre, reservorios, sellos) y provee una importante cantidad de hidrocarburos sobre todo en el sector adosado al flanco sur de la cuenca Neuquina (Arregui *et al.*, 2011).

La importancia de este primer ciclo de sedimentación marina en la cuenca radica en su impacto en el sistema petrolero, ya que incluye a la roca madre de la Formación Los Molles y a las areniscas y conglomerados que ofician de reservorio de la Formación Lajas (Gómez Omil y Giorgetti, 2017) (Fig. 12).

La roca madre se caracteriza por valores de carbono orgánico total (COT) que varían entre 1 % y 3%, alcanzando valores de 5% en su mejor expresión. Presenta un querógeno de tipo mixto II y II/III (Gómez Omil y Giorgetti, 2017), donde la acumulación

de gas con escaso contenido de hidrocarburos líquidos puede estar más asociado con el tipo de materia orgánica, que con su estadio de madurez.

En cuanto a la madurez de las rocas madres, las pelitas generadoras de la Formación Los Molles alcanzaron variaciones significativas de madurez térmica debido a la presencia de altos estructurales y depocentros en respuesta a la tectónica activa del Jurásico y Cretácico. Así, aquellas zonas deprimidas alcanzaron a generar importantes volúmenes de hidrocarburos, coexistiendo con vastas regiones de baja madurez a inmaduras asociadas a los paleoaltos estructurales (Gómez Omil *et al.* 2002). Por otro lado, las unidades reservorio en la región de la dorsal de Huincul son múltiples, destacándose los niveles marinos somero y transicionales de la Formación Lajas, y continentales de las Formaciones Challacó, Punta Rosada, así como las secuencias fluviales-eólicas de Tordillo-Sierras Blancas, los carbonatos marinos de Quintuco/Loma Montosa y, en menor medida, las rocas volcánicas del Ciclo Precuyano y los depósitos marinos someros de la Formación Centenario (Villar *et al.* 2005). Por último, las trampas en la región de la dorsal de Huincul son estructurales y combinadas. Principalmente se trata de anticlinales fallados con deformación polifásica, y truncamientos erosivos de cuerpos de arena de la Formación Lajas y Formación Punta Rosada, (Pangaro *et al.* 2005).

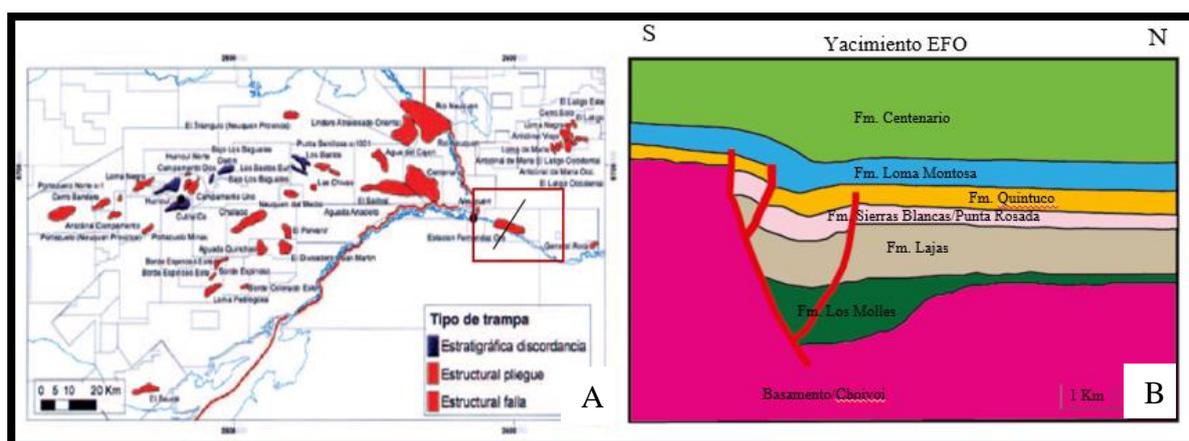


Figura 12. A) Mapa de los yacimientos productivos de la sección superior del Grupo Cuyo (formaciones Lajas y Challacó). La referencia indica el mecanismo principal de entrapamiento (tomado de Pangaro *et al.* 2006); B) En la derecha el Corte S-N del Yacimiento EFO, dónde se distingue el sistema petrolero en la zona de estudio, (modificado de Informe inédito de YPF S.A.).

## V. IMÁGENES DE POZOS

Dada la especial relevancia que para este trabajo reviste la información de registros de imágenes de pozo, se describen a continuación sus características y variantes.

Los registros geofísicos de imágenes son de suma importancia en el ámbito petrolero ya que por medio de ellos podemos obtener resultados más precisos y confiables que los perfiles eléctricos convencionales, lo cual ayudan a una evaluación más detallada del subsuelo. Esta herramienta proporciona información que puede ser crucial para determinar las propiedades de las rocas y de las formaciones, especialmente cuando no se dispone de muestras físicas de rocas del subsuelo.

Los registros de imágenes datan desde los comienzos del año 1960 y el mejoramiento de los mismos ha ido avanzando con el tiempo (Fig. 13 y 14) y se podrían resaltar los siguientes puntos en cuanto a esto:

- i). Existe una visualización mejorada de los datos del pozo,
- ii). Aumentó la calidad y facilidad de interpretación de los datos,
- iii). Además de las imágenes 2D y 3D existentes, finalmente se tienen imágenes 3D texturadas, para una mejor interpretación y
- iv). Las imágenes generadas en tiempo real son fáciles de comprender y proporcionan las herramientas necesarias para adoptar decisiones de perforación rápidas y correctas.

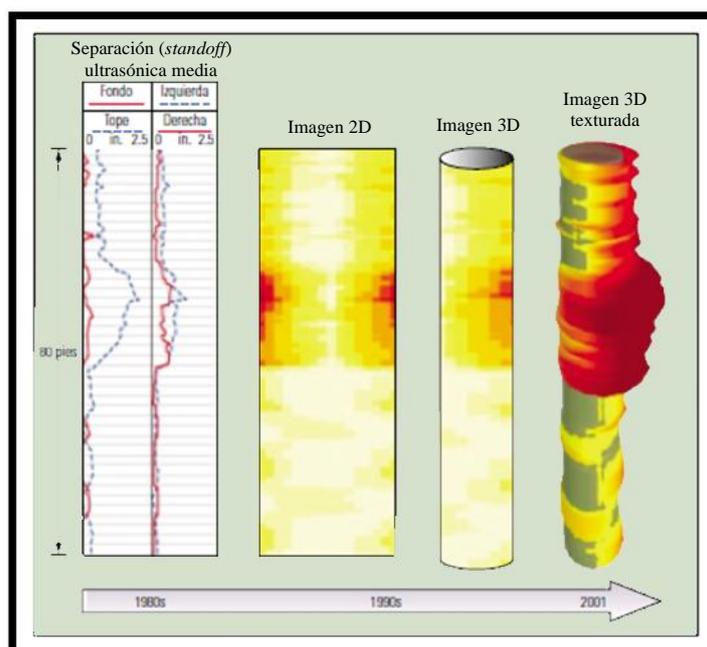


Figura 13. Visualización mejorada de datos de la pared del pozo. La calidad y facilidad de interpretación de los datos han mejorado considerablemente con respecto a las curvas simples, comunes en la década de 1980. En un principio, los datos se convertían a escala de colores, luego se presentaban en dos dimensiones y finalmente se envolvían en torno a un pozo tridimensional (3D). La imagen 3D texturada de la derecha es fácil de interpretar: el pozo está sobredimensionado en el intervalo superior, agrandado en el centro, y subdimensionado en el intervalo inferior. Las imágenes generadas en tiempo real son fáciles de comprender y proporcionan las herramientas necesarias para adoptar decisiones de perforación más rápidas y correctas (modificado de Oilfield Review, Inaba et. al. 2003).

Año	Herramienta	Patines	Botones
1956	CDM (Dipmeter Contínuo)	3	3
1968	HDT (Dipmeter de Alta Resolución)	4	4
1982	SHDT (Dipmeter Estratigráfico)	4	8
1986	FMS (Micro Escaner de Formación)	2	27
1988	FMS (Micro Escaner de Formación)	4	64
1990	UBI (Imagen de Pozo Ultrasónica)	No	No
1991	FMI (Micro Imagen de Formación)	8	192
1994	RAB (Resistivity at the Bit)	No	4
2000	OBMI (Oil Based Mud Imager)	4	40

■ Dipmeter  
■ Imagen de la pared del pozo

Figura 14. Evolución de los registros de imágenes (modificado de presentación FMI-OBMI-Schlumberger, Marco Sanguinetti).

La aplicación de imágenes sirve para interpretación estructural y de esfuerzos regionales (fallas, fracturas, *breakouts*, *tensile fracture*), también para interpretación estratigráfica y sedimentológica, cuantificación de espesor de areniscas en intercalaciones arena/lutita, determinación de facies desde el punto de vista textural. Además, se pueden realizar cálculos de porosidad y permeabilidad cualitativos (Fig. 15).

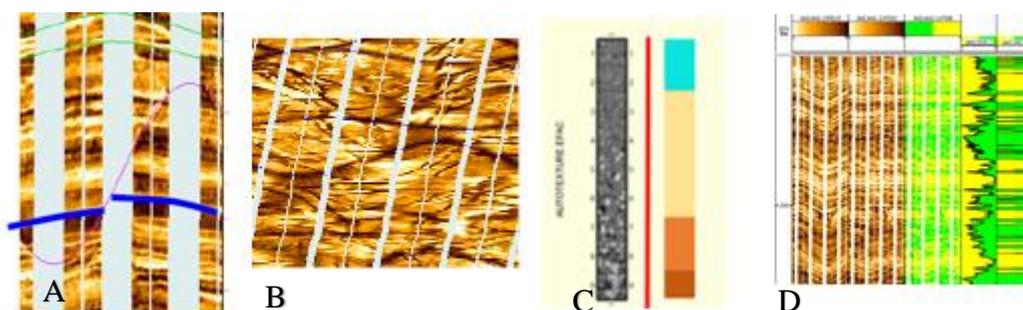


Figura 15. Imágenes de pozo con los siguientes ejemplos A) Falla, B) Fracturas, C) Texturas de rocas y D) Utilizado para el cálculo de arenas.

Hay dos grandes grupos de perfiles de imágenes, las acústicas (Tipo UBI, DSI entre otras) y las resistivas (por ejemplo, FMI), (Fig. 16).

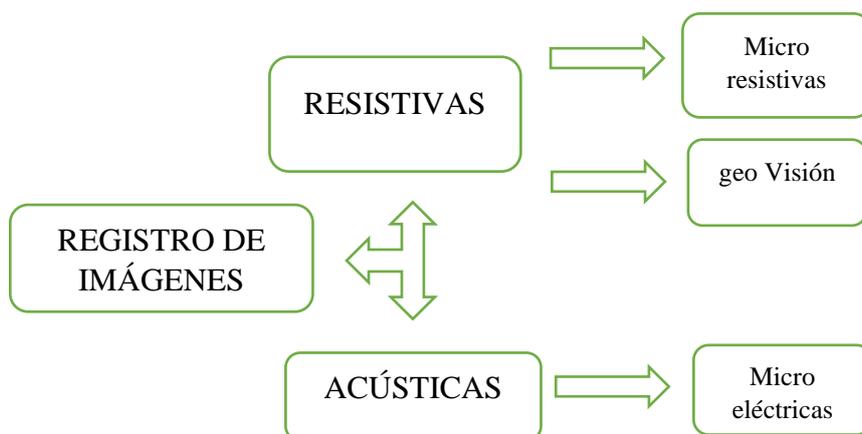


Figura 16. Clasificación de los registros de imágenes.

### a. Imágenes de pozos acústicas

Esta herramienta consta de un transmisor rotativo (transductor), que emite pulsos ultrasónicos (en MHz) y receptores que detectan las señales reflejadas en las paredes del pozo, y miden la amplitud y tiempo de tránsito de los ecos y a partir del análisis de los mismos poder determinar: a) Fracturas, b) *Breakouts* y c) Límites de capa, etc. (*Schlumberger, 2006*).

Un ejemplo de herramienta utilizada para obtener estas imágenes son las UBI (*Ultrasonic Borehole Imager*). La herramienta UBI mide exactamente la amplitud y el tiempo de tránsito del pulso acústico. La amplitud depende de la impedancia acústica de la formación, del revoque y de la rugosidad del hueco (Fig. 17) (*Montagna y Astesiano, 2015*). Dependiendo de la densidad del lodo y de la formación, se aplica una frecuencia de 250 o 500 KHz. A frecuencias altas la resolución de la imagen es alta, mientras que frecuencias bajas proveen medidas robustas en lodos altamente dispersantes. Mientras se rotan los 360 grados del hueco, la herramienta pulsa cada segundo.

Si bien ya se mencionó la importancia de los datos proveniente de esta herramienta en la detección de fracturas y análisis de la deformación del hueco (detección de *keyseats*, *breakouts*, deslizamientos etc.), la misma tiene una limitación inherente a la resolución para identificar características sedimentológicas. Fundamentalmente en lo que a determinación de estructuras sedimentarias y variaciones texturales se refiere (*Montagna y Astesiano, 2015*).

Los valores de pulsos acústicos registrados se convierten a escala de colores. La escala de color va del amarillo al negro; cuanto más claras son las imágenes más alta es la amplitud reflejada y más rápido el tiempo de tránsito lo que estaría indicando menor porosidad de la secuencia de roca analizada (arenas cementadas, calizas, fracturas cerradas, etc.). Por el contrario, colores más oscuros indican amplitudes más bajas y mayores tiempos de tránsito (pelitas, fracturas abiertas), los colores intermedios, en litologías complejas, están asociados a rocas clásticas con condición de reservorios; lo que hace que este tipo de perfiles sea muy útil para realizar correlaciones entre pozos donde otros registros dan resultados deficientes,

El registro sónico es útil para: correlaciones donde otros registros dan resultados deficientes; combinarlo con registros de porosidad para evaluar bancos de arenas arcillosas y litologías complejas en rocas carbonáticas.

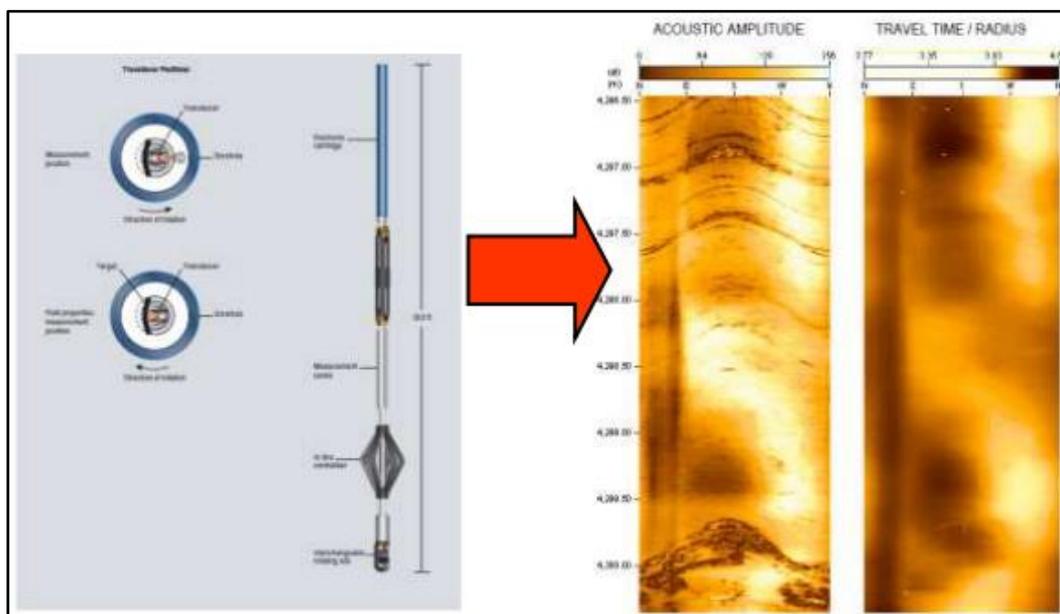


Figura 17. Representación esquemática de la herramienta UBI (*Ultrasonic Borehole Imager*). (tomado del catálogo de herramientas de registros de Schlumberger, [www.slb.com](http://www.slb.com)).

## b. Imágenes de pozos resistivas

La herramienta consta de electrodos (botones) instalados en patines que se adhieren imagen de alta calidad de la pared del pozo. Se desarrolla para obtener una cobertura casi total (80% en 8”), con una resolución de la imagen de 0.2”. La cobertura es dependiente del número de los patines que tiene la herramienta y el diámetro de pozo, por ello quedan bandas sin información en el registro que corresponde a las zonas no alcanzadas por los patines. El ancho de las zonas dependerá de la relación entre diámetro del pozo y apertura máxima de los patines de la herramienta y de la pared del pozo. Los receptores detectan corrientes eléctricas que se traducen en una denomina cobertura de la herramienta. Generalmente, para un determinado diámetro la cobertura es máxima, disminuyendo a medida que el diámetro del pozo es mayor (Montagna *et al.*, 2007).

Se utilizan para a). Análisis estratigráfico, b). Análisis sedimentológico y c). Análisis estructural.

Ramírez (2011) plantea como ejemplo a la herramienta FMI (*Formation Micro Imager*) que consiste en un registro eléctrico tipo resistivo, el cual tiene 192 microelectrones en contacto con la formación y distribuidos en 4, 6 u 8 patines y los valores

de micro-resistividad registrados se convierten a escala de colores. Al momento de interpretar la imagen, los tonos claros reflejan altas resistividades y los tonos oscuros a espesores de roca con baja resistividad o lo que es lo mismo, alta conductividad. El estudio de las imágenes proporciona información directa que se relaciona por ejemplo a cambios en composición y textura de la roca, etc. (Fig. 18).

Este registro, tiene como ventaja, la obtención de una imagen eléctrica de alta resolución. Independientemente del tipo de herramienta (sea acústica o resistiva) con el análisis de los cambios de colores, las características texturales y los planos estratigráficos, sedimentológicos y estructurales reconocidos en los perfiles de imágenes, se pueden construir facies de imágenes, denominadas electrofacies. Los planos estratigráficos definen los límites de los cuerpos y su naturaleza (netos, transicionales, erosivos, etc) y los sedimentológicos el tipo de estructura sedimentaria presente; que conjuntamente con la respuesta resistiva y/o acústica de la litología (textura y contraste definen la electrofacies). Lo ideal es complementar con las curvas de pozo convencionales (rayos gamma, potencial espontáneo, factor fotoeléctrico, perfiles de porosidad, etc.) y generar un perfil tipo *Selley* con las litologías y facies identificadas utilizando alguna simbología determinada.

En particular para este trabajo final, a través del análisis de las imágenes resistivas de los 19 pozos que se utilizaron, se pudieron identificar facies de conglomerados a partir de la textura y contraste de colores de éstas.

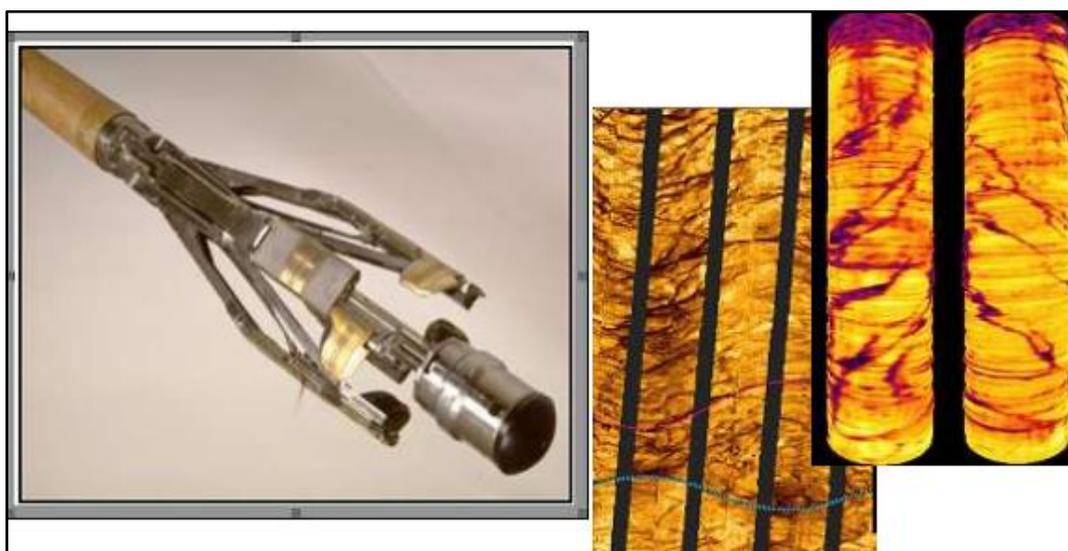


Figura 18. Representación esquemática de la herramienta FMI (*Formation Micro Imager*), (tomado del catálogo de herramientas de registros de Schlumberger, [www.slb.com](http://www.slb.com))

## VI. METODOLOGÍA

A continuación, se describen las tareas realizadas en gabinete, para la caracterización e identificación de conglomerados dentro de la formación de interés y su posterior mapeo para cada subdivisión estratigráfica e interpretación de los mapas.

Con la secuencia metodológica, se logró el cumplimiento de los objetivos planteados en este trabajo final.

### **Recopilación de información y forma de trabajo.**

Se realizó un análisis de la bibliografía referida al contexto geológico de la zona de estudio, la cual estuvo complementada con informes internos de la empresa. Toda esta información permitió la generación de un “Proyecto” dentro del *software* de mapeo y modelado Petrel, cargando los datos disponibles de los pozos EFO-1 al EFO-19 (Fig. 19).

El proyecto contemplo la realización de una correlación estratigráfica, la caracterización de los conglomerados y el mapeo del espesor de cada tipo de conglomerados y su proporción para cada nivel estratigráfico

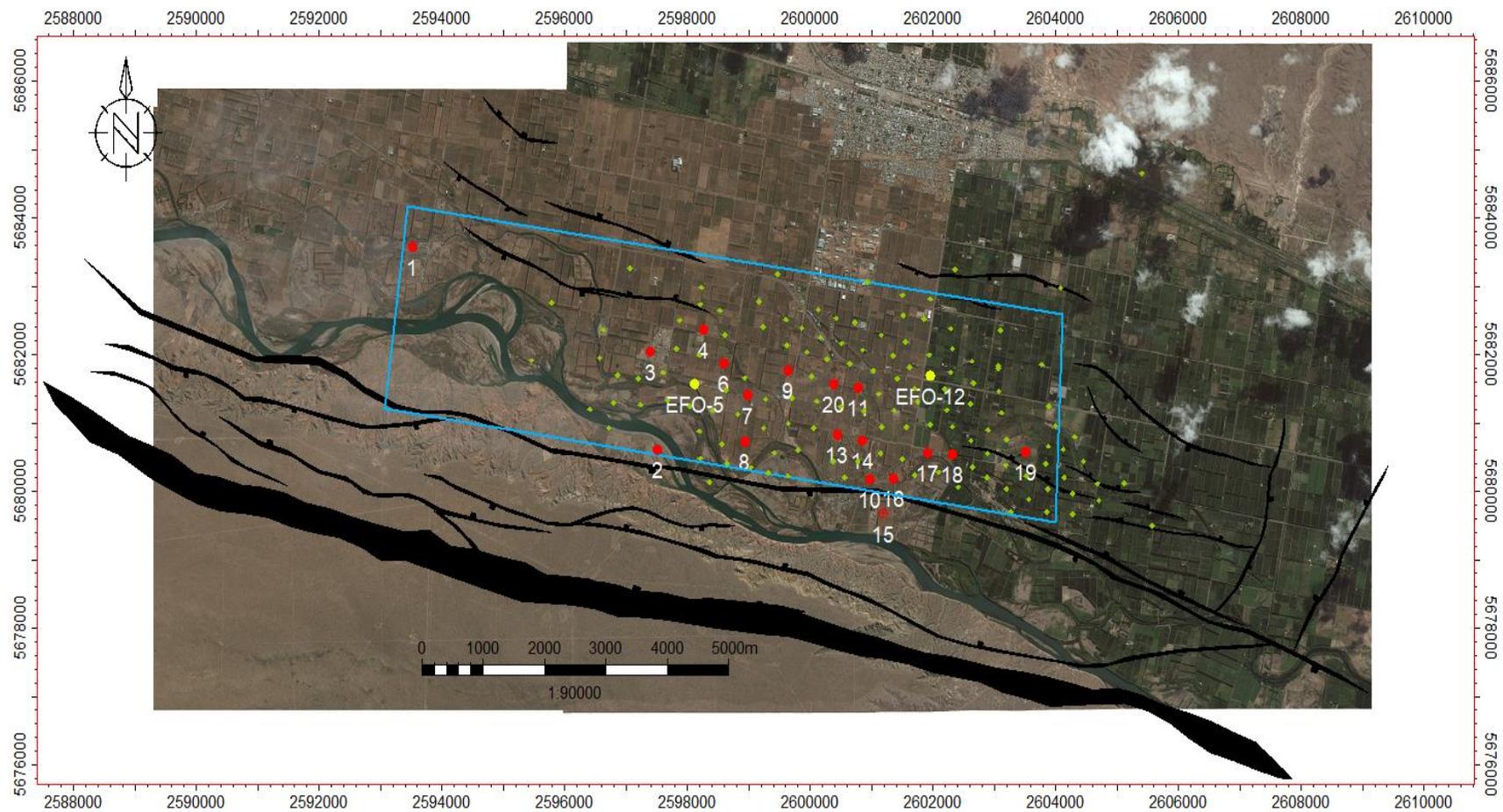


Figura 19. Mapa generado con ubicación de área de estudio y pozos con perfiles de imágenes analizados en este trabajo final (puntos rojos y amarillos). Los puntos verdes pequeños corresponden a pozos sin perfiles de imágenes.

### **a. Correlación estratigráfica**

Consistió en la obtención de un armazón estratigráfico a través de la identificación de niveles de correlación dentro del intervalo de interés para los 19 pozos con imágenes disponibles, utilizando los perfiles registrados en los pozos e información de recortes de roca y cromatografía de gases de perforación. Se tomó como base la nomenclatura informal utilizada en el yacimiento para los niveles productivos dentro de la sección inferior de la Formación Lajas (estos son: Tope de Formación Los Molles, Lajas 0 (L0), Lajas 1 (L1) y Lajas 2 (L2)) y se definieron niveles de correlación intermedios a éstos para tener un mejor detalle. (Fig. 20).

Se dispusieron los pozos en ventanas de correlación en transectas principales (Fig. 21) para realizar con ellos la correlación estratigráfica guiada con la sísmica 3D existente en el yacimiento (Fig. 22 y 23) y luego la utilización de líneas sísmicas entre los pozos se realizó para ayudar a verificar en líneas generales la correlación propuesta en base a la continuidad de reflectores sísmicos e imagen estructural general. Posteriormente, se generaron mapas estructurales y de espesores para cada intervalo estratigráfico (ver Fig. 24 25 y anexos).

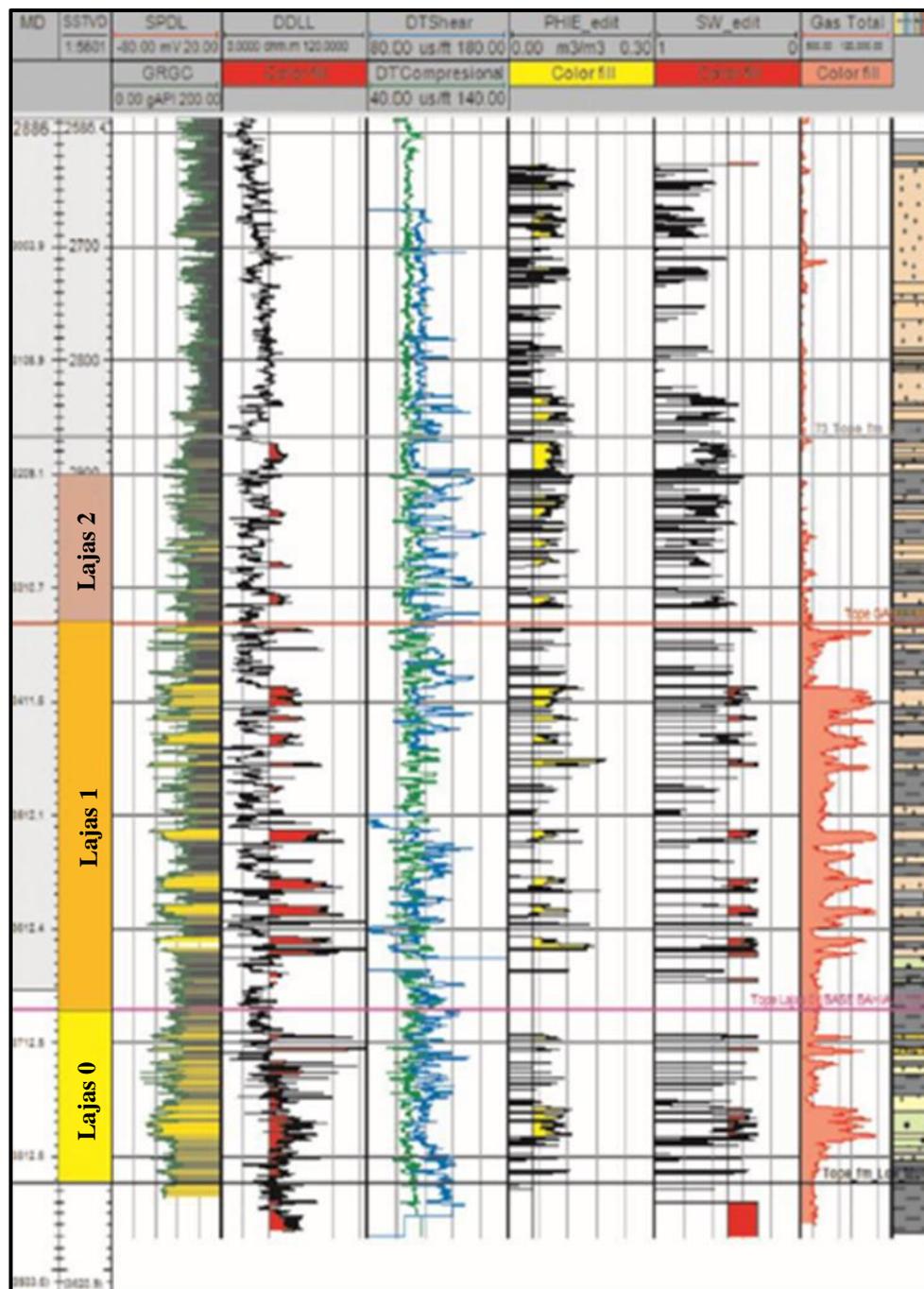


Figura 20. Ejemplo de registros de pozo de la sección inferior de la Formación Lajas con la subdivisión informal utilizada en el yacimiento (Lajas 0, Lajas 1, Lajas 2) y subdivisiones intermedias utilizadas para este trabajo. En función de la respuesta de los perfiles eléctricos y el análisis de la información proveniente del control geológico (modificado de García et al. 2018).

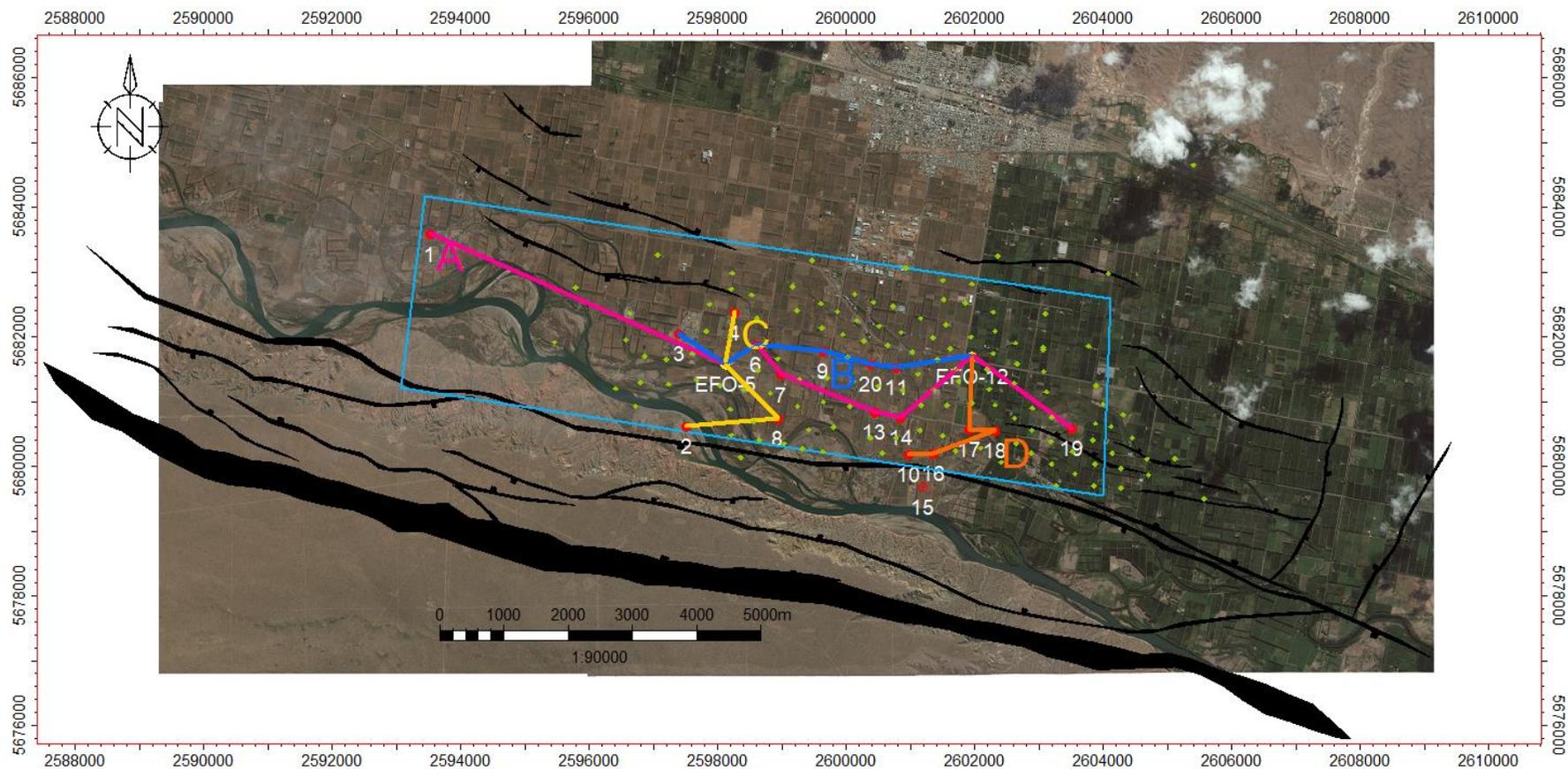


Figura 21. Vista en planta del Área de trabajo, podemos ver en ella las líneas A, B, C y D. Éstas sirvieron para trabajar de manera ordenada con los 19 pozos

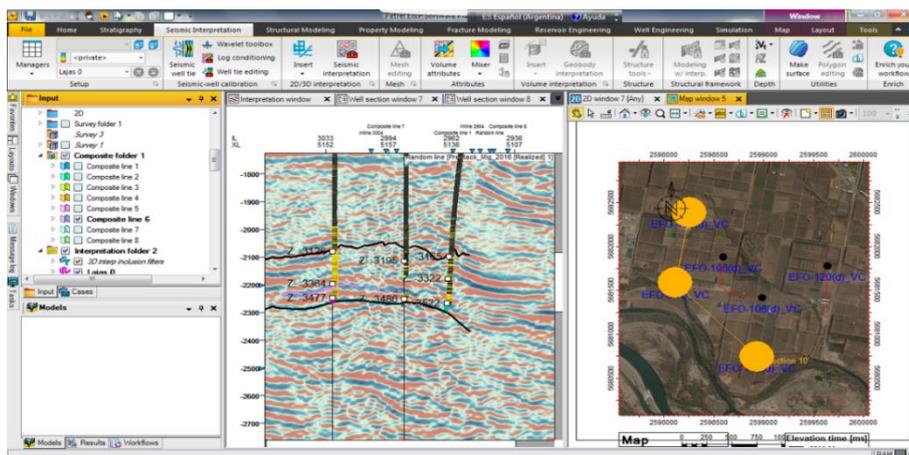


Figura 22. Ejemplo del método utilizado para ubicar la mejor posición de los markers. Se marcaron los tops, valiéndose de la información sísmica y siempre trabajando sobre las líneas de pozos preestablecidos, (comparación de tops entre pozos y su correspondiente línea sísmica).

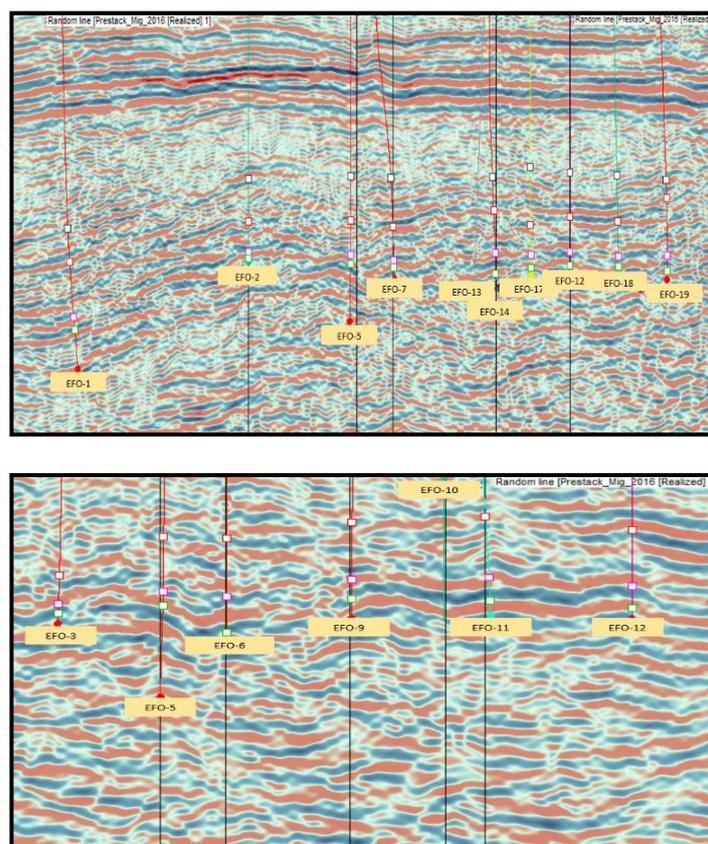


Figura 23. Líneas de estudio con sus pozos correspondientes, colgados sobre la línea sísmica y sus tops formacionales identificados, que fueron utilizados para guiar la correlación estratigráfica realizada.

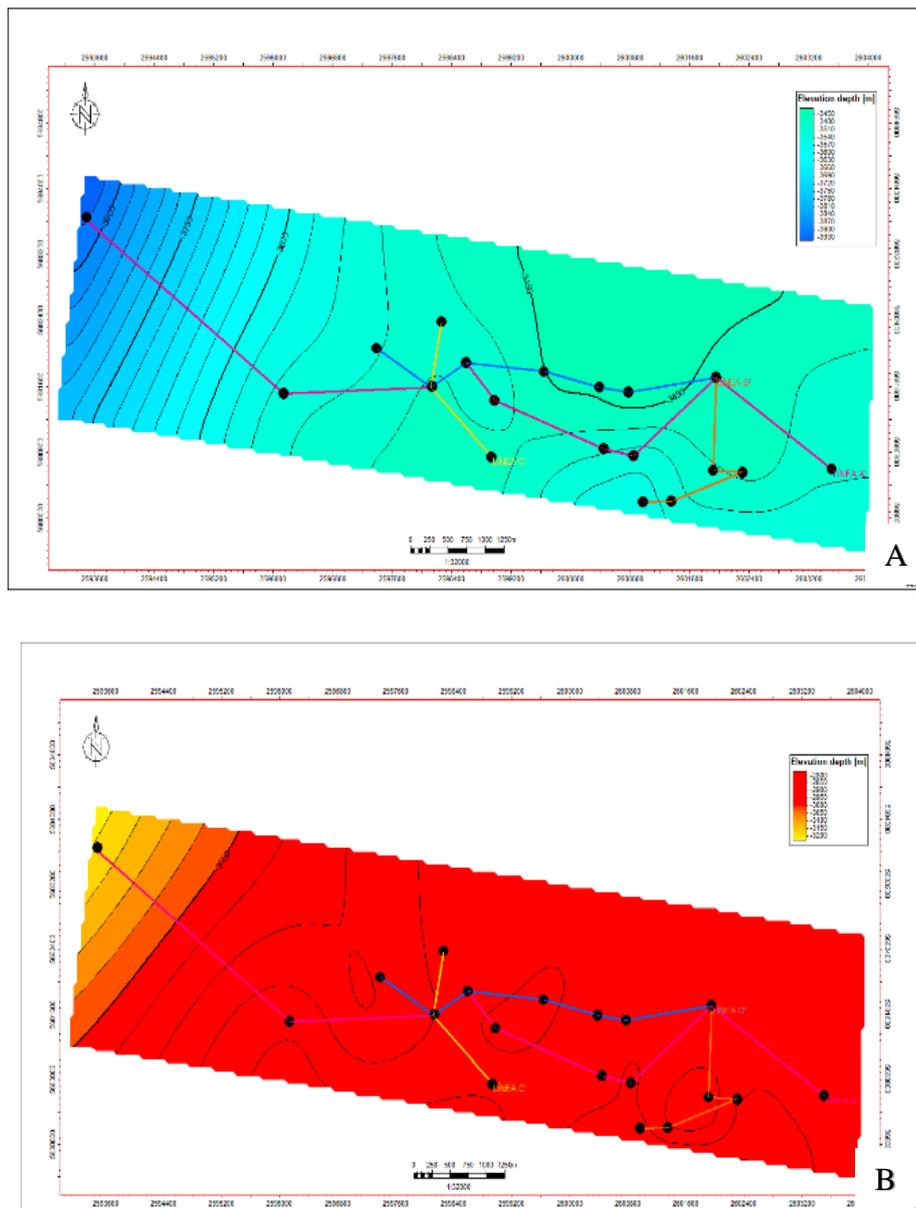


Figura 24. Ejemplo de mapas estructurales realizados en los tope formacionales. A) Mapa realizado al tope de la Formación Lajas; B) Mapa realizado al tope de Formación Los Molles. En ambos se muestran las transectas de correlación realizadas.

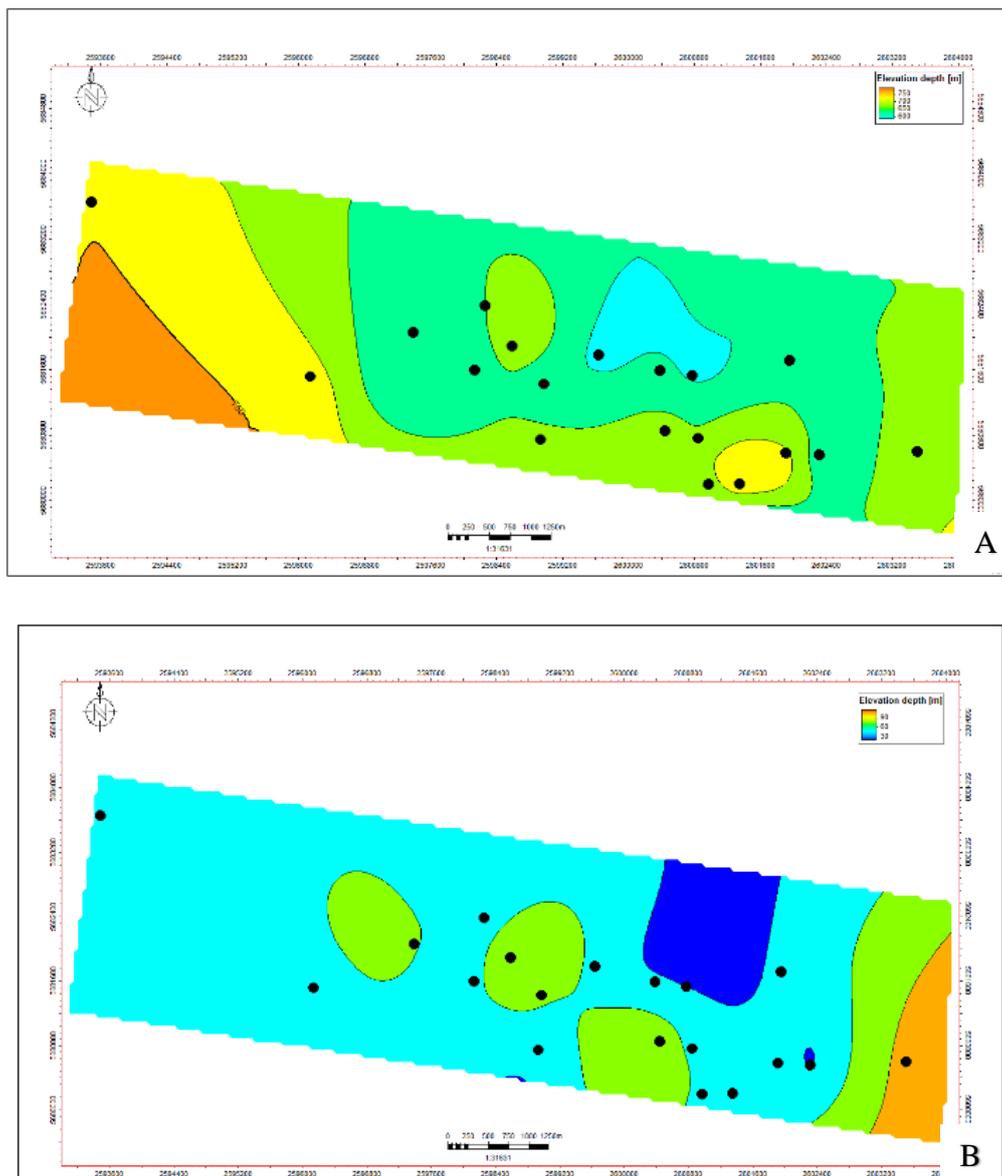


Figura 25. Ejemplo de mapas isopáquicos realizados para los niveles de correlación considerados en el yacimiento EFO. A) Mapa isopáquico para Lajas 0; B) Mapa isopáquico para Lajas 1.

### **b. Identificación y caracterización de conglomerados en imágenes apoyados en coronas.**

A través de la vinculación entre las características de los conglomerados vistos y descritos en las coronas disponibles de 2 pozos y que tienen imágenes registradas en dichos tramos, se logró definir y caracterizar diferentes tipos de conglomerados, que a su vez fueran identificables en las imágenes. Una vez terminado esto, se extendió su identificación al resto de los pozos. Luego se buscó cuantificar los espesores de cada tipo de conglomerado por niveles.

### **c. Mapeo espesores de cada tipo de conglomerados y de la proporción entre ellos para cada nivel estratigráfico.**

Se generaron mapas de espesores totales y proporciones relativas de los tipos de conglomerados identificados. Luego se procedió al análisis particular de cada intervalo y la evolución del sistema basado en las variaciones areales y verticales de los conglomerados identificados y su abundancia relativa respecto a depósitos de menor energía para validar y/o ajustar el modelo geológico conceptual presente en el área de estudio.

## **VII. DESARROLLO Y RESULTADOS**

A través de la correlación detallada y enfocada en la sección inferior de Formación Lajas en el yacimiento EFO (Fig. 26) se generaron mapas estructurales e isopáquicos (ver Anexo A y B) que sirvieron de armazón previo, necesario para que luego de la identificación y caracterización de los conglomerados se puedan generar mapas de distribución y proporción de los mismos para cada subnivel estratigráfico.

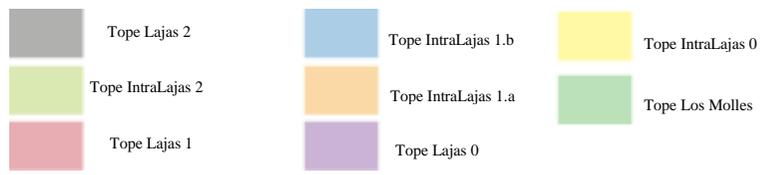
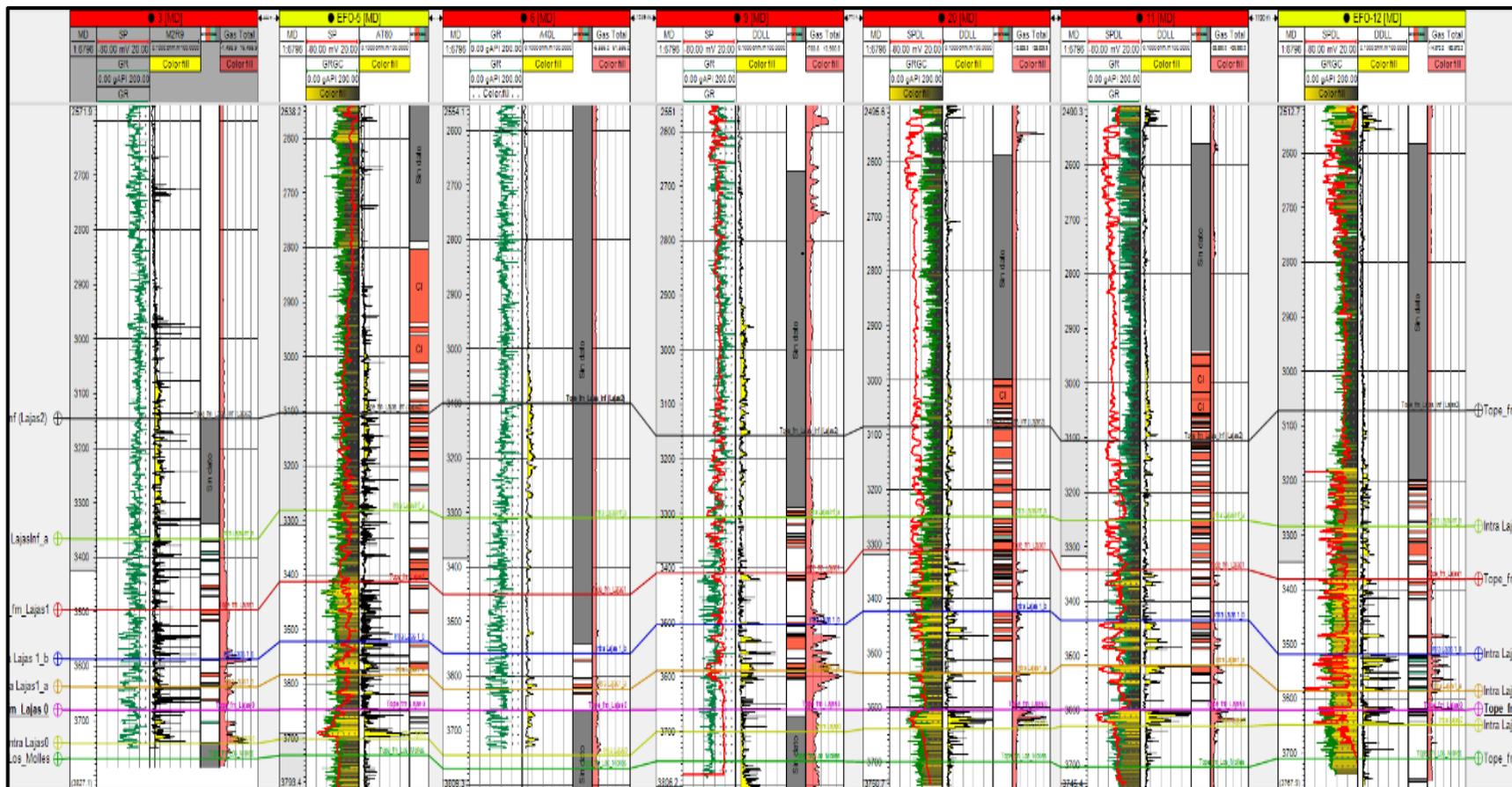


Figura 26. Correlación entre pozos de Línea B, con topes y nivelado al tope de la Formación Lajas 0 (L0).

El análisis y caracterización de los conglomerados se inició en las fotografías e informes de coronas disponibles de los pozos EFO-12 y EFO-5. De esta forma, alrededor de los 3410 m de profundidad, se observó un conglomerado lítico del tipo clasto sostén integrado por clastos subredondeados a redondeados de 1 hasta 5 cm. Se puede interpretar una estratificación horizontal cruda, identificándose clastos imbricados. La base de los depósitos conglomerádicos concentran restos y láminas carbonosas, pero no muestran claras evidencias de erosión. El tope de estos depósitos, considerados aquí como el tope de esta sección, es neto y subyace a una sucesión de sedimentitas predominantemente finas indicando el abandono abrupto de las condiciones de alta energía.

Según informe interno de la empresa YPF S.A sobre estudios de laboratorio en las coronas, los clastos (64%) están representados por 95-100% de líticos (predominio de tobas vítreas desvitrificadas y pastas andesíticas, subordinados granitos, riolitas y esquistos), la forma de los mismos varía de subangulosos a subredondeados. La matriz representa el 19% del total. El cemento (8%) está compuesto por: clorita (1%), crecimiento secundario de cuarzo (0,5-2%), cristales de cuarzo (1-1,5%), crecimiento secundario de feldespatos (0,5% en dos muestras), cristales de plagioclasas (2-3%), calcita (0,5-3%), cemento silíceo (1,5% en dos muestras), (Fig. 27).

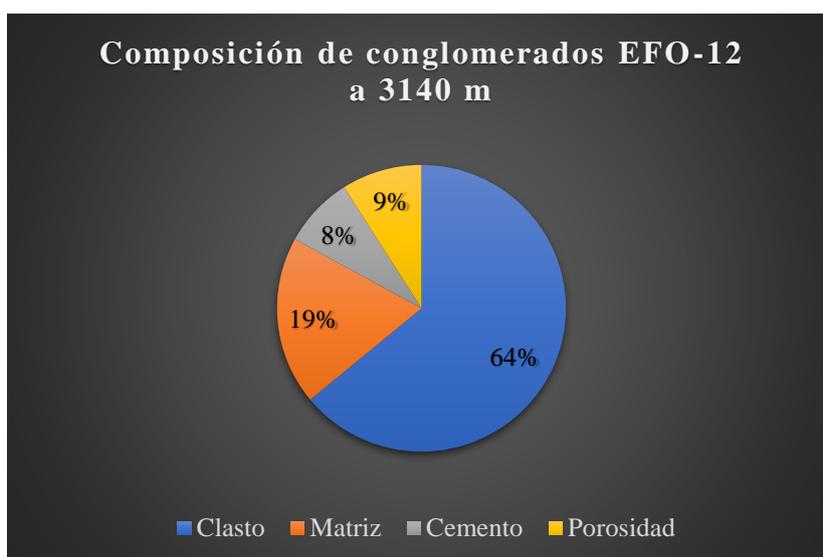


Figura 27. Gráfico de porcentaje de componentes de los conglomerados del pozo EFO-12 en las profundidades de 3140 m elaborado en base a datos extraídos de 4 cortes delgados de la zona identificada

En la litofacies de conglomerados la porosidad es baja a moderada (5-10%). El tamaño de poro predominante es mesoporo, subordinados microporos y macroporos. La textura poral predominante es intergranular e intragranular. Las gargantas porales se encuentran obstruidas por arcillas y cementos. Se observan interconexiones de 0,39 a 6,96  $\mu\text{m}$ ; microfisuras discontinuas (aperturas menores a 10,1  $\mu\text{m}$ ), fracturas de grano abiertas o parcialmente rellenas.

Los estudios mineralógicos arrojaron los siguientes valores en roca total: 39-42% de cuarzo, 52-53% de plagioclasas, 6-8% de arcillas y trazas de calcita en tres muestras. En la fracción de arcillas tenemos un 40-65% de clorita y 35-60% de illita + interstratificados de illitaesmectita (con predominio de illita) (Fig. 28).

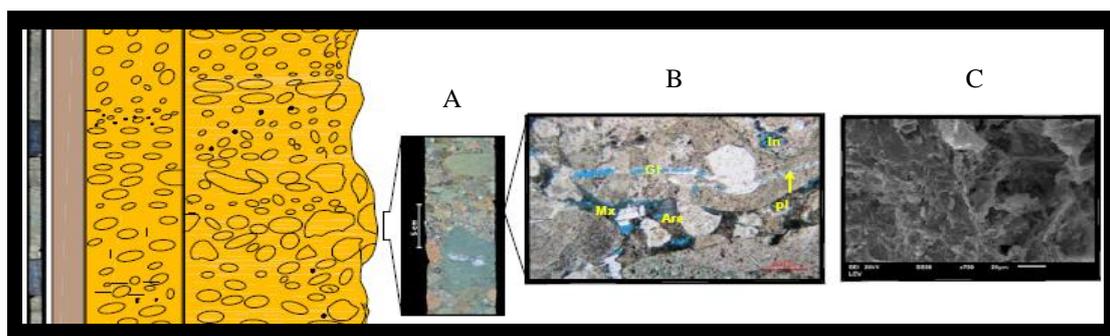


Figura 28. A). Tramo de corona ubicado en el perfil a la profundidad de 3410 m; B). Corte delgado de conglomerado Mx: matriz arcillosa, Arenosa: Are, plagioclasas: pl., porosidad intergranular e intragranular (In) granos fracturados (Gf) y microfisuras. C). Imagen de observación con MEB.

En otros tramos de corona se identificaron niveles de grano grueso con características diferentes, alrededor de los 3630 m de profundidad, se observaron conglomerados líticos y areniscas conglomerádicas. En contacto neto se inician los depósitos predominantemente arenosos. En sucesión general granocreciente, hacia el tope se reconocieron areniscas conglomerádicas interstratificadas con conglomerados clasto sostén. En los conglomerados el tamaño de grano varía de 2 a 18 mm. La selección es pobre y los clastos subredondeados a redondeados, subordinados subangulosos, (Fig. 29).

Interiormente se pueden identificar capas y ciclos menores de diseño granodecreciente, bases erosivas con intraclastos pelíticos y de manera subordinada depósitos finos de abandono que separan estos ciclos.

Hacia el tope de la corona, las arenas varían entre medianas, medianas a gruesas y muy gruesas con escasos clastos tamaño grava entre 1 a 1,5 cm, restos carbonosos, pirita, y cemento calcítico de distribución irregular.

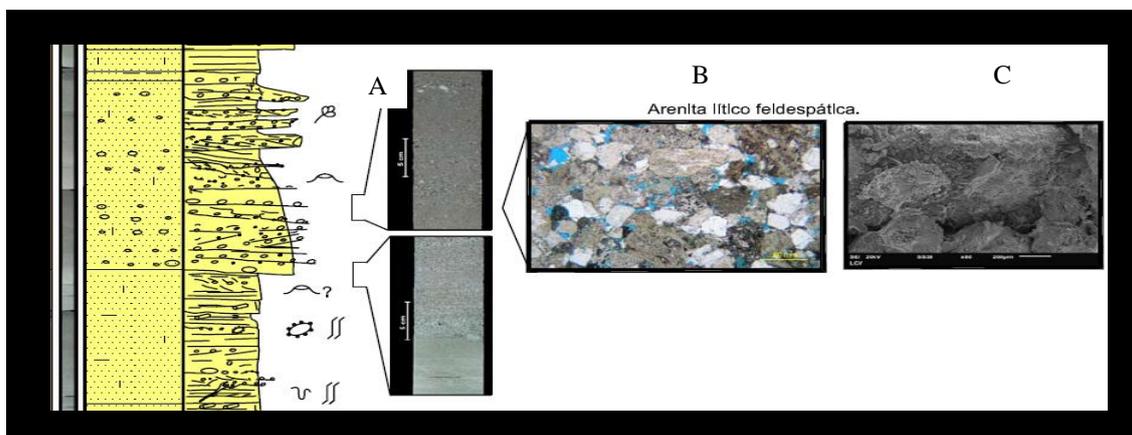


Figura 29: A). Tramo de corona ubicado en el perfil a la profundidad de 3630 m; B). Corte delgado. C). Imagen de Observación con MEB. (datos informe interno YPF).

En las coronas del pozo EFO-5, alrededor de los 3450 m de profundidad, las muestras extraídas de esta sección son areniscas conglomerádicas/conglomerados, de grano grueso a muy grueso con clastos entre 1 y 5 cm (en el caso de los conglomerados).

En otro tramo alrededor de los 3650 m se extrajeron muestras de areniscas líticas a conglomerádicas con intercalaciones de *wackes* a limolitas. La granulometría varía desde muy gruesa a gruesa en muestras tomadas al tope de la corona y muy fina para las muestras extraídas desde esa profundidad hasta los 3625 m. La presencia de matriz arcillosa aumenta desde el tope a la base de esta sección.

El análisis sobre las secciones de coronas, llevó a diferenciar 2 grupos de depósitos gruesos que pudieran ser relativamente fáciles de discriminar y caracterizar en el resto de las imágenes (Fig. 30):

- a) Tipo 1 (CI), se caracterizaron como conglomerados clasto sostén. En la corona de los pozos EFO-5 y EFO-12 (tramo 3470 m y 3408 m respectivamente), se podía observar a ojo desnudo, que los clastos tenían tamaño variable entre los 3 hasta 6 cm, con forma subredondea a redondeada y estos dispuestos erráticamente dentro de una matriz arenosa de grano grueso a medio. Se asocian estos bancos de

conglomerados en los informes de estudios de corona e internos, a ambientes de canales distributarios dentro de un sistema deltaíco (Fig. 31, 33 y 35).

- b) Tipo 2 (CII) (como el tramo 3650 m de la corona del pozo EFO-5 y el tramo 3625 m de la corona del pozo EFO-12) se caracterizaron como areniscas medias a muy gruesas con porcentaje variable de clastos entre 2 y 3 mm. En algunos niveles de poco espesor se encuentran clastos de mayor tamaño inmersos en estas areniscas gruesas, pudiendo llegar a ser definidos como zonas de conglomerado matriz sostén con cierta orientación de los granos. Cuando tenemos niveles donde la concentración de clastos es mayor se transforma localmente en conglomerado clasto sostén y los porcentajes son muy similares a la zona del tipo CI de la que se diferencia básicamente la diferencia en el tamaño de grano y en que se encuentra alterado con depósitos de areniscas. En las coronas tanto de los pozos EFO-5 y EFO-12 estos depósitos se asocian con ambientes de barras de desembocadura y flujos hiperpícnicos (Fig. 32, 34 y 35).

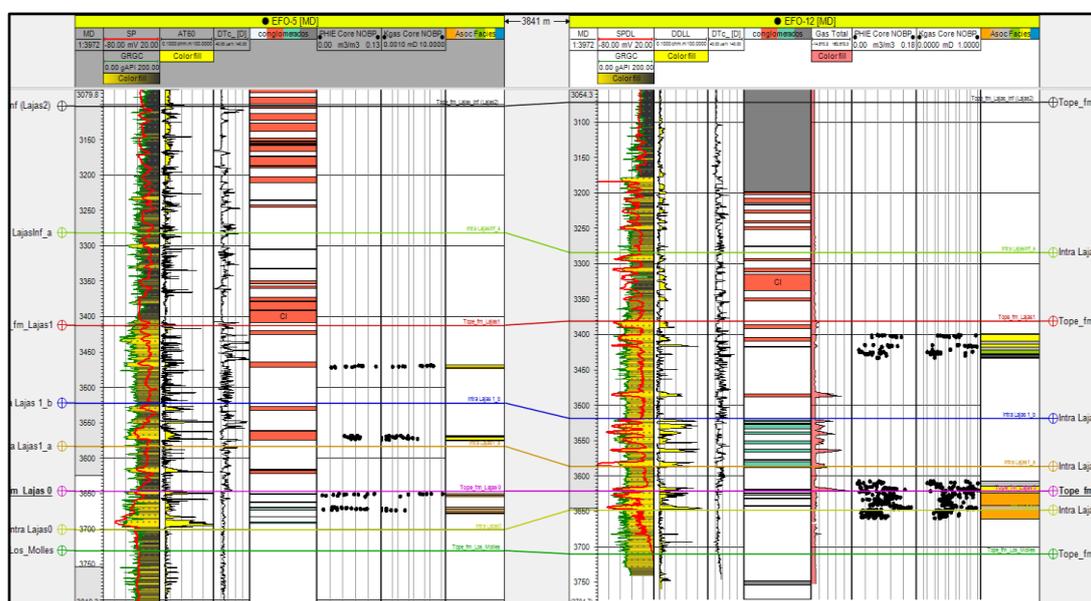


Figura 30. Corte entre los pozos EFO-5 y EFO-12 donde se tienen a la izquierda los perfiles convencionales registrados, luego una pista central con los tramos donde se identificaron conglomerados de zona tipo I y II y hacia la derecha los datos de porosidad y permeabilidad de los tramos coroneados, en última posta las facies litológicas identificadas en las coronas. Se pueden ver los tope formacionales delimitando el área a estudiar entre los 3000 a 4000 m de profundidad.

Una vez terminada esta identificación y caracterización de los conglomerados en los pozos con corona y ya reconociendo la textura de éstos en los perfiles de imágenes, se procedió a marcar los niveles conglomerádicos en los 17 pozos restantes. Cabe aclarar que los pozos restantes sólo contaban con perfiles de imágenes, por lo que la etapa de identificación previa fue muy importante.

Luego de analizar cada una de las imágenes disponibles se pudo observar que existe una variación vertical de los niveles conglomerádicos, se notó que el arreglo general de los mismos conformaba una sucesión granocreciente. Los niveles de clastos de menor tamaño (CII) predominaban en la zona de Lajas 0 y los de mayor tamaño (CI) hacia la zona de Lajas 1, (Fig. 24 y 35).

Esto se condice con el ambiente de depositación interpretado en los estudios de las coronas: a) Lajas 0 se asocia a depósitos alternados de barras de desembocadura de frente deltaico fluviodominado que adicionalmente presenta flujos densos (hiperpícnicos) y b) Lajas 1 se asocia a una planicie deltaica distal a proximal alternando depósitos relacionados a bahías interdistributarias y canales distributarios terminales integrados por material grueso.

Suelen observarse contactos netos o erosivos para los CI y a veces transicionales para los CII. Los clastos en su mayoría se observan más resistentes que la matriz, lo que lleva a pensar que se puede discriminar de alguna manera las distintas composiciones de los clastos identificados en las coronas.

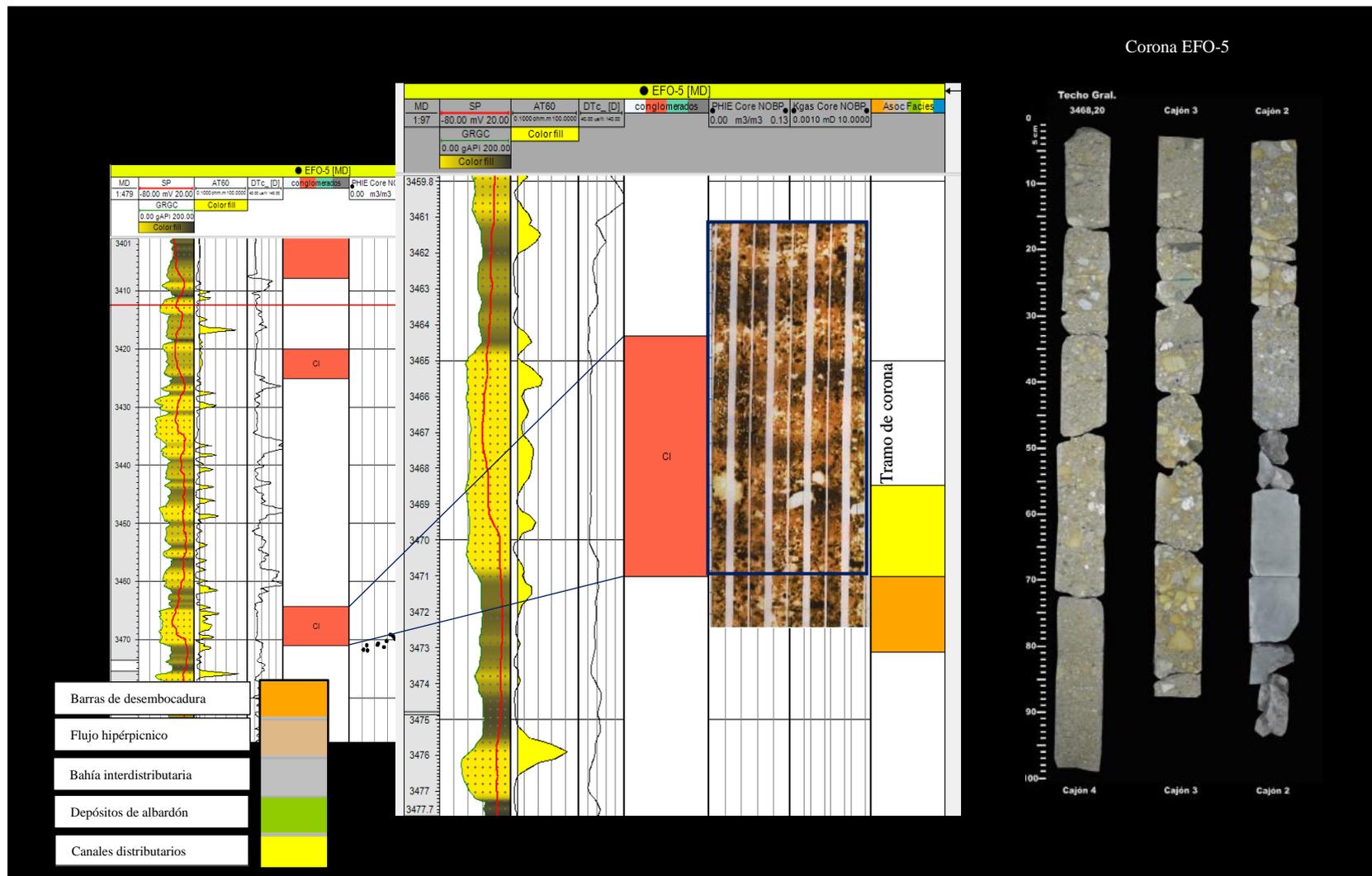


Figura 31. Ejemplo de conglomerado tipo CI en el pozo EFO-5. Se observa el mismo en los *tracks* de perfiles eléctricos y en su corona correspondiente.

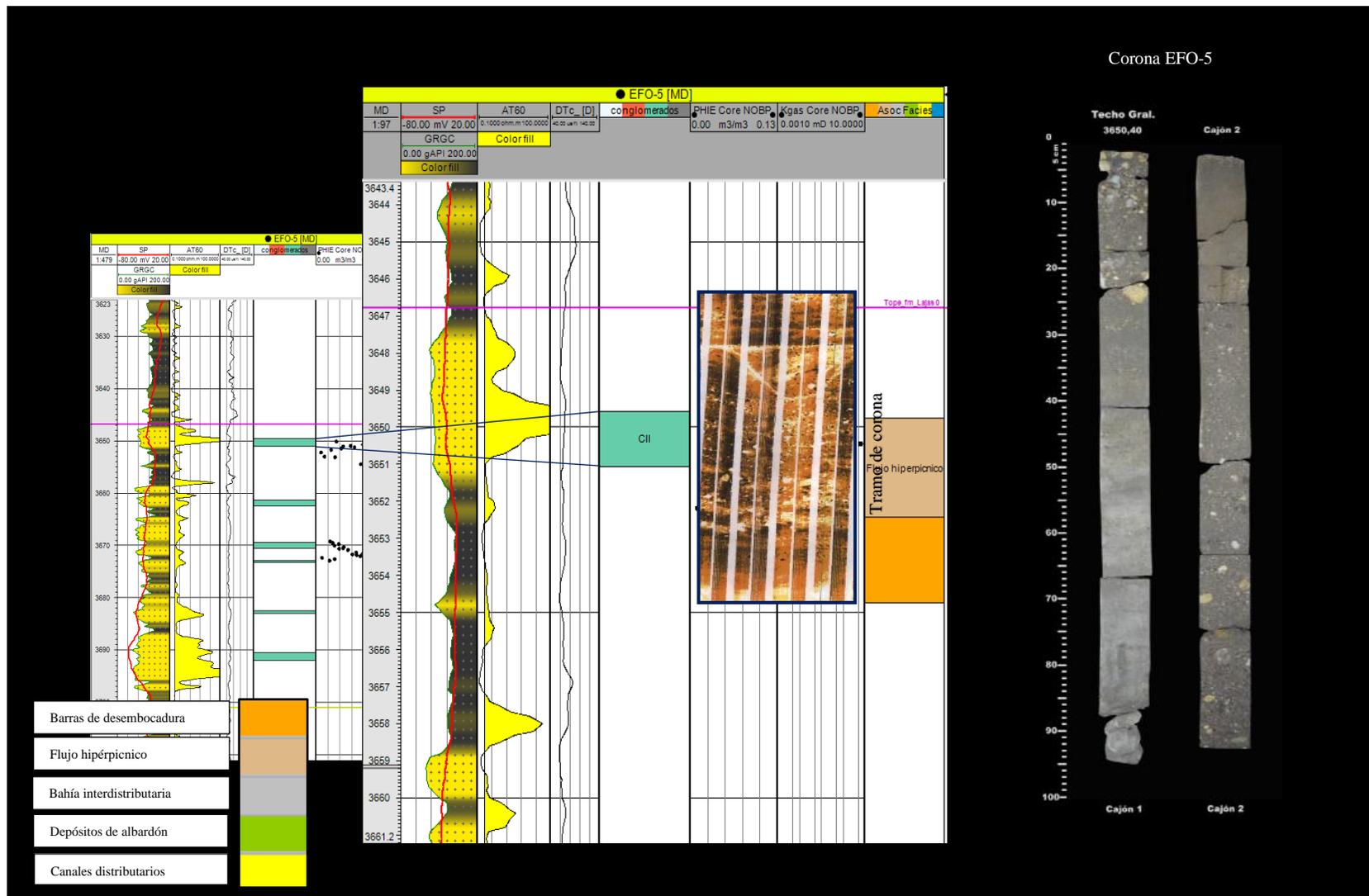


Figura 32. Ejemplo de conglomerado tipo CII en el pozo EFO-5. Se observa el mismo en los tracks de perfiles eléctricos y en su corona correspondiente.

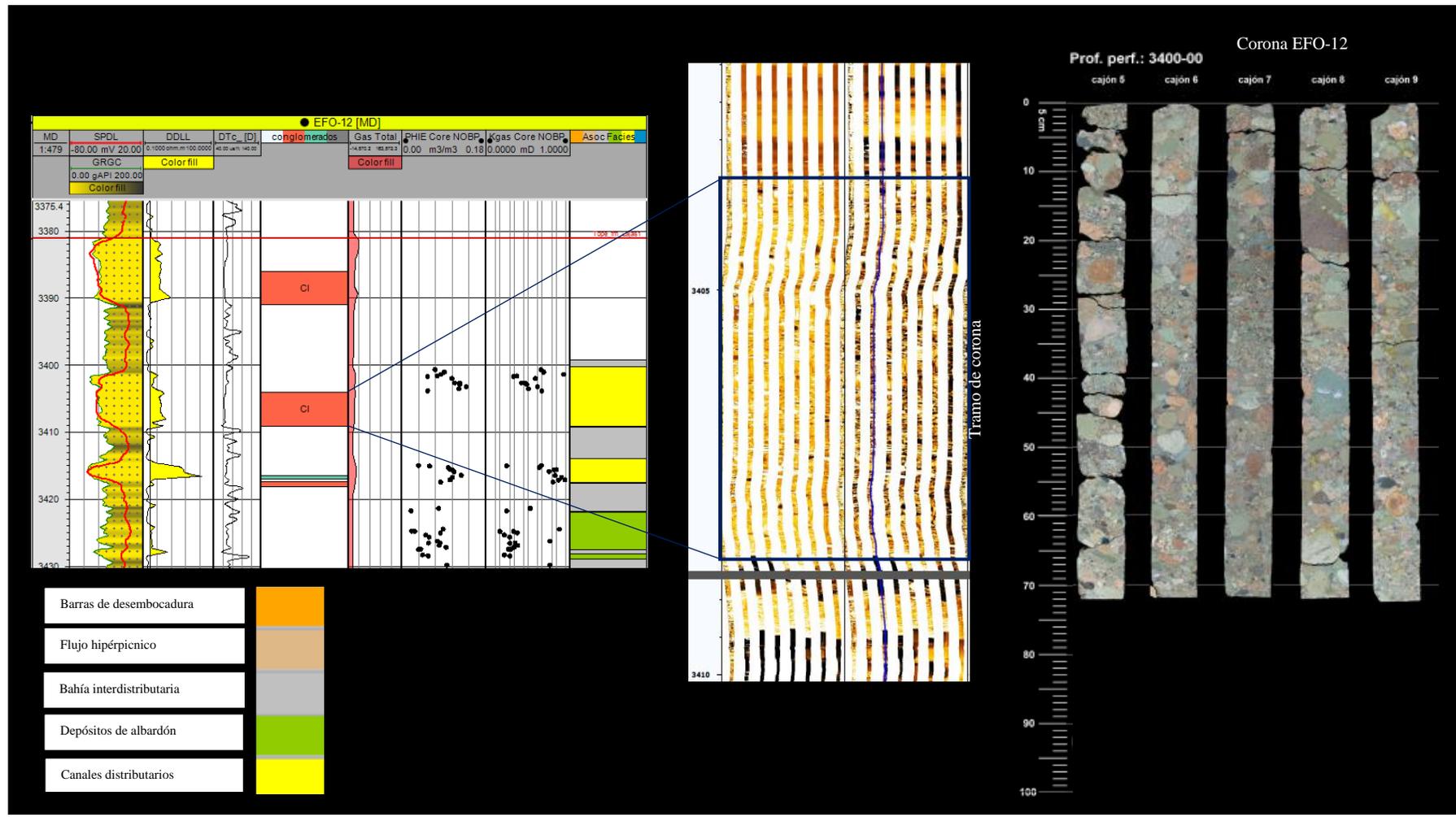


Figura 33. Ejemplo de conglomerado CI en el pozo EFO-12. Se observa el mismo en los tracks de perfiles eléctricos y en su corona correspondiente.

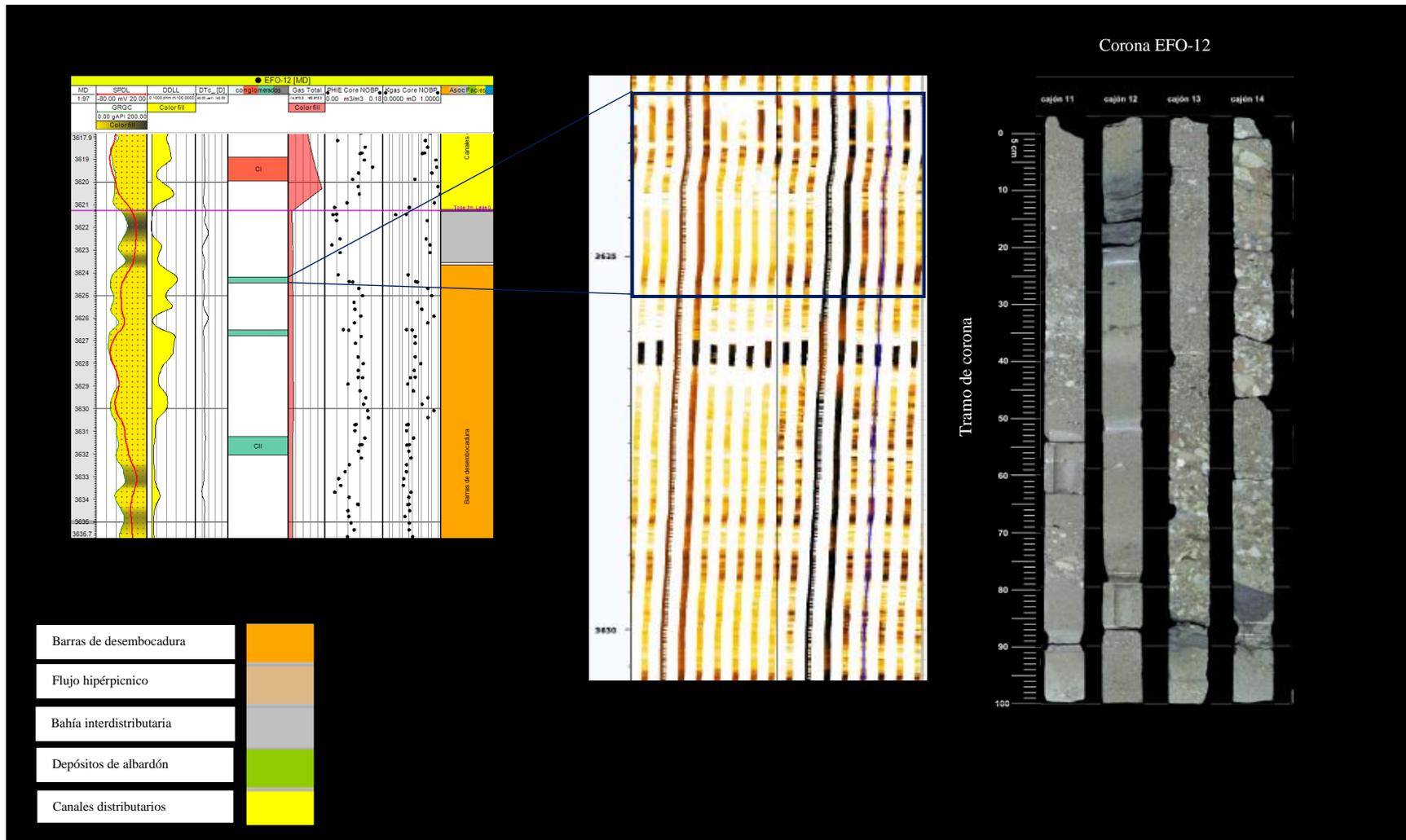


Figura 34. Ejemplo de conglomerado CII en el pozo EFO-12. Se observa el mismo en los tracks de perfiles eléctricos y en su corona correspondiente.

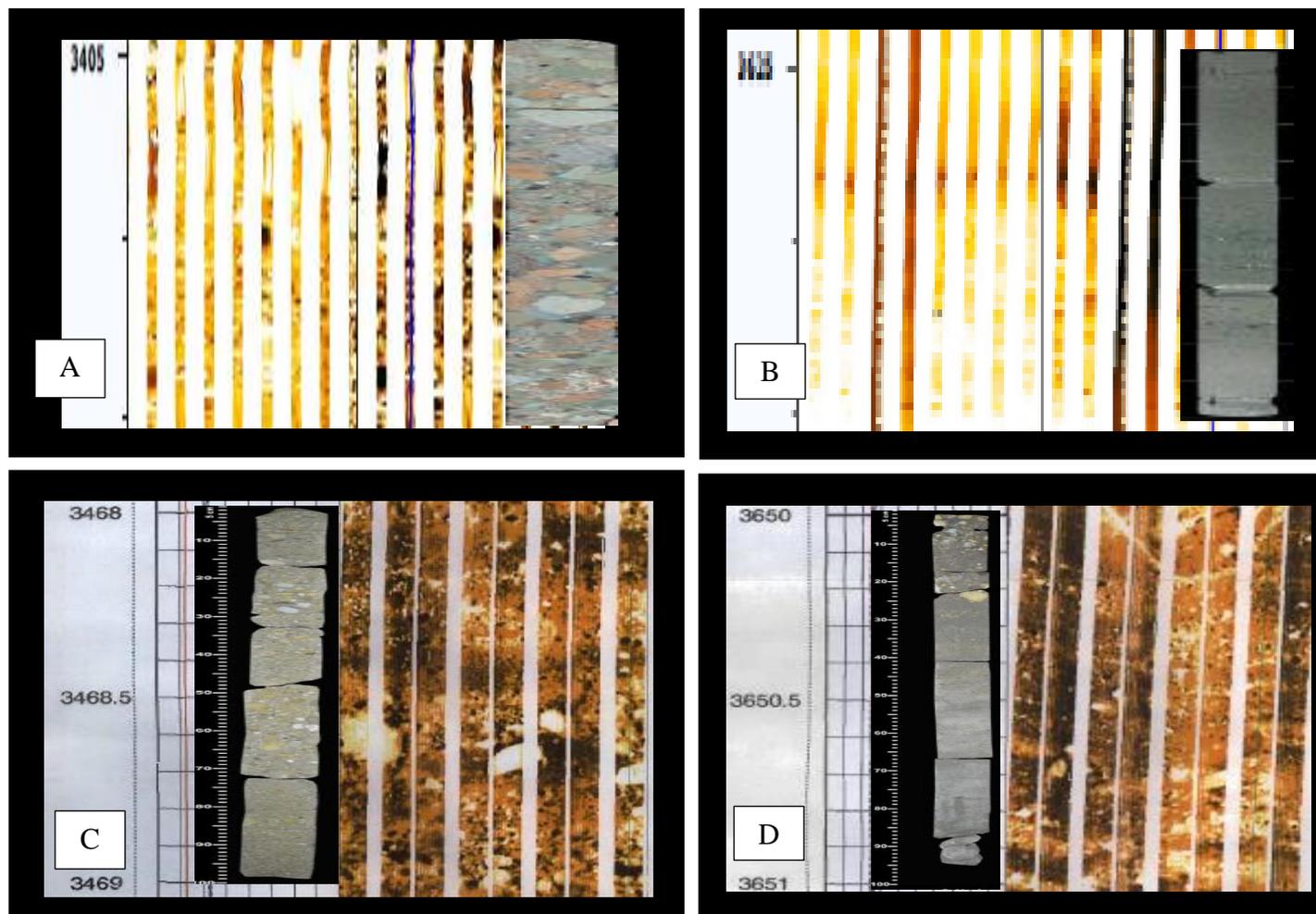


Figura 35. Zoom de las zonas con coronas y su imagen correspondiente a la misma profundidad. A) Conglomerado tipo CI en el pozo EFO-12, B) Areniscas gruesas a conglomeráticas tipo CII en el pozo EFO-12, C) Conglomerado tipo CI en el pozo EFO-5 y D) Areniscas gruesas a conglomeráticas tipo CII en el pozo EFO-5.

Las siguientes figuras muestran algunos ejemplos de lo observado en los perfiles de imágenes de los 17 pozos que no tenían corona y sobre los cuales se trabajó en detalle en la identificación de texturas que se pudieran asociar con depósitos psefíticos. En algunos casos, las restricciones intrínsecas de la herramienta y la variación de calidad de las mismas, ha dificultado mucho la identificación y caracterización de los conglomerados.

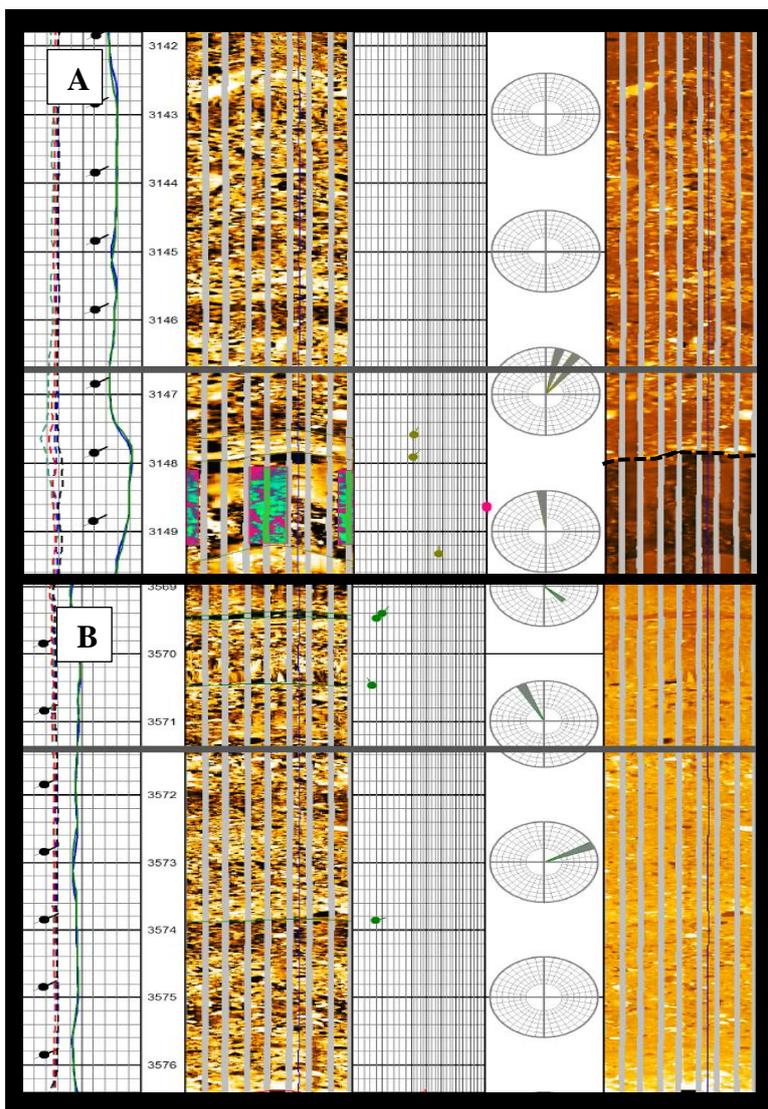


Figura 36. Pozo EFO-19 ubicado al sureste del yacimiento. A) Tramo de perfil que muestra la textura de zona tipo CI, base erosiva, hacia el techo una secuencia grano creciente. B) Tramo de perfil que muestra textura de zona tipo CII, se distingue a simple vista los clastos inmersos en una matriz arenosa. Hacia el techo se puede ver una intercalación de bancos nefíticos con zonas CII.

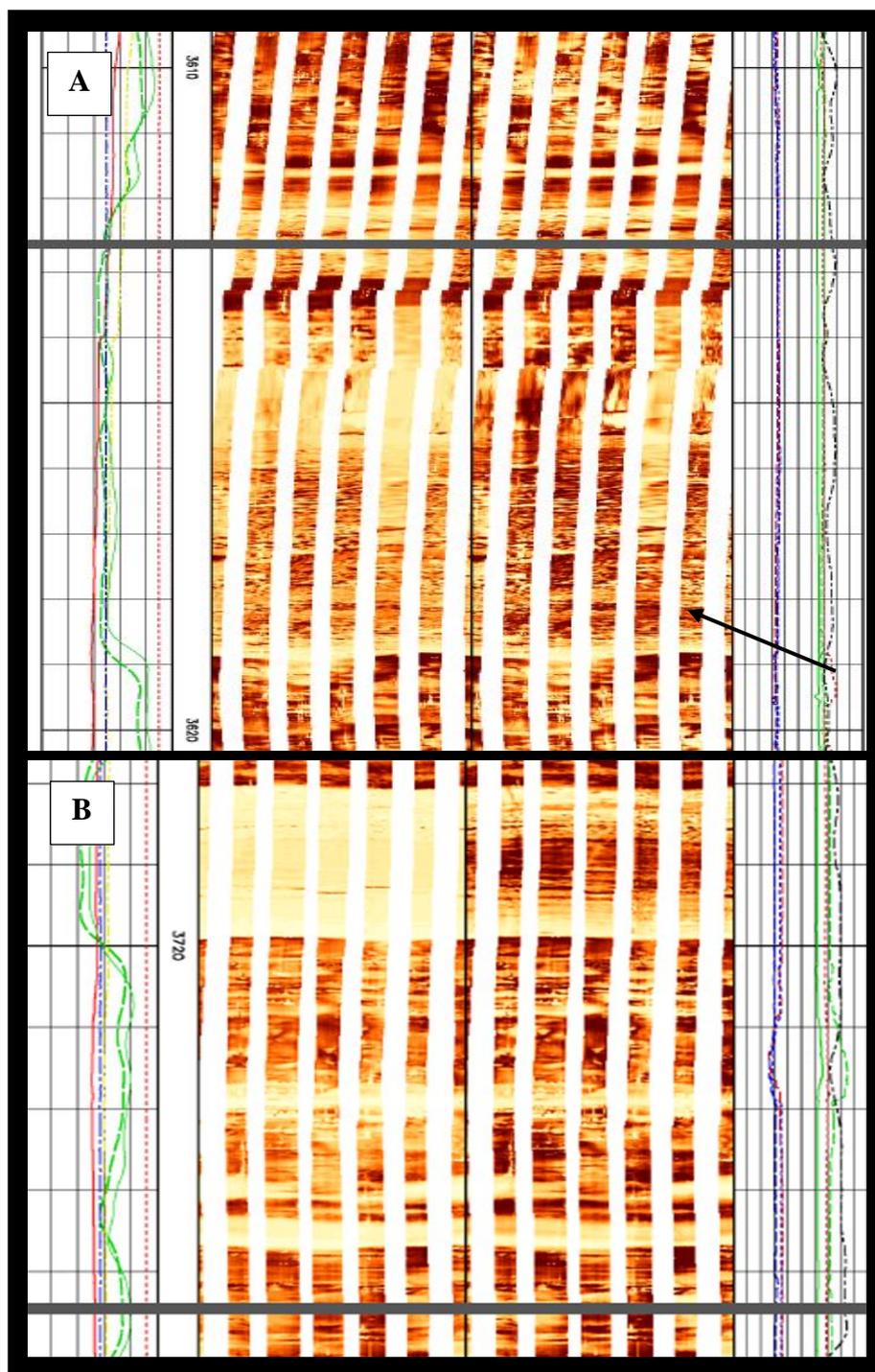


Figura 37. Pozo EFO-3 ubicado al noroeste del yacimiento. A) Tramo de perfil asociado a zona tipo CI. B) Tramo de perfil de zona tipo CII, predominando intercalaciones pelíticas. Observación: con la resolución de esta imagen se hizo difícil distinguir claramente el límite ente CI y CII.

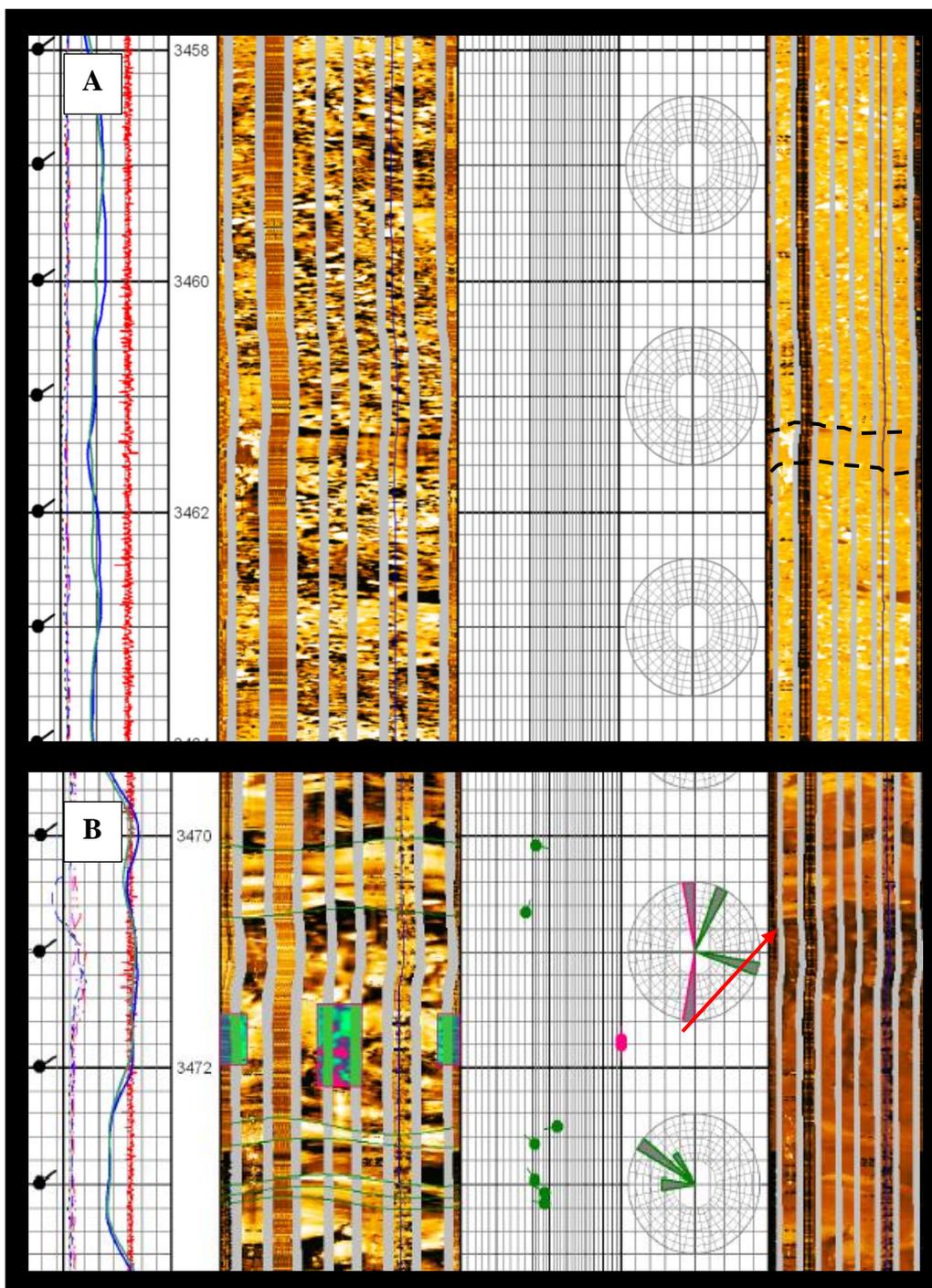


Figura 38. Pozo EFO-8 ubicado al sur del yacimiento, A) Tramo de perfil de zona tipo CI con clastos de tamaño < 5cm, además se pueden distinguir intercalaciones de bancos arenosos de aproximadamente 40 cm. B) Tramo de perfil de zona tipo CII, con intercalaciones de bancos pelíticos e intraclastos pelíticos.

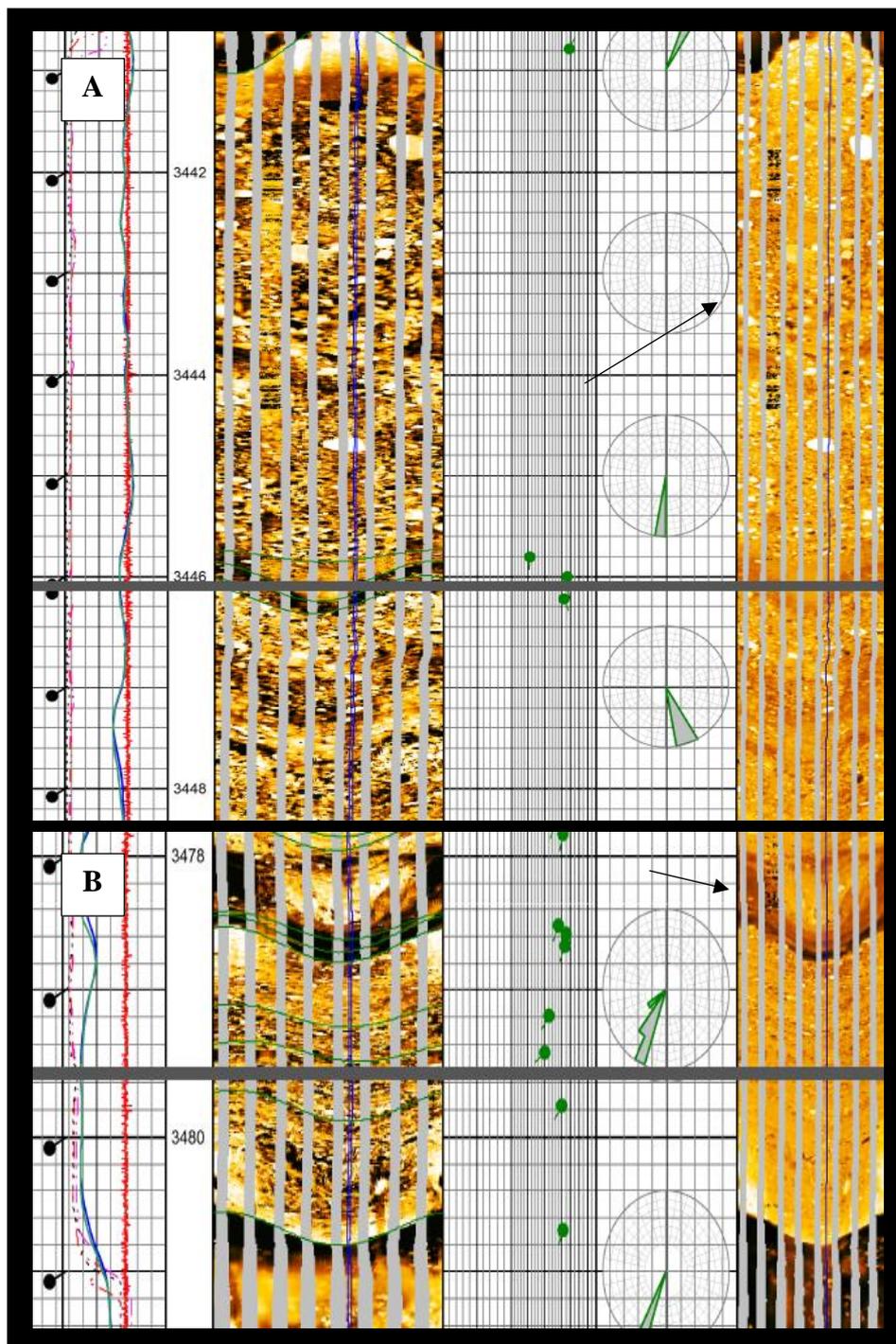


Figura 39. Pozo EFO-18 ubicado al sureste del yacimiento. A) Tramo de perfil de zona tipo CI. B) Tramo de perfil de zona tipo CII se observa una base neta y hacia el techo contacto neto con estratificación convoluta. De base a techo se distingue una gradación normal, con clastos de tamaño < 2cm.

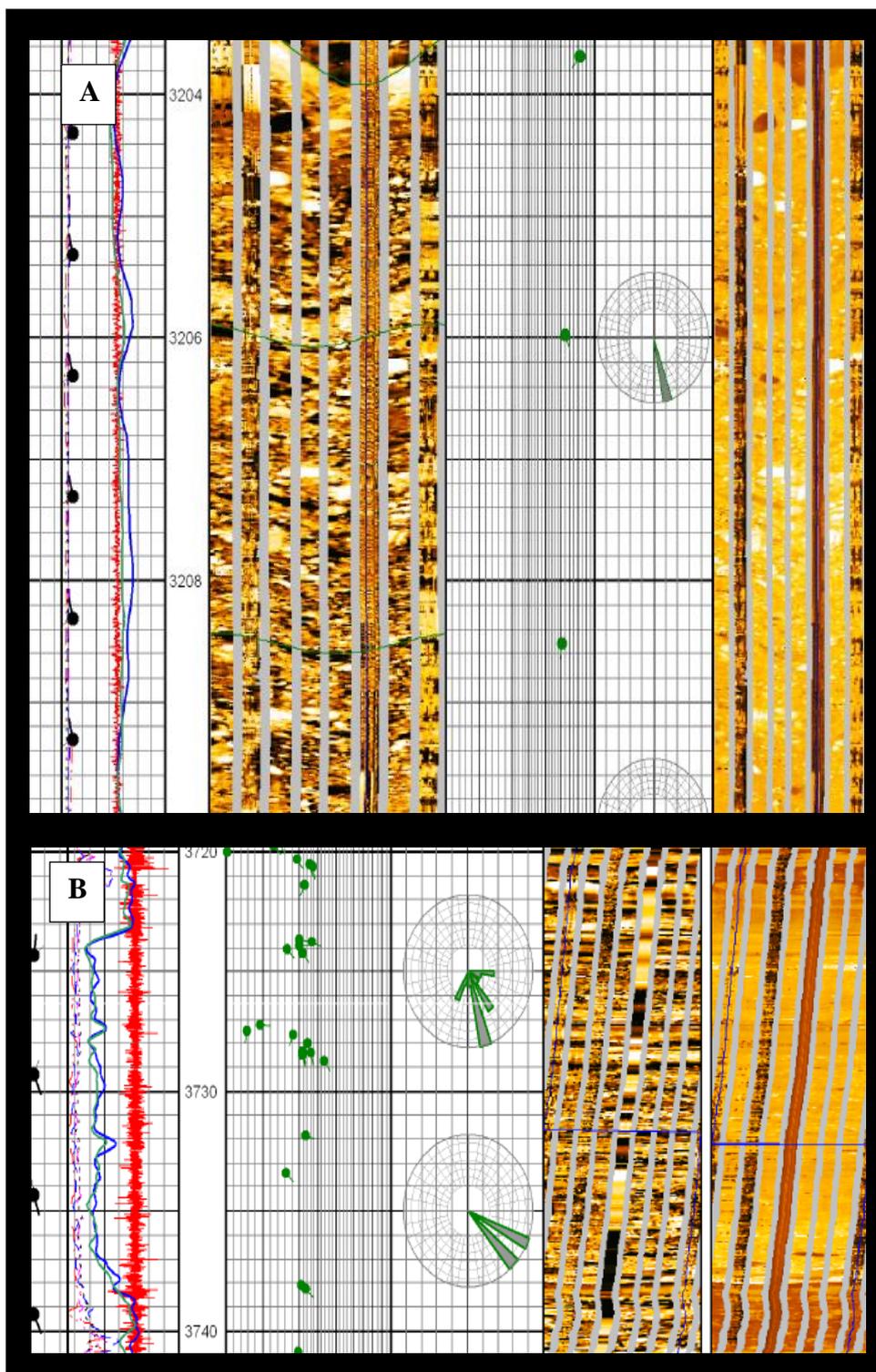


Figura 40. Pozo EFO-10 ubicado al sureste del yacimiento. A) Tramo de perfil de zona tipo CI de textura bien marcada. Con clastos de tamaño variable y claramente de diferentes composiciones (blancos y negros). B) Tramo de perfil que se asumió como zona tipo CII, ya que puede distinguir difusamente la textura de un conglomerado matriz-sostén.

Con los niveles conglomerádicos identificados en cada una de las imágenes, se construyeron mapas de espesores y proporción relativa de los 2 grupos de conglomerados para poder analizar la distribución areal de los mismos, (Fig. 41 a 46). En los cuales se destacan los siguientes puntos:

\* Lajas 0, contiene mayormente zonas del tipo CII (con excepción de dos pozos hacia el sur oeste pozos EFO-1 y EFO-2). Si se compara conglomerados totales versus arenas tenemos un valor bajo de material grueso (10%). Los cuerpos conglomerádicos se ubican en el sudoeste y algo en el este, su geometría en el mapa podría asemejarse a un lóbulo que depositaba material proveniente desde el sur y posiblemente algo desde el este, (Fig. 41).

\* Lajas 1a (inferior), contiene un 83% de CI y 17% de CII. Además, aumenta la proporción de gruesos/arenas en los reservorios al 39%. Se sigue repitiendo una mayor proporción de material grueso al oeste del campo. Este cuerpo lobulado contiene más cantidad de conglomerados y se nota su disminución hacia el norte, (Fig. 42).

\* Lajas 1b (superior), contiene un 95% de CI y 5% de CII. Se mantiene la proporción de gruesos/arenas en los reservorios (alrededor del 36%), (Fig. 43).

\* Lajas 1 Total, abarca las 2 subdivisiones anteriores, contiene un 89% de CI y 11% de CII. Observamos que hacia el norte disminuyen los conglomerados y además pueden insinuarse canales en dirección norte-sur, (Fig. 44).

\* Lajas 2, contiene un 92% de CI y 8% de CII y realizando una proporción general dentro del reservorio, nos dio un 63 % del total son conglomerados. Se observó que al oeste se encontraban los mayores espesores. También aparecen niveles hacia el sur y se identifican zonas canalizadas, (Fig. 45).

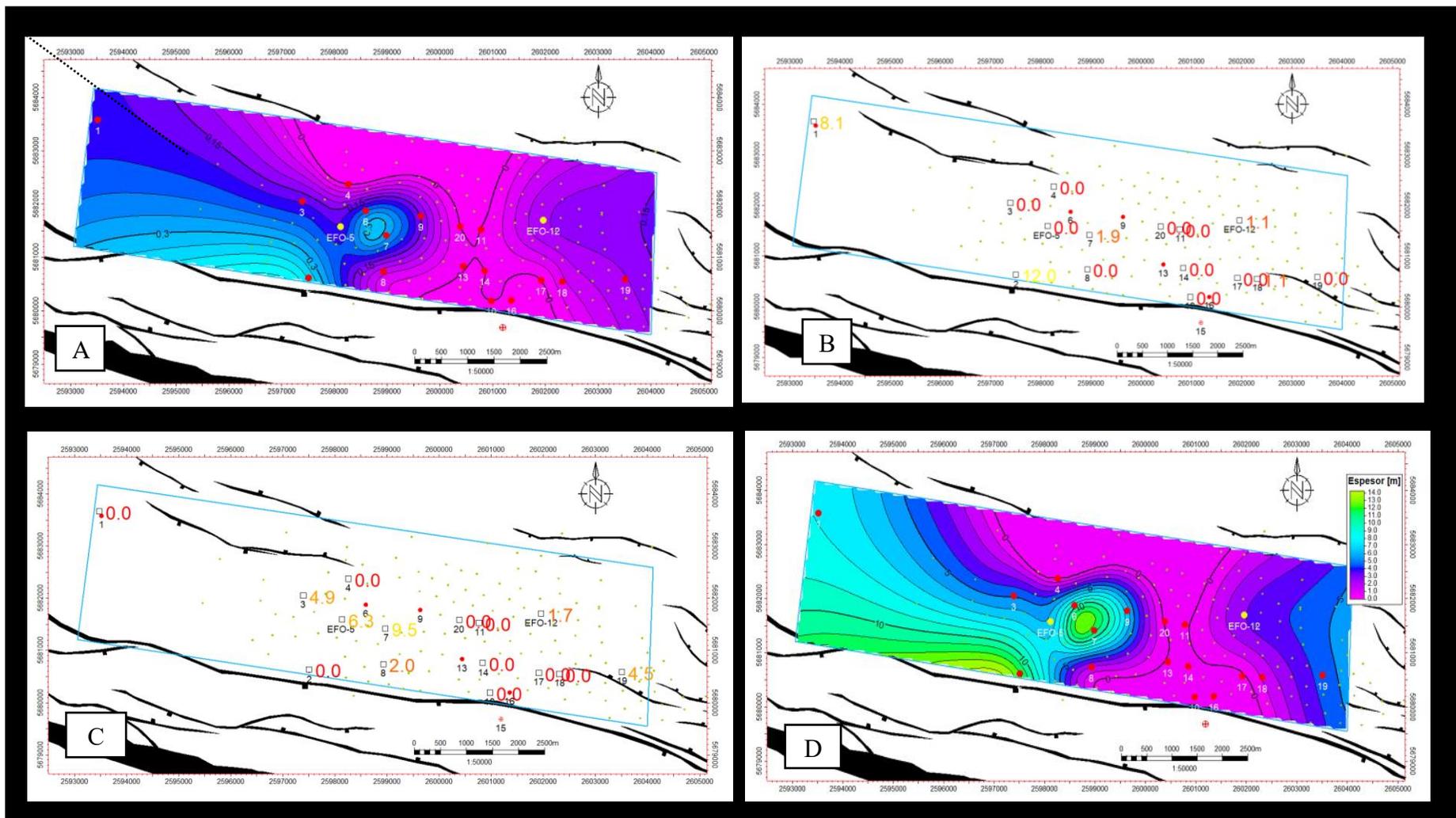


Figura 41. Lamina resumen de análisis de espesores de conglomerados por niveles (Lajas 0) (C1+C2). A). proporción C1/C2, B). valor espesor en metros de C1, C). valor espesor en metros de C2 y D). espesores totales conglomerados

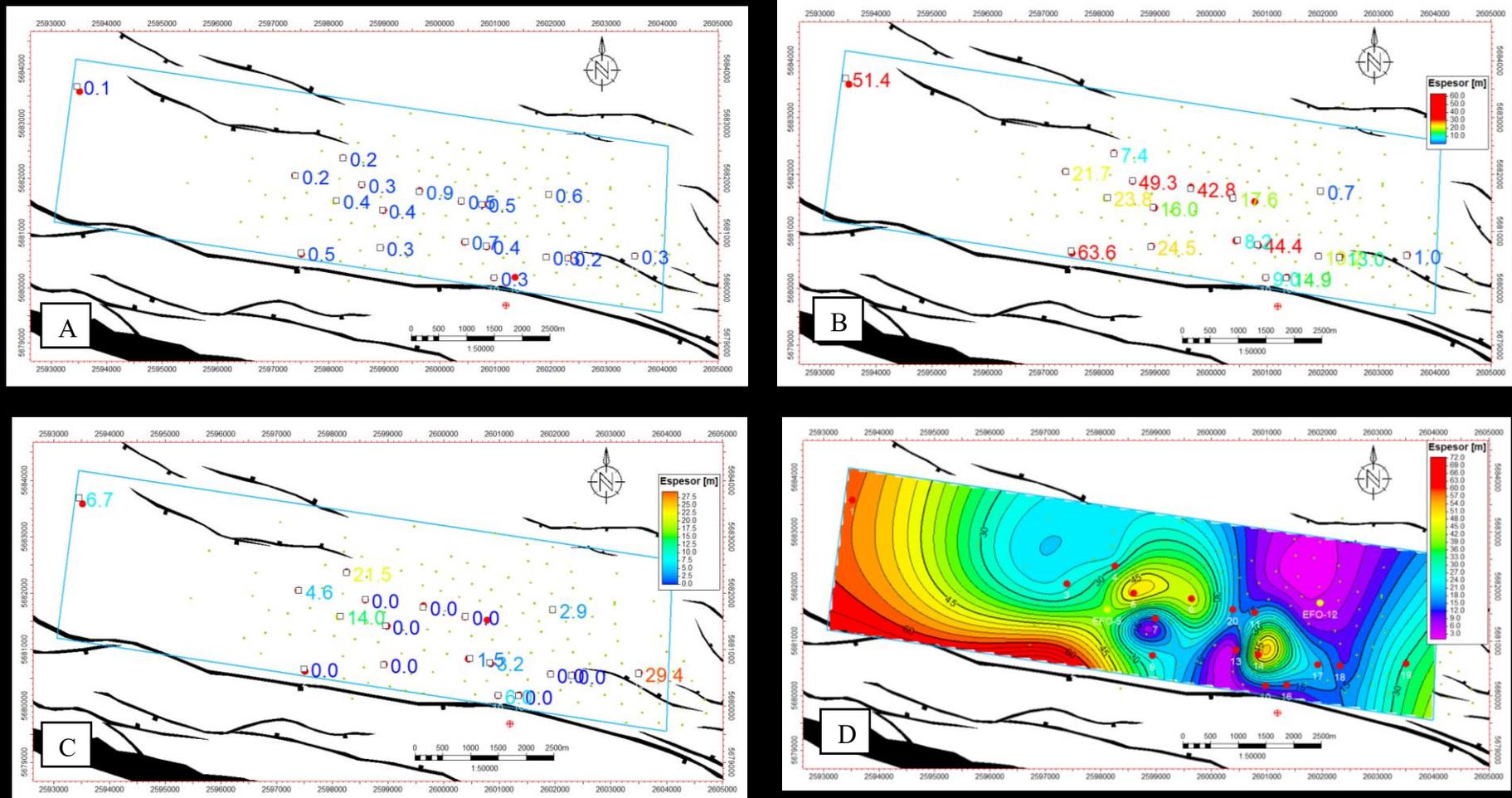


Figura 42. Lamina resumen de análisis de espesores de conglomerados por niveles (IntraLajas 1 inferior) (C1+C2). A). proporción C1/C2. B). valor espesor en metros de C1. C). valor espesor en metros de C2 y D). espesores totales conglomerados

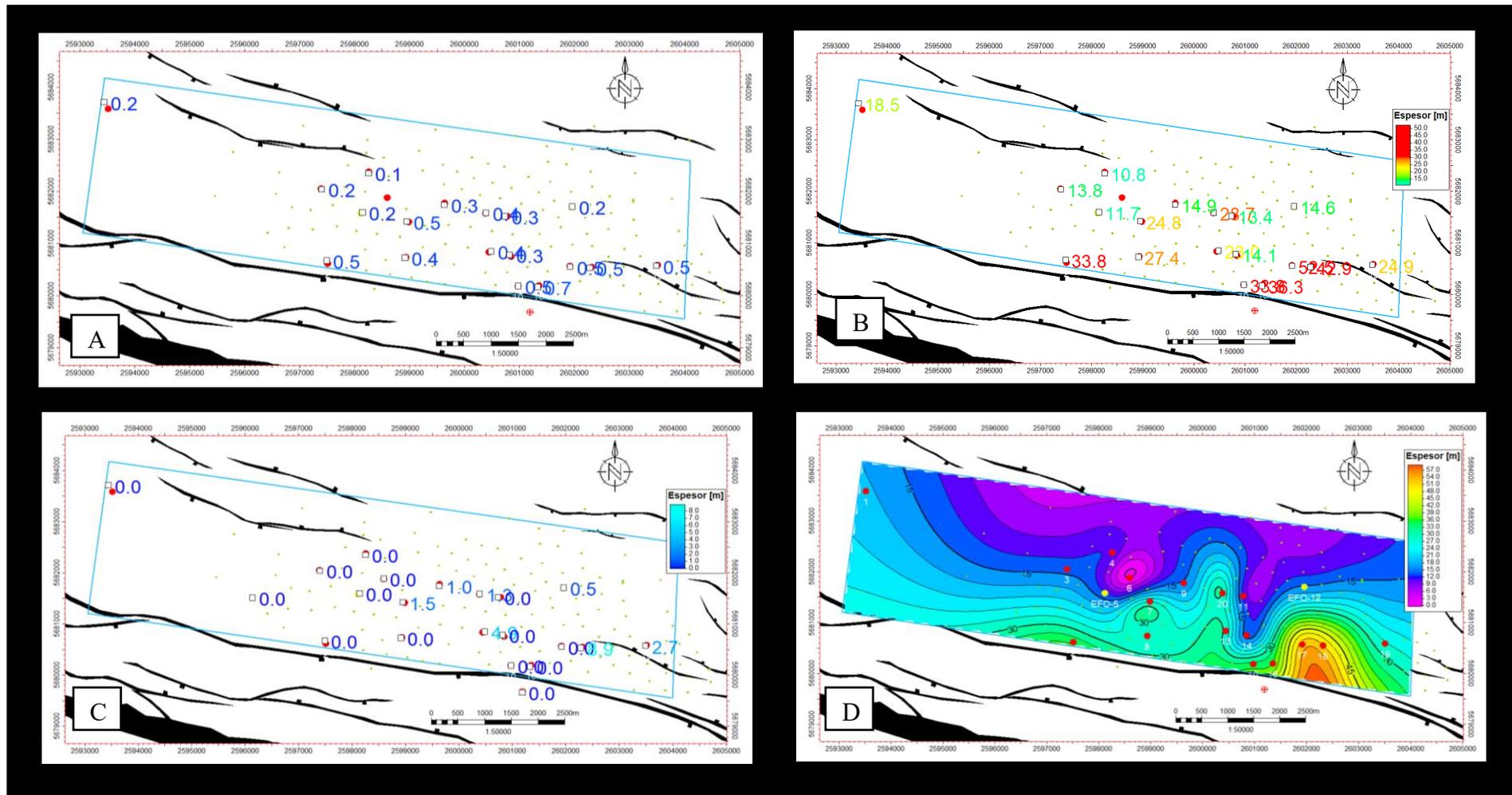


Figura 43. Lamina resumen de análisis de espesores de conglomerados por niveles (IntraLajas 1 superior) (C1+C2). A). proporción C1/C2, B). valor espesor en metros de C1. C). valor espesor en metros de C2 y D) espesores totales conglomerados.

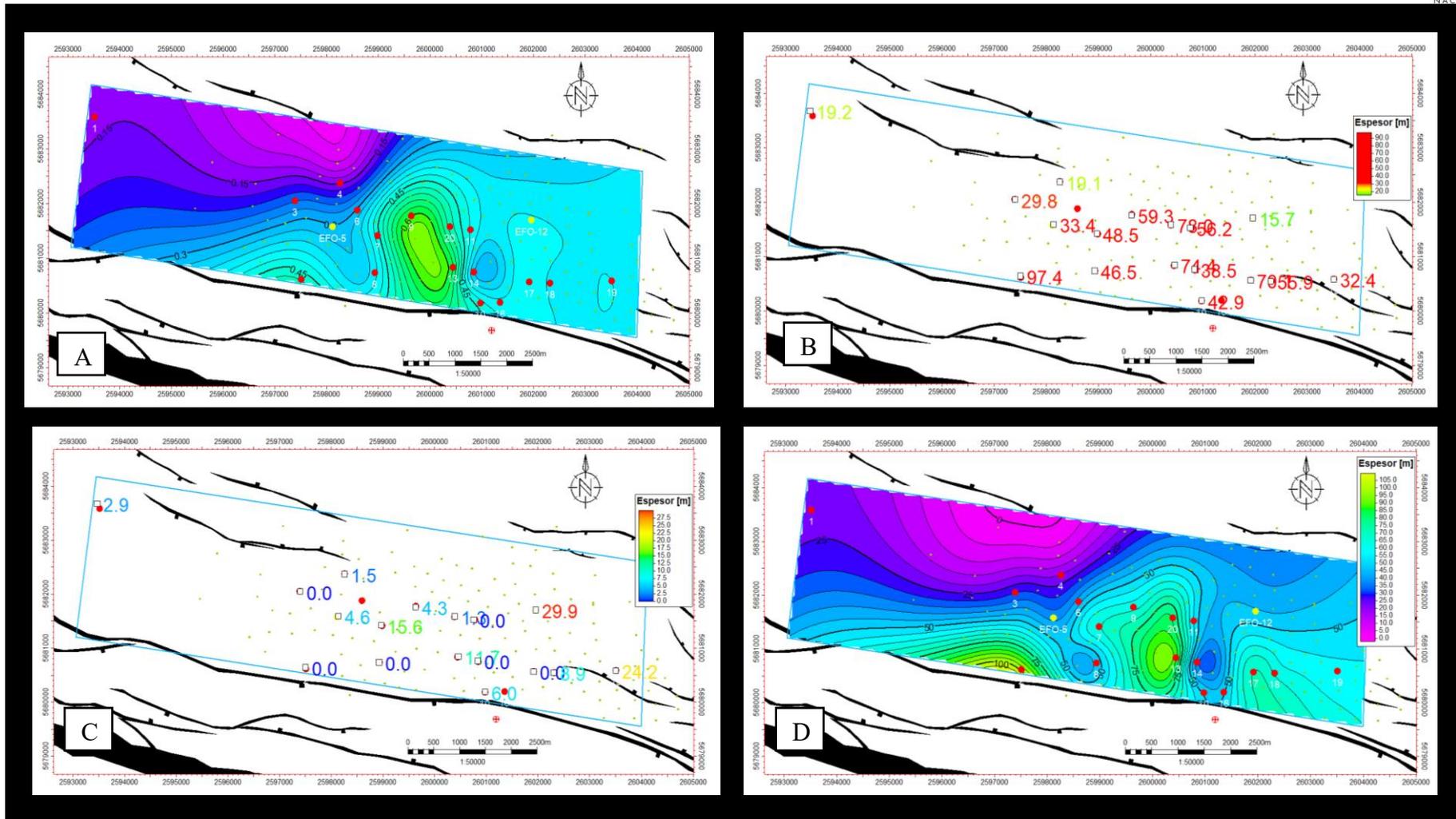


Figura 44. Lamina resumen de análisis de espesores de conglomerados por niveles (Lajas 1) (C1+C2). A). proporción C1/C2, B). valor espesor en metros de C1, C). valor espesor en metros de C2 y D). espesores totales conglomerados.

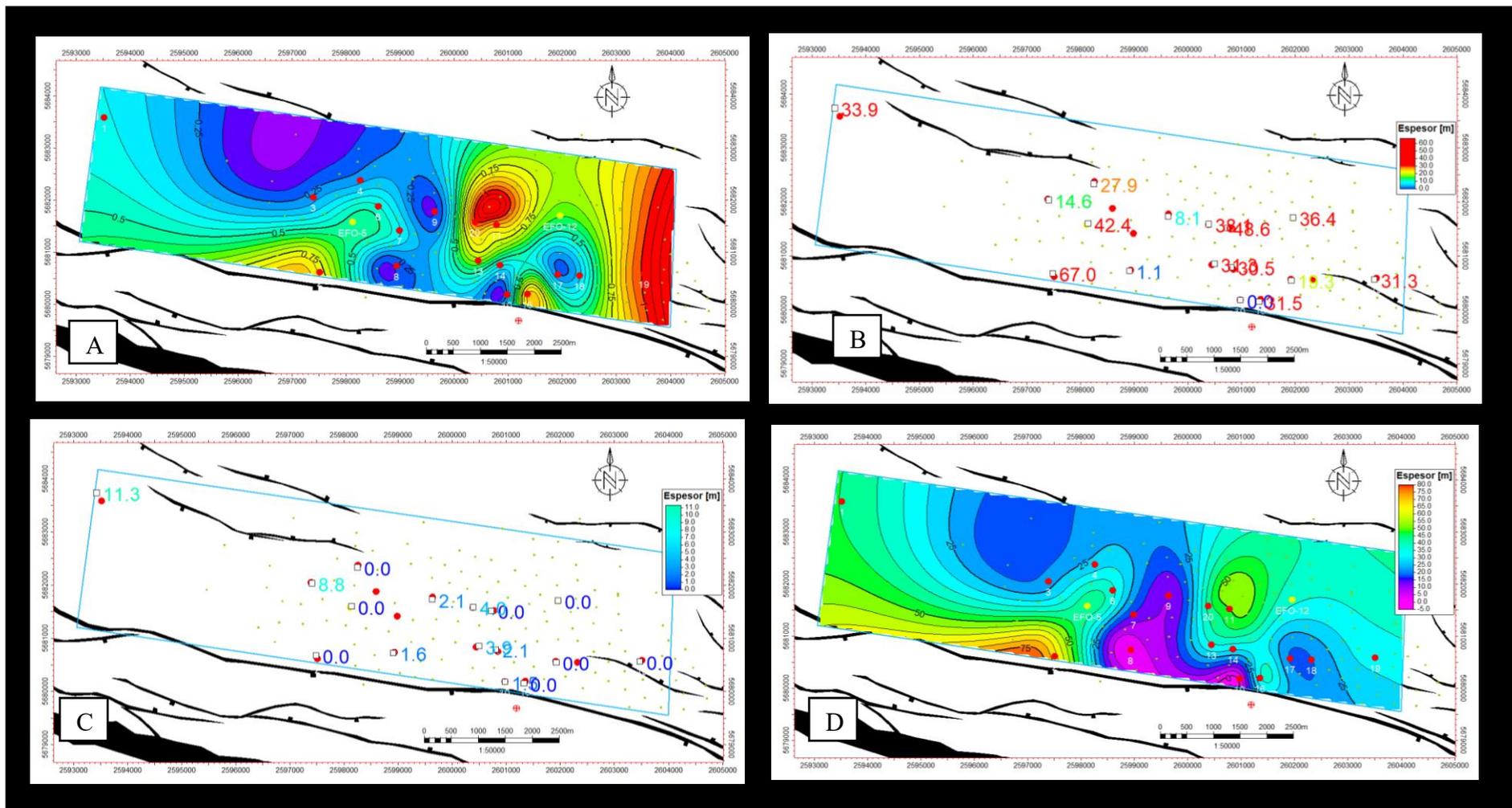


Figura 45. Lamina resumen de análisis de espesores de conglomerados por niveles (Lajas 2) (C1+C2). A). proporción C1/C2, B). valor espesor en metros de C1, C). valor espesor en metros de C2 y D). espesores totales conglomerados.

A continuación, se presenta un resumen de las proporciones relativas de los tipos de conglomerados y la proporción de gruesos versus arenas para cada nivel estratigráfico con los mismos datos que generaron los mapas antes descriptos (Tabla 1).

	% c1 vs c2	% Conglom/arenas
L2 inf	92	53
L1 sup	95	36
L1 inf	83	39
L0	45	10

Tabla 1. Proporciones C1/C2 y Conglomerado/arenas para los niveles estratigráficos dentro de Lajas Inferior. Nótese que las proporciones se incrementan a medida que pasamos a niveles más jóvenes. Aclaración: el % de C1/C2 en Lajas 0 se ve incrementado por solo dos pozos del oeste, sin ellos sería un valor cercano al 12%

## VIII. CONCLUSIONES

La interpretación de las características y distribución de depósitos de alta energía sobre la sección inferior en la Formación Lajas en el área del yacimiento EFO en base a datos de perfiles de imágenes y su integración con testigos coronas, registros eléctricos, control geológico y sísmica 3D, permitieron realizar las siguientes conclusiones:

La identificación de litofacies en perfiles de imágenes a partir de la construcción de electrofacies en función de texturas, límites estratigráficos y estructuras internas que se puedan identificar es una buena herramienta para generar y robustecer modelos geológicos y aportar al entendimiento de la evolución paleo-ambiental de las secuencias reservorios en los yacimientos.

La integración de información bibliográfica, de afloramientos, testigos coronas, registros eléctricos convencionales, control geológico con perfiles de imágenes permitió extender, con relativamente muy buen grado de certeza, las características sedimentológicas de los depósitos psefíticos generados en ambiente de alta energía de la sección Inferior de la Formación Lajas a todo el yacimiento.

La relación roca–perfil (coronas–perfiles de imágenes), fue fundamental para extrapolar los datos de roca a aquellos pozos sin testigos coronas. De esta forma, se identificaron con cierto nivel de confianza las mismas litofacies de grano grueso identificadas en las coronas existentes para extrapolarse al yacimiento a partir de perfiles de imágenes.

El trabajo de identificación de los niveles de conglomerados, y su tipificación con los perfiles de imágenes permitió correlacionar estos cuerpos a partir de vincularlos lateral y verticalmente en todos los pozos con la mencionada fuente de información.

En función de la correlación se realizó un importante trabajo de mapeo en 2 dimensiones de todos los niveles de conglomerados identificados. Los mapas entregaron valiosa información al entendimiento del modelo geológico conceptual de la Formación Lajas en el subsuelo del área de estudio.

De esta forma, apoyan la idea preexistente de un área de aporte próximo desde el sur (y posiblemente desde el este) en un sistema deltaico que evoluciona desde un frente deltaico a un ambiente de canales y planicie a medida que progresa (los niveles más someros van aumentando las proporciones de conglomerados clasto sostén (CI) y van disminuyendo la de cuerpos psamíticos).

Con esta información generada puede definirse con mayor precisión las áreas con más presencia de conglomerados, situación que podría ser muy útil al momento de la planificación de nuevos pozos de desarrollo o reparación de pozos existentes.

## IX. RECOMENDACIONES

Las consideraciones que se realizan y las conclusiones a las que se arriba, se basan exclusivamente sobre las descripciones y pretenden ser solamente un elemento más a ser tenido en cuenta junto con los otros parámetros del reservorio y de la explotación del mismo. Con lo cual se sugiere:

- Continuar con la adquisición de perfiles de imágenes en pozos de avanzada y/o exploratorios del área para robustecer el modelo geológico.
- Estudiar posibles relaciones entre los conglomerados y algún atributo sísmico.
- Extender el análisis hacia niveles superiores de la Formación Lajas, que cuenten con perfiles de imágenes para mejorar el entendimiento de la evolución paleoambiental del área.

## X. BIBLIOGRAFÍA

- Arregui, C., Carbone, O. y Leanza, H.A. 2011.** Contexto tectosedimentario. In Congreso Geológico Argentino, No. 18 (Leanza, H.A., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J.C., Vallés J.M. y editores). Relatorio Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: 29-36. Neuquén.
- Canale, N., Ponce, J.J., Carmona, N., Drittanti, D., Olivera, D., Martínez, M.A. y Bournod, C.N. 2015.** Sedimentología e Icnología de deltas fluvio-dominados afectados por descargas hiperpícnicas de la Formación Lajas (Jurásico medio), cuenca Neuquina, Argentina. *Andean Geology* 42: 114-138.
- Cristallini, E., Pando, G., Martínez, J.M., Buhler, M., Tomezzoli, R., Gazzera, C., Quiroga, J., Bechis, F., Barredo, S. y Zambrano, O. 2009.** Controles precuyanos en la estructura de la cuenca Neuquina *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 65 (2): 248-264.
- De Ferrarís, C. 1947.** Edad del arco o dorsal Antigua del Neuquén oriental de acuerdo con la estratigrafía de la zona inmediata. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*. Buenos Aires.
- Digregorio J. 1972.** Neuquén. En: Leanza, A.F. (Ed.): *Geología Regional Argentina*. Academia Nacional de Ciencias de Córdoba 439-506. Córdoba, Argentina.
- Inaba M. 2003.** El auge de las imágenes de la pared del pozo. *Revista Oilfield Review*. JAPEX. Tokio, Japón. (90 pág.) volumen 15 nro1 24-39.
- Franzese, J.R. y Spalletti, L.A 2001.** Late Triassic-Early Jurassic continental extention in southwestern Gondwana: Tectonic segmentation and pre-break-up rifting. *Journal of South American Earth Sciences*, 14:257-270.
- Franzese, J., Spalletti, L., Gómez Pérez, I., y Macdonald, D., 2003.** Tectonic and paleoenvironmental evolution of Mosozoic sedimentary basins along the Andes foothills of Argentina (32°-54° S). *Journal of South American Earth Sciences* 16: 81 – 90.
- García, V. H. 2015.** Caracterización cinemática de la falla Río Negro en el bloque sísmico General Roca, cuenca Neuquina, provincia de Río Negro. *Acta resúmenes 16° Reunión de Tectónica*, p. 170, General Roca.
- García, M. E., Iglesias, S., Montagna, A. O., Otarola, N., Potás, G. y Valenzuela, G. 2018.** Los reservorios de arenas compactas del Grupo Cuyo Yacimiento Estación

Fernández Oro. 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza en Rocas Reservorios de las Cuencas Productivas.

**Giambiagi, L., Bechis, F., Lanés, S., Tunik, M., García, V., Suriano, J. y Mescua, J. 2008.** Formación y evolución triásico-jurásica del Depocentro Atuel, Cuenca Neuquina, provincia de Mendoza. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 63, 520–533.

**Gómez Omil, R., Giorgetti, M. y Borghi, P. 2017.** El Grupo Cuyo en la cuenca Neuquina (engolfamiento y dorsal de Huincul). Modelo sedimentario y sistema petrolero. XX Congreso Geológico Argentino. San Miguel de Tucumán. Sesión técnica número 12: 59-64.

**Gómez Omil, R., Schmithalter, J., Cangini, A., Albariño, L. y Corsi, A. 2002.** El grupo Cuyo en la dorsal de Huincul, consideraciones estratigráficas, tectónicas y petroleras. Cuenca Neuquina, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata Actas en CD: 22 p.

**Groeber, P. 1946.** Observaciones geológicas a lo largo del meridiano 70. Hoja Chos Malal. *Revista Sociedad Geológica Argentina* 1 (3): 178-208.

**Gulisano, C.A. 1981.** El ciclo Cuyano en el norte de Neuquén y sur de Mendoza. In Congreso Geológico Argentino, No. 8, Actas 3: 579-592. Buenos Aires.

**Howell, J.A., Schwarz, E., Spaletti, L.A. y Veiga, G.D. 2005.** The Neuquén Basin: an overview. En: Veiga, G.D., Spaletti, L.A., Howell, J.A. y Schwarz, E. (eds.). *The Neuquén basin, Argentina: A case study in sequence stratigraphy and basin dynamics*, Geological Society, London. *Special Publications*. 252: 83-107.

**Leanza, H. 2009.** Las principales discordancias del Mesozoico de la Cuenca Neuquina según observaciones de superficie. *Revista del Museo Argentino de Ciencias Naturales, Nueva Serie* 11(2):145-184.

**Legarreta, L. y Gulisano, C.A. 1989.** Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico superior–Terciario inferior, Argentina). En: Chebli, G., y Spaletti, L., (eds.) *Cuencas Sedimentarias Argentinas. Serie Correlación Geológica*. Universidad Nacional de Tucumán, 6,221–243.

**Legarreta, L. y Uliana, M. A. 1991.** Jurassic-Cretaceous marine oscillations and geometry of backarc basin fill, Central Argentine Andes. In *Sedimentation, Tectonics and Eustasy. Sea level Changes at Active Plate Margins* (Macdonald, D. I.; editor), International Association of Sedimentologists, *Special Publication* 12: 429-450. Oxford

**Legarreta, L. y Uliana, M. 1996.** The Jurassic succession in west-central Argentina: stratal patterns, sequences and paleogeographic evolution. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. 120: 303-330.

**Legarreta, L., Lafitte, G.A. y Minitti, S. 1999.** Cuenca Neuquina: múltiples posibilidades en las series jurásico-cretácico del depocentro periandino. 4° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata.

**Limeres, M., Dajczgeward, D. y Orchueta, I. 2005.** Estilo de entrapamiento en el yacimiento Loma Negra, Cuenca Neuquina, provincia de Río Negro. En Kozłowski, E., Vergani, G. y Boll, A. (eds.) *Las trampas de hidrocarburos en las cuencas productivas de Argentina*. 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mar del Plata): 384 - 390.

**Llambías, E.J. y Sato, A.M. 2011.** Ciclo Gondwánico: La Provincia Magmática Choiyoi en Neuquén. Relatorio 18° Congreso Geológico Argentino.

**Llambías, E., Leanza, H. y Carbone, O. 2007.** Evolución tectono-magmática durante el Pérmico al Jurásico temprano en la Cordillera del Viento (37°05'S - 37°15'S): nuevas evidencias geológicas y geoquímicas del inicio de la cuenca Neuquina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*. 62. 217-235.

**Manceda, R. y Figueroa, D. 1993.** La inversión del rift mesozoico de la faja fallada y plegada de Malargüe. Provincia de Mendoza. 12 Congreso Geológico Argentino y 2 Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas, 3, pp. 219–232.

**Magoon, L. y Dow, W. 1994.** The petroleum system. Magoon y Dow (Ed.). *The Petroleum System from source to Trap*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60.

**Montagna, A. y Astesiano, D. 2015.** Caracterización de las rocas del sistema petrolero a partir de registros eléctricos de pozos. *Geología de la cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros*. 128-148.

**Montagna, A., Santiago, E. y Barros, S. 2007.** Metodología de evaluación petrofísica aplicada al análisis de áreas exploratorias en la República Argentina. Congreso Geociencias 2007. Cuba.

**Mosquera, A. 2002.** Inversión tectónica jurásico inferior en el sector central de la Dorsal de Huincul, área Los Bastos. 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas en CD, 11p., Mar del Plata.

**Mosquera, A. y Ramos, V.A. 2005.** Intraplate foreland deformation in the Neuquén embayment. 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas en CD, 28 págs. Mar del Plata.

**Mosquera, A., Silvestro, J., Ramos, V.A., Alarcón, M., y Zubiri, M. 2011.** La estructura de la dorsal de Huincul. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino. Neuquén, 2011.

**Mpodozis, C. y Ramos, V.A. 1989.** The Andes of Chile and Argentina. In Geology of the Andes and its relation to Hydrocarbon and Mineral Resources. (Ericksen, G.E., Cañas, M.T., Reinemud, J.A. and editors). Circumpacific Council for Energy and Mineral Resources, Earth Science Series 11:59-90.

**Orchuela I. A. y Ploszkiewicz, V. 1984.** La Cuenca Neuquina. En V.A. Ramos (ed.) Geología y recursos naturales de la provincia de Río Negro. 9° Congreso Geológico Argentino, Relatorio, 1(7): 163- 188, S. C. de Bariloche.

**Orchuela, J., Ploszkiewicz, V. y Viñes, R. 1981.** Reinterpretación estructural de la denominada Dorsal Neuquina. 8° Congreso Geológico Argentino (San Luis), Actas 3: 281-293.

**Pángaro, F., Veiga, R. y Vergani, G. 2002a.** Evolución tecto-sedimentaria del área Cerro Bandera, Cuenca Neuquina, Argentina. 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas en CD, 16 p., Mar del Plata.

**Pángaro, F., Pereira, D.M. y Micucci, E. 2009.** El sinrift de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina: evolución y control sobre la estratigrafía y estructura del área. Revista de la Asociación Geológica Argentina 65(2): 265-277.

**Pángaro, F., Corbera, R., Carbone, O. y Hinter-Wimmer, G. 2002b.** Los reservorios del Pre-cuyano. En Schiuma, M., Hinterwimmer, G. y Vergani, G. (eds.) Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina. 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidro-carburos (Mar del Plata), p. 229 -274.

**Pángaro, F., Melli, A., T., Malone, P., Cevallos M., Soraci, A., Mosquera, A. y Hyung, J. K. 2005.** Modelos de Entrampamiento de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina, Argentina. Simposio Las Trampas de hidrocarburos en las cuencas productivas de la argentina. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 331-369. Mar de Plata.

- Pángaro, F., Pereira, M., Raggio, F., Pioli, O., Silvestro, J., Zubiri, M. y Gozalvez, G. 2006.** Tectonic inversión of the Huincul High, Neuquen Basin, Argentina: an endangered species. Stratigraphic evidences of It's disappearance. 9° Simposio Bolivariano de Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas, Actas 9 p., Cartagena.
- Ploszkiewicz, J. V., Orchuela, I. A., Vaillard, J. C. y Viñes, R. F. 1984.** Compresión y desplazamiento lateral en la zona de falla Huincul, estructuras asociadas, Provincia del Neuquén. IX Cong. Geol. Arg., Actas II:163-169.
- Ramírez Morales, L.H. 2011.** Determinación de los patrones de fracturamiento de la Formación Mirador en el anticlinal del Guavio, mediante el análisis de imágenes de pozo. Implicaciones en la permeabilidad y productividad del reservorio. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias. Maestría en Ciencias-Geología. Departamento de Geociencias. Bogotá.
- Ramos, V.A. 1978.** Estructura. En Rolleri, E.O. (ed.) Geología y recursos naturales de la Provincia del Neuquén, 7° Congreso Geológico Argentino (Neuquén), Relatorio: 9-24. Buenos Aires.
- Ramos, V.A. 1981.** Descripción Geológica de la Hoja 33c, Los Chihuidos Norte. Provincia del Neuquén. Servicio Geológico Nacional. Boletín 182: 1-103. Buenos Aires.
- Ramos, V.A. y Folguera, A. 2005.** Tectonic evolution of the Andes of Neuquén: constraint derived from the magmatic arc and foreland deformation. En: Veiga, G.D., Spaletti, L.A., Howell, J.A. y Schwarz, E. (eds.) 2005. The Neuquén Basin, Argentina. A case study in Sequence stratigraphy and basin dynamics. Geological Society Special Publication, 252: 15-25.
- Ramos, V., Riccardi, A. y Rolleri, E. 2004.** Límites naturales del norte de la Patagonia. Revista de la Asociación Geológica Argentina 59(4): 785-786.
- Ramos, V., Folguera, A. y García Morabito, E. 2011.** Las provincias geológicas del Neuquén. Relatorio Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén. 317-326.
- Sales, T., Giusiano, A., Gutiérrez Schmidt, N., Alonso, J. y Muñoz, O. 2014.** Análisis estratigráfico secuencial para la evaluación de reservorios tipo Shale de la Formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina, Argentina. II Simposio de Arcillas. Las arcillas y el hombre: geología, combustibles fósiles, ambiente y cultura material. XIX Congreso Geológico Argentino, junio 2014, Córdoba.

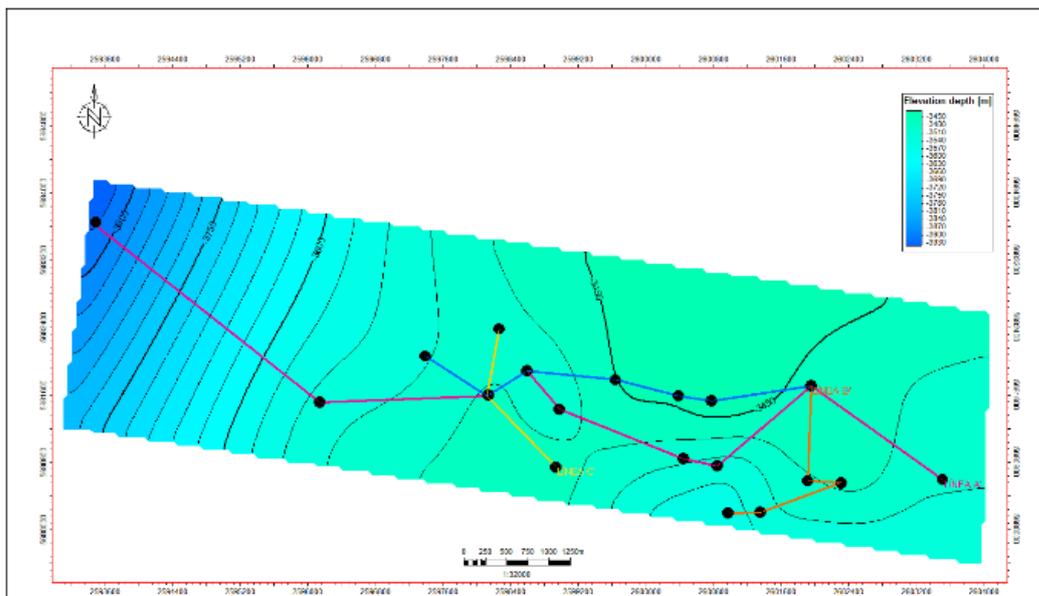
- Schlumberger. 2006** Principios/Aplicaciones de la interpretación de registros. Educational. Services.
- Stipanivic, P.N. 1966.** El Jurásico en Vega de La Veranada (Neuquén), el Oxfordense y el diastrofismo Divesiano (Agassiz-Yaila) en Argentina. Revista de la Asociación Geológica Argentina 20 (4): 403-478, Buenos Aires.
- Stipanivic, P.N. 1969.** El avance en los conocimientos del Jurásico argentino a partir del esquema de Groeber. Revista de la Asociación Geológica Argentina 24: 367-388.
- Uliana, M.A. y Dellapé, D.A. 1981.** Estratigrafía y evolución paleoambiental de la sucesión aestrichtiano-eoterciaria del engolfamiento neuquino (Patagonia Septentrional). VII° Congreso Geológico Argentino. Actas 3: 673-711.
- Veiga, R.D., Hechem, J., Bolatti, N., Agraz, P., Sánchez, E., Saavedra, C., Pángaro, F., García, D. y Moreiras, E. 2001.** Syn-rift deposits as a new play concept in the central portion of the Neuquén Basin: future perspectives from the analysis of physical models. Hedberg Conference AAPG (Mendoza), Program with abstracts: 6 p., Mendoza.
- Vergani, G.D., Arregui, C. y Carbone, O. 2011.** Sistemas petroleros y tipos de entrapamientos en la Cuenca Neuquina. En Leanza, H.A., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J.C. y Vallés, J.M. (eds.).
- Vergani, G., Tankard, A.J., Belotti, H.J. y Welsnik, H.J. 1995.** Tectonic Evolution and Paleogeography of the Neuquén basin. En: Tankard, A.J., Suárez Sorucco, R. and Welsnik, H.J. (Eds.): Petroleum Basins of South America. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 62: 383-402
- Villar H., Legarreta L., Cruz C. E., Laffitte G. A. y Vergani G. 2005.** Cinco Sistemas Petroleros Coexistentes en el Sector Sudeste de la Cuenca Neuquina: Definición Geoquímica y Comparación a lo largo de una Transecta de 150 km. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, IAPG CD-ROM 17 p.
- Weaver, Ch. 1931** Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentina. University of Washington. Memoir 1: 1-469. Seattle.
- Yrigoyen, M.R. 1991.** Hydrocarbon resources of Argentina. In World Petroleum Congress, No. 13. Petrotecnia, Special Issue: 38-54. Buenos Aires.
- Zapata, T. y Folguera, A. 2005.** Tectonic evolution of the Andean Fold and Thrust Belt of the southern Neuquén Basin, Argentina. En Veiga, G.D., Spalletti, L.A., Howell, J.A.

and Schwaerz, E. (eds.) The Neuquén Basin: A case study in sequence stratigraphy and basin dynamics. The Geological Society, Special Publication 252: 37-56.

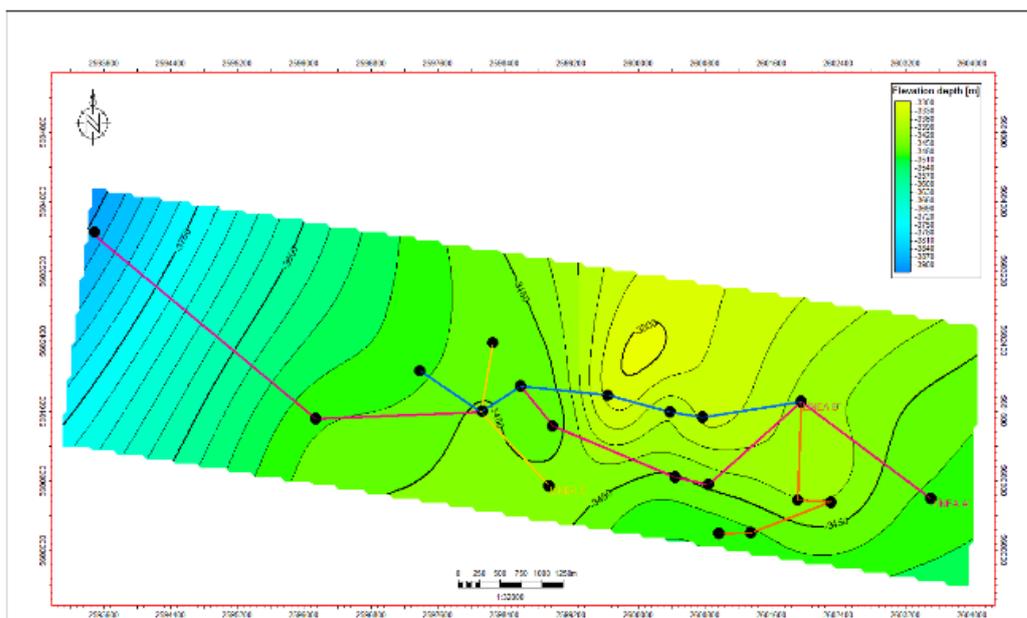
# XI. ANEXO

## A. Mapas estructurales realizados en los topes formacionales determinados entre los 3000 m a 4000 m.

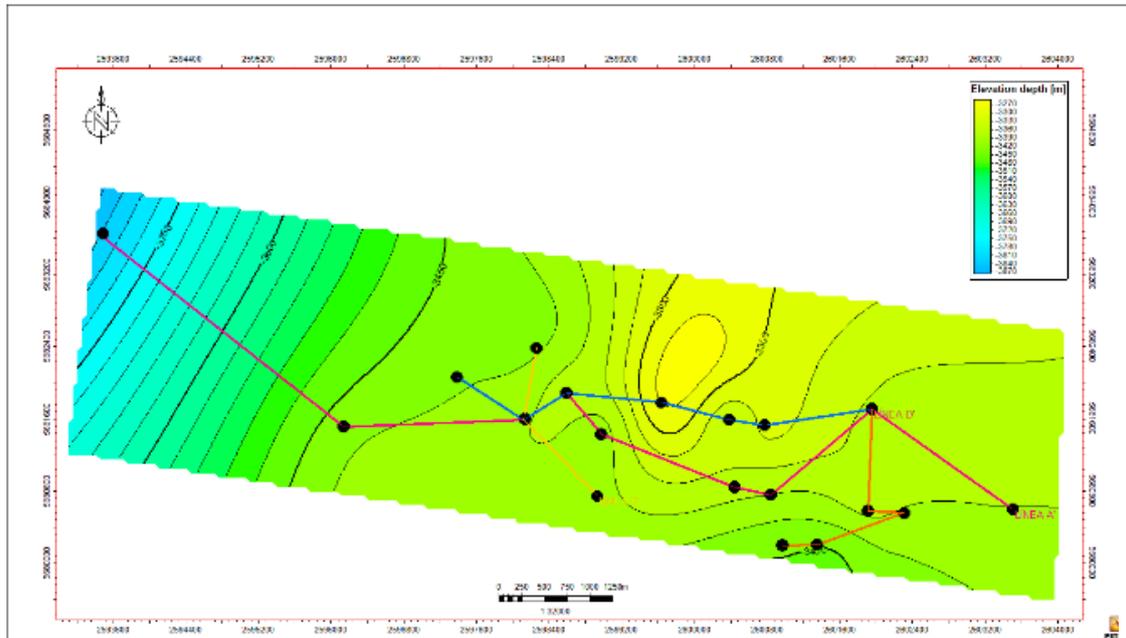
### Lajas 2



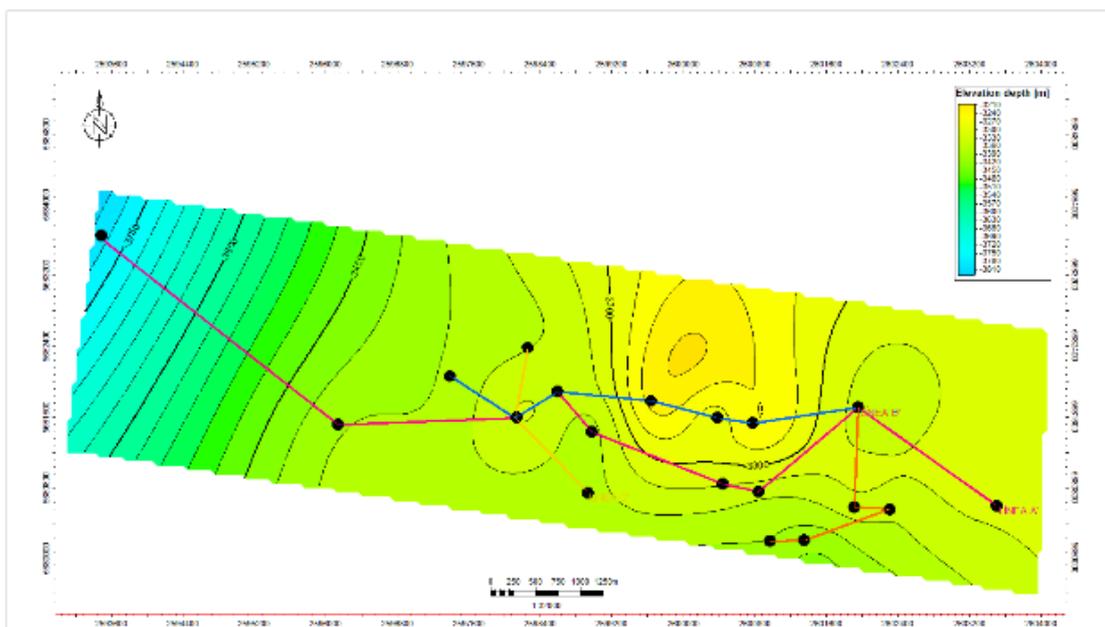
### IntraLajas 2



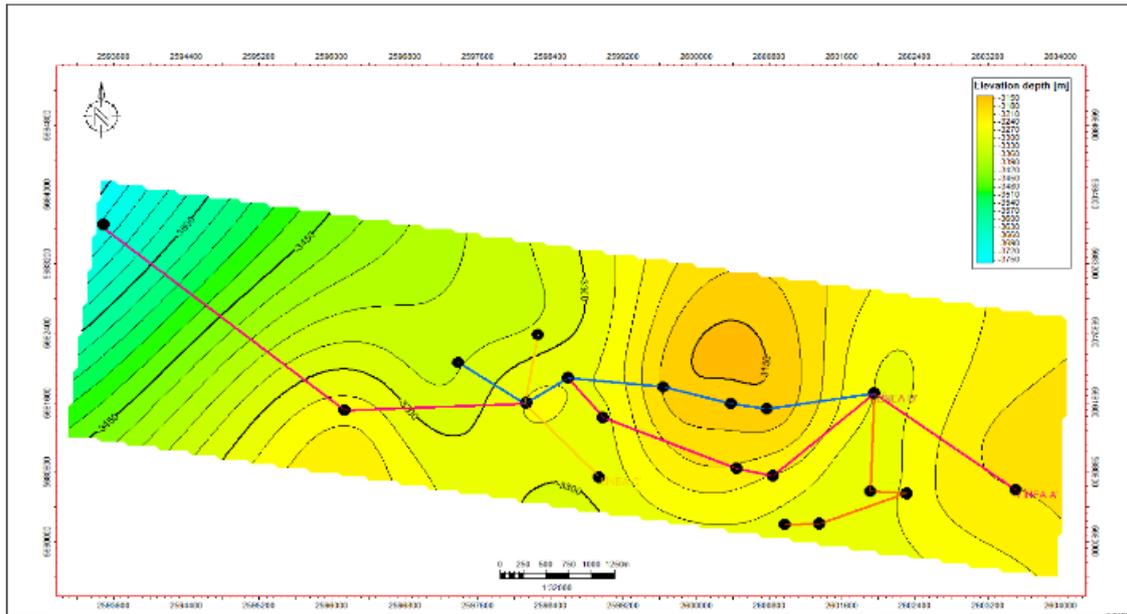
## Lajas 1



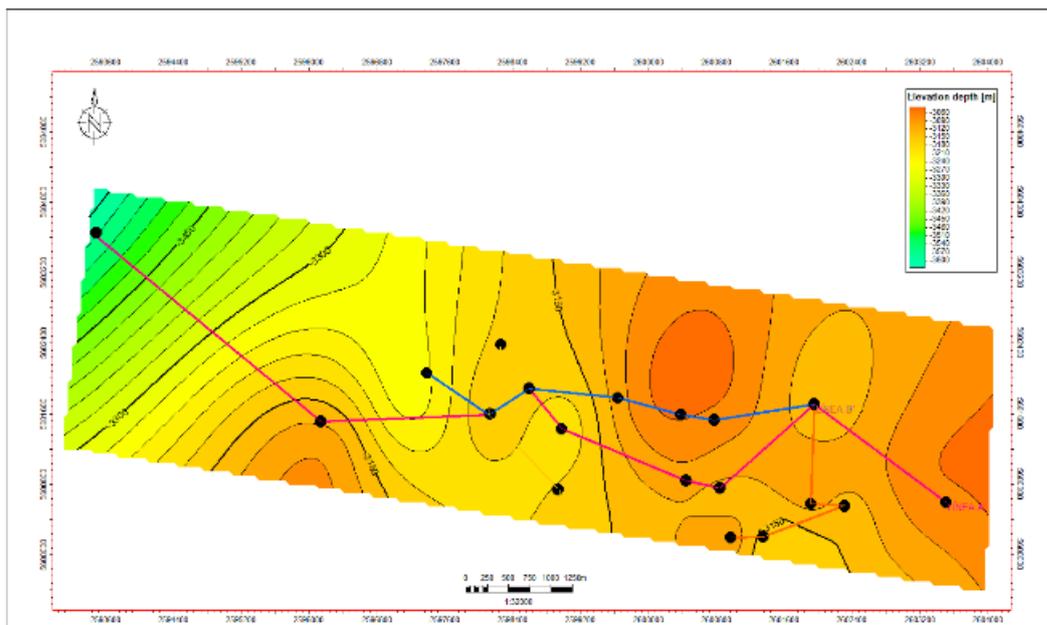
## IntraLajas 1b



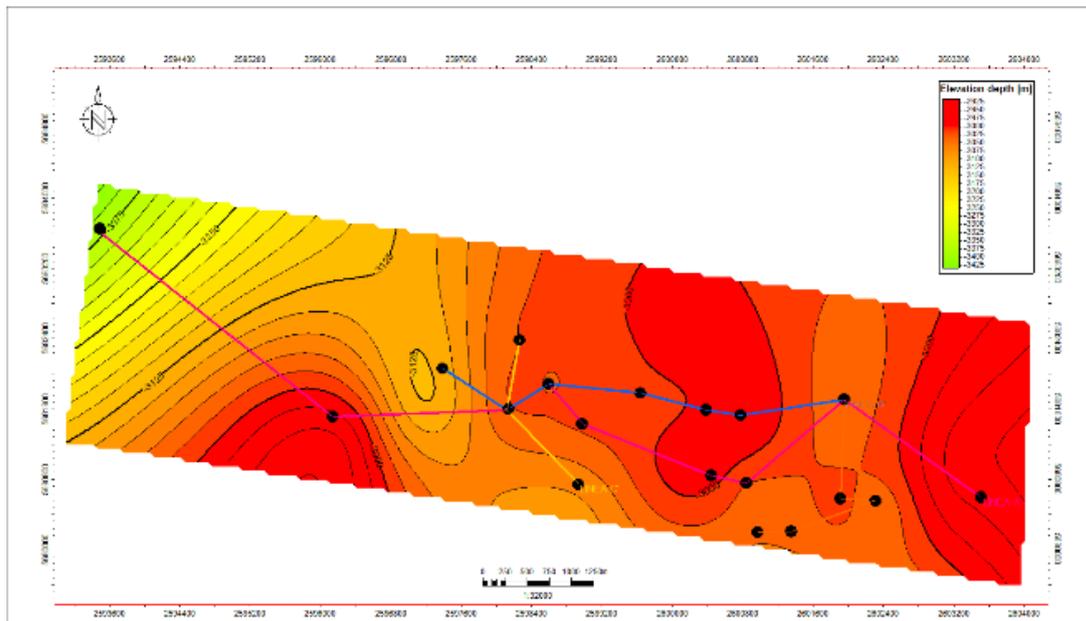
### IntraLajas 1a



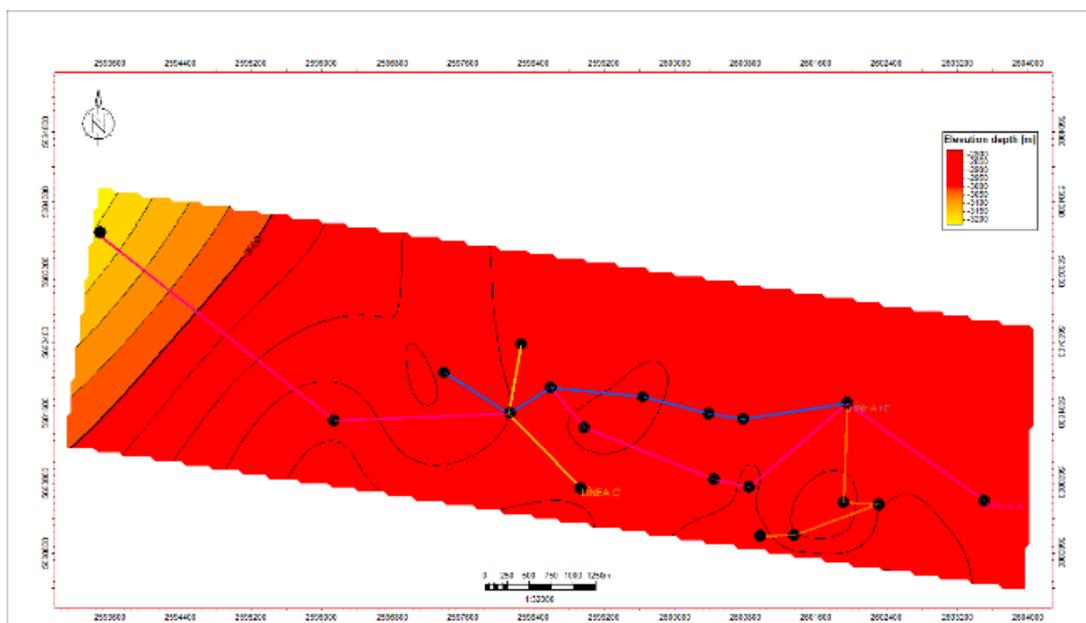
### Lajas 0



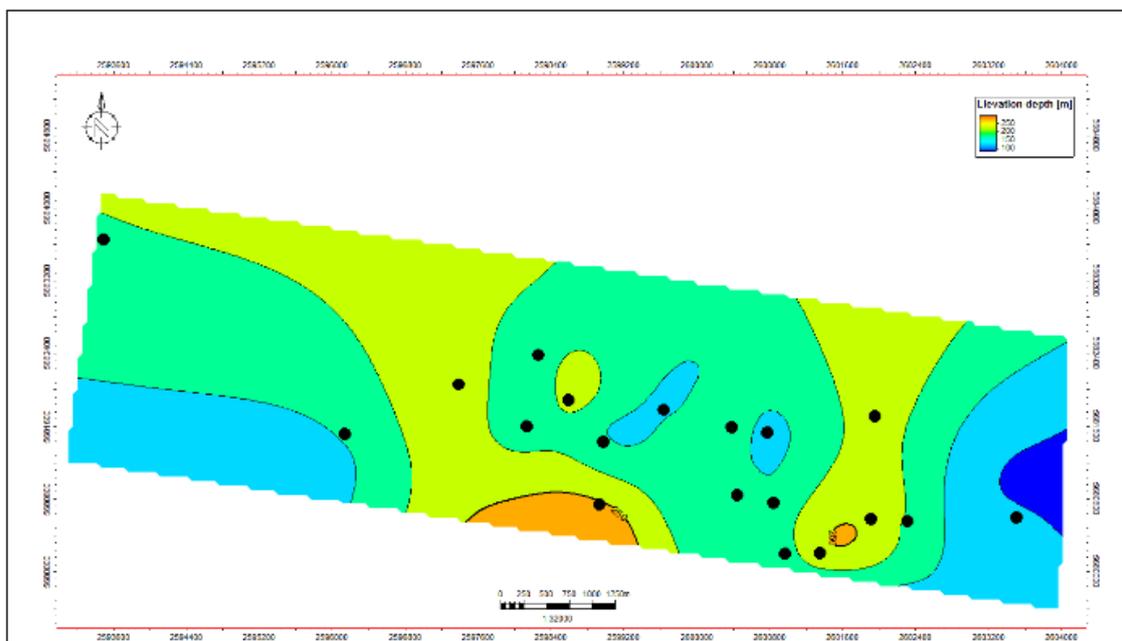
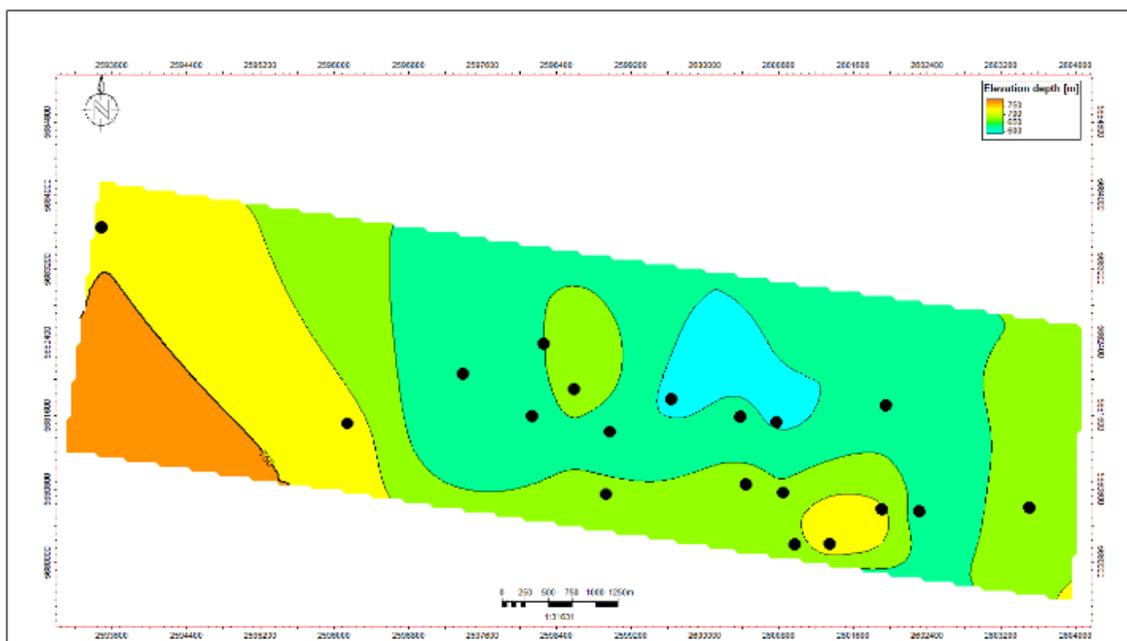
## IntraLajas 0

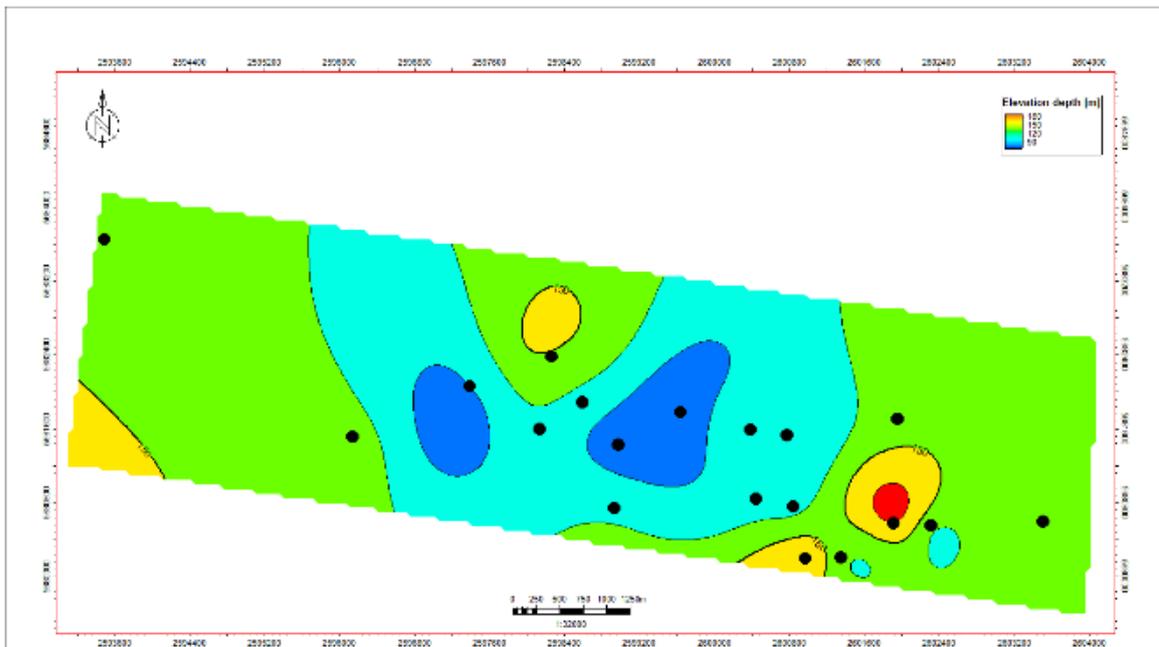
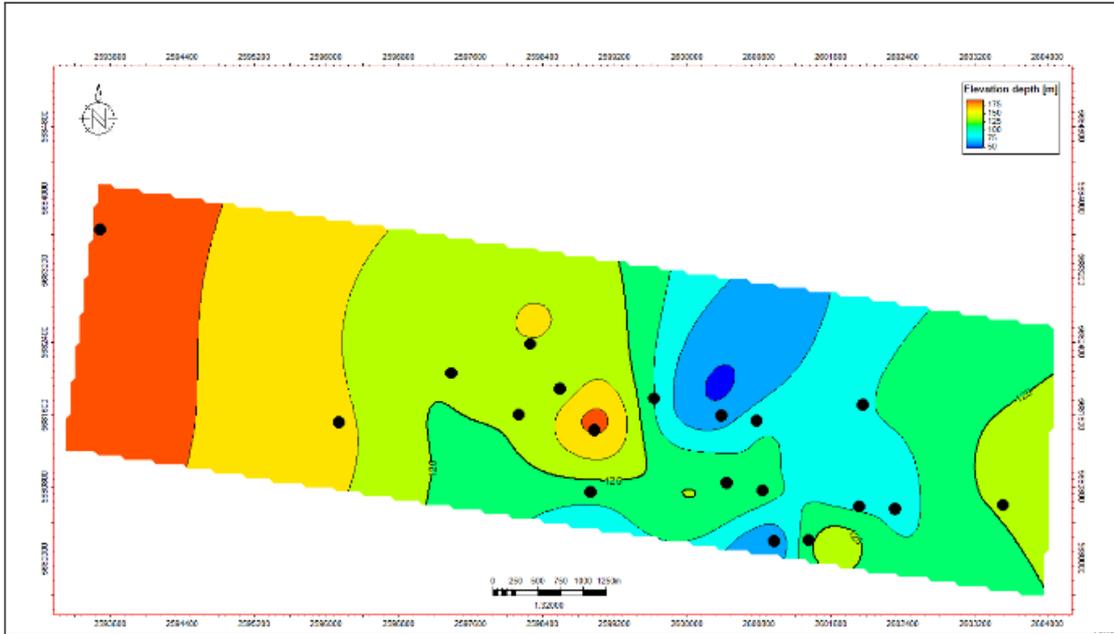


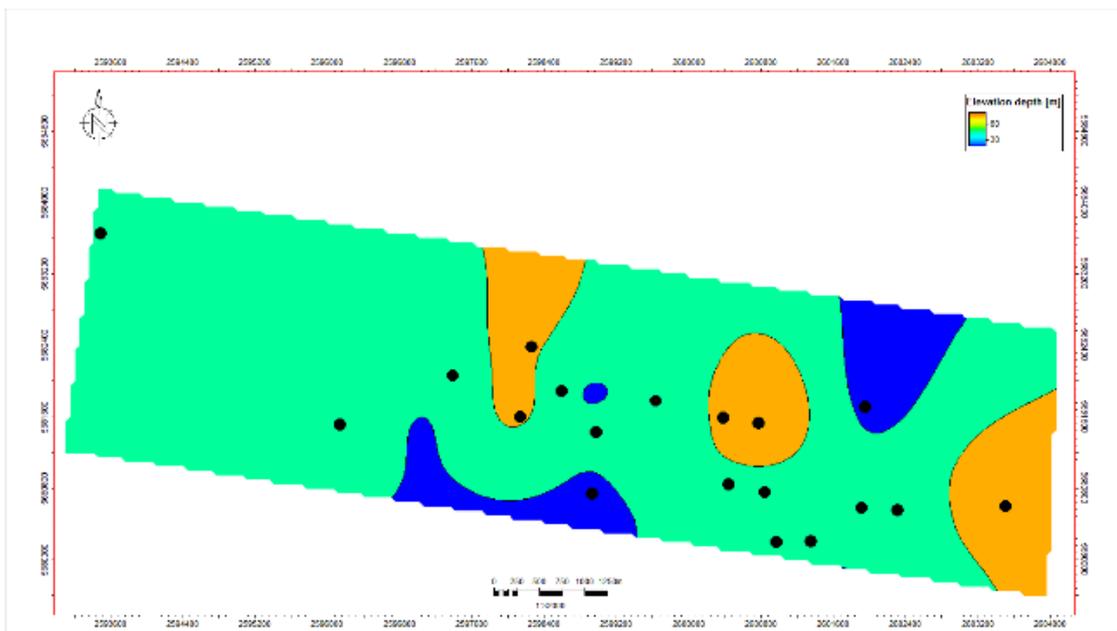
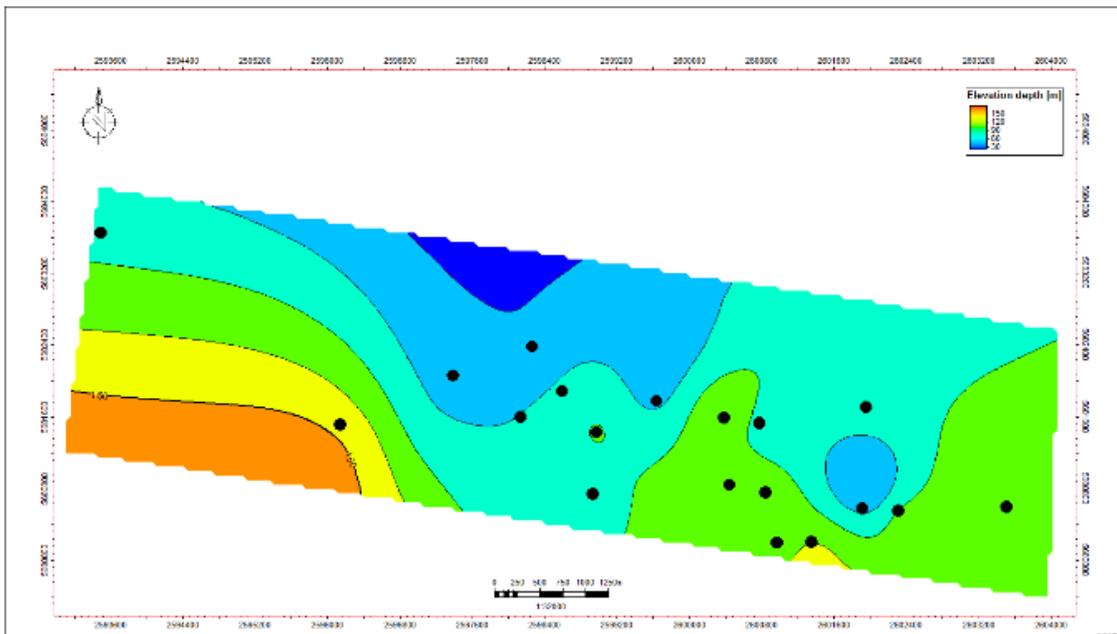
## Los Molles

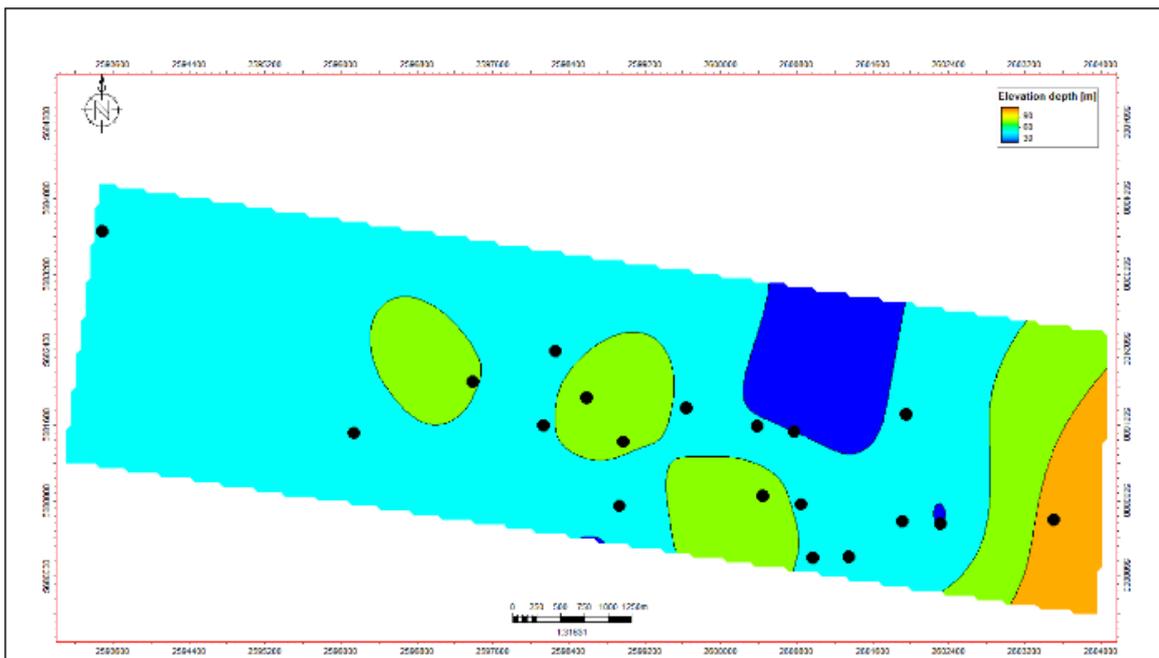
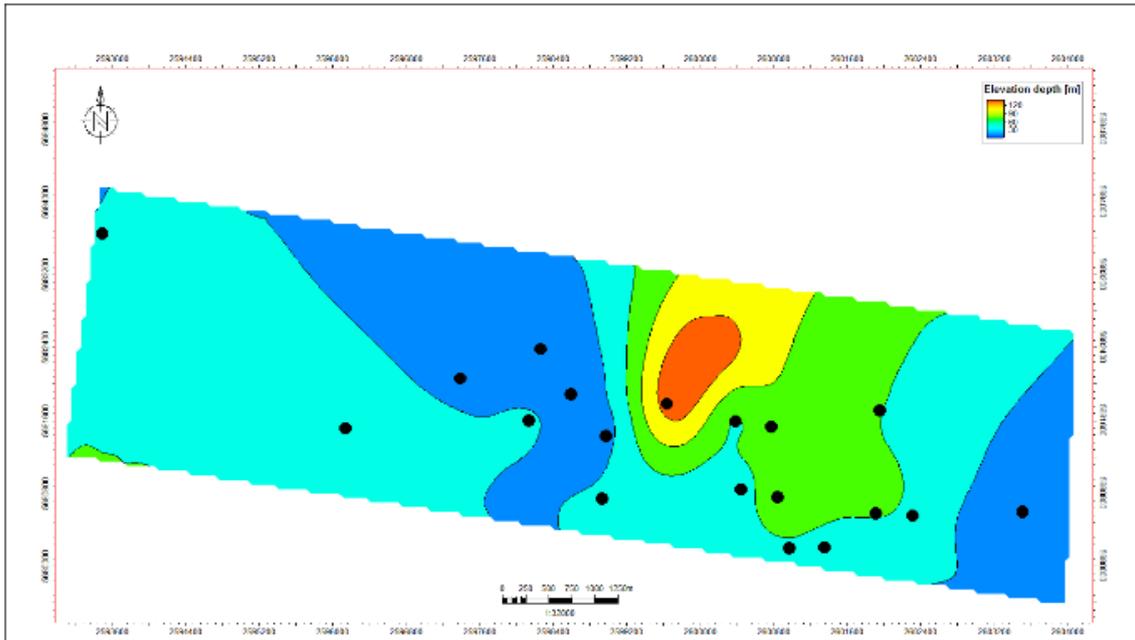


## B. Mapas isopáquicos realizados entre los topes formacionales

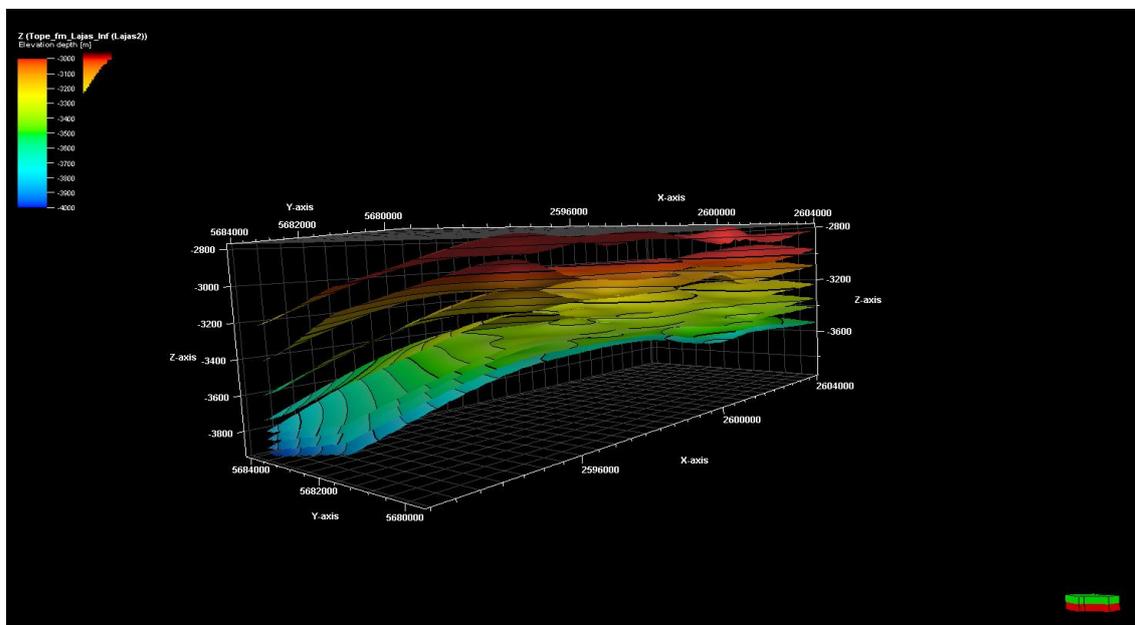




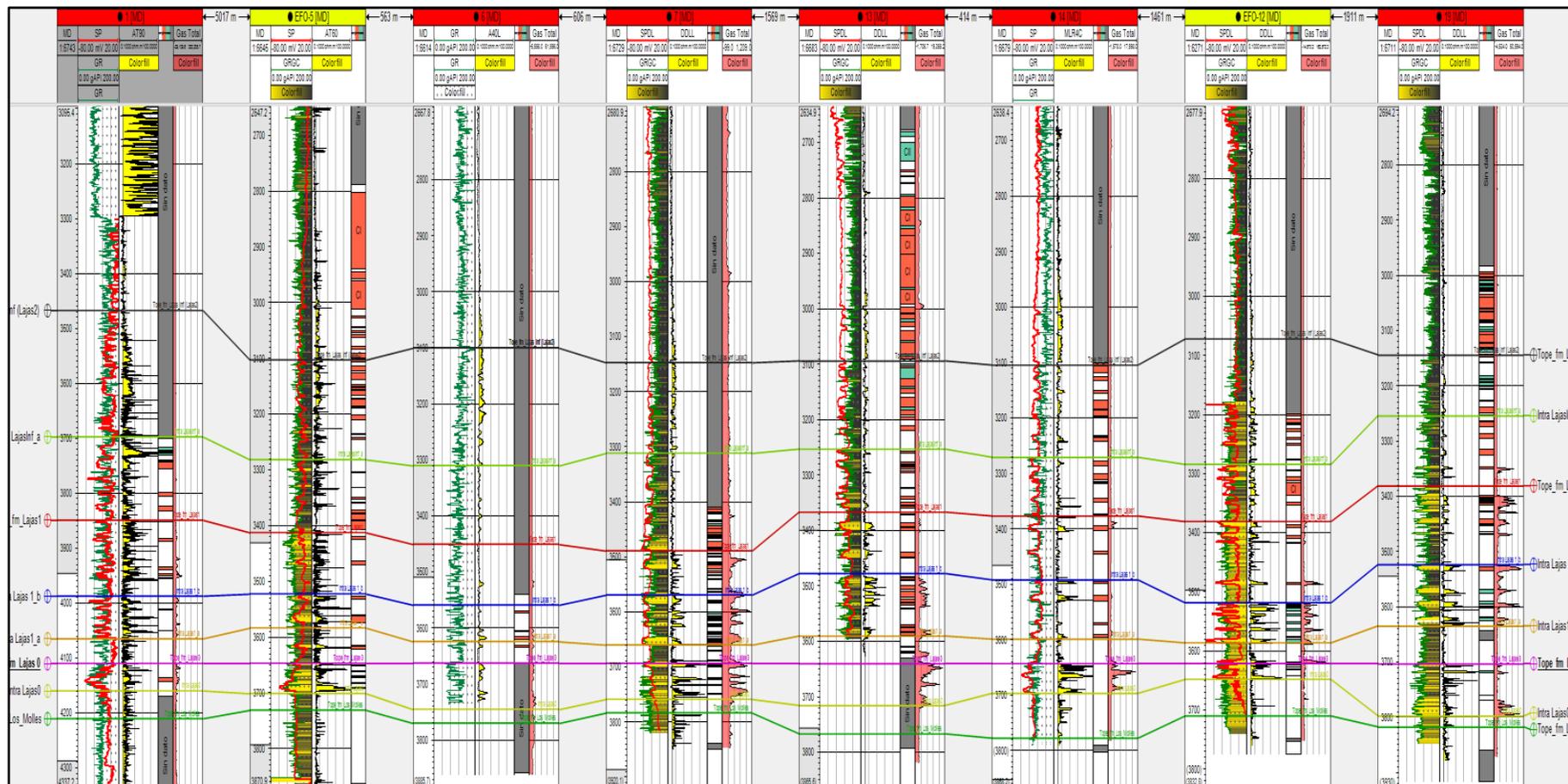




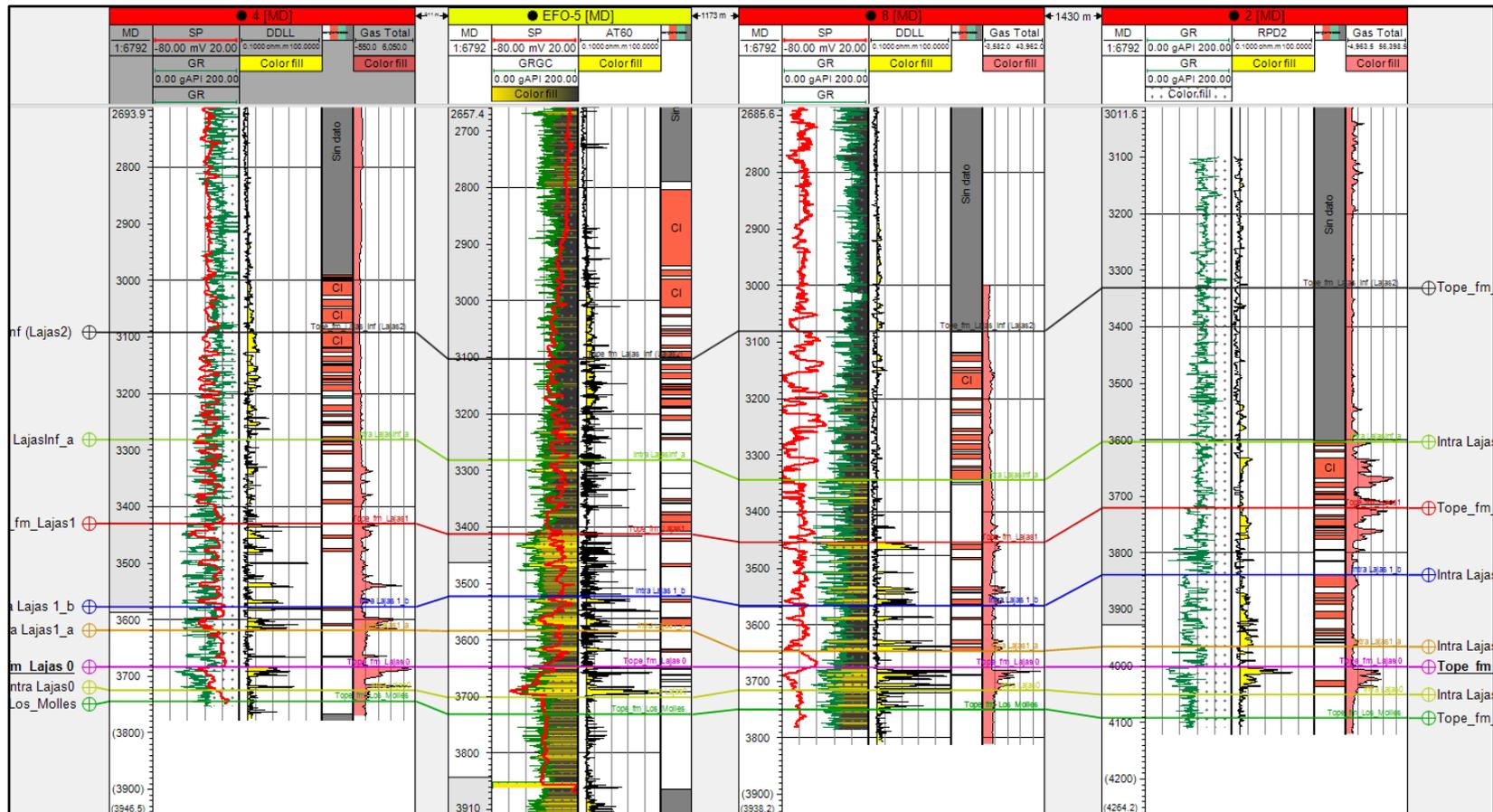
**C. Zona de interés delimitada entre los topes Lajas 2 y Los Molles. Además de los intraformacionales.**



### D. Línea A de trabajo, para correlación de topes.



### E. Línea C de trabajo, para correlación de topes.



### F. Línea D de trabajo, para correlación de topes.

