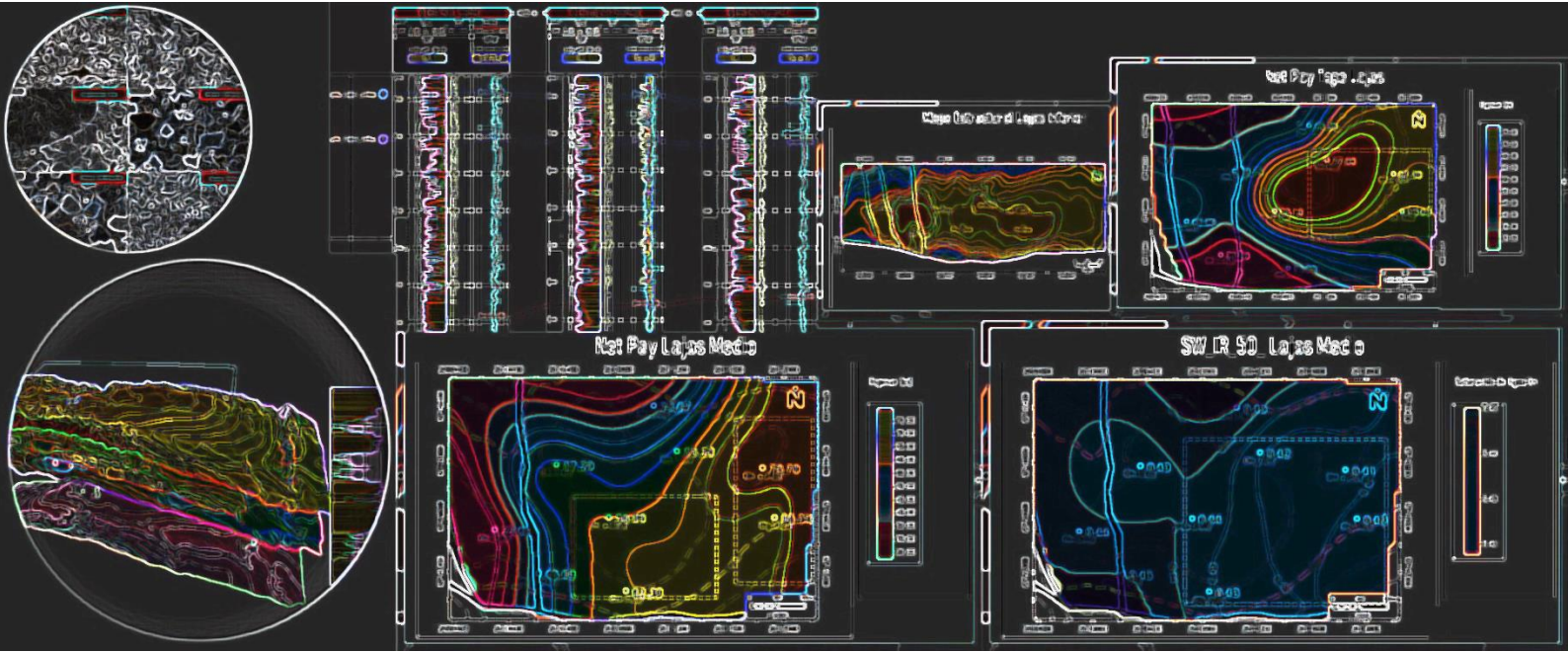


CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE LA FORMACIÓN LAJAS A PARTIR DE LA INTEGRACIÓN DE DATOS DE ROCA, PERFILES ELÉCTRICOS DE POZO Y DATOS DE PRODUCCIÓN, EN EL YACIMIENTO BARROSA NORTE, CUENCA NEUQUINA



TRABAJO DE LICENCIATURA

Autor: GUEVARA MARCELO ANTONIO

Directora: COPPO ROMINA rominacoppo@hotmail.com

Codirectora: CARMONA NOELIA ncarmona@unrn.com.ar



TRABAJO FINAL DE LICENCIATURA

“Caracterización estática de la Formación Lajas a partir de la integración de datos de roca, perfiles eléctricos de pozo y datos de producción, en el yacimiento Barrosa Norte, cuenca Neuquina”.

Autor: **GUEVARA MARCELO ANTONIO**

Directora: **COPPO ROMINA** *rominacoppo@hotmail.com*

Codirectora: **CARMONA NOELIA** *ncarmona@unrn.com.ar*

**LICENCIATURA EN GEOLOGIA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE RÍO NEGRO
SEDE ALTO VALLE Y VALLE MEDIO**

GENERAL ROCA - RIO NEGRO

2020

INDICE

1. RESUMEN	5
2. ABSTRACT	6
3. INTRODUCCIÓN	7
4. OBJETIVOS	9
4.1. Generales	9
4.2. Específicos	9
5. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	10
5.1. La Cuenca Neuquina	10
5.1.1. El Grupo Cuyo (Dellapé et al., 1978)	11
5.1.2. La Formación Lajas (Weaver 1931)	12
5.2. Modelo estructural	13
5.3. Modelo Petrofísico	16
5.4. Modelo Análogo	18
6. UBICACIÓN	21
6.1. Procedencia de los sedimentos que conforman la Formación Lajas	21
7. MATERIALES Y METODOS	25
7.1. Metodología de trabajo	25
7.1.1. Tareas de gabinete:	25
7.1.2. Confección del Modelo	25
7.2. Modelo estático	27
7.3. Perfiles de pozos	28
7.3.1. Perfil Caliper	29
7.3.2. Perfil Gamma Ray	30
7.3.3. Perfiles Resistivos	31
7.3.4. Perfiles de Densidad y Neutrón	32
7.3.5. Perfil Sónico	34
8. RESULTADOS	36
8.1. Correlación de Perfiles	36
8.1.1. Paneles de correlación	36
8.1.2. Horizontes Sísmicos	36
8.1.3. Modelado de horizontes	37
8.2. Análisis de Registros y comparación de Porosidad	42
8.3. Mapas	45
8.3.1. Superficies Estructurales	45
8.3.2. Mapas Isopáquicos	48
8.3.3. Mapas de Espesor de Arenas (Net Sand)	48



8.3.4. Mapas de Arenas Limpias y Porosas (<i>Net Reservoir</i>)	48
8.3.5. Mapas de Saturación de Agua (S_w).....	49
8.3.6. Mapas de Espesores Útiles (<i>Net Pay</i>)	49
8.3.7. Análisis de los Mapas y Datos de producción	50
8.4. Cálculo de Volumen de Hidrocarburos <i>in situ</i>	56
8.4.1. HCPV= <i>Hydrocarbon Content Pore Volume</i>	56
8.4.2. Estimación del GOIS= <i>Gas Original in situ</i>	57
8.5. Ubicación del Pozo	58
8.5.1. Fracturas hidráulicas modelo análogo.....	58
8.5.2. Fracturas naturales y fracturas hidráulicas en la zona de estudio	59
8.5.3. Pozos Infill.....	60
8.5.4. Ubicación	61
9. DISCUSION Y CONCLUSIONES.....	62
10. BIBLIOGRAFIA.....	64

1. RESUMEN

En el presente trabajo se muestran los resultados obtenidos a partir de la caracterización estática de la Formación Lajas en el yacimiento Barrosa Norte (cuenca Neuquina), el cual constituye un reservorio no convencional, específicamente un reservorio *Tight gas Sandstone*. Se denomina *Tight gas* o *Tight gas Sandstone*, al gas entrampado en formaciones de areniscas compactas. Las sedimentitas que conforman esta unidad presentan características petrofísicas (permeabilidad con valores entre 0.001 y 0.01 mD y porosidades efectivas del orden del 2 al 12%), que conllevan a considerar como *tight* la sección inferior, y como reservorios de baja permeabilidad a la sección media y superior. La elaboración del modelo estático se valió principalmente de las siguientes fuentes de información: perfiles eléctricos de pozos, testigos de coronas, datos de producción y modelos análogos. El modelo obtenido contribuye a mejorar el entendimiento que hasta el momento se tiene acerca de la distribución espacial, el espesor de potenciales reservorios, las propiedades petrofísicas del medio, con el fin de establecer con mayor precisión la ubicación de un pozo de producción. Con este propósito se correlacionaron estratigráficamente 19 pozos de este yacimiento, lo que permitió reconocer, dentro de la Formación Lajas, cuatro zonas con diferentes características litológicas y petrofísicas. Las zonas se denominaron de manera informal y en base a su ubicación, como Lajas Tope, Lajas Intrasuperior, Lajas Medio y Lajas Inferior. En las secciones Inferior y Tope se encuentran los mayores espesores útiles (*Net Pay*), según se pudo observar en los registros eléctricos estas secciones presentan una menor intercalación de facies arcillosas con respecto a las secciones medias, por otra parte la sección Inferior, debido a su posición estructural y mayor profundidad, presenta más de 50% de saturación de agua promedio, porosidad y permeabilidad muy bajas que podrían resultar en bajas condiciones de productividad. En las secciones Intrasuperior y Media, la alta proporción de niveles heterolíticos condiciona el deterioro de las propiedades petrofísicas y la disminución de espesores útiles. Con el modelo estático generado se estimaron las reservas, en el área que incluye la ubicación del pozo, de esta manera se aporta un dato adicional que permita evaluar la viabilidad del pozo propuesto.

Palabras claves: *Tight Sandstone*, *Formación Lajas*, *Barrosa Norte*, *modelo estático*, *perfiles eléctricos*, *propiedades petrofísicas*.

2. ABSTRACT

In this study, the results obtained from the static characterization of the Lajas Formation in the Barrosa Norte deposit (Neuquén basin), which constitutes an unconventional reservoir, specifically a *Tight gas Sandstone* reservoir. *Tight gas* or *Tight gas Sandstone* is the term used the gas trapped in compact sandstone formations. These sediments have petrophysical characteristics (*e.g.* permeability with values between 0.001 and 0.01 mD, effective poor on the order of 2 to 12%) that lead to consider the deposits of the lower section as *tight*, and the deposits of the middle and upper section as reservoirs of low permeability. The elaboration of the static model was based on information from well logs, cores, production information and analogous models. The generated model contributes to a better understanding of spatial distribution, the thickness of potential reservoirs, and its petrophysical properties of the medium, in order to more accurately establish the location of a production well. Nineteen wells of this reservoir were stratigraphically correlated, recognizing four zones within the Lajas Formation based on their lithological and petrophysical characteristics. The zones were informally referred and based on its location as Lajas Tope, Lajas Intrasuperior, Lajas Medio and Lajas Inferior. The greatest useful thicknesses (*Net Pay*) occur in the Upper and Lower sections, and as it can be observed in the electrical records, there are less intercalation of clay facies with respect to the middle sections, on the other hand the Lower section, due to its structural position and greater depth, presents more than 50% of average water saturation and very low porosity and permeability conditions that could result in low productivity conditions. In the Intrasuperior and Media sections, the higher content of heterolithic levels conditions the deterioration of petrophysical properties and the decrease in useful thicknesses. With the static model generated, the reserves were estimated, in the area that includes the location of the well, in this way an additional data is provided that allows evaluate the viability of the proposed well.

Keywords: *Tight Sandstone, Lajas Formation, Barrosa Norte, static model, well logs, petrophysical properties.*

3. INTRODUCCIÓN

Un depósito se puede definir como *Tight Sandstone* tanto desde un punto de vista petrofísico como económico (Holditch, 2006). En cuanto a la petrofísica Zou *et al.* (2010) sugieren que los reservorios tipo “*Tight Sandstone*” son aquellos que presentan porosidad inferior al 10%, permeabilidad *in situ* inferior a 0.1 mD, diámetro de garganta poral inferior a 1 μm y saturación de gas inferior al 60%. Además, indica que la baja porosidad y permeabilidad son causadas por la presencia de facies finas, compactación elevada y cementación silíceo (o carbonática). Otras características que definen a los reservorios tipo *Tight Sandstone* es que la roca generadora (o roca madre) se encuentra cercana o en contacto con la roca reservorio; la distribución del gas no está totalmente controlada por las estructuras de la trampa pudiendo entonces desarrollarse en áreas estructuralmente bajas; cuentan con mecanismos únicos de migración y acumulación que complementan las acumulaciones de hidrocarburos convencionales; ocurren en gran escala con reservas significativas y mediante una intervención adecuada pueden alcanzar una producción sostenible y prolongada. Asimismo, podría ocurrir que bajo las mismas condiciones la producción resulte baja o nula (Zou *et al.*, 2010). La gran complejidad petrofísica y estructural de los reservorios tipo *tight* no permite caracterizarlos de manera única, aunque tienen en común, la dificultad para estimar cuantitativamente los recursos potenciales utilizando métodos convencionales. Por tales motivos requieren estudios detallados en cada caso particular.

Desde el punto de vista petrofísico los depósitos correspondiente a la sección inferior de la Formación Lajas en el yacimiento Barrosa Norte, son un reservorio tipo *tight* y de baja permeabilidad en su sección media y superior. En esta formación se observa un arreglo de facies marcadamente progradante y agradante que puede alcanzar los 1000 m. de espesor. El marco depositacional (paleoambiental y estructural) genera un rasgo distintivo, con una alta variabilidad en las características litológicas, granulométricas y por ende petrofísicas (Montagna *et al.*, 2017). Estos depósitos habrían sido controlados por procesos exógenos, vinculados a variaciones climáticas de una cuenca hídrica extensa y compleja, combinado con un rasgo morfoestructural tan importante como lo es la Dorsal de Huincul (Montagna *et al.*, 2012). En este yacimiento, la Formación Lajas está integrada por conglomerados masivos, areniscas finas a gruesas y, de manera subordinada, por niveles de heterolitas compuestas por una alternancia centimétrica y recurrente de areniscas finas y fangolitas masivas (Montagna *et al.*, 2017; Coppo *et al.*, 2016). De acuerdo con Montagna *et al.* (2017), el análisis litológico se puede definir y mensurar desde distintos puntos de vista; uno de ellos es relacionándola con la variable composicional, donde por ejemplo en las areniscas, la diferenciación está representada por la presencia de areniscas líticas,

líticas feldespáticas, cuarzosas (según la clasificación de Folk, 1970). Otra forma de identificar la mencionada complejidad es teniendo en cuenta la textura de la roca (porcentajes de clastos, matriz y cemento), donde también se manifiestan cambios notorios, aún dentro de un mismo cuerpo sedimentario.

Los niveles conglomerádicos y las areniscas del reservorio presentan características petrofísicas que lo definen como *tight*, posee porosidades promedio de 6 - 8% y permeabilidades de 0.1 mD o menores; estas características requieren de una estimulación del reservorio durante la etapa de producción; además la Formación Lajas se encuentra muy próxima a la roca generadora de hidrocarburos o roca madre (Formación Los Molles subyacente); presenta importantes espesores útiles (entre 150 y 300 m.); las perforaciones de pozos son relativamente profundas (2500 – 3500 m.) y el distanciamiento entre pozos contiguos es relativamente pequeño (400 - 500 m.).

La caracterización estática de un yacimiento se lleva a cabo mediante la aplicación de distintas disciplinas tales como la geológica, geofísica, petrofísica (Bobadilla, 2012). Se especifican propiedades de las rocas que constituyen el yacimiento, como la arquitectura y geometría de los cuerpos mineralizados (organizaciones espaciales de los reservorios; la variación lateral, vertical, forma y orientación), los fluidos comprobados y probables, contenidos en los reservorios, las mejores tendencias y sectores para el desarrollo. A su vez la visualización de los modelos puede ser en diferentes escalas; considerando diferentes volúmenes de roca; según Haldorsen (1986) se puede clasificar a las escalas de caracterización en: Microscópica, Macroscópica, Megascópica y Gigascópica.

4. OBJETIVOS

4.1. Generales

El objetivo general de este trabajo fue confeccionar un modelo estático de la Formación Lajas en el yacimiento Barrosa Norte a partir de la interpretación de datos de roca (información petrofísica de las rocas, descripción litológica, petrográfica y sedimentológica), perfiles de pozo y datos de producción, con el fin de proponer la ubicación de un pozo.

4.2. Específicos

- Recopilar y clasificar la información geológica regional y local, así como información de subsuelo del área de estudio, que contribuya con la elaboración del modelo estático.
- Analizar los testigos de coronas, testigos laterales rotados y recortes de perforación (*cutting*) e integrarlos a los perfiles eléctricos de pozos y datos de producción que sean de utilidad para realizar la correlación de pozos.
- Confeccionar mapas 2D de subsuelo (estructurales, isopáquicos, isopropiedades de reservorio).
- Comparar la porosidad, obtenida a partir del análisis de los perfiles de pozos Gamma Ray (GR), Densidad (ZDEN) y Neutrónico (NHPI), con la porosidad calculada en laboratorio.
- Realizar el cálculo volumétrico de hidrocarburos *in situ* a partir de los mapas confeccionados.

5. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

A continuación, se presenta una síntesis del marco geológico regional de la cuenca Neuquina y en particular del Grupo Cuyo. Posteriormente y para contextualizar el modelo estático propuesto para la Formación Lajas en el yacimiento Barrosa Norte, se describen las principales características de la unidad, discutiendo los modelos sedimentológicos-estratigráficos, estructurales y petrofísicos propuestos para la zona de estudio.

5.1. La Cuenca Neuquina

La cuenca Neuquina es una cuenca de diseño triangular que cubre una superficie de 160000 km² y se encuentra localizada al este de la Cordillera Principal (Ramos *et al.*, 2011), entre los 32° y 40° de latitud S, limitando al noreste con el macizo de la Sierra Pintada y al sureste con el macizo Norpatagónico (Digregorio *et al.*, 1984) (Fig. 1a). Se trata de una cuenca ensiálica iniciada en el Triásico Superior-Jurásico Inferior por procesos acaecidos en el margen occidental de Gondwana (Uliana *et al.*, 1989; Legarreta y Uliana, 1996; Franzese y Spalletti, 2001). Presenta una historia tectónica compleja íntimamente ligada al desarrollo de los Andes y a la geometría de la losa subductada (Ramos y Folguera, 2005).

El sustrato posee una antigua historia de acreción por colisión de diferentes terrenos conformados por corteza continental durante el Paleozoico (Charrier *et al.* 2007). El conjunto de terrenos de basamento constituidos por Cuyania amalgamado en el Ordovícico Medio-Tardío (Astini 1996), Chilenia (Ramos *et al.*, 1986) que colisionó durante el Devónico Tardío y finalmente Patagonia (Ramos 1984), integrado al resto de los mosaicos basamentales durante el Carbonífero Tardío o Pérmico Temprano (Rapalini *et al.*, 2010), imprimen una herencia de fundamental importancia para toda la historia posterior de subsidencia y acumulación de sedimentos (Fig. 1b).

Según Arregui *et al.* (2011) la Cuenca Neuquina, constituye una cubeta subandina que se asocia a un margen de placas convergentes, una de naturaleza oceánica que formó parte del proto-oceano Pacífico y otra formada por corteza continental que constituyó el límite sudoccidental de Gondwana. Durante el Jurásico Inferior se restableció en el margen occidental de Gondwana un sistema de subducción, desarrollando el primer arco magmático mesozoico y la formación de cuencas de intraarco y retroarco, caracterizadas por desarrollar ambientes principalmente marinos. Desde el Jurásico Medio hasta el Cretácico Inferior, la cuenca Neuquina se comportó como una cuenca de retroarco y, hacia fines del Cretácico Inferior, se convirtió en una cuenca

de antepaís, debido al incipiente levantamiento de la Cordillera de los Andes y a la formación de la faja plegada y corrida del Agrio (Ramos, 1999; Ramos y Folguera, 2005).

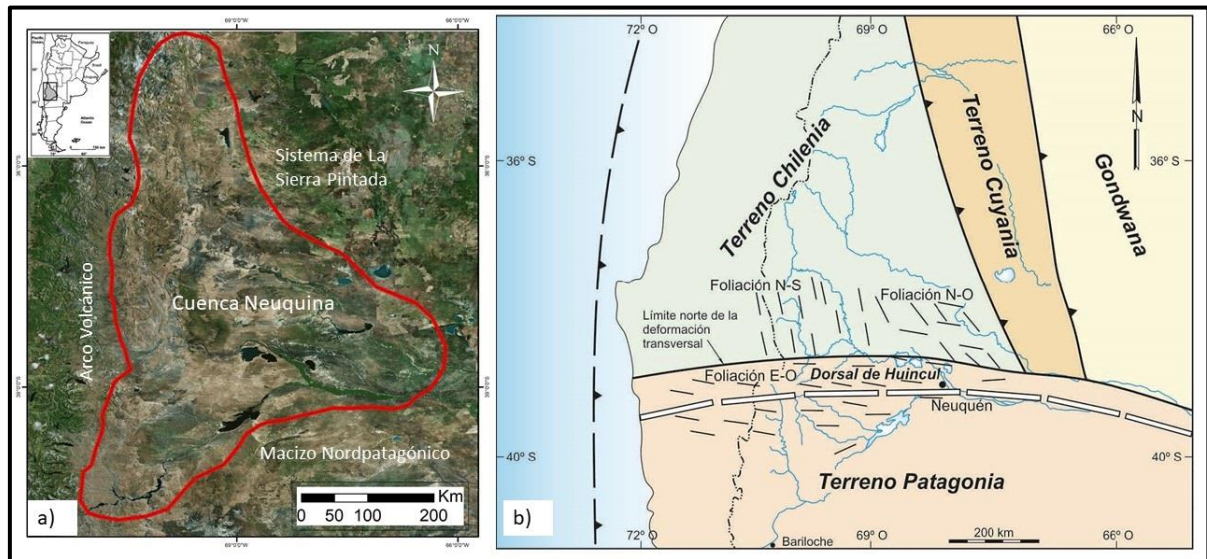


Figura 1. a). Mapa de ubicación de la cuenca Neuquina; **b).** Esquema de colisión del Terreno Patagonia con Chilenia y Cuyania (tomado y modificado de Arregui *et al.*, 2011).

5.1.1. El Grupo Cuyo (Dellapé *et al.*, 1978)

El término Grupo Cuyo fue propuesto por Dellapé *et al.* (1978) para identificar una secuencia sedimentaria evolutiva limitada en su base y techo por las discordancias Intraliásica (Rioatuélica) e Intracalloviana respectivamente (Arregui *et al.*, 2011). Comprende el primer ciclo sedimentario marino que se depositó en la cuenca Neuquina en un lapso de tiempo que abarca desde el Sinemuriano-Hettangiano en el sur de la provincia de Mendoza y el Pliensbachiano-Toarciano en la provincia del Neuquén (Fig. 2a). Los primeros depósitos del Grupo Cuyo, en la región central y sur de la cubeta, están representados por una sucesión predominantemente pelítica acumulada en posiciones de offshore-shoreface que intercalan con cuerpos lenticulares de areniscas generadas por corrientes de densidad correspondientes a la Formación Los Molles (Dellapé *et al.*, 1979; Gulisano y Gutiérrez Pleimling, 1995; Paim *et al.*, 2008). Sobre las pelitas oscuras, son frecuentes los niveles turbidíticos, el arreglo de esta secuencia es claramente progradante, donde se depositan facies arenosas marino-marginales de carácter deltaico dominado por ríos y mareas que corresponden a la Formación Lajas (Legarreta y Gulisano, 1989). Estas son cubiertas por depósitos aluviales de la Formación Challacó o Punta Rosada en el subsuelo (De Ferrariís, 1947; Veiga, 2000). El Grupo Cuyo finaliza con una sucesión evaporítica representada por las rocas de la Formación Tábanos (Stipanovic, 1966;

Veiga, 2000), está última acumulación marca la máxima retracción marina previa a la reactivación tectónica que produce la discordancia Intracalloviana (Arregui *et al.*, 2011) (Fig. 2b).

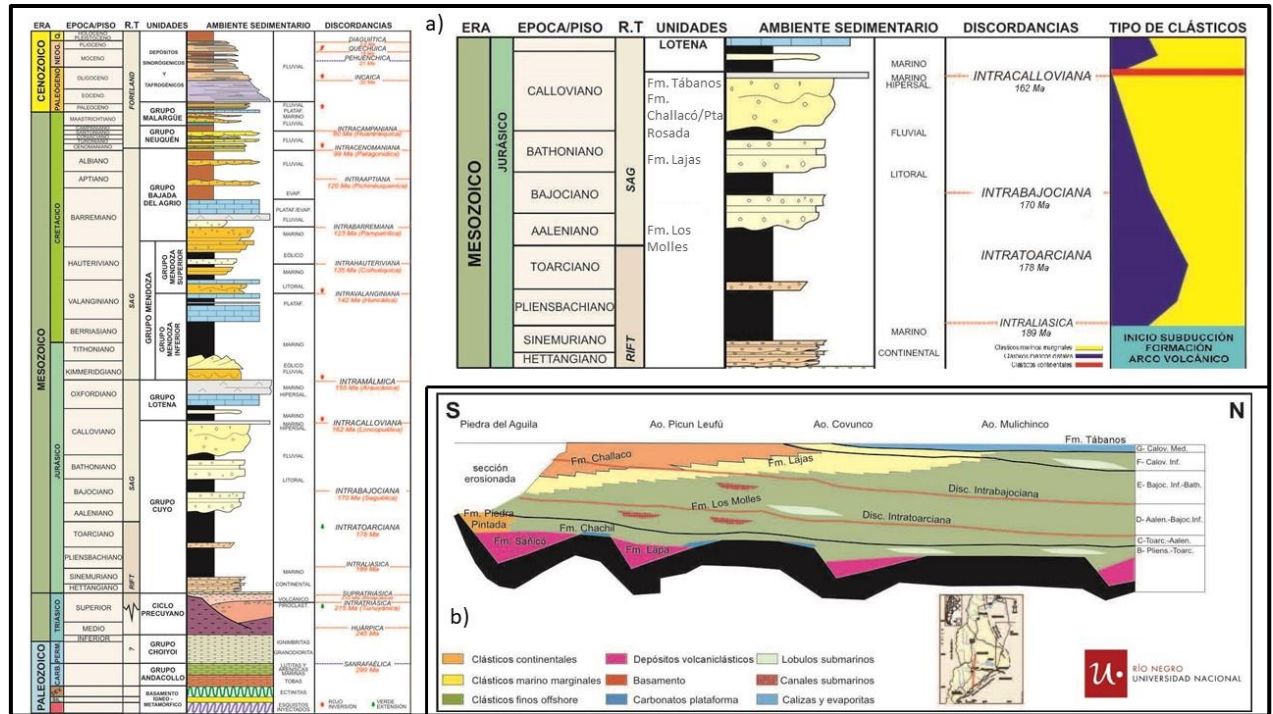


Figura 2. a). Columna estratigráfica resumida de la cuenca Neuquina, mostrando la posición relativa de las unidades de orden mayor, indicación de régimen tectónico (R.T.), ambiente sedimentario y principales discordancias; en la imagen superior derecha se muestra ampliado el Grupo Cuyo. **b).** Corte estratigráfico esquemático del Grupo Cuyo basado en afloramientos (tomado y modificado de Arregui *et al.*, 2011).

5.1.2. La Formación Lajas (Weaver 1931)

La localidad tipo de la Formación Lajas se encuentra ubicada en el flanco occidental de la sierra de la Vaca Muerta, en el oeste de la provincia del Neuquén, donde desarrolla espesores promedio de 200 m. Weaver (1931) interpretó al conjunto integrado por areniscas, pelitas oscuras y verdosas con abundantes restos carbonosos y conglomerados, como depositados en ambientes marinos someros, deltaicos y estuarinos. Durante mucho tiempo se consideró que esta formación constituía la facies final de la transgresión calloviana, y sobre la base de elementos sedimentológicos, algunos autores la integraron a la Formación Lotena (Marchese, 1971). Se debe a Dellapé *et al.* (1978) el reconocimiento de que la Formación Lajas integra conjuntamente con las Formaciones Challacó y Tábanos el tramo final de la secuencia regresiva del Grupo Cuyo.

Estudios realizados en las fangolitas, areniscas y conglomerados aflorantes en las áreas de

Portada Covunco y Sierra de la Vaca Muerta permitieron interpretar a estas sucesiones como depósitos de sistemas deltaicos afectados por descargas hiperpícnicas y parcialmente reelaborados por corrientes de marea y oleaje (Zavala y González, 2001), mientras que McIlroy *et al.* (2005) asignan un origen deltaico con dominio de marea que de manera subordinada es reelaborado por acción de oleaje. Ponce *et al.* (2012) combina observaciones sedimentológicas e icnológicas, como por ejemplo la presencia dominante de estructuras tractivas unidireccionales (óndulas de corriente y estratificación entrecruzada tangencial) con abundante contenido de materia orgánica principalmente acumulada en sus caras de avalancha, para indicar una señal fluvial marcada para estos depósitos deltaicos. Canale *et al.* (2015, 2020) asignan las rocas de la Formación Lajas en las áreas de Portada Covunco, Sierra de la Vaca Muerta y Bajada de los Molles a un sistema deltaico fluvio-dominado que se encuentra frecuentemente afectado por descargas hiperpícnicas y reelaborado por acción de oleaje. Coppo *et al.* (2018), a partir de bibliografía disponible sobre análisis sedimentológicos e icnológicos realizados en coronas (Fig. 3b) correspondientes a la Formación Lajas en el área denominada Cupén Mahuida (anticlinales de Sierra Barrosa-Aguada Toledo y Barrosa Norte), sumado a trabajos de geología de superficie realizados en las localidades donde aflora la formación, interpretan la sección inferior de la unidad como depósitos de sistemas deltaicos fluvio-dominados compuestos por barras de desembocadura deltaica y prodelta proximal, generados durante etapas de descarga fluvial normal, los cuales alternan con barras hiperpícnicas producidas durante descargas fluviales extraordinarias, que lateralmente pasan a facies de *offshore* superior; y para las secciones Media y Superior, canales distributarios (facies de canales propiamente dichas, barras, depósitos de derrame y albardones), que intercalan con facies finas de bahías interdistributarias (Fig. 3a).

5.2. Modelo estructural

La estructura Barrosa Norte o también llamada Cupén Mahuida Norte, es un anticlinal relacionada a la Dorsal de Huincul, específicamente asociada a fallas de basamento con rechazo inverso importante (reactivación de los hemigrábenes del Precuyano), pero que además están afectadas por una componente de desplazamiento de rumbo de tipo dextral que origina el fallamiento extensional perpendicular al eje del pliegue anticlinal (Silvestro y Zubiri, 2008). Según Jorgensen *et al.* (2014), concomitantemente con el proceso de inversión tectónica se generan fallas de orientación N-S que tienen carácter tanto normal como compresional debido a la formación de campos de esfuerzos locales, originados por la interacción de los esfuerzos

regionales con las fallas que se están reactivando (fallas de Cupén Mahuida y Cupén Mahuida Norte).

La Dorsal de Huincul es un lineamiento estructural de escala regional desarrollado a los 39°S, que se extiende por más de 270 km con orientación E-O (Silvestro y Zubiri, 2008) (Fig. 4a).

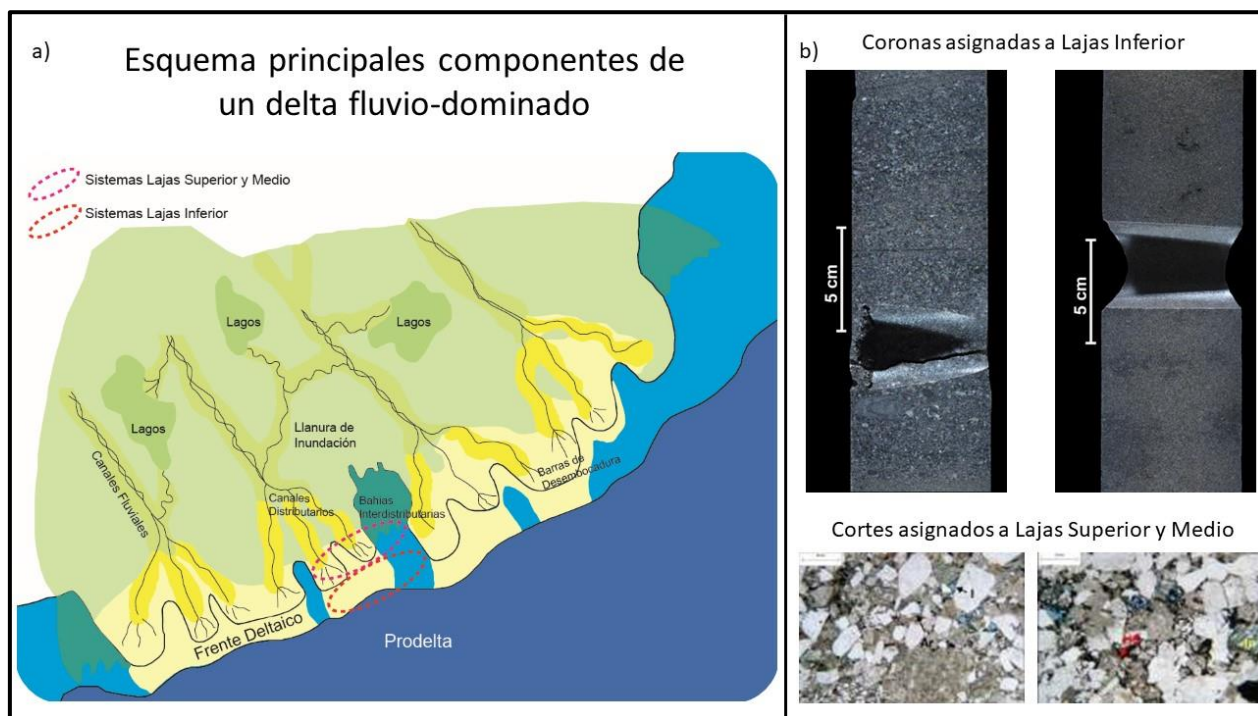


Figura 3. a). Esquema de principales zonas que componen un delta fluvio-dominado. Los sistemas reconocidos en la Formación Lajas se indican con círculos rojos y morados: Lajas Medio y Superior corresponde a un sistema agradacional, con intercalaciones de arenas y pelitas, y ambientalmente corresponden a planicies deltaicas distales con canales distributarios y bahías interdistributarias; Lajas Inferior corresponde a un sistema progradante de frente deltaico fluvio-dominado (tomado y modificado de Tye *et al.*, 1999). **b).** En la parte superior se muestran imágenes de coronas pertenecientes al Informe de Pozo BN.a-23(d); asignadas a la sección inferior de la Formación Lajas; la corona izquierda presenta areniscas gruesas y mediana a gruesas de moderada selección, en parte conglomerádica se observa estratificación cruzada de bajo ángulo; la corona de la derecha presenta areniscas finas intensamente bioturbadas (no se observa la estructura primaria), se reconocen trazas fósiles poco definidas que se destacan por la presencia de material arcilloso con materia orgánica. En la parte inferior se muestran cortes delgados correspondientes a la sección superior y media de la Formación Lajas respectivamente; el corte izquierdo corresponde a una arenisca conglomerádica con matriz arcillosa, el corte derecho a un conglomerado que presenta laminación difusa.

Por las características estructurales se reconoce un sector occidental con predominio de lineamientos orientados al NE relacionados a estructuras predominantemente compresivas, y un sector oriental caracterizado por el predominio de lineamientos NO con desarrollo de estructuras transcurrentes (Silvestro y Zubiri, 2008) (Fig. 4b). Los principales modelos que trataron de explicar las características estructurales de la región fueron asociados a deformación compresiva y transcurrente (Orchuela *et al.* 1981; Ploszkiewicz *et al.* 1984), y de manera posterior, a 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). Trabajos posteriores, basados en información regional integrada permitieron reinterpretar la estructura del *synrift* triásico a jurásico inferior y la posterior evolución estructural y estratigráfica del área. Silvestro y Zubiri (2008), proponen un esquema tectónico alternativo para la Dorsal de Huincul, donde la evolución de las estructuras a escala regional y su geometría, responden a una convergencia oblicua entre dos zonas de comportamiento mecánico diferente, bajo un campo de esfuerzos NO-SE relacionado a la subducción en el margen Pacífico. Hacia el noroeste la corteza continental adelgazada por extensión y debilitada térmicamente, posibilita la reactivación y desarrollo de estructuras transcurrentes y compresivas, concentrando la deformación en la zona de transición entre las dos unidades corticales diferentes, dando lugar a la dorsal neuquina. Su actividad tectónica durante el Jurásico, Cretácico y en menor medida en el Cenozoico, controló la sedimentación al sur de la cuenca Neuquina, desarrollando una gran cantidad de estratos de crecimiento y discordancias progresivas (Freije *et al.*, 2002; Silvestro y Zubiri, 2008). La evolución tectónica de la Dorsal de Huincul estuvo marcada por dos factores principales; por un lado, las anisotropías del basamento que controlaron la orientación y estilos estructurales de la deformación de intraplaca, y por otro lado, la dinámica del margen convergente pacífico, que definieron tres ciclos de deformación de la dorsal (Mosquera y Ramos 2006).

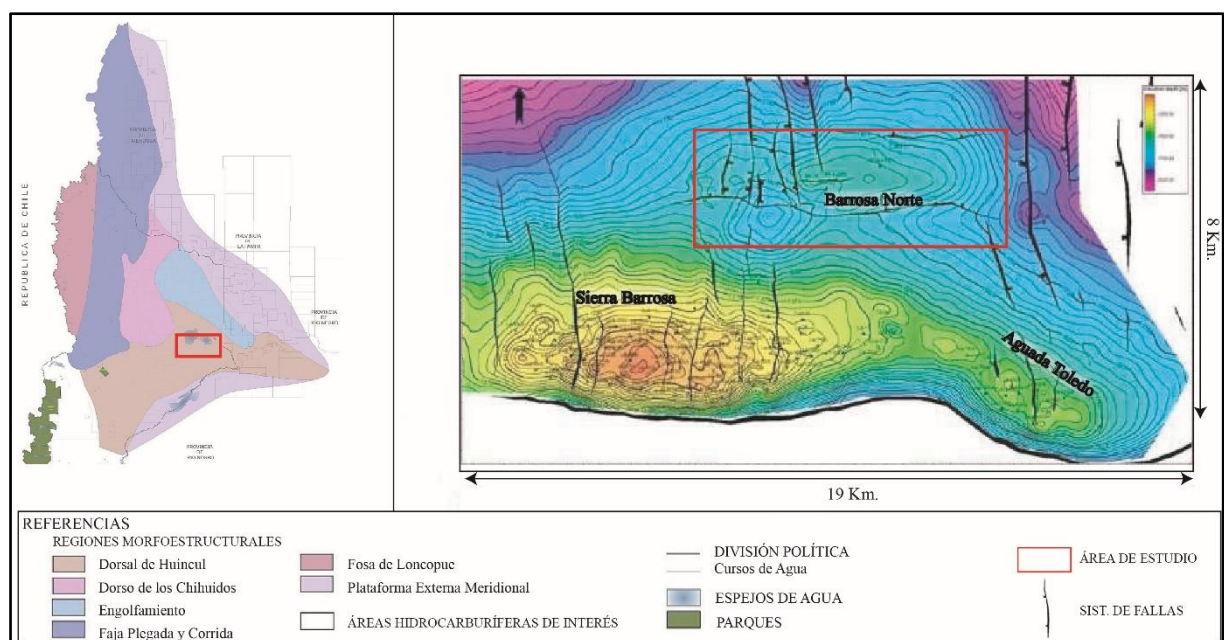


Figura 4. a). Regiones morfoestructurales de la cuenca neuquina (tomado y modificado de la página web de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén: www.hidrocarburos.energianequen.gov.ar, el recuadro indica la zona donde se ubica la estructura anticlinal Barrosa Norte, comprendida dentro del área morfoestructural de la Dorsal de Huincul. **b).** Mapa estructural al tope de la formación Lajas donde se pueden observar los sistemas de fallas con rumbo N-S que afectan tanto al sector de Sierra Barrosa-Aguada Toledo, como así también al área Barrosa Norte (tomado y modificado de Coppo *et al.*, 2018).

5.3. Modelo Petrofísico

Las areniscas que integran los depósitos de la Formación Lajas, tienen una considerable participación de material volcánico en su composición, perdiendo su condición de reservorio (porosidad menor a 10% y permeabilidad menor de 0.1 mD) a medida que aumenta el soterramiento (Jorgensen *et al.*, 2014).

El primer intento de caracterización de las propiedades petrofísicas básicas y especiales, fue abordado aplicando técnicas convencionales. Montagna *et al.* (2017), indican que la petrofísica de la Formación Lajas presenta una porosidad principalmente intergranular, primaria y de tipo secundaria (producto de la disolución de clastos y cemento), aunque también en algunos niveles hay porosidad por microfisuras. La porosidad primaria promedio oscila entre 2% y 10% (aunque los reservorios del Lajas superior pueden alcanzar el 13%); y está representada por diámetros de poro que oscilan entre 0.100 y 0.225 mm, con diámetros de garganta poral que oscilan entre 5 y 10 μm (Licitra *et al.*, 2011; Masiero *et al.*, 2016). Relacionado con la porosidad, el valor promedio de permeabilidad obtenido en laboratorio (condiciones estándar) es de 0.67 mD, debiéndose destacar una relación estrecha con la presión de soterramiento (a mayor presión, menor permeabilidad), que hace que la permeabilidad promedio a condiciones de reservorio sea de 0.057 mD. Para Montagna *et al.* (2017) la relación que se puede observar entre la presión de soterramiento y disminución de permeabilidad no es tan evidente ni crítica cuando se relaciona la presión de soterramiento con la porosidad.

Las variaciones petrofísicas presentes en la Formación Lajas se relacionan, desde el punto de vista litológico, con las heterogeneidades de las rocas que la componen (Fig. 5). Esta variabilidad no sólo es el resultado del complejo escenario granulométrico-litológico, sino además del producto de una severa e intrincada historia diagenética, construida sobre numerosos procesos (compactación, crecimiento secundario de cuarzo, cloritización, bituminización, disolución), que actuaron de manera individual y conjuntamente, y que en líneas generales perjudicaron y obliteraron las condiciones petrofísicas de los depósitos originales (Montagna *et al.*, 2012; Masiero *et al.*, 2016). La heterogeneidad también se continúa observando en Barrosa Norte, de acuerdo al informe de coronas del pozo BN.a-23(d), realizado en un tramo de 36 m., se describen areniscas de diferentes granulometrías (desde areniscas a conglomerados), selección (pobre a muy buena) y composición (líticas, feldespáticas, litofeldespáticas) (Fig. 6). Este informe también menciona en la descripción petrofísica que dicho tramo presenta una porosidad baja a moderada (0,5 a 6%), donde predominan los microporos de tipo secundario con textura intragranular y microporosidad en arcillas.

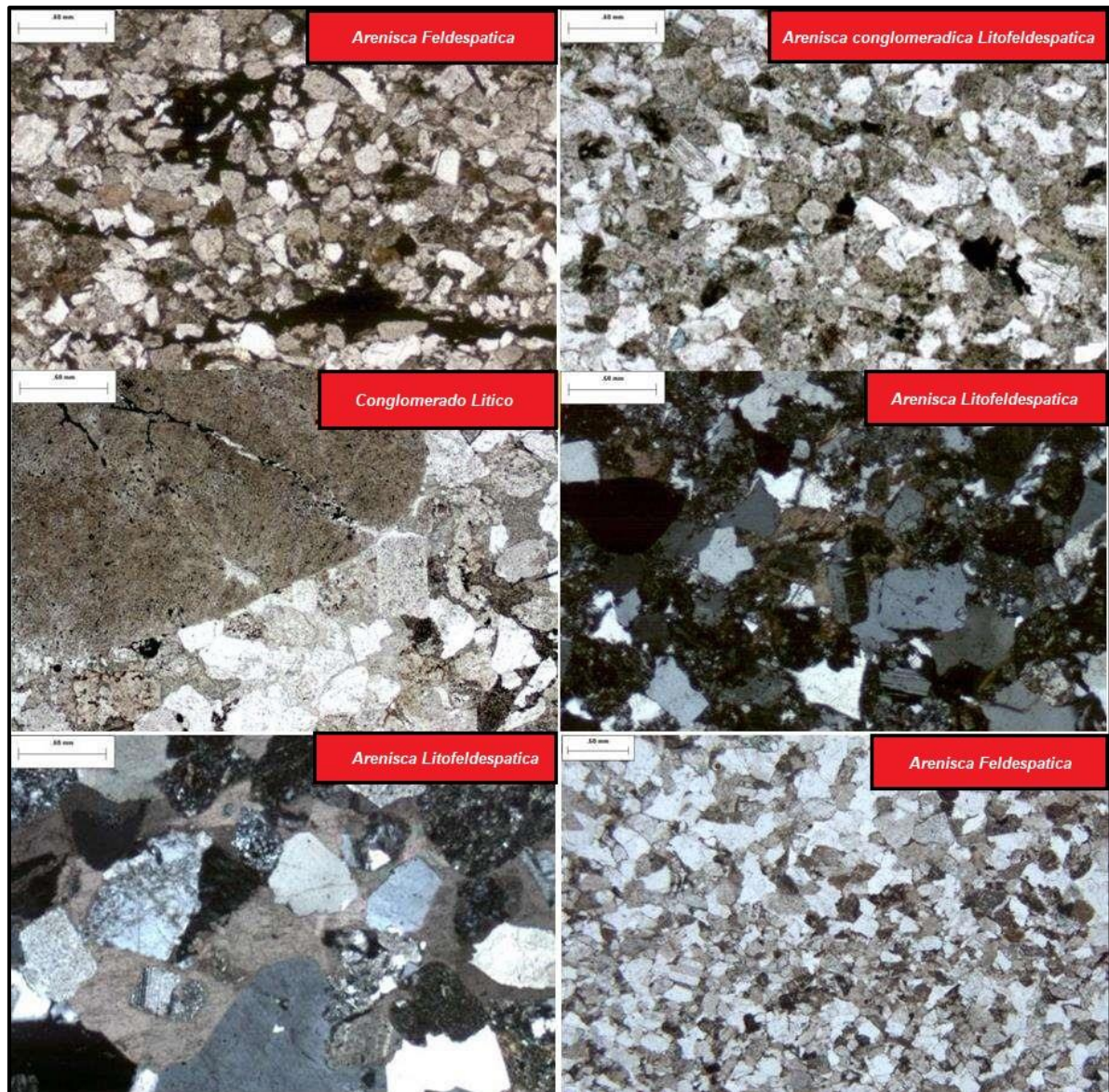


Figura 5. Ejemplo de heterogeneidad granulométrica, datos de corona en un tramo de aproximadamente 6 metros (tomado y modificado de Montagna *et al.*, 2017).

Estudios realizados por Coppo *et al.* (2018), determinaron porosidades de hasta 12%, y permeabilidades entre 10^{-4} y 3.0×10^{-1} mD (Fig. 7). Se realizaron mediciones de presión capilar por inyección de mercurio hasta 60000 psi con el objetivo de investigar los poros más pequeños. Las gargantas porales de este estudio oscilan entre 10^{-2} y 1 mm. Sin embargo, algunos estudios, como por ejemplo la saturación de agua irreductible y las permeabilidades relativas, presentaron inconvenientes experimentales debido a las bajas permeabilidades, por este motivo, y al igual que en el estudio antes mencionado se consideró que los resultados que arrojaron son poco confiables (Coppo *et al.*, 2018).

Los estudios petrofísicos mencionados en el párrafo anterior se basan en interpretación de perfiles de pozos y la aplicación de fórmulas como la ecuación de Stieber (1970) para el cálculo

de espesores útiles (ajustado con valores de contenido de arcilla obtenidos del análisis DRX), cálculo de porosidad a partir de un modelo densidad–neutrón, y la saturación de agua por el modelo de *Simandoux* (1963), calibrados con estudios petrofísicos de laboratorio sobre testigos rotados y *plugs* de testigos de coronas.

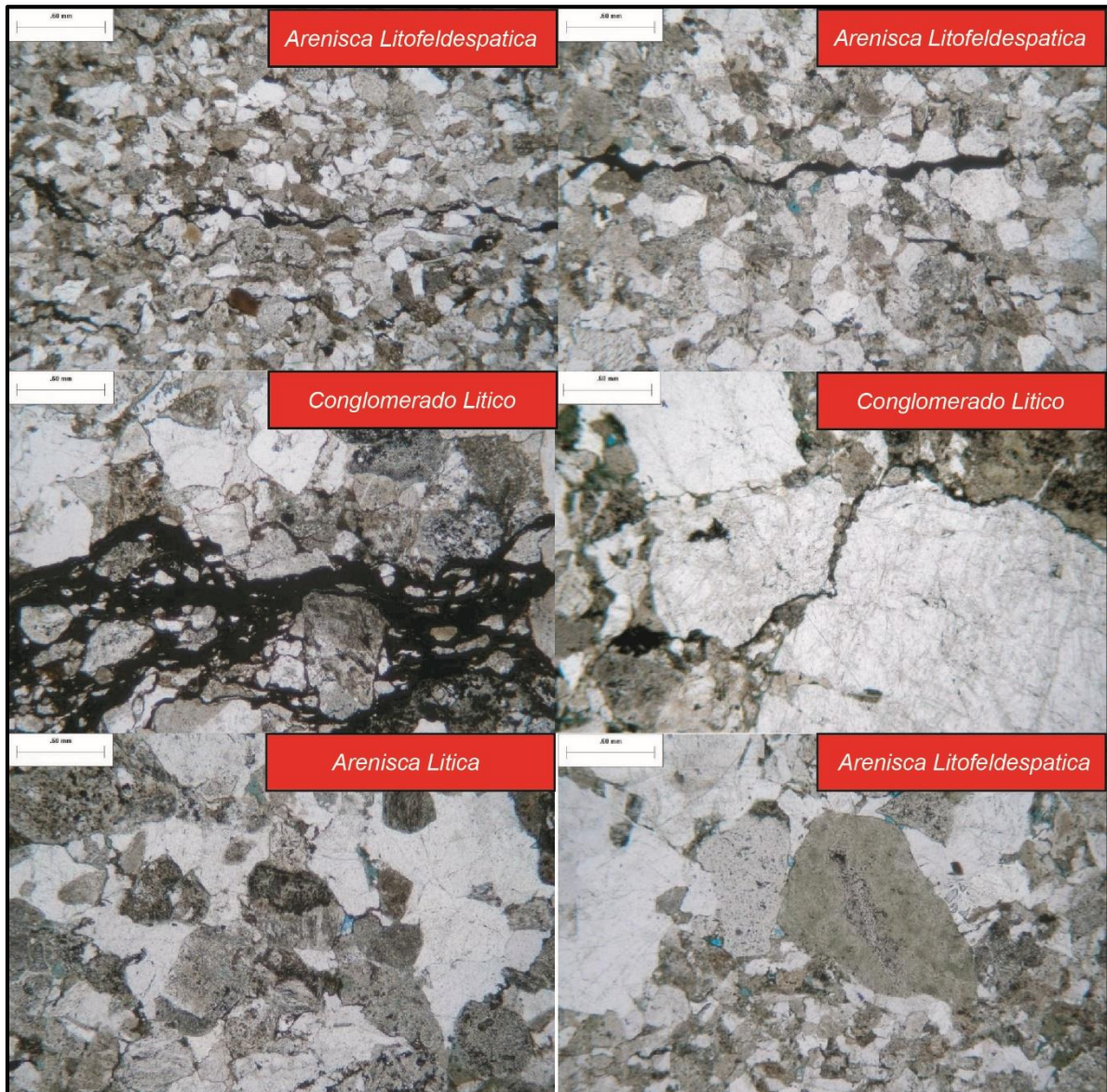


Figura 6. Secciones delgadas de coronas, pertenecientes al Informe del pozo BN.a-23(d), donde se observa la heterogeneidad litológica que caracteriza a la Formación Lajas.

5.4. Modelo Análogo

La producción de hidrocarburos busca optimizar sus resultados por medio del desarrollo de diferentes técnicas y metodologías innovadoras. El proceso de utilización de analogías entre yacimientos sustenta la incorporación de reservas, la propuesta de pozos nuevos e incluso es

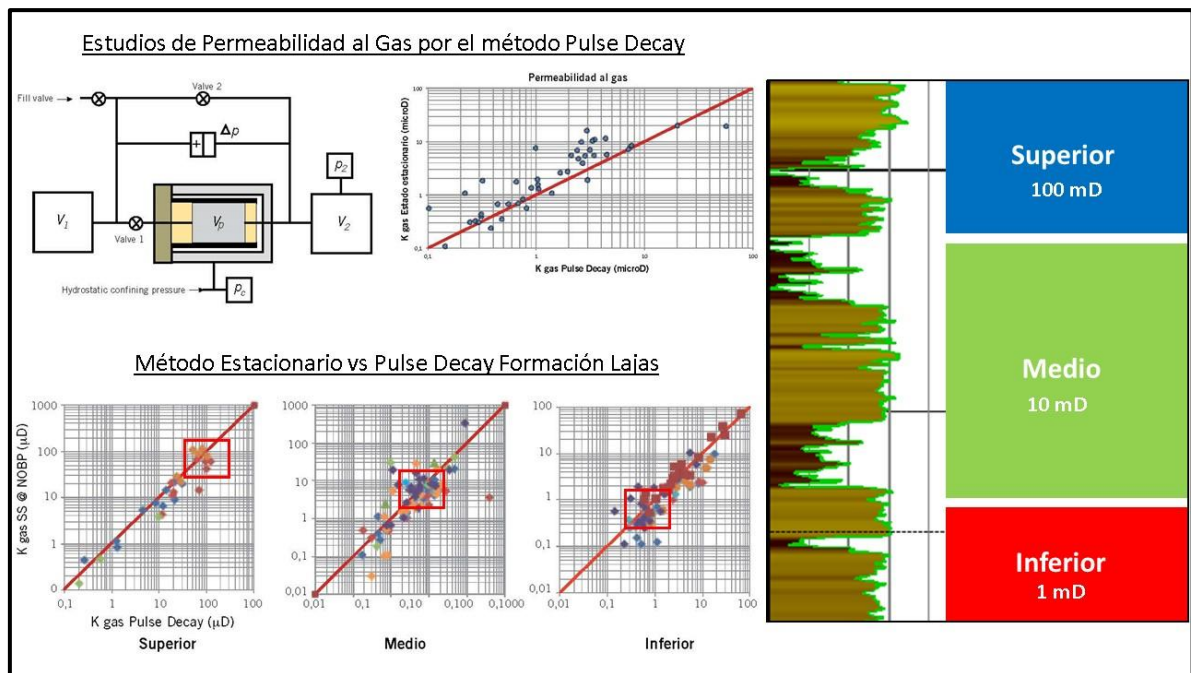


Figura 7. Esquema de funcionamiento del método *Pulse Decay* utilizado para el cálculo de permeabilidad al gas y resultados arrojados para 185 muestras de la Formación Lajas (tomado y modificado de Coppo *et al.*, 2018). Esquema resumen de las permeabilidades promedio para cada sección; se puede observar la relación inversa entre profundidad y permeabilidad de formación.

soporte para la implementación de estudios de recuperación secundaria (Rodríguez, 2007; Román, 2012). La definición de analogía refiere a comparar o relacionar dos o más individuos, elementos, contextos, señalando características generales y particulares, generando razonamientos y conductas, basándose en la existencia de las equivalencias entre unos y otros. Por lo tanto, se puede expresar que una analogía es una propuesta representativa de las estructuras del análogo y del tópico (González *et al.*, 2000). Mediante una trama de relaciones se comparan, fundamentalmente, los nexos semejantes entre ambos. Su finalidad es la comprensión y el aprendizaje del tópico mediante la transferencia de conocimiento del análogo al tópico. Las comparaciones de atributos semejantes tienen un carácter secundario (González *et al.*, 2000). Esta metodología, simple en su concepción, mostró su utilidad al establecer analogías entre yacimientos cercanos con historias geológicas similares, y constituye un intento por disminuir las incertidumbres inherentes a la propuesta de pozos de alto riesgo en yacimientos con desarrollo incipiente (Rodríguez y Aguirre, 2015).

En tal contexto, para el presente trabajo se tomó como modelo análogo el Segmento 5 del bloque Loma La Lata-Sierra Barrosa (Fig. 8a), que comprende al yacimiento Sierra Barrosa-Aguada Toledo. Dicho Segmento se encuentra ubicado al sur, adyacente al Segmento 2 (Barrosa Norte). Además de la cercanía, ambas estructuras son anticlinales que se han desarrollado bajo regímenes tectónicos similares, vinculando su historia evolutiva (Fig. 8b).

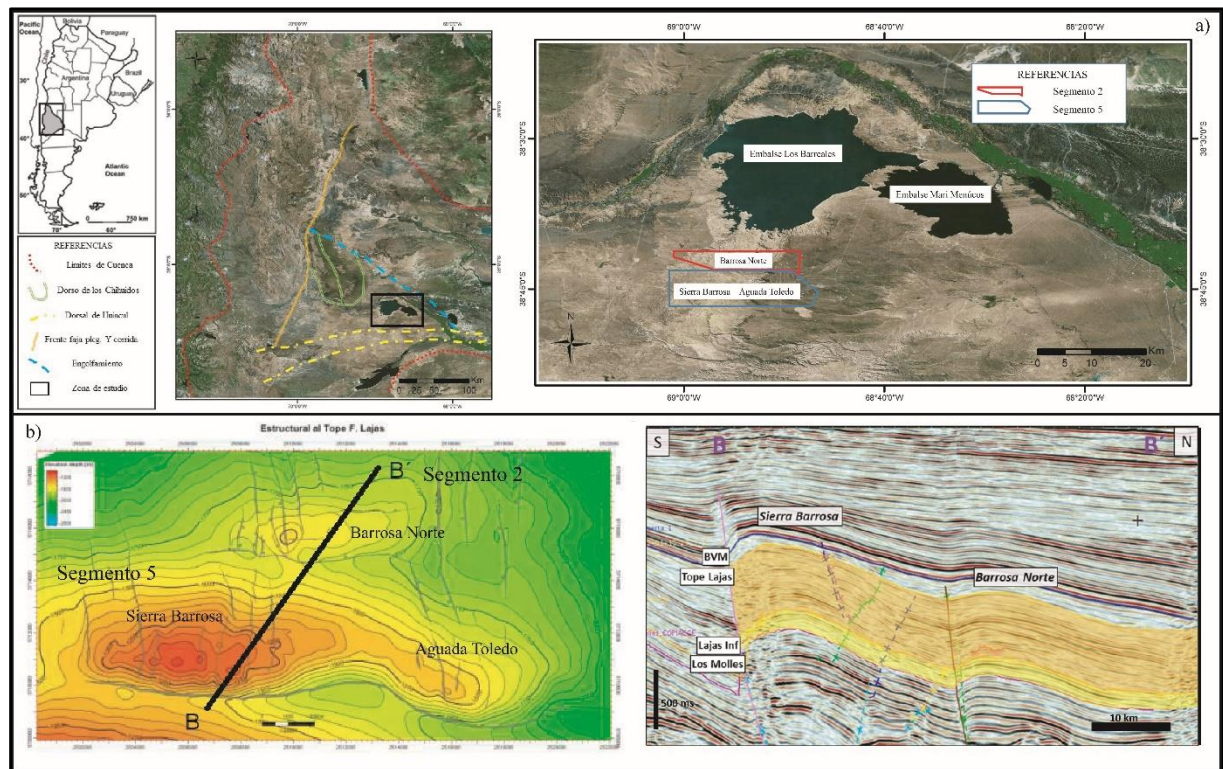


Figura 8. a). Izquierda: ubicación de Barrosa Norte dentro del contexto regional, derecha: localización de los dos segmentos en superficie; **b).** Izquierda: mapa estructural al tope de la formación Lajas; derecha: sección donde se pueden ver los principales rasgos estructurales en cortes SO-NE de los altos de Sierra Barrosa y Barrosa Norte con sus diferencias de cotas estructurales (400 metros) (tomado y modificado de Coppo *et al.*, 2018).

Los horizontes sísmicos proporcionados por YPF, fueron el primer soporte para la correlación pozo a pozo. Estos horizontes soportan el establecimiento de la analogía a partir de la extrapolación de marcadores en perfiles sísmicos desde un segmento a otro. El análisis de similitudes faciales entre los depósitos arenosos mostró la existencia de las mismas facies que habían sido identificadas previamente en el segmento análogo; un ejemplo claro corresponde a la sección inferior de la Formación Lajas que comienza a partir de un estrato de arenas masivas de gran espesor que se encontraba presente en todos los pozos analizados, esta facies en el segmento 5 se describe como arenas con mayor continuidad lateral y vertical (Coppo *et al.*, 2018).

Finalmente, los informes de producción obtenidos del Segmento 5 muestran variaciones en los valores de saturación de agua (S_w) según su posición estructural, los cuales sirvieron como referencia al momento de la planificación y desarrollo del Segmento 2. Por tales motivos se propuso utilizar los conocimientos adquiridos como análogos entre áreas, disminuyendo el riesgo en la ubicación del nuevo pozo.

6. UBICACIÓN

La zona de estudio se ubica al sur de los Lagos Barreales y Mari Menuco, a unos 120 km al NO de la ciudad de Neuquén, y a aproximadamente 80 km al NE de las ciudades de Cutral Co-Plaza Huincul (Fig. 9), como se indicó anteriormente se encuentra adyacente (hacia el N) al Segmento 5. En el presente trabajo se menciona a la zona de estudio con nombres alternos dependiendo del tópico al que se haga referencia; así es indiferente el nombre Barrosa Norte, Cupen Mahuida Norte o Segmento 2, de la misma manera al modelo análogo se lo denomina Sierra Barrosa-Aguada Toledo (SB-AG), Cupen Mahuida o Segmento 5.

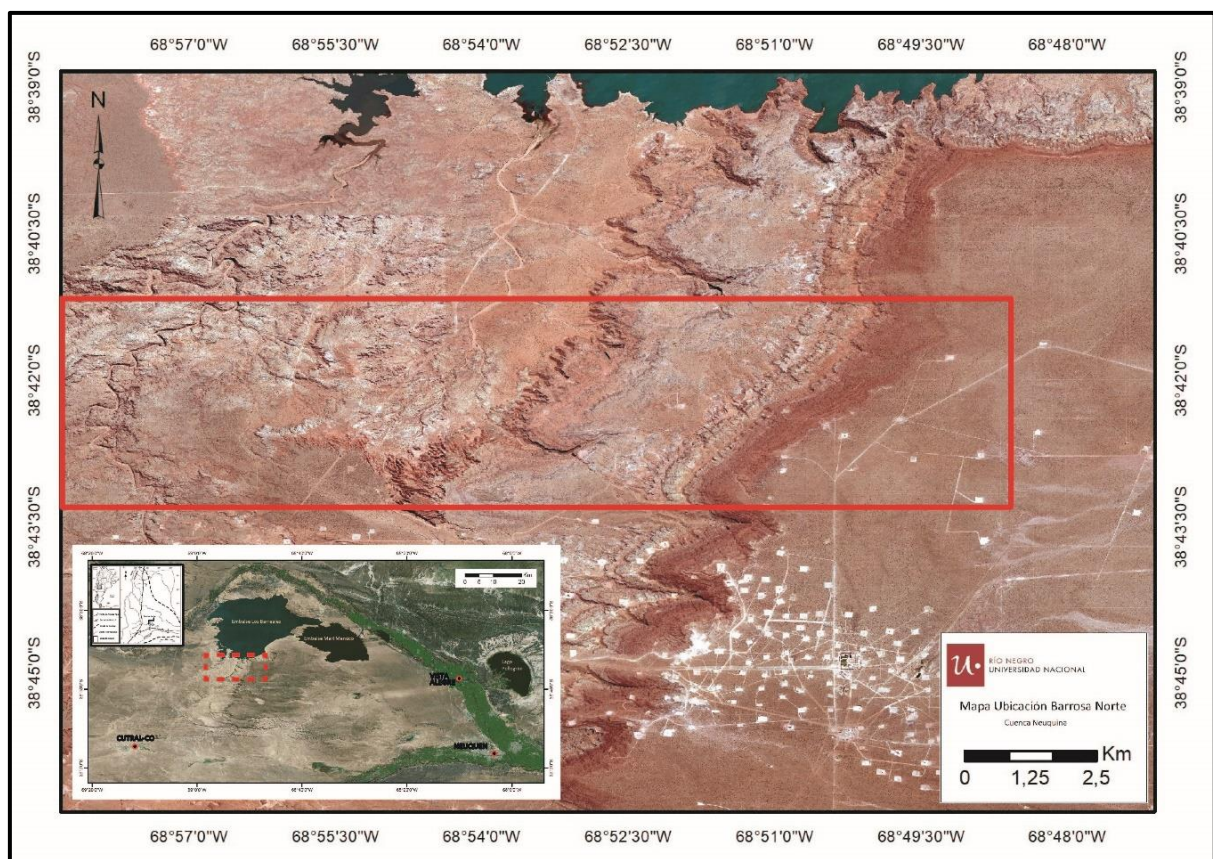


Figura 9. Ubicación del anticlinal Barrosa Norte en superficie; cuenca Neuquina.

6.1. Procedencia de los sedimentos que conforman la Formación Lajas

Previo a la planificación del esquema de trabajo en la correlación de perfiles, resultado indispensable establecer la procedencia y la dirección predominante de migración del sistema de los sedimentos que conforman la Formación Lajas. Esto permitió conocer si el panel de correlación se ubicaba de manera normal o paralelo a la dirección de dispersión de sedimentos del sistema, para tratar de predecir las facies que podrían encontrarse.

Vergani *et al.* (1995), indican que en el trabajo de Dean (1987), se reconocen para esta unidad en el sector O de la cuenca (Sierra de la Vaca Muerta), facies sedimentarias que sugieren alta energía en la plataforma y rasgos mesotidales que indican que la paleogeografía de este sector se encontraba parcialmente abierto hacia el O. De este modo la procedencia de los sedimentos deltaicos y fluviales quedan establecidos desde el E-SE (Uliana y Legarreta, 1993). Legarreta y Gulisano (1989), asignan una secuencia progradante para el centro y SO de Neuquén en la descripción de la Mesosecuencia de Cuyo, con facies arenosas marino-marginales que corresponden a deltas dominados por mareas. Por su parte Zavala y González (2001) logran identificar, en afloramientos próximos a la Sierra de la Vaca Muerta, 5 secuencias depositacionales que muestran evidencias de actividad tectónica sindepositacional. La secuencia 1 se habría originado por corrientes hiperpícnicas, en un medio marino somero afectado por olas y, en menor medida por mareas, con paleocorrientes que indican una procedencia desde el SE. Las secuencias 2 a 5, integradas por areniscas y conglomerados de plataforma a litorales de naturaleza lítica, con aportes clásticos, procederían desde el SO; las mismas evidencian una progresiva migración hacia el N del depocentro.

Canale *et al.* (2015) asignan los depósitos de la Formación Lajas en las áreas de Arroyo Covunco y Sierra de la Vaca Muerta a un sistema deltaico fluvio-dominado que se encuentra frecuentemente afectado por descargas hiperpícnicas y reelaborados por acción de oleaje. El arreglo grano-estrato creciente resulta de la progradación hacia el NO-NE de sucesiones de areniscas y conglomerados de frente deltaico sobre heterolitas de prodelta acumuladas durante etapas de sedimentación normal en la cuenca. La presencia de cuerpos tabulares, integrados por conglomerados y areniscas, en la Sierra de la Vaca Muerta, sugiere que la migración del sistema fue hacia el O-NO. Durante la etapa final de la evolución, la progradación de los depósitos del frente deltaico proximal generó complejos de barras y canales distributarios terminales y una dispersión de los sedimentos dominante hacia el E-NE.

Podemos resumir en base a conclusiones realizadas por estos autores, que la dirección de procedencia de sedimentos estaría comprendida por los sectores NE-E-SE-S (Fig. 10).

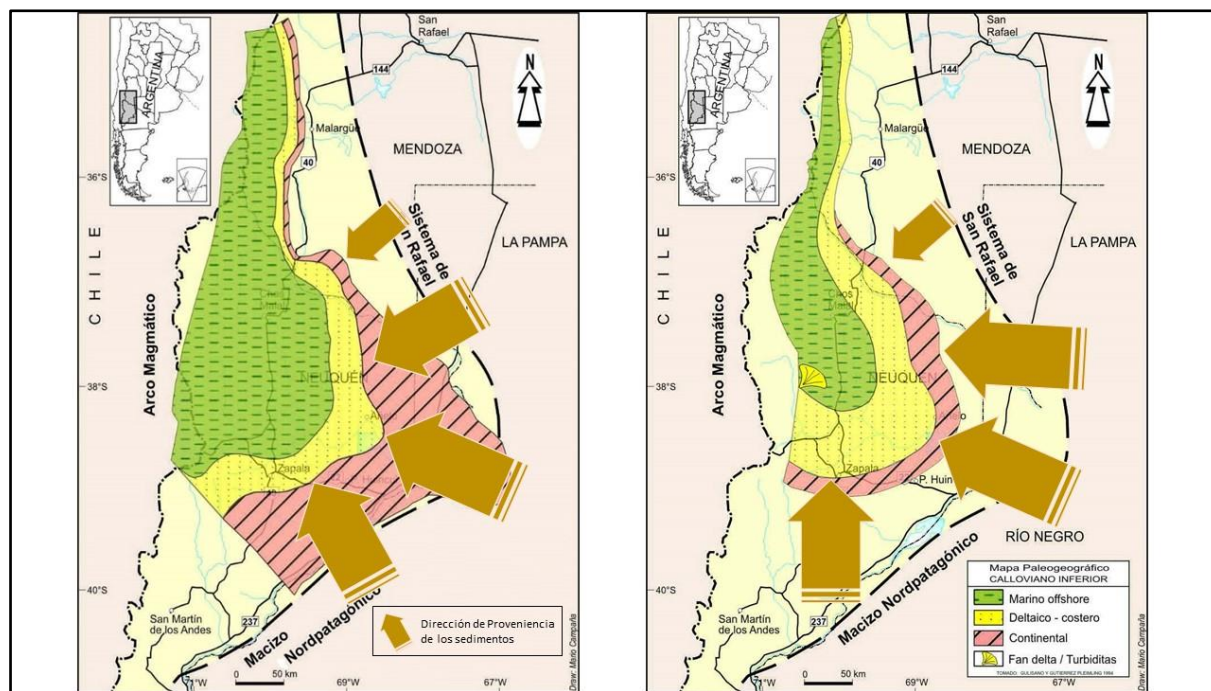


Figura 10. Dirección de proveniencia de los sedimentos que conforman la Formación Lajas según la orientación de las estructuras analizadas por diferentes autores (tomado y modificado de Arregui *et al.*, 2011).

En el reporte del perfil de imagen obtenido en el pozo BN.a-23(d), el cual se encuentra en el área de estudio, se reconocen cuatro dominios estratigráficos a partir de planos de origen *estratigráfico* (planos que permiten identificar límites de capa). Los rumbos de buzamiento de las capas principalmente son O-NO-SO (Fig. 11a). Estos planos de origen estratigráfico son muy importantes porque permiten caracterizar la estructura general que atraviesa el pozo, no consideran los planos que identifican estructuras internas, y son utilizados para determinar la magnitud de la remoción estructural para obtener la orientación original de la dispersión de los sedimentos al momento de su depositación (similar a paleocorrientes). El método lleva los estratos desde su posición actual en la estructura hasta un plano horizontal, permitiendo definir las características de depositación originales, previo a los eventos diastróficos que las afectan. Con respecto de la estratificación entrecruzada el reporte del pozo BN.a-23(d) indica que; el método de remoción estructural produce escasas variaciones en las orientaciones promedio en comparación con su situación sin remoción estructural. Las orientaciones principales que se observan en la imagen del pozo tienen rumbo hacia el NO-SE-SO-ENE-ESE (Fig. 11b).

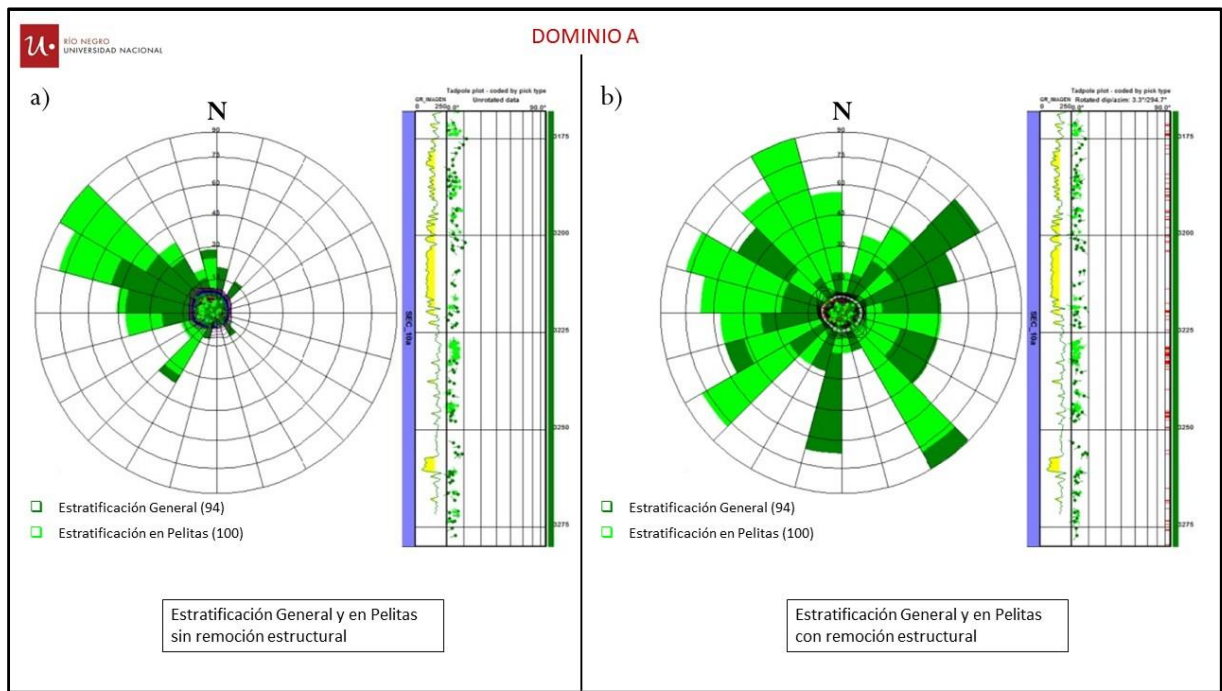


Figura 11. a). Buzamiento general de los estratos y de depósitos actuales. **b).** Dirección de buzamiento con remoción estructural para observar el buzamiento de los estratos al momento de la deposición.

7. MATERIALES Y METODOS

7.1. Metodología de trabajo

7.1.1. Tareas de gabinete:

Inicialmente se realizó la recopilación de material bibliográfico sobre la Formación Lajas y su interpretación sedimentológica, estratigráfica y estructural en la zona del área Cupen Mahuida y Cupén Mahuida Norte para poder comprender el marco geológico regional y local. Para la caracterización de los parámetros estáticos se utilizó una base de datos compuesta por perfiles eléctricos de pozo, informes (descripciones, perfil *Selley*) de coronas, datos petrofísicos obtenidos de testigos de coronas y antecedentes de producción de pozos. La descripción detallada se muestra en la Tabla I.

7.1.2. Confección del Modelo

Para el análisis de perfiles, correlación de pozos y elaboración de mapas de subsuelo (Estructurales, *Net Sand*, *Net Reservoir*, *Net Pay*, Saturación de agua) de la Formación Lajas en el yacimiento Barrosa Norte, se utilizó el *software* Petrel© Schlumberger Limited. El sistema de coordenadas utilizado fue:

- Chos Malal (Proyección Gauss Kruger, Faja 2).

Las unidades para las coordenadas X (norte) e Y (este) son en metros (m), la información de los pozos en profundidades, al igual que los *Survey*, son medidas a partir de la elevación del terreno (*Ground Level* – GL). Los *Survey* (registro direccional de pozo) son puntos donde la herramienta cambia su dirección de perforación, ya que la mayoría de los pozos analizados eran dirigidos (d). Con los perfiles eléctricos se identificaron niveles guías (principalmente pelitas y de manera subordinada, areniscas masivas), que fueron utilizados para definir relaciones genéticas, topes/base y espesores de estratos.

Como la información de los registros eléctricos de pozo es de naturaleza indirecta y su interpretación puede resultar subjetiva, se debieron ajustar las interpretaciones con los datos de roca disponibles, para darle “sustento geológico”. En este sentido la información proveniente de los afloramientos y de los testigos de corona, recortes de perforación, y testigos rotados fueron una alternativa para lograr el ajuste roca-perfil. También se compararon los datos petrofísicos del laboratorio (porosidad), con los datos obtenidos en un pozo con un modelo densidad–neutrón. Con la integración de los datos de mapas, el marco geotectónico regional y local, se propuso la ubicación de un pozo.

Pozo	Survey	Registros convencionales	Registros petrofísicos	Control geológico	Coronas y testigos laterales	Informes de producción	Estudios adicionales
BN.a-4	X	X				X	
BN-6	X	X					
BN-7	X	X					
BN-8(I)	X	X				X	
BN-10	X	X					
BN-11	X	X					
BN-13	X	X					
BN-14	X	X	X			X	
BN.a-15	X	X	X				
BN-22	X	X	X				
BN.a-23(d)	X	X	X	X	X		-Reporte de Imágenes -Estudios Petrofísicos -Informe de Coronas
BN.a-24(d)	X	X	X		X		Petrofísica a testigos laterales
BN.a-26(d)	X	X	X			X	
BN-30(d)	X	X	X			X	
BN-31(d)	X	X	X	X		X	
BN-33(d)	X	X	X			X	
BN-35(d)	X	X	X				
BN.a-36(d)	X	X	X				
BN-38(d)	X	X	X				

Tabla I. Listado de información proporcionada por la empresa YPF para la realización del trabajo. En la tabla “X” representa la existencia de los datos.

7.2. Modelo estático

El modelo estático es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían en función del tiempo, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesores, fallas, ambiente de sedimentación, continuidad vertical y lateral de los cuerpos de roca y litologías. A diferencia de los parámetros que pueden presentar variaciones, al menos en un lapso temporal comparable con el tiempo en que un yacimiento se encuentra en producción y desarrollo, como son la presión, temperatura, flujo, entre otros elementos del sistema. La caracterización estática, sumados a pruebas de yacimiento; como las pruebas de variación de presión, los datos históricos de producción y pruebas de trazadores, entre otros, permiten definir una zona de interés con mayor detalle y modelarla en 2 y 3 dimensiones.

Los parámetros esenciales que se deben determinar para generar el modelo estático son: la caracterización geológica; que incluye los aspectos estructurales, sedimentológicos y estratigráficos del yacimiento, las propiedades petrofísicas de las rocas reservorio y la saturación de los fluidos presentes. Para la generación del modelo estructural se requiere información geofísica, geológica de subsuelo, geológica de superficie y de modelos estructurales análogos. Con dicha información se identifican estratos guías (*markers*), fallas, discordancias y contactos de fluidos, que permiten determinar las secuencias cronológicas y establecer las continuidades laterales y verticales. Con el modelo estratigráfico-sedimentológico se obtiene una representación geométrica espacial de los reservorios existentes en un yacimiento, de manera que se puedan organizar como unidades mapeables, estableciendo sus distribuciones y relaciones. La información disponible para generar el modelo estratigráfico-sedimentológico proviene de perfiles de pozos, coronas, información sísmica y otros estudios que permiten acotar y correlacionar los intervalos de interés. El modelo petrofísico define las propiedades petrofísicas del yacimiento, determinando las características físicas y químicas de las rocas, con el fin de discriminar las zonas que son reservorios de aquellas que no lo son mediante la cuantificación del contenido de arcilla, las porosidades total y efectiva, permeabilidad y la saturación de fluidos. Los datos utilizados para generar el modelo petrofísico provienen de la interpretación y evaluación de perfiles de pozo, análisis de coronas y testigos laterales, *cutting*, información de afloramientos e informes de producción de pozos. Conocer el funcionamiento del Modelo Estático (geológico) (Fig.12) y el Modelo Dinámico (proveniente de estudios de ingeniería de reservorios) nos permite cuantificar el potencial de un yacimiento en la etapa de desarrollo.

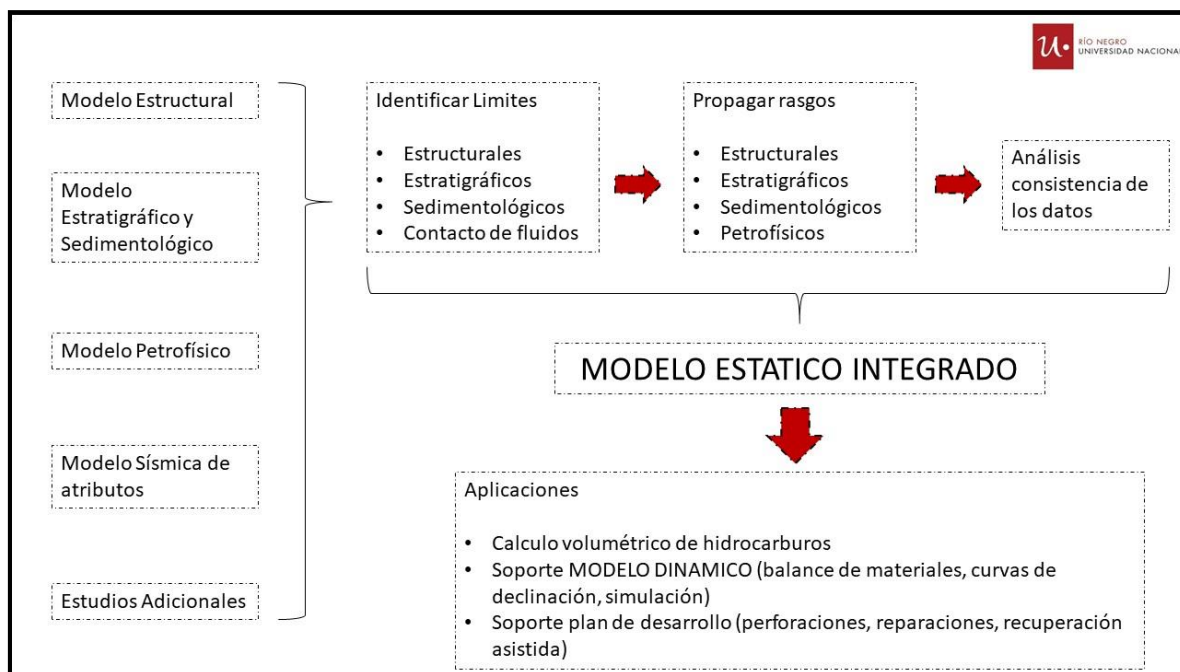


Figura 12. Esquema de trabajo para la generación del modelo estático, características que lo componen y aplicaciones que se obtienen del mismo.

7.3. Perfiles de pozos

Una de las herramientas más útiles e importantes a disposición de los geólogos de subsuelo son los “registros de pozo abierto” o “perfiles de pozo”, el nombre se aplica porque los datos se obtienen en la porción no entubada del pozo. Este método mide las propiedades eléctricas, acústicas y radiactivas de la formación, son considerados datos indirectos que permiten determinar propiedades vinculadas con la porosidad, saturación de agua y litologías, entre otras (Contreras y Romero, 2008).

En la mayoría de los sondeos o perforaciones realizadas en la superficie, con el objetivo de obtener información del subsuelo a diversas profundidades, se realiza una combinación de herramientas básicas, entre las cuales se encuentran el Gamma Ray, Potencial Espontáneo, Inducción y algún perfil Resistivos. A esta combinación se le suma las tres herramientas de perfilaje que permiten determinar la porosidad; como es el perfil Sónico, el perfil de Densidad y el de Neutrón. Las herramientas utilizadas para realizar este trabajo han evolucionado a lo largo de la historia de exploración. Actualmente se desarrollan herramientas que realizan perfiles que permiten interpretar las características sedimentológicas en alta resolución (texturas, estructuras, bioturbación, concreciones, etc.) como las imágenes acústicas y microresistivas, mineralógicas y de resonancia magnética. Estas nuevas técnicas se utilizan en pozos cuando los balances económicos de las compañías son favorables y dependiendo si la

información que pueda desprenderse del perfilaje, sea de relevancia para el desarrollo del área. Durante el trabajo de correlación de pozos fue de gran importancia conocer las características principales de los perfiles, como utilizarlas de manera combinada para poder interpretar las propiedades del subsuelo y además como pueden verse afectadas las lecturas de las herramientas. A diferencia de reservorios convencionales, ciertos efectos como los que producen la presencia de arcilla y la baja porosidad que presentan los reservorios *tight*, pueden ocasionar interpretaciones erróneas que se obtienen de los perfiles. De los perfiles proporcionados por la Empresa YPF, los que brindaron mayor información para realizar la correlación de pozos fueron:

7.3.1. Perfil Caliper

El Caliper es una herramienta que mide el diámetro del pozo, el cual puede ser de mucha utilidad a la hora de diferenciar rocas competentes de las friables, permeables a menos permeables. Su principal función es determinar el estado del pozo (derrumbado o no derrumbado). Cuanto mayor sea el diámetro del pozo (CALI), en comparación con el del trepano (BS), menor es la competencia de la roca perforada. Si el diámetro del pozo es similar al diámetro del trepano, indica que la roca es competente (pozo no derrumbado). Si el diámetro del pozo es menor que el diámetro del trepano, puede indicar que se tratan de lutitas expansivas o que se formó un revoque muy grueso (Serra, 1984; Rider, 2002). El diámetro del pozo además de ser influenciado por las propiedades litológicas de las unidades geológicas que son atravesadas, también es dependiente de las propiedades físico-químicas que presenta el lodo de perforación.

Consideraciones:

- Solo se puede correr en pozo abierto.
- Es necesario que la sonda tenga centralizador.
- Se recomienda usar la herramienta con 4 brazos.
- Debe calibrarse la herramienta antes de correr el registro.

Durante el trabajo de correlación se prestó particular atención a aquellos tramos donde las lecturas marcaban anomalías, como por ejemplo, cruces bruscos de los perfiles densidad-neutrón (indicador de zona con gas), a estas zonas se les verificaba el registro CALI para corroborar si presentaban variaciones en las paredes (Fig. 13).

Es uno de los principales registros a tener en cuenta, en el caso del perfil de Densidad que está

fuertemente influenciado por la calidad del hueco de pozo, puede estimar porosidades erróneas en zonas del pozo defectuosas, estas irregularidades o derrumbes de pozo pueden ser detectadas con este el registro CALI.

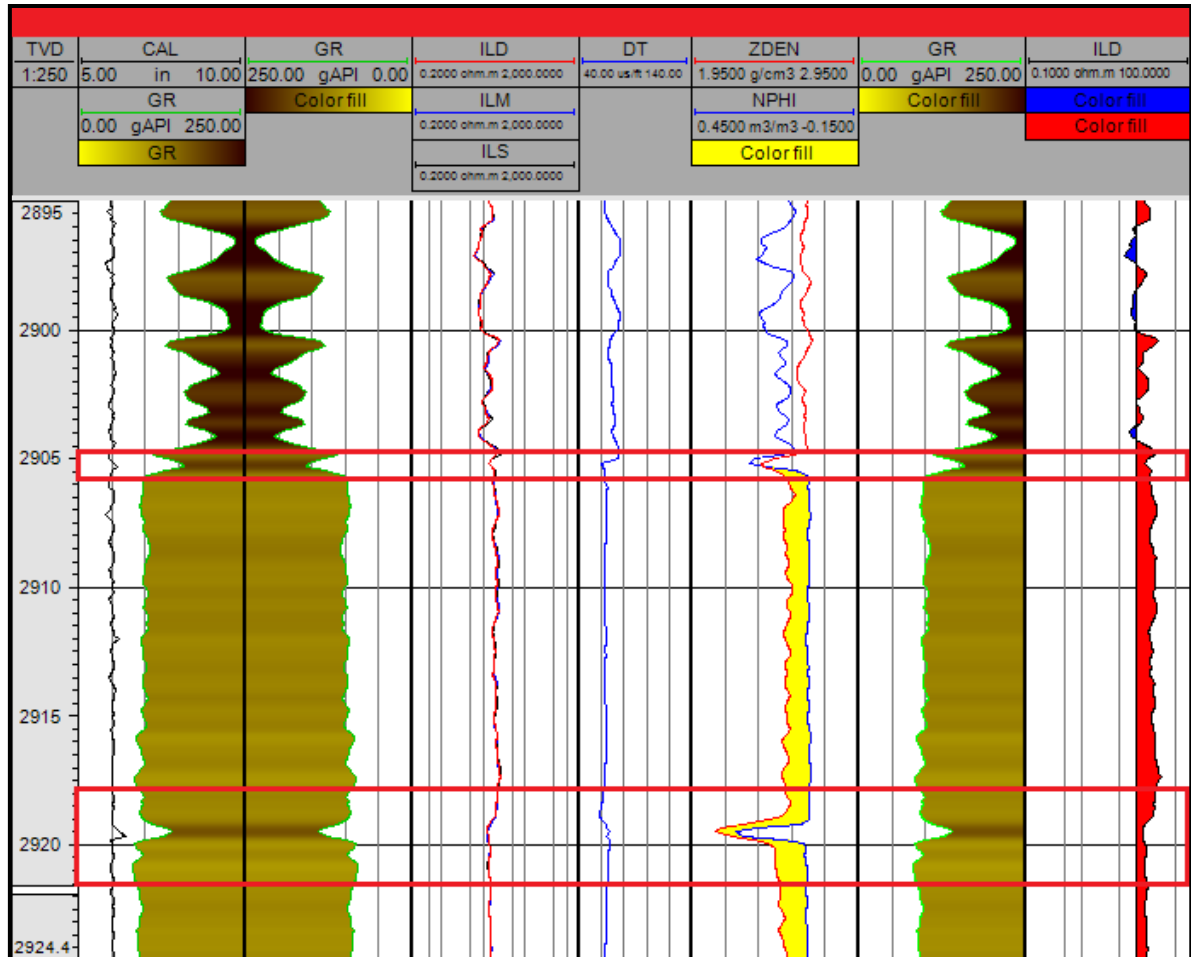


Figura 13. Ejemplo de cómo se identifican derrumbes de pozo que también pueden asociarse con litologías blandas o poco consolidadas; un pico hacia la derecha corresponde a derrumbes o cavernas, mientras que un pico hacia la izquierda indica estrangulamiento del pozo, ocasionado generalmente por presencia de arcillas expansivas o un incremento en la densidad del lodo creando un revoque de mayor espesor.

7.3.2. Perfil Gamma Ray

El perfil de rayos *gamma* (GR) registra fenómenos físicos que ocurren naturalmente en las rocas *in situ*. Específicamente la radioactividad natural de las formaciones, producida por las concentraciones de potasio, torio y uranio, que puede encontrarse presente en las rocas. Es una herramienta que cuenta únicamente con receptores, que son los que obtienen los registros para la elaboración del perfil. Existen dos tipos de registros GR; el primero es un registro estándar que mide la radioactividad total, mientras que el segundo mide la radioactividad total y las concentraciones de potasio, uranio y torio, también conocido como *Gamma Ray Spectral*

(Schlumberger, 1972; Rider, 2002). Las areniscas libres de lutitas y los carbonatos tienen concentraciones bajas de material radiactivo, y dan bajas lecturas de GR. Cuando el contenido de lutita aumenta, la respuesta del perfil de GR aumenta debido a la concentración de material radiactivo en la lutita. Sin embargo, las areniscas limpias (es decir con un volumen de lutitas bajo), y con contenido alto de feldespatos potásicos (arcosa), micas, glauconita, o aguas ricas en uranio, también pueden producir una respuesta alta del perfil de rayos *gamma*. Si una zona tiene un volumen de potasio alto asociado con una mayor intensidad en el registro del perfil de GR, la zona podría no contener arcillas, pero podría corresponder a una arenisca o conglomerado feldespático, glauconítico, o micáceo. Estas son algunas de las consideraciones a tener en cuenta.

Entre los usos que se le dio al perfil, podemos mencionar que:

- Permitió inferir patrones de apilamiento, a través de variaciones en la radiactividad de las rocas, debido al contenido de materia orgánica y/o arcillosidad de las mismas (las arcillas son las que poseen mayor contenido de elementos radioactivos).
- Se lo utilizó de manera cuantitativa en los cálculos de la arcillosidad (Fig. 14).
- Funcionó como un indicador de arcillosidad, complementado con el Potencial Espontáneo (SP).
- Proporcionó una excelente curva de correlación de pozos.
- Se tuvo en cuenta, para la interpretación, que se ve afectada su medición por la presencia de feldespatos y micas, estos minerales pueden enmascarar distintas litologías.

7.3.3. *Perfiles Resistivos*

La resistividad de la formación es un parámetro muy útil para inferir la saturación de hidrocarburos. Estos perfiles son utilizados para determinar las zonas saturadas de hidrocarburo vs. las saturadas de agua, indicar las zonas permeables, etc. Puesto que la matriz de las rocas es mala conductora de corriente eléctrica, la conducción de una corriente a través de la roca es un fenómeno casi completamente condicionado por el contenido de agua en los poros, más si el agua intersticial que satura la estructura porosa contiene sales disueltas, no así el agua dulce. Las sales se disocian en cationes con carga positiva (por ejemplo; Na^+ , Ca^{++}) y aniones de carga negativa (por ejemplo; Cl^- , SO_4^-), bajo la influencia de un campo eléctrico, esos iones se mueven, transportando una corriente eléctrica a través de la solución (Schlumberger, 1972). Los hidrocarburos, al igual que la matriz, no son conductores; por consiguiente, cuando la

saturación de hidrocarburo aumenta, también lo hace la resistividad de la roca. La productividad de la formación puede calcularse a partir de la comparación entre la saturación obtenida a partir de las resistividades someras y las obtenidas a partir de las resistividades profundas. La resistividad de una formación depende del tipo y cantidad de fluido contenido en la misma y su salinidad, así como también del tipo litológico, y de la geometría estructural de los poros (Serra, 1984).

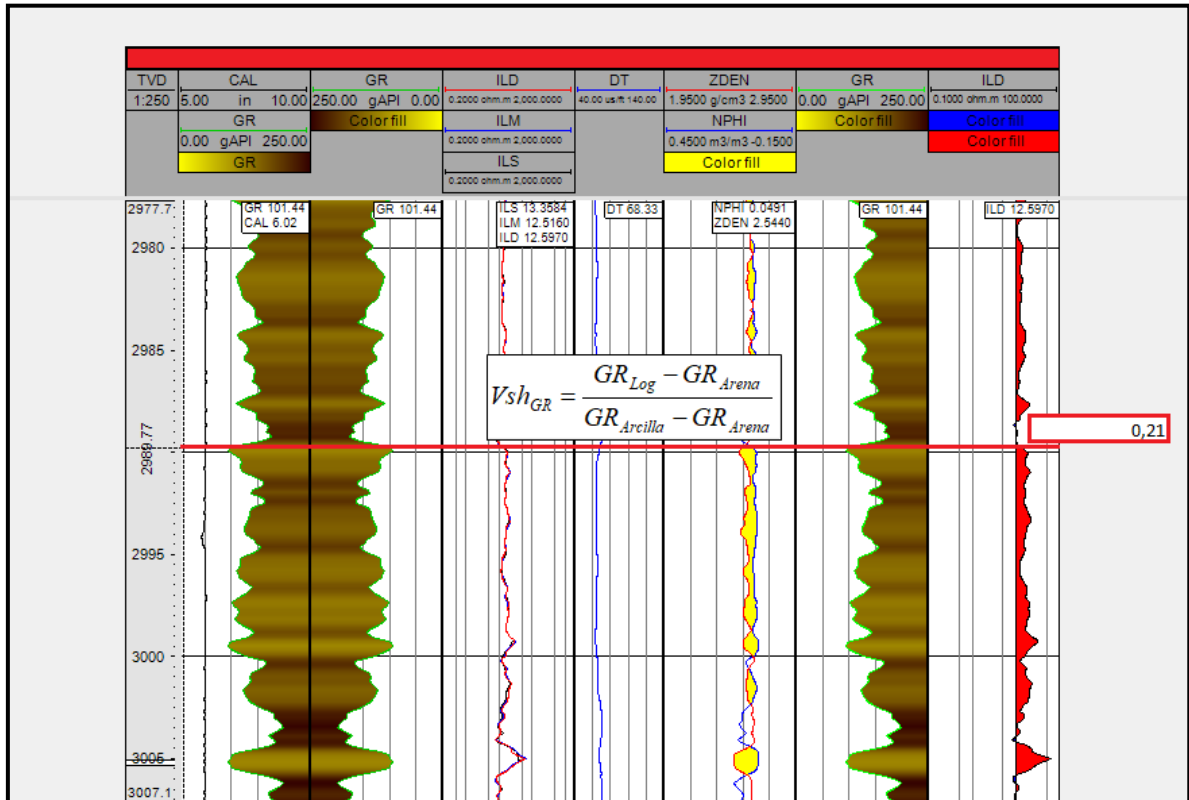


Figura 14. Cálculo de arcillosidad para el punto seleccionado, utilizando el perfil *gamma ray*. La ecuación para cálculo de arcillosidad es la propuesta por Schlumberger (1972); en donde GR_{log} es el valor leído del perfil, GR_{Arena} es el valor normalizado para areniscas limpias y $GR_{Arcilla}$ es el valor normalizado para arcillas.

7.3.4. Perfiles de Densidad y Neutrón

Perfil de densidad

El perfil de densidad de formación se vincula a la estimación de la porosidad, la respuesta de la herramienta está determinada esencialmente por la densidad de los electrones (número de electrones por centímetro cubico) de la formación. La densidad de electrones está relacionada con el volumen de densidad real, que a su vez depende de la densidad del material de la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que llenan los poros (Schlumberger, 1972).

Si existen hidrocarburos en la región de investigación, su presencia puede afectar la medición; el efecto del petróleo puede no ser notable debido al promedio de densidad de los fluidos, pero si hay una considerable saturación de gas, su efecto será disminuir la densidad total (efecto de gas). Es decir que, en presencia de gas, se interpreta más porosidad que la real (menos densidad total). Cuando hay arcillas en una roca porosa, el perfil de densidad indica baja porosidad (efecto de arcillas), debido a un incremento en la parte sólida de la roca y en consecuencia un aumento en la densidad total (Schlumberger, 1972).

Es una herramienta de patín por lo que es muy afectada por irregularidades en el diámetro del pozo. Se lo utiliza asociado al PEF (factor fotoeléctrico) para identificar tipos de litologías y minerales. También se lo utiliza asociado con el neutrón para identificar zonas saturadas de gas y como indicador de contenido de arcillas.

Perfil neutrónico

El perfil neutrónico se utiliza principalmente para determinar la porosidad de las formaciones. La herramienta responde al contenido de hidrógeno presente en la formación; por lo tanto en zonas limpias (es decir libres de arcillas), donde la porosidad está llena con agua o hidrocarburo, el registro de neutrones refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido.

Este tipo de perfil es muy buen indicador de gas y arcillocidad. El gas generalmente presenta una concentración de hidrógeno considerablemente más baja que los hidrocarburos líquidos, por lo que en presencia de gas en los poros en la zona de investigación de la herramienta, el registro de neutrones lee una porosidad muy baja. Otro efecto ocurre en presencia de arcillas; el agua ligada asociada con las arcillas presenta un contenido de hidrogeno apreciable, por este motivo en formaciones con arcilla, la porosidad aparente derivada de la respuesta de la herramienta de neutrones será mayor que la porosidad real de la roca del yacimiento (Schlumberger, 1972).

Combinación de los perfiles de Densidad y Neutrón

La combinación de estos perfiles es un excelente indicador del tipo de fluido presente, ya que se comportan de manera inversa. Cuando las curvas se grafican en el mismo *track* generan un efecto de cruce entre ellas, indicativo de presencia de gas en dicha zona (Fig. 15).

7.3.5. Perfil Sónico

El perfil sónico mide el tiempo de tránsito de una onda compresional que viaja a través de un pie de formación. Se lo suele denominar perfil de porosidad al igual que los registros de densidad y neutrón, debido a que estas herramientas obtienen respuestas sensibles a la porosidad, los fluidos y la matriz de la formación. El tiempo de tránsito de la onda en el intervalo analizado es dependiente de la litología y la porosidad (Schlumberger, 1972). De forma cualitativa se puede realizar una valoración, partiendo del conocimiento que la onda sónica viaja a través de material sólido, entonces la porosidad disminuye la velocidad del sonido aumentando el tiempo de tránsito. Inversamente, en un medio con muy baja porosidad como ocurre con las pelitas sin contenido de materia orgánica, la onda sónica viaja a través del medio a una mayor velocidad, disminuyendo entonces el tiempo de tránsito.

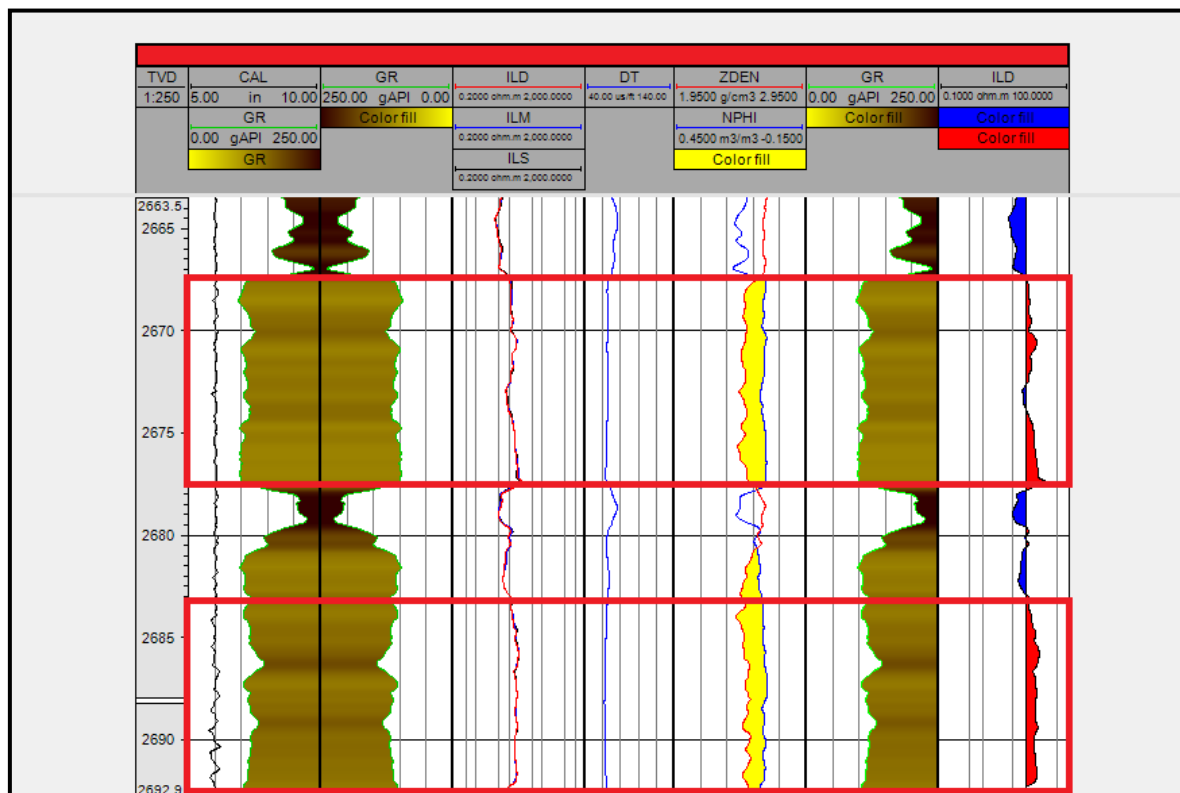


Figura 15. En los recuadros se observan niveles como potenciales reservorios de gas, el cruce de los registros es uno de los indicadores, pero además se complementa con otros perfiles e información proveniente de control geológico, coronas, testigos o información de producción que estén en acuerdo con esta hipótesis.

En el caso de areniscas compactas, la respuesta del registro sónico puede resultar independiente del contenido de fluidos y partículas sólidas en los poros (agua, aire, hidrocarburos, arcillas diseminadas), disminuyendo el tiempo de tránsito. Existen valores tabulados (tabla II), con los cuales es posible determinar la litología presente, aunque no es aconsejable definir litologías

con la información de un único perfil eléctrico. Durante el trabajo de correlación, se utilizó este perfil en combinación con la S_w para obtener, de manera gráfica, un cruce similar al que ocurre con las curvas densidad-neutrón, indicativo de niveles potenciales o niveles guías.

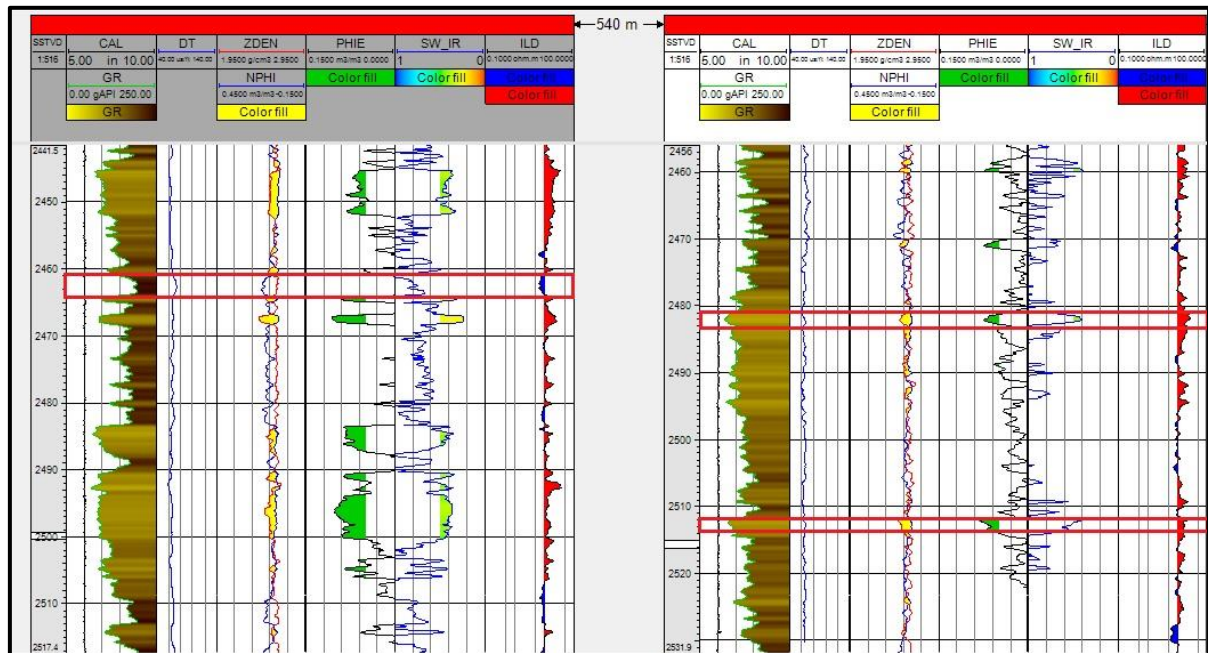


Figura 16. Izquierda: podemos observar al perfil sónico (DT) indicando un alto tiempo de tránsito, lo que puede coincidir con un nivel pelítico o una arenisca con baja porosidad (deposito *tight*); la segunda opción se descarta en virtud del análisis de otros perfiles como el *gamma ray* (GR) que muestra alta radioactividad (asociada a arcillitas), no hay cruce de las curvas densidad-neutrón (ZDEN-NPHI), una muy baja porosidad efectiva (PHIE), alta saturación de agua (SW_IR) y una lectura baja en resistividad (ILD). Derecha: los recuadros indican niveles potenciales; los altos valores del perfil sónico (DT) son coincidentes con un bajo *gamma ray* (GR), hay cruce de las curvas densidad-neutrón (ZDEN-NPHI), alta porosidad efectiva (PHIE), baja saturación en agua (SW_IR) y una lectura alta en la resistividad (ILD).

Entre los usos que se le dio al perfil podemos mencionar:

- Se lo utilizó como indicador de niveles arcillosos y de niveles arenosos (Fig. 16).
- Se lo utilizó para diferenciar posibles niveles gasíferos comparándolo con otros registros (Fig. 16).

	V_{ma} (pie/seg)	Δt_{ma} (μ seg/pie)	Δt_{ma} (μ seg/pie)
Areniscas	18.000 a 19500	55.5 a 51.0	55.5 a 51.0
Calizas	21.000 a 23.000	47.6 a 43.5	47.6
Dolomitas	23.000 a 26.000	43.5 a 38.5	43.5
Anhidrita	20.000	50.0	50.0
Sal	15.000	66.7	67.0
Tuberías (acero)	17.500	57.0	57.0

Tabla II. Velocidades sónicas y tiempo de tránsito del intervalo para diferentes matrices. Estas constantes se utilizan en la fórmula de porosidad sónica (Schlumberger, 1972).

8. RESULTADOS

8.1. Correlación de Perfiles

8.1.1. Paneles de correlación

Se realizó la carga de información de perfiles, en el software Petrel, y posterior a esto se definieron los paneles de correlación (Fig. 17). La carga de datos se realizó en dos etapas; la primera permitió definir los horizontes más profundos (medio, inferior, base), mientras que la información incorporada en la segunda etapa, permitió definir los horizontes superiores (tope, Intrasuperior).

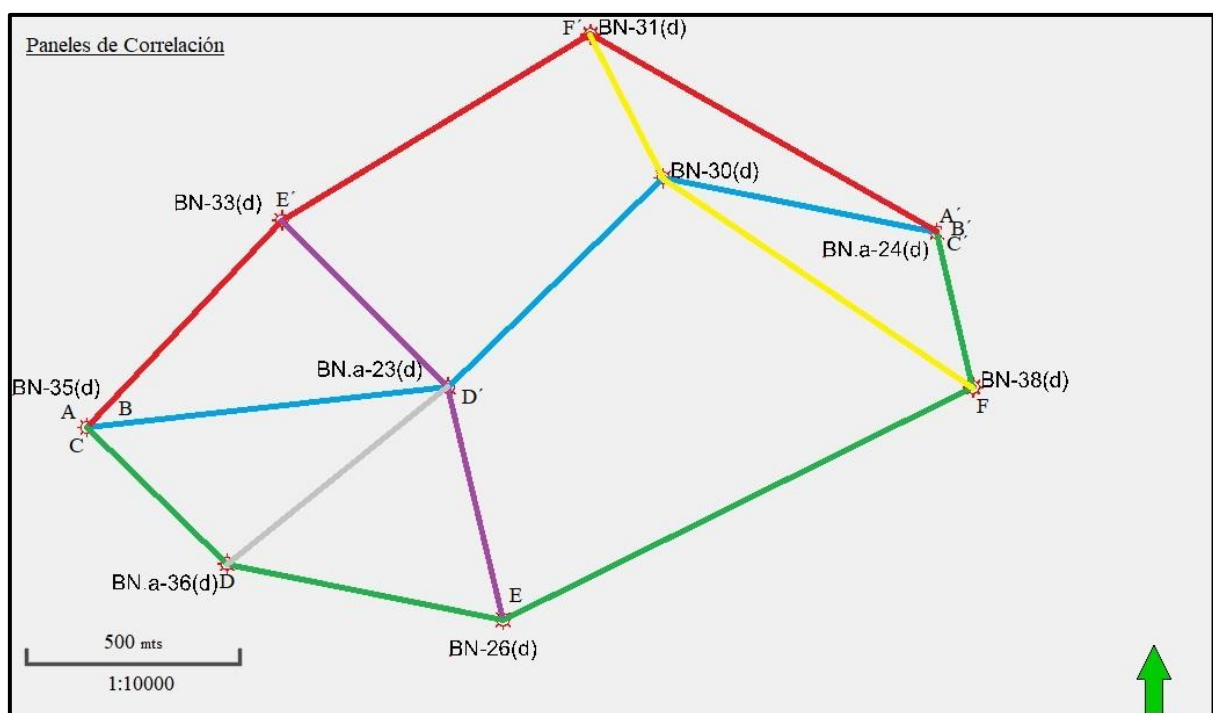


Figura 17. Paneles de correlación utilizados en la primera etapa del trabajo. A cada panel de correlación le corresponde un color diferente.

8.1.2. Horizontes Sísmicos

Un soporte incorporado durante el trabajo de correlación fueron los horizontes generados a partir de la interpretación sísmica 3D del área de estudio. Estos horizontes son un parámetro importante de base porque dan un marco a la interpretación de subsuelo y a nuestro modelo. Los horizontes sísmicos antes mencionados, se convierten a grillas con marcadores y se interpolan para generar las superficies estructurales. Estos horizontes sísmicos fueron proporcionados por YPF, y se denominan; grilla_ciclo1_Z-map, grilla_ciclo6_Z-map, grilla_ciclo7_Z-map y grilla_ciclo9_Z-map (Fig. 18).

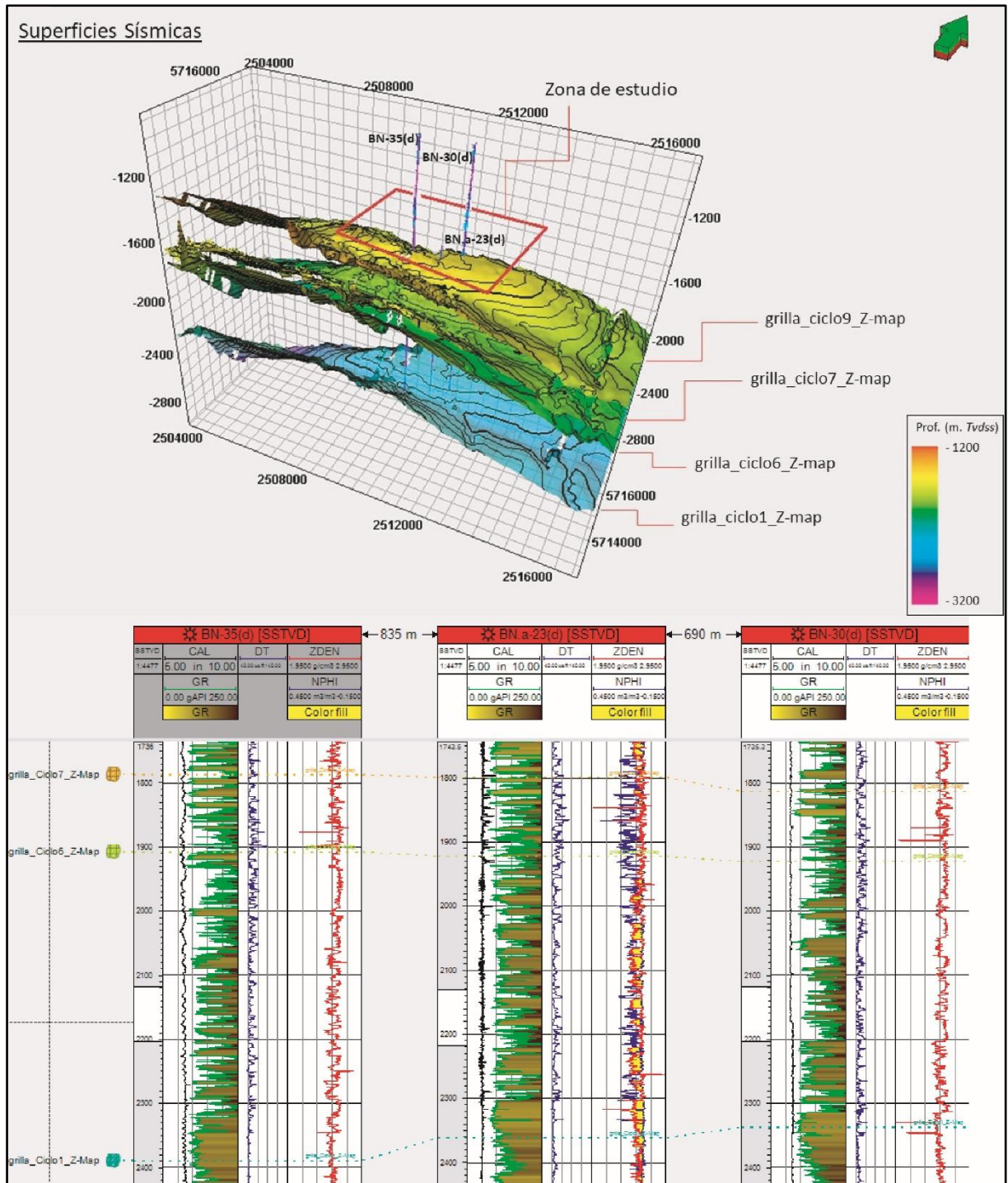


Figura 18. Horizontes sísmicos utilizados en el trabajo de correlación, constituyendo un punto de comparación para nuestro modelo. Vistas en sección y 3D. El recuadro indica la zona de ubicación de los pozos analizados.

8.1.3. Modelado de horizontes

Los marcadores (*marker*) se obtuvieron a partir de la correlación de pozos. En principio se cargaron los perfiles GR para observar toda la columna de la Formación Lajas (*quick look*) y reconocer patrones o indicios que marcaran diferencias litológicas y principales espesores. De

la primera observación surge que la columna litológica presenta una zona inferior y otra superior, ambas compuestas principalmente por areniscas, y entre ellas, una zona compuesta principalmente por intercalaciones de niveles arenosos y pelíticos (Fig. 19).

El primer *marker* colocado se ubica en el tope de un estrato de arenas masivas de gran espesor, continuidad lateral y vertical que se pudo identificar en la totalidad de los pozos analizados (Fig. 20) Se asignó este *marker* al tope de Lajas Inferior.

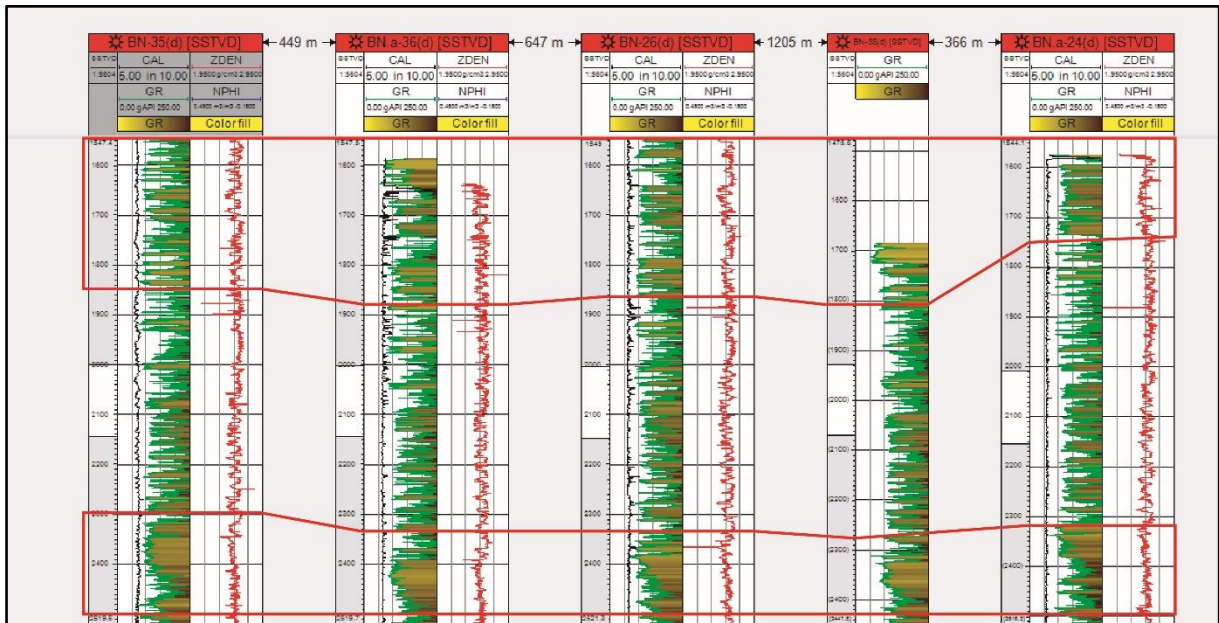


Figura 19. Reconocimiento rápido de toda la columna en la que se identifican dos zonas, una inferior compuesta principalmente por areniscas y una zona superior con mayor composición heterolítica.

El horizonte que corresponde a la base de toda la formación fue dispuesto arbitrariamente a una profundidad de 150 m. del horizonte Lajas_Inferior; debido a que no se pudo observar el pase entre la Formación Los Molles y Lajas, en los perfiles, dado que no todos los pozos fueron perforados a la misma profundidad.

Para el tope de la sección Media (Marker denominado Lajas_Medio) fue necesario un mayor afinamiento en la correlación, se utilizaron combinaciones de perfiles y modificaciones, como por ejemplo: un *gamma ray* (GR) en espejo para resaltar las transiciones entre facies (Fig. 21) y que permitiera identificar patrones de apilamiento grano-crecientes o apilamientos grano-decrecientes en la sección. Las combinaciones de perfiles *gamma ray* (GR) con neutrónico (NHPI) (ubicados en el cuarto *track* de la Fig. 21) para identificar zonas arcillosas que se pudieran correlacionar. El perfil de resistividad profunda (ILD) modificado para que visualice las posibles zonas saturadas de hidrocarburos (relleno rojo) de las no saturadas de hidrocarburos (relleno azul) (ubicado en el quinto *track* de la Fig. 21).

Otro *marker* que pudo ser correlacionado en varios pozos permitió definir un horizonte entre Lajas Medio y el Tope; se denominó Lajas Intrasuperior, a diferencia del Tope de Lajas, este horizonte se logró correlacionar en todos los pozos analizados.

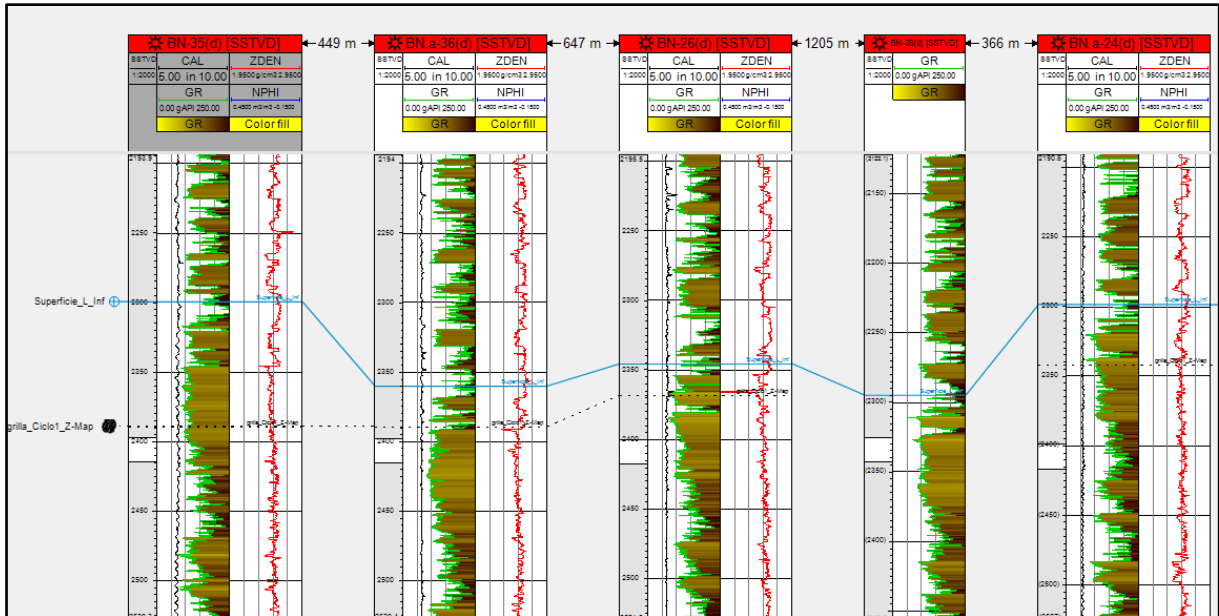


Figura 20. Ubicación de los *markers* correspondientes a Lajas Inferior por encima de un estrato de areniscas de gran espesor.

El tope de la Formación Lajas fue difícil de diferenciar, se conoce a partir de la bibliografía que el pasaje entre la Formación Lajas y Lotena es transicional (Weaver, 1931; Cucchi y Leanza, 2005), lo cual dificulta establecer un límite. Los primeros pozos cargados al modelo presentaban sus registros por debajo de este “límite”, es decir los perfiles ya comienzan dentro de la Formación Lajas, con lo cual no se disponía de datos suficientes para colocar este *marker*. En estos casos se extrapoló el marcador desde pozos cercanos, que sí contaban con este indicador. Otro recurso de gran utilidad fueron los Informes de Producción de pozos antiguos que se perforaron con el objetivo de ir a la Formación Lotena, con ellos se crearon perfiles discretos (ubicados en el tercer *track* desde la izquierda en la Figura 22), distinguiendo zonas; productoras de petróleo (zona azul), gas (zona amarilla), gas y petróleo (zona roja) y zonas no productoras (zona violeta) (Fig. 22). De los informes proporcionados por YPF se desprende que la Formación Lotena en el yacimiento Barrosa Norte no es productora de gas a diferencia de Lajas, con esta información disponible se colocaron los *markers* correspondiente al Tope de la Formación. Finalmente se ajustó la ubicación del horizonte con la superficie sísmica “grilla_ciclo9_Z-map”.

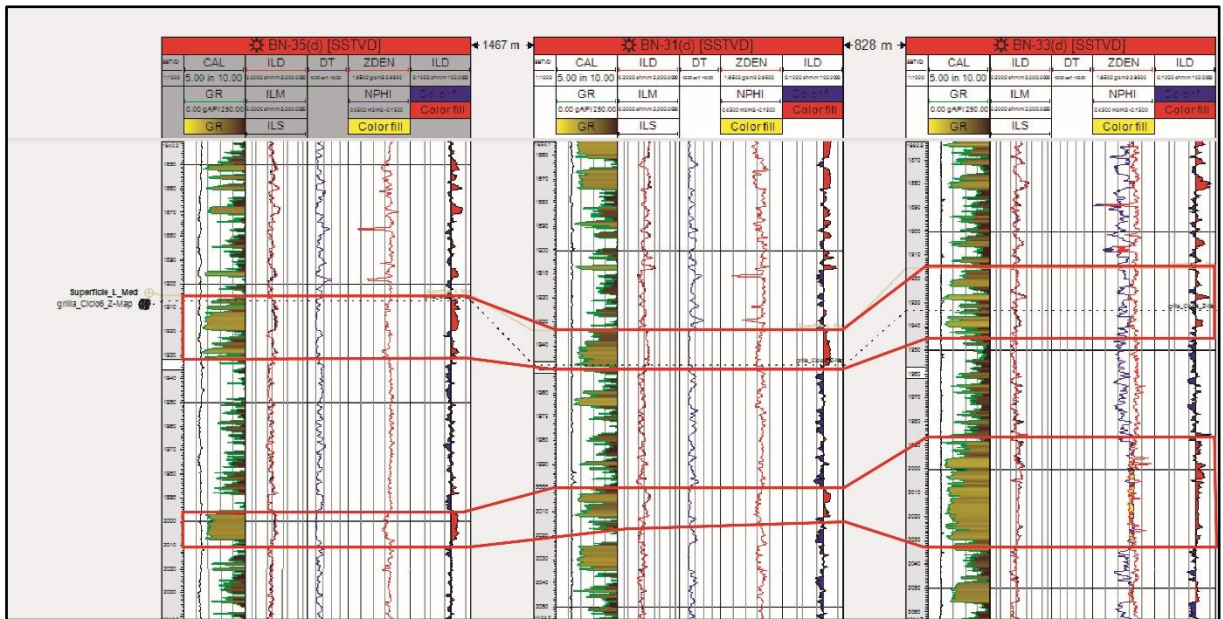


Figura 21. Patrones de apilamientos identificados para colocar los *markers* de Lajas Medio. Se utilizaron combinaciones de varios registros para poder identificar estos patrones.

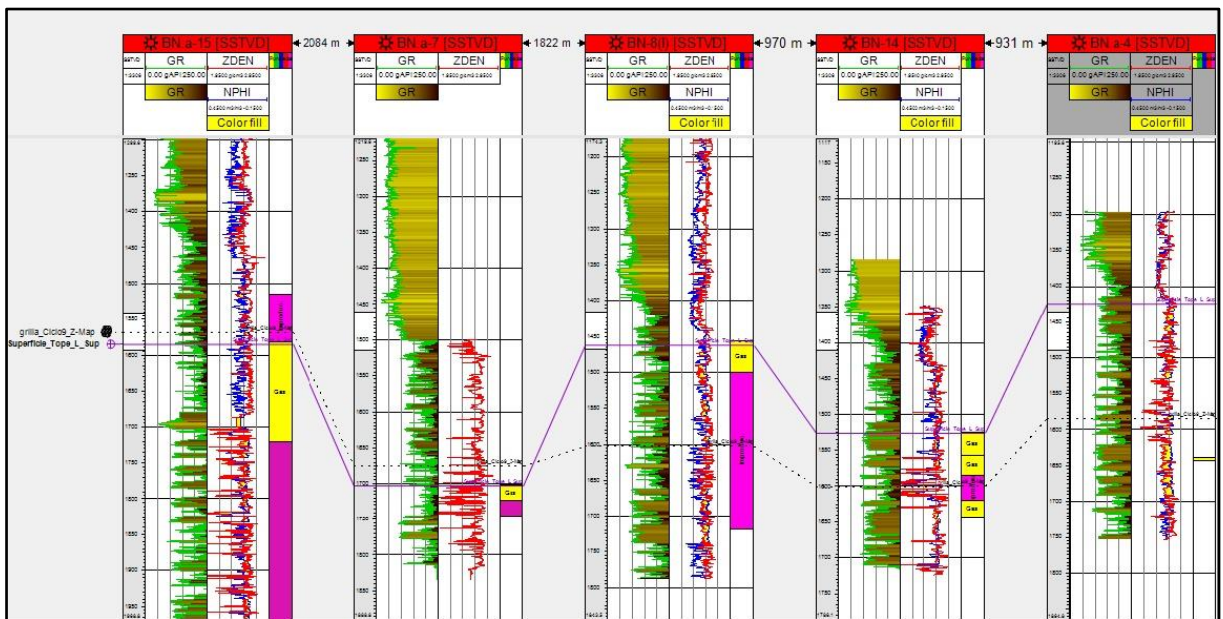


Figura 22. Ubicación del *marker* correspondiente al Tope de la Formación Lajas a partir de combinación de registro, informes de producción y de extrapolación de espesores de pozos cercanos. Perfiles discretos, ubicados en el tercer *track* desde la izquierda, distinguiendo zonas; productoras de petróleo (zona azul), gas (zona amarilla), gas y petróleo (zona roja) y zonas no productoras (zona violeta).

En la Fig. 19-20-21-22 se pueden observar los *markers* que se colocaron durante el trabajo de correlación y los horizontes sísmicos que se utilizaron como referencias. Finalmente se establecieron los horizontes que dividen informalmente a la Formación Lajas en Inferior, Medio, Intrasuperior y Tope (Fig. 23).

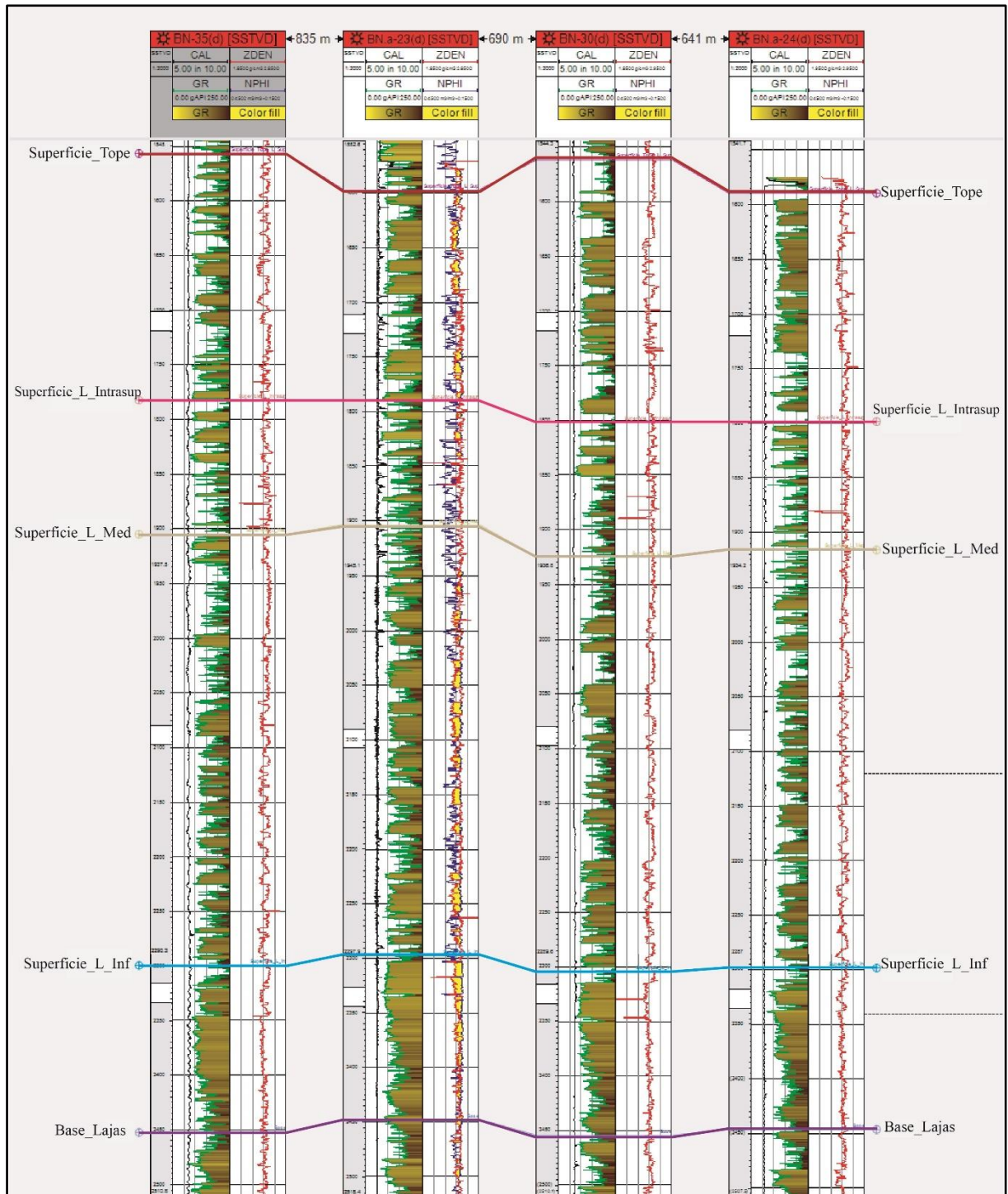


Figura 23. Correlación de los perfiles correspondiente al panel B-B' de la figura anterior; de abajo hacia arriba se identifican los horizontes que corresponden a la Base de Lajas Inferior, Lajas Medio, Lajas Intrasuperior y Tope de Lajas.

8.2. Análisis de Registros y comparación de Porosidad

El trabajo no tiene como objetivo realizar los cálculos petrofísicos de cada uno de los pozos, esta información fue proporcionada por YPF. Se limitó a realizar la comparación de la porosidad calculada a partir del perfil Densidad y la combinación Densidad-Neutrónico con los valores de porosidad calculadas en laboratorio. Se estableció como parámetro de control el estudio de porosidad solicitado por la empresa al pozo BN.a-23(d). La comparación se realizó en un tramo de 42 m de corona, que corresponde a la sección Inferior de la Formación Lajas. En la Tabla III se detallan los puntos seleccionados para el análisis, se obtuvieron las lecturas correspondientes y se le aplicaron las fórmulas para el cálculo de porosidad. Los valores de porosidad se graficaron (Fig. 24) y se calcularon los estadísticos descriptivos básicos. El resultado que se desprende de la comparación es que la porosidad promedio para el tramo propuesto es de 3.46%; el cual se aproxima al valor promedio obtenido por el laboratorio de 3.96% (Fig. 24), por tratarse de una diferencia mínima entre valores se considera aceptable la variación.

Profundidad	ZDEN	NPHI	Porosidad con densidad (%)	Porosidad con d-n (%)
			$\phi_{den} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$	$\phi_{N-D} = \sqrt{((\phi_{N2} + \phi_{D2}) / 2)}$
2985,40	2,60	0,03	0,04	0,0264
2985,93	2,60	0,04	0,04	0,0322
2987,73	2,61	0,02	0,04	0,0198
2989,95	2,52	0,03	0,09	0,0398
2990,32	2,53	0,03	0,08	0,0356
2990,91	2,56	0,03	0,07	0,0310
2991,91	2,56	0,03	0,07	0,0278
2993,02	2,57	0,03	0,06	0,0277
2993,71	2,54	0,02	0,08	0,0256
2995,03	2,58	0,03	0,05	0,0262
2995,35	2,59	0,04	0,05	0,0350
2995,77	2,55	0,04	0,07	0,0390
2996,67	2,59	0,03	0,05	0,0257
2997,04	2,59	0,04	0,05	0,0340
2997,52	2,56	0,03	0,07	0,0326
2998,05	2,54	0,02	0,08	0,0279
2998,31	2,57	0,03	0,06	0,0311
2998,04	2,60	0,04	0,04	0,0322
2999,16	2,57	0,03	0,06	0,0281
2999,48	2,55	0,01	0,07	0,0239
3000,01	2,61	0,04	0,04	0,0326
3000,91	2,58	0,05	0,05	0,0406

3001,33	2,56	0,03	0,07	0,0283
3001,81	2,58	0,03	0,05	0,0279
3004,72	2,51	0,02	0,10	0,0308
3005,03	2,47	0,02	0,12	0,0406
3005,51	2,49	0,02	0,11	0,0368
3005,88	2,56	0,05	0,07	0,0412
3008,74	2,60	0,05	0,04	0,0390
3009,21	2,59	0,04	0,05	0,0333
3009,59	2,53	0,03	0,08	0,0298
3010,64	2,57	0,05	0,06	0,0413
3010,91	2,58	0,05	0,05	0,0411
3012,76	2,58	0,05	0,05	0,0413
3013,18	2,59	0,05	0,05	0,0397
3013,77	2,59	0,03	0,05	0,0280
3016,46	2,53	0,03	0,08	0,0359
3016,94	2,57	0,04	0,06	0,0339
3017,31	2,57	0,04	0,06	0,0346
3017,73	2,60	0,04	0,04	0,0323
3018,32	2,62	0,03	0,03	0,0259
3018,58	2,58	0,03	0,05	0,0297
3019,11	2,58	0,04	0,05	0,0377
3019,59	2,48	0,03	0,11	0,0455
3019,85	2,56	0,03	0,07	0,0304
3020,33	2,57	0,05	0,06	0,0427
3021,44	2,57	0,04	0,06	0,0335
3022,44	2,57	0,03	0,06	0,0307
3022,76	2,55	0,04	0,07	0,0405
3023,13	2,60	0,03	0,04	0,0284
3023,45	2,60	0,03	0,04	0,0285
3023,93	2,51	0,02	0,10	0,0372
3024,24	2,48	0,02	0,11	0,0452
3024,56	2,52	0,03	0,09	0,0432
3024,98	2,58	0,05	0,05	0,0441
3025,30	2,56	0,04	0,07	0,0397
3025,57	2,53	0,04	0,08	0,0433
3025,99	2,54	0,04	0,08	0,0443
3026,41	2,56	0,04	0,07	0,0413
3026,68	2,54	0,04	0,08	0,0440
3027,26	2,54	0,04	0,08	0,0418
3027,58	2,54	0,04	0,08	0,0425

Tabla III. Resultados de porosidad obtenidos en los puntos seleccionados a partir del registro de densidad y en combinación de los registros de Densidad-Neutrónico.

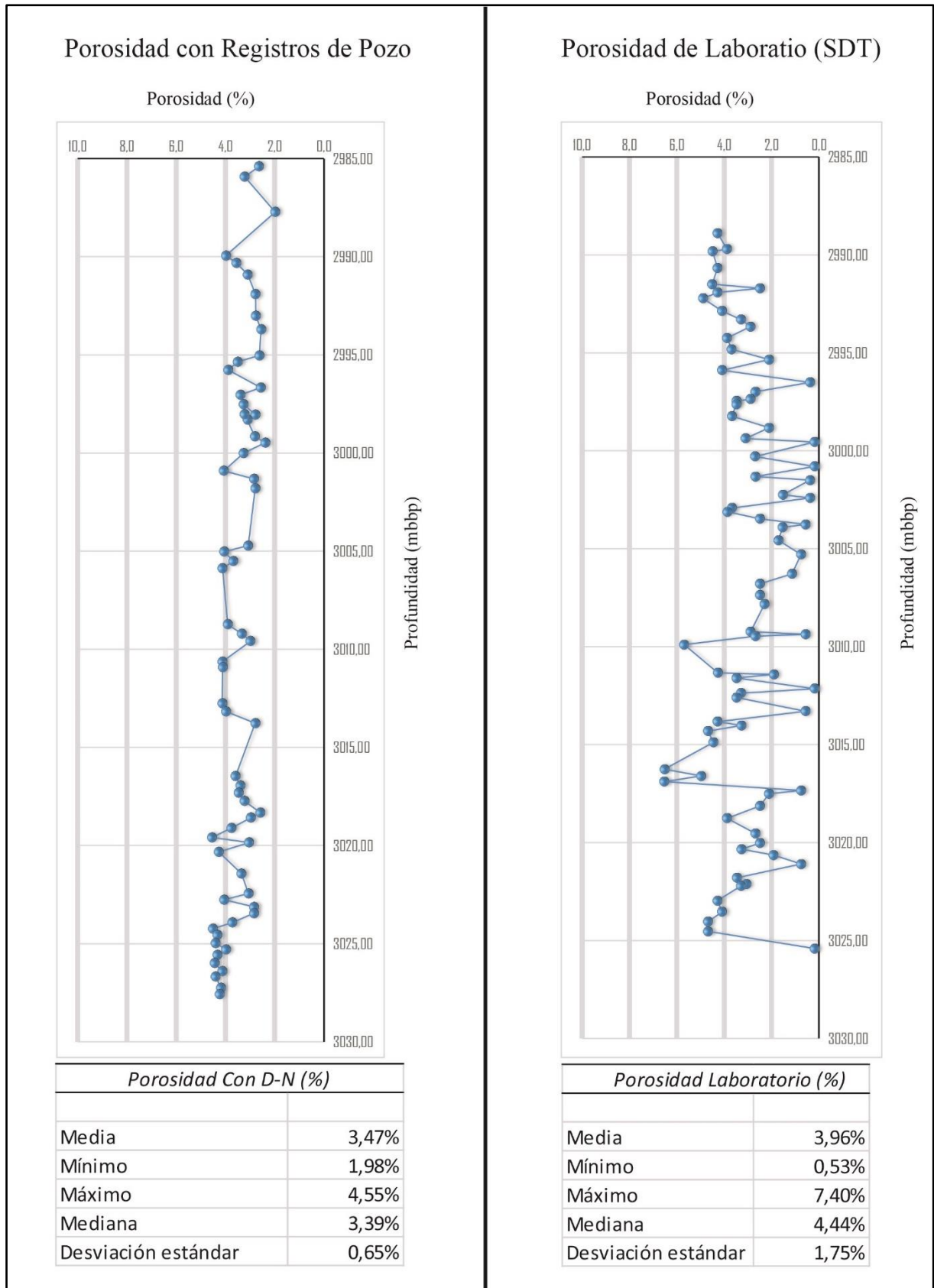


Figure 24. Izquierda; valores de porosidad obtenida con la combinación de registros Densidad-Neutrónico y resultados estadísticos descriptivos básicos. Derecha; imagen tomada del informe petrofísico de laboratorio del pozo BN.a-23(d), resultados estadísticos descriptivos básicos.

8.3. Mapas

8.3.1. Superficies Estructurales

Para generar los mapas de las superficies estructurales se sumó al modelo otro soporte provisto por la empresa: los polígonos de fallas. Teniendo en cuenta que la zona se encuentra influenciada tectónicamente y puede resultar en mayor dificultad para definir la ubicación del pozo, se incorporan las fallas que afectan a la estructura para fortalecer el modelo estático (Fig. 25). Los polígonos de las fallas se asociaron por su profundidad a una zona; quedando definidos de la siguiente manera:

- fallas_ciclo_1= Superficie_L_Inf
- fallas_ciclo_6= Superficie_L_Med
- fallas_ciclo_7= Superficie_L_intrasup
- fallas_ciclo_9= Superficie_Tope_L_Sup



Figura 25. Fallas utilizados en el modelo. Cada falla se corresponde con una superficie estructural creada (por ejemplo el horizonte Superficie_L_Inf se asocia con fallas_ciclo_1); se aplicaron los ciclos de fallas a los horizontes creados para generar las superficies estructurales.

A partir de las superficies generadas y verificados con los horizontes sísmicos, sumado a los polígonos de fallas, se confeccionaron los mapas estructurales de la Formación Lajas para los diferentes niveles reconocidos (Fig. 26).

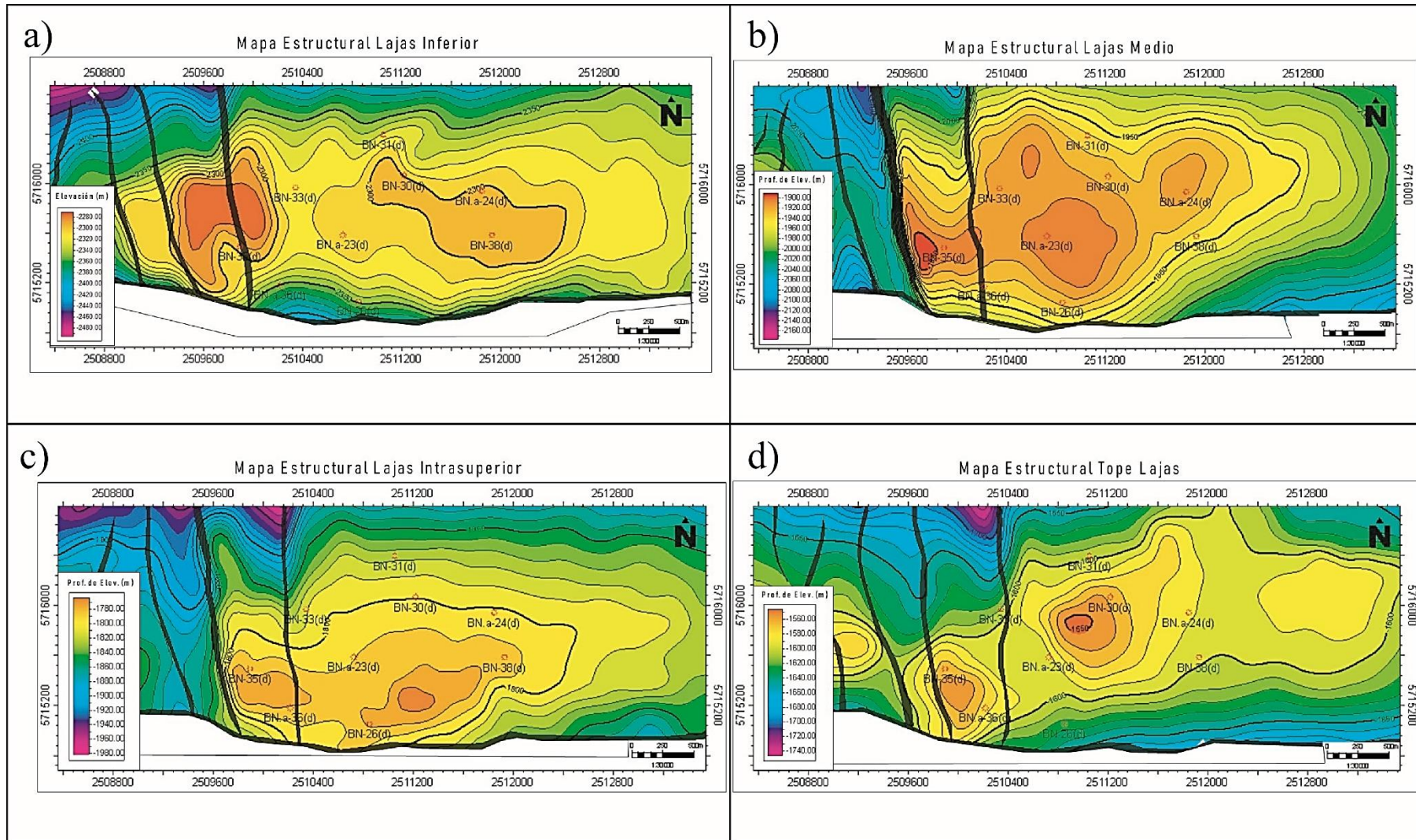


Figura 26. Mapas de superficies estructurales en los que se pueden observar la estructura anticlinal, con cierre en todas las direcciones. Las zonas de mayor elevación estructural se ubican en la zona central del anticlinal.

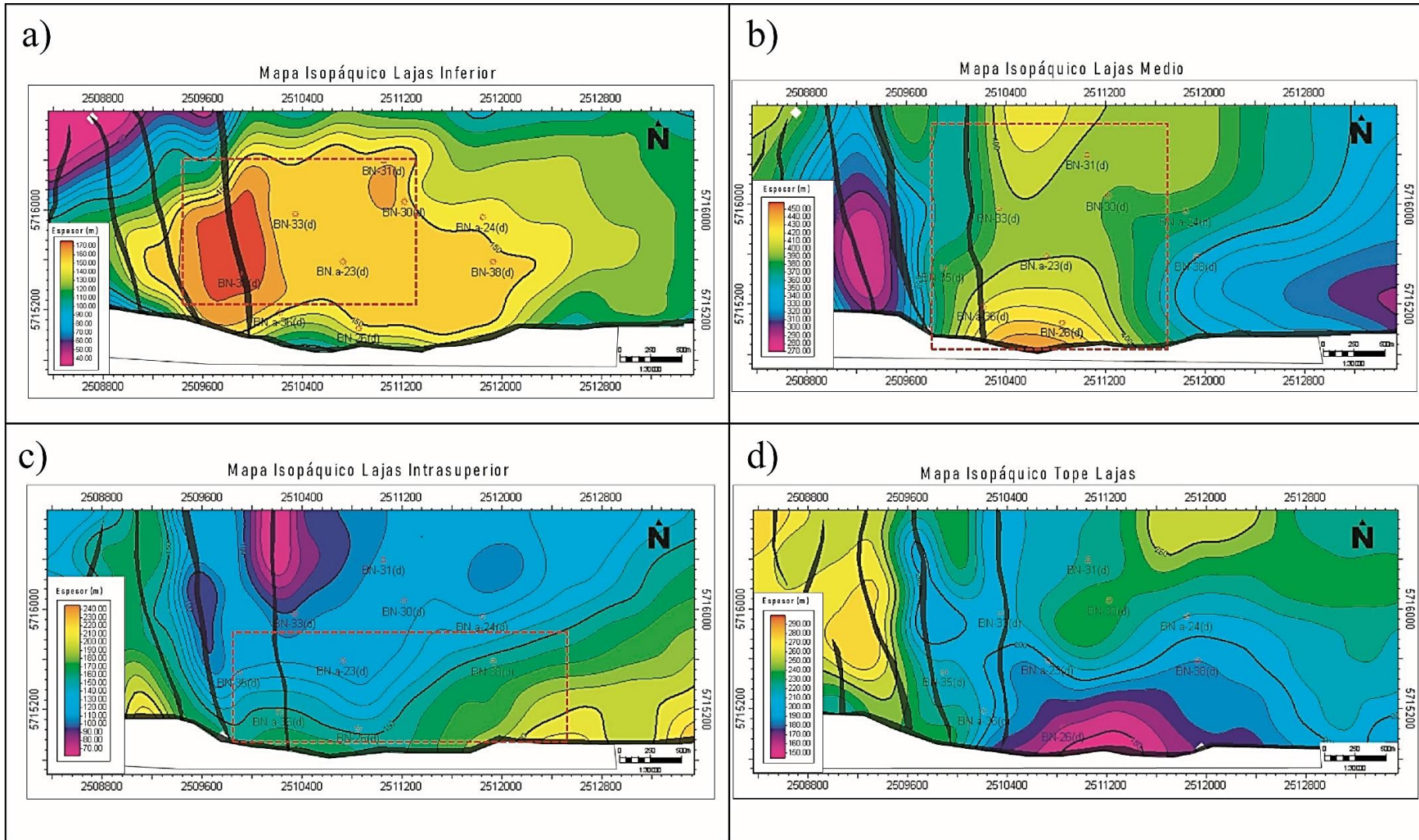


Figura 27. Mapas Isopáquicos. El isopáquico de Lajas Inferior no refleja la realidad del reservorio, se recuerda que una parte de los perfiles no disponían de la profundidad para identificar la base de Lajas, por lo que esta superficie se colocó de manera arbitraria. El isopáquico de Lajas Superior presenta zonas en las que el espesor se extrapola desde pozos vecinos debido a la falta de registros de pozos.

8.3.2. Mapas Isopáquicos

División Formación Lajas

Una zona se define como el espesor entre dos horizontes. Para el proyecto se definieron 4 zonas; (1) Lajas Inferior (entre Base de Lajas y Lajas Inferior), (2) Lajas Medio (entre Lajas Inferior y Lajas Medio), (3) Lajas Intrasuperior (entre Lajas Medio y Lajas Intrasuperior), y (4) Lajas Tope (entre el Lajas Intrasuperior y Tope de Lajas) (Fig. 27).

8.3.3. Mapas de Espesor de Arenas (*Net Sand*)

Con la incorporación de los perfiles petrofísicos a los pozos ubicados en la zona central y E del anticlinal (Fig. 28), se confeccionaron los mapas de las características de reservorio teniendo en cuenta los valores de corte (*cut off*). Los *cut off* son criterios petrofísicos utilizados para distinguir un intervalo útil de los intervalos que no lo podrían ser.

Entre los mapas confeccionados están los de espesores de arenas (*Net Sand*) (Fig. 29). Se considera arena todo aquel material que posea menos de un determinado valor (*cut off*) en contenido de material arcilloso (VCL). El *cut off* utilizado para la confección de los mapas fue del 20% (VCL), valor adoptado del yacimiento análogo (Segmento 5). El valor VCL es condicionado por la alta heterogeneidad litológica y elevado contenido en material arcilloso que presenta toda la Formación, reduciendo la tolerancia de manera considerable. De los mapas obtenidos se observa que los mayores espesores de arenas limpias siguen una orientación NO-SE, esencialmente en la zona Media y Tope.

8.3.4. Mapas de Arenas Limpias y Porosas (*Net Reservoir*)

Los mapas de Espesor de Reservorios (*Net Reservoir*) contribuyeron al modelo de la Formación Lajas (Fig. 30). Para su realización, además del *cut off* que se utilizó en los *Net Sand*, se incorporó un nuevo valor de corte correspondiente a la porosidad efectiva. Se consideró como arenas limpias y porosas o arenas reservorios, al espesor que posee menos de un 20% en contenido de material arcilloso y más del 5% de porosidad efectiva. El valor aplicado de porosidad efectiva corresponde al utilizado en los estudios realizados en el segmento análogo. Con el nuevo valor de corte las secciones que tuvieron mayor pérdida de espesor fueron las secciones Media e Intrasuperior; la primera tuvo pérdidas de hasta 60 m. de espesores de arenas. Las geofomas que describen los mapas siguen siendo similares a las observadas en los mapas

isopáquicos. Con respecto a las secciones Inferior la mayor pérdida de espesor se ubican cercanas a las zonas de fallas; estas zonas de fallas podrían favorecer la pérdida de condiciones petrofísicas a causa de procesos diagenéticos.

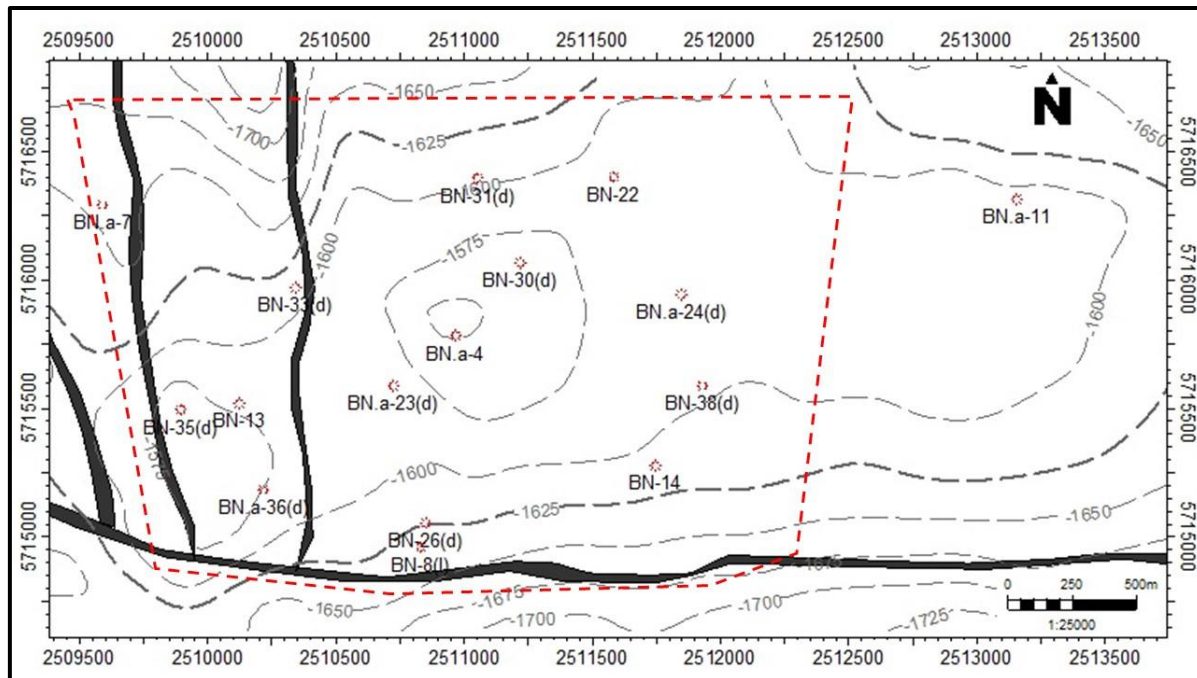


Figura 28. En líneas punteadas se observa el nuevo polígono a analizar; ya que es el área donde se posee mayor información.

8.3.5. Mapas de Saturación de Agua (S_w)

Entre los mapas de isopropiedades realizados, los de saturación de agua (S_w) permitieron discriminar zonas con mejores condiciones petrofísicas (Fig. 28). En estudios realizados en Sierra Barrosa-Aguada Toledo, se utilizó un valor de corte del 50% en saturación de agua para la formación Lajas; pero sólo para las secciones Media y Superior, mientras que para la sección Inferior, este valor se aumentó al 60% para no perder espesores que podían potencialmente contener hidrocarburos. Estos parámetros fueron los adoptados para el presente análisis. Se puede observar en la Figura 31; que en posiciones más elevadas de la estructura el porcentaje de saturación de agua disminuye.

8.3.6. Mapas de Espesores Útiles (*Net Pay*)

Finalmente, los últimos mapas que se confeccionaron fueron los de Espesor Útil o de interés (*Net Pay*) (Fig. 32). Aplicando todos los valores de corte mencionados con anterioridad, el espesor útil es aquel espesor de arenas limpias que contiene menos del 20% de material

arcilloso, más del 5% de porosidad efectiva y menos del 50% de saturación de agua para las secciones Media, Intrasuperior, Tope, y menos del 60% de saturación de agua para la sección Inferior. Se observa en los mapas que los mayores espesores útiles se encuentran en las zonas centrales en la estructura de la sección Inferior y Superior. Con respecto a las pérdidas de espesores; la sección más afectada es la sección Media. En cuanto a la Intrasuperior la pérdida de espesor fue baja, considerando que el espesor de las arenas reservorios para esta sección ya era muy bajo.

8.3.7. Análisis de los Mapas y Datos de producción

La tabla IV muestra un resumen de los espesores obtenidos en los mapas. Cuantitativamente se observan los contrastes entre espesores totales y los espesores útiles para cada sección. La tabla V es un resumen de los informes de producción y esquemas de terminación de pozos donde se detalla si durante los punzados los pozos fueron productivos o no, y en caso de que lo fueran, qué tipo de hidrocarburos extraían.

Lajas Inferior: el tope de esta sección inferior se encuentra entre las cotas -2280 y -2480 metros de profundidad vertical verdadera bajo el nivel del mar (en adelante *tvds*), y posee un espesor máximo de 150 m. (este valor representa el espesor máximo utilizado en este estudio, debido a que la base no pudo ser ubicada por falta de información), Los mayores espesores de arenas se ubican en el sector central donde alcanzan los 110 m. (zona elevada del anticlinal). Las arenas limpias y arenas reservorios siguen una orientación NO-SE, y en cuanto a la saturación de agua (S_w) muestra menor porcentaje en la zona alta de la estructura (Fig. 31). Cuando a estas arenas se les aplico el *cut off* de la S_w , resulto un sector con mayor espesor útil ubicado en la zona central del mapa. La pérdida de espesor de arenas en la zona de interés es del 21%-25%, quedando como arenas útiles 52-66m.

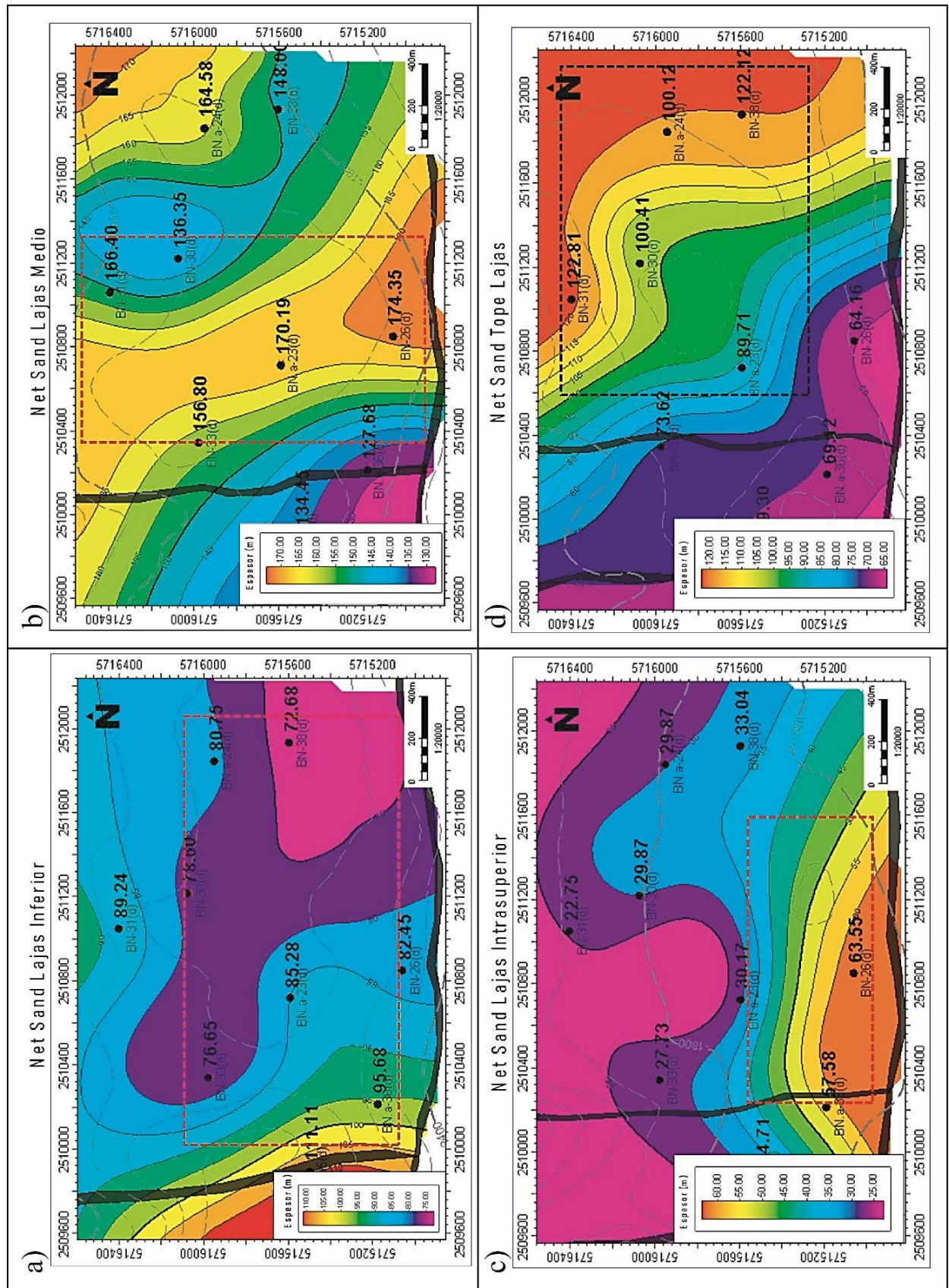


Figura 29. Mapas de arenas limpias (*Net Sand*).

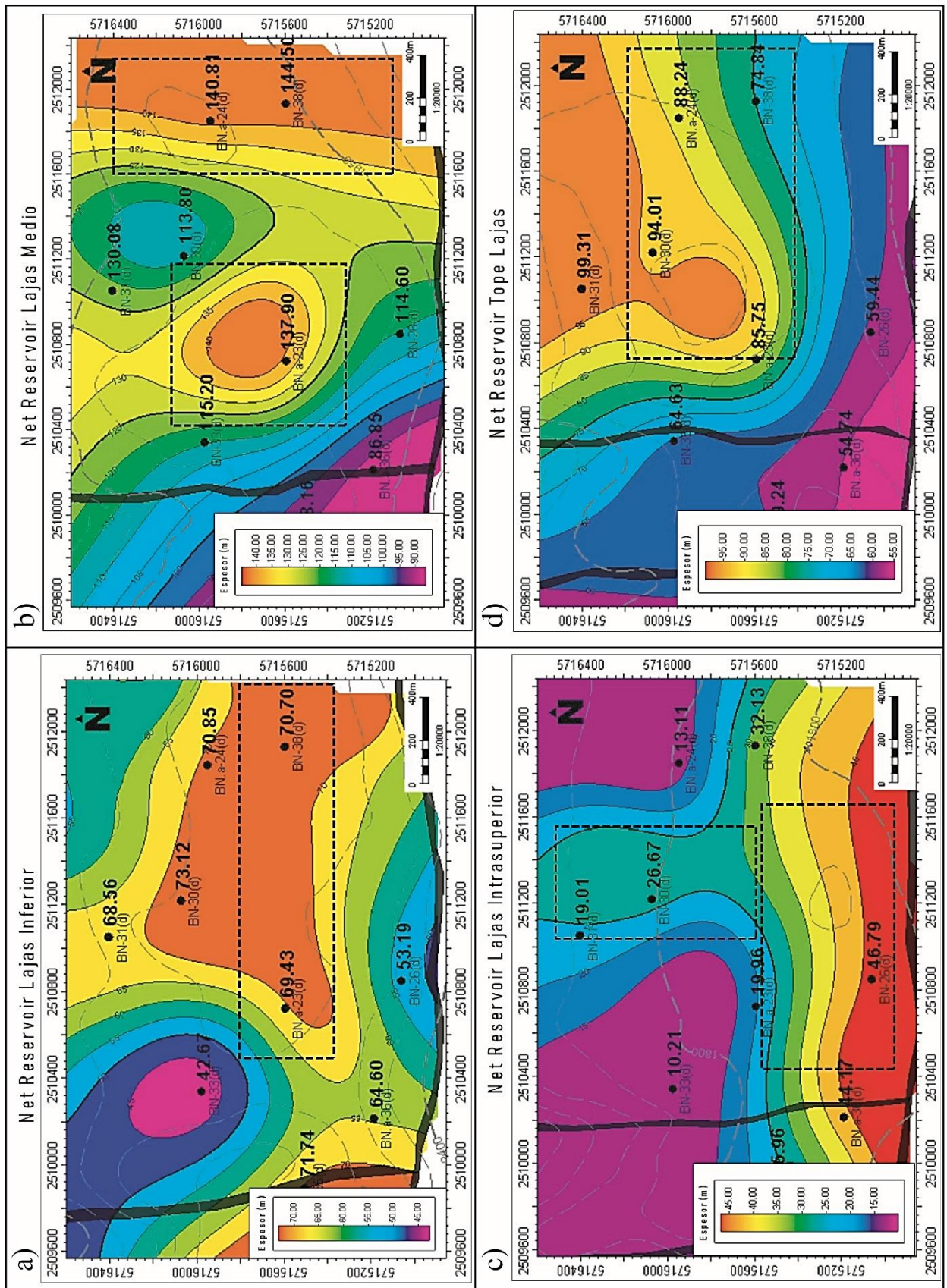


Figura 30. Mapas de arenas limpias y porosas o de reservorios (*Net Reservoir*).

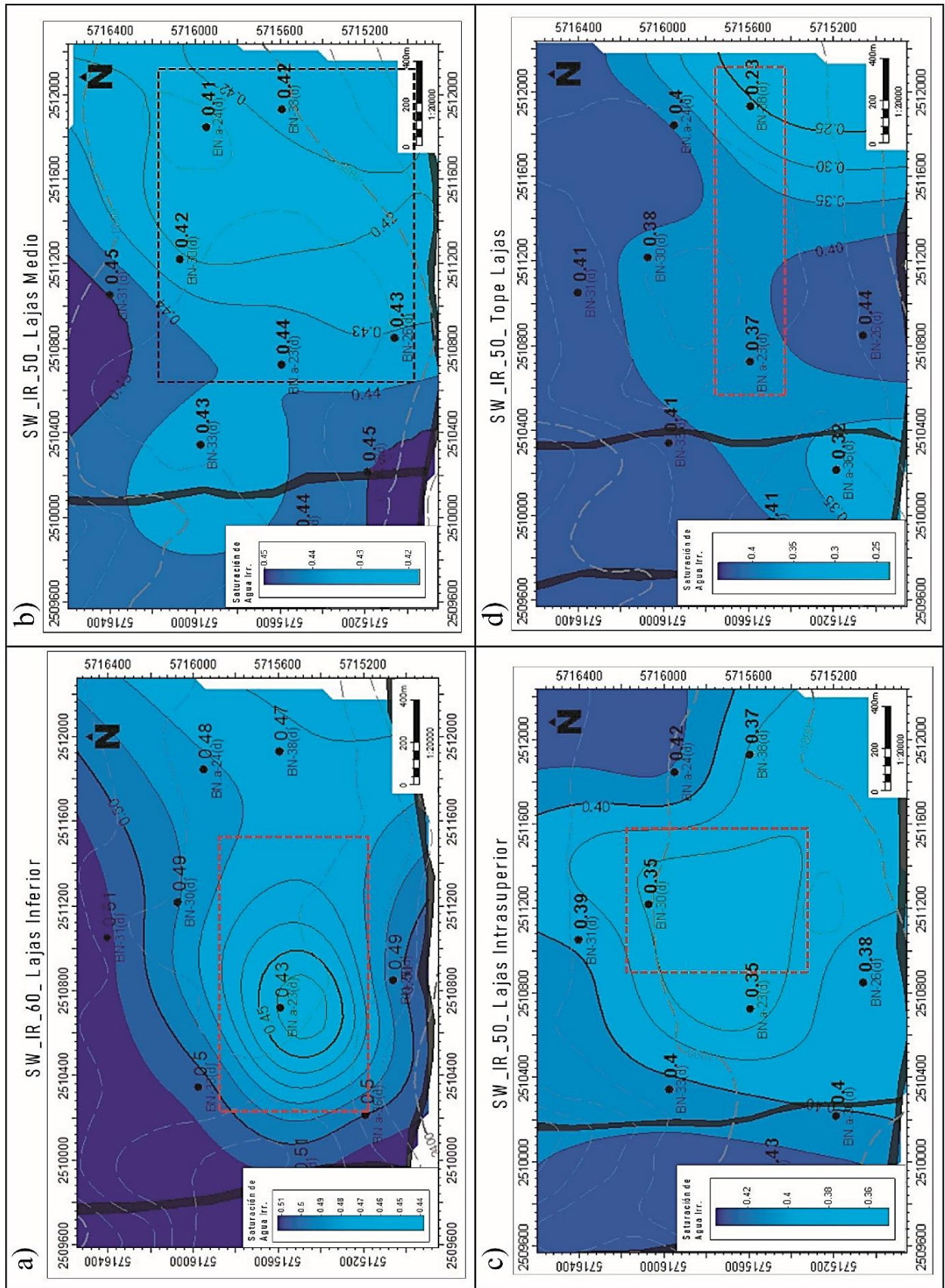


Figura 31. Mapas de Saturación de Agua (S_w).

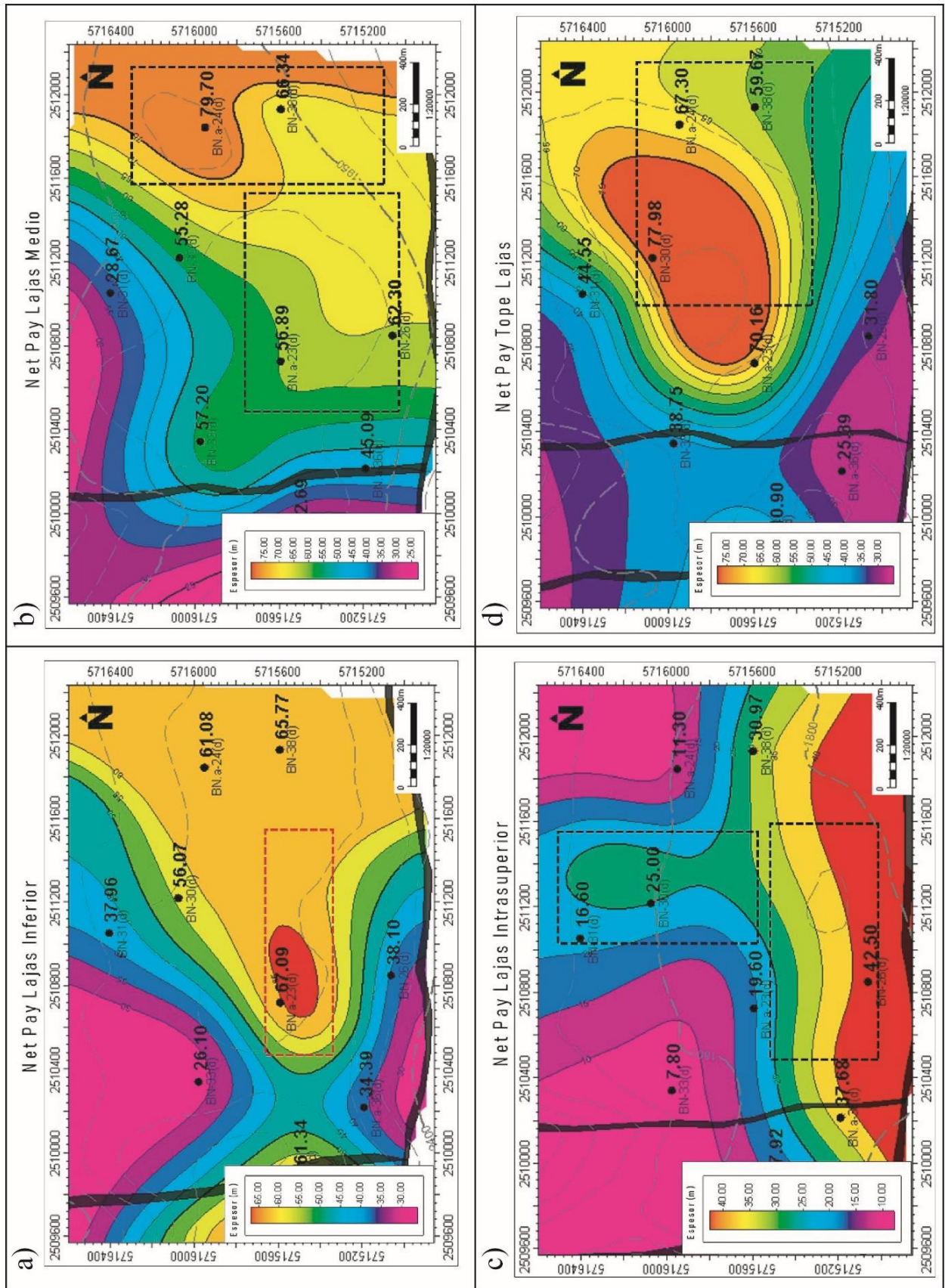


Figura 32. Mapas de espesores útiles o de interés (*Net Pay*).

	Lajas Inf. Min.-Max.	Lajas Medio Min.-Max.	Lajas Intrasup. Min.-Max.	Lajas Tope Min.-Max.
ESTRUCTURAL	-2280 m / -2480 m	-1900 m / -2160 m	-1780 m / -1980 m	-1560 m / -1740 m
ISOPÁQUICOS	40 m - 170 m	270 m - 450 m	70 m - 240 m	150 m - 290 m
NET SAND	75 m - 110 m	130 m - 170 m	25 m - 60 m	65 m - 120 m
NET RESERVOIR	45 m - 70 m	90 m - 140 m	15 m - 45 m	55 m - 95 m
NET PAY	30 m -65 m	25 m - 75 m	10 m - 40 m	30 m - 75 m
S_w	0.6	0.42 – 0.45	0.36 – 0.42	0.25 – 0.40

Tabla IV. Resumen de cotas estructurales, espesores mínimos y máximos según se fueron aplicando los filtros para obtener cada tipo de mapa y sección. Porcentajes mínimos y máximos de Saturación de agua (S_w).

Pozos	Punzados	Formación	Hidrocarburo
BN.a-4	Productivo	Lotena/Lajas	Gas
BN.a-5	Improductivo	Lotena/Lajas	X
BN.a-7	Parcial	Quintuco	Gas/petróleo
BN-8(I)	Improductivo	Lotena	X
BN.a-11	Improductivo	Lotena	X
BN-14	Productivo	Lotena/Lajas	Gas
BN-22	Improductivo	Lotena	X
BN-27(d)	Productivo	Lajas	Gas
BN-28(d)	Productivo	Lajas	Gas
BN-29(d)	Productivo	Lajas	Gas
BN-32(d)	Productivo	Lajas	Gas
BN-38(d)	Productivo	Lajas	Gas

Tabla V. Resumen de Informes de Producción de la empresa, no todos los pozos presentaban informes. Durante el análisis no se logró corresponder los datos proporcionados con las profundidades que correspondían, por lo cual se clasificó si estos fueron productivos o improductivos.

Lajas Medio: el tope de la sección se encuentra entre las cotas -1900 y -2160 *tvds*, y posee un espesor máximo de 450 m. Los mayores espesores de arenas se ubican en el sector central donde alcanzan los 170 m. Las arenas limpias y reservorios siguen una orientación NNO-SSE, y en cuanto a su porcentaje de S_w , sigue siendo elevado (valores de hasta el 45%). Cuando a estas arenas se les aplico el *cut off* de la S_w , resultan dos zonas con mayor espesor útil ubicadas al S y al E del mapa. La pérdida de espesor de arenas en la zona de interés es del 56%-67%, quedando como arenas útiles 50-80 m (Fig. 32). Esta sección es la que presenta mayor pérdida de espesor en toda la formación, siendo del 83%-91% aproximadamente. La pérdida de espesor

se debe a un aumento en la intercalación con niveles arcillosos según se puede observar en los registros de pozos durante la tarea de correlación.

Lajas Intrasuperior: el tope de la sección se encuentra entre las cotas -1780 y -1900 *tvdss*, y posee un espesor máximo de 240 m. Los mayores espesores de arenas se ubican en el sector sur-central, donde alcanzan los 63 m. Las arenas limpias y reservorios siguen una orientación E-O, y en cuanto a su porcentaje de S_w , empieza a mostrar una tendencia a descender a medida que subimos en la estructura, presentando valores del 35% en las zonas con mayor potencial. Cuando a estas arenas se les aplico el *cut off* de la S_w , los espesores útiles, se ubican nuevamente en los sectores sur-central. La pérdida de espesor de arenas en la zona de interés es del 27%-39% quedando como arenas útiles 16-42 m. (Fig. 32).

La pérdida de espesor entre total de arenas y las arenas útiles es bajo, pero la relación entre estas y el espesor total de la sección es del 83%-85%, este valor es similar al anterior, aunque con menor S_w , y podríamos inferir que esta sección disminuye considerablemente las condiciones petrofísicas a causa de mayor presencia de niveles heterolíticos que lograron observarse en la columna durante la correlación de perfiles.

Tope de Lajas: el tope de la sección se encuentra entre las cotas -1560 y -1740 *tvdss*, y posee un espesor máximo de 290 m. Los mayores espesores de arenas se ubican en el sector E-NE donde alcanzan los 125 m. Las arenas limpias y arenas reservorios siguen una orientación NNE-SSO, y en cuanto al porcentaje de S_w , presenta valores que rondan los 20%-35% (los valores más bajos registrados a lo largo de la columna estratigráfica de la Formación Lajas). Cuando a estas arenas se les aplico el *cut off* de la S_w , resultan dos sectores de interés, en las zonas central y oriental de la estructura. La pérdida de espesor de arenas en estas áreas es del 17%-20%, quedando como arenas útiles 70-77 m. (Fig. 32).

8.4. Cálculo de Volumen de Hidrocarburos *in situ*

8.4.1. HCPV= Hydrocarbon Content Pore Volume

Se generaron mapas del volumen total de hidrocarburos contenidos en los poros (HCPV) de las zonas reconocidas. Estos mapas son el resultado del producto entre las superficies de Espesor Útil, Porosidad Efectiva y Saturación de gas de cada sección y se calcula en un polígono correspondiente al área donde se quiere obtener el mismo (Fig. 33). Los mapas HCPV son utilizados para realizar uno de los métodos para el cálculo del GOIS.

8.4.2. Estimación del GOIS= Gas Original in situ

Según Holditch (2006) los métodos para estimación de reservas, comúnmente utilizados por los ingenieros de yacimientos son el volumétrico, balance de materiales, curvas de declinación y modelos de yacimientos. En el presente trabajo, se utilizó el método volumétrico, mediante dos procesos.

El primer método consistió en obtener el volumen total de hidrocarburos, a partir de los mapas HCPV dentro de un área específica de cada una de las zonas (Tabla IV) y luego se multiplicó el mismo por el factor volumétrico de formación de gas (Bg) para obtener el GOIS. Los valores de Bg corresponden a los utilizados en el yacimiento análogo.

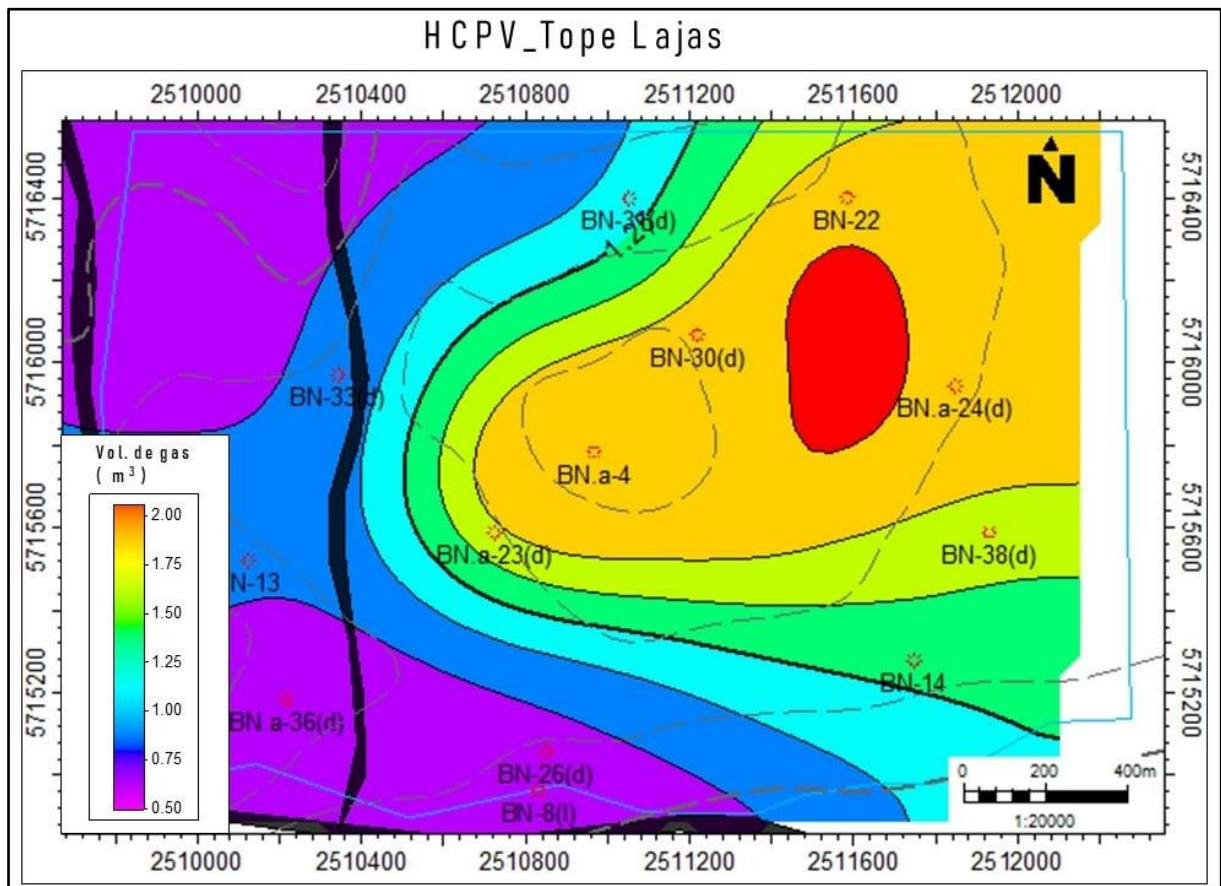


Figura 33. Mapa HCPV de la zona Lajas Tope; el polígono de color celeste es el área determinada para realizar el cálculo de volumen total de hidrocarburos en los poros.

El segundo método para obtener el volumen total se realizó con la herramienta del software denominada *base-map volumen calculation* (Fig. 34). En esta herramienta se deben colocar las superficies que delimitan las zonas, mapas *Net to Gross*, mapas de porosidad efectiva, mapas de S_w y el factor volumétrico de formación del gas (Bg). Este método calcula el volumen de

total de hidrocarburos para cada zona y además el GOIS correspondiente (Tabla IV). El área en la cual se quiso obtener el volumen fue la misma que en el método anterior.

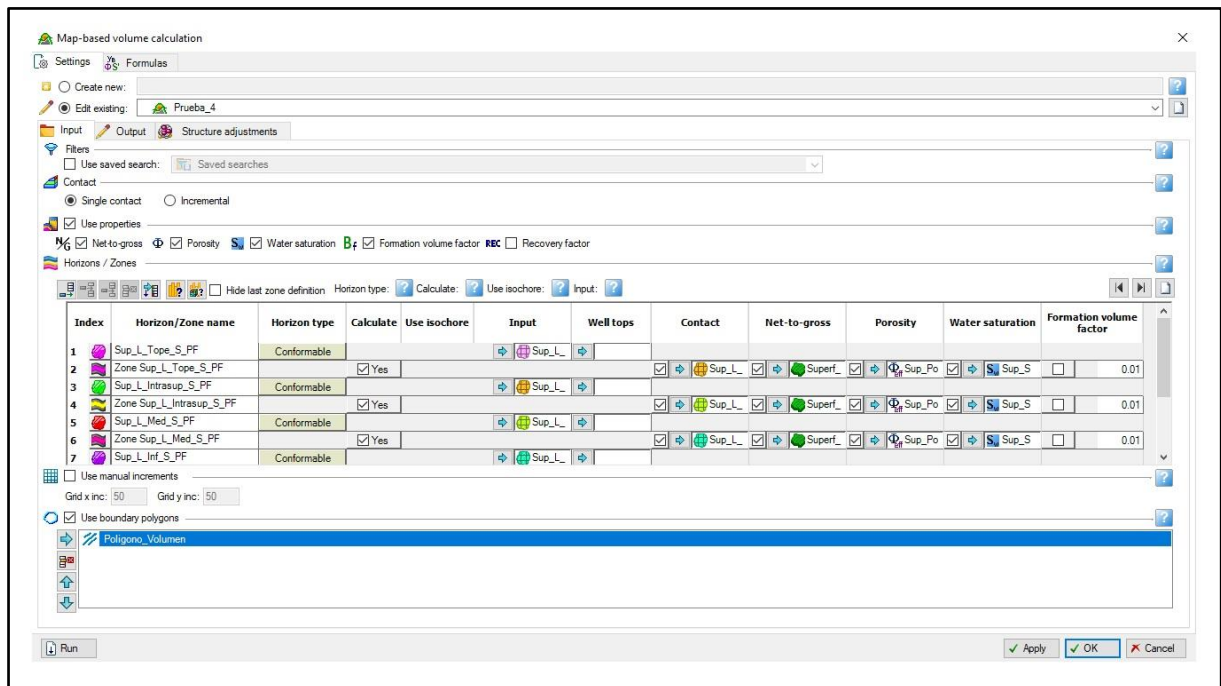


Figura 34. Segundo método utilizado con la herramienta *map-based volumen calculation* del software Petrel.

El área donde se realizó el cálculo tiene una extensión de 3.86 Km² (Fig. 37). El resultado de gas original *in situ* (GOIS) para la zona seleccionada es de 3053.291 Mm³.

Cabe destacar que entre las características que deben presentar los pozos más aptos o candidatos para la elección de un tratamiento de fractura hidráulica en un reservorio de *tight gas* son aquellos que poseen un volumen sustancial de GOIS.

8.5. Ubicación del Pozo

8.5.1. Fracturas hidráulicas modelo análogo

Como se mencionó en apartados anteriores, una de las características que define a los reservorios no convencionales es la necesidad de estimular la Formación para que ésta produzca, mediante técnicas no convencionales como por ejemplo el Fracturamiento Hidráulico (*fracking*). En el Segmento 5 y el Segmento 2, del Bloque Loma La Lata; para el objetivo Lajas se utilizó este método de estimulación. Las fracturas hidráulicas inducidas realizadas en AT-SB se propagan paralelas al esfuerzo horizontal máximo (σ_1), con orientación N315° (Fig. 35) y las medidas aproximadas de las fracturas hidráulicas producidas son de 100 m de altura y 200 m de largo aproximadamente (Coppo *et al.*, 2018).

Zonas	Datos		Área [10 ⁶ m ²]	Método 1	Método 2	GOIS	
	Superficie Tope	Superficie Base		HCPV [10 ⁶ m ³]	HCPV [10 ⁶ m ³]	Bg	GOIS [10 ⁶ m ³]
Zona Sup_L_To pe_S_PF	Sup_L_Intr asup_S_PF	Sup_L_Med _S_PF	3.86	4.7244	4.759	0.0055	865.273
Zona Sup_L_Intrasup _S_Pf	Sup_L_Med _S_PF	Sup_L_Inf_ S_PF	3.86	1.5301	1.534	0.0050	306.800
Zona Sup_L_Med_S_ Pf	Sup_L_Inf_ _S_PF	Sup_Base_ Lajas_S_PF	3.86	4.3014	4.334	0.0050	866.800
Zona Sup_L_Inf_S_Pf			3.86	4.3675	4.362	0.0043	1014.419
GOIS TOTAL							3053.291

Tabla VI. Los valores HCPV obtenidos por diferentes métodos son aproximados lo que supone que los valores son correctos, para obtener el GOIS total, los factores de formación se aplicaron sobre los resultados del segundo método.

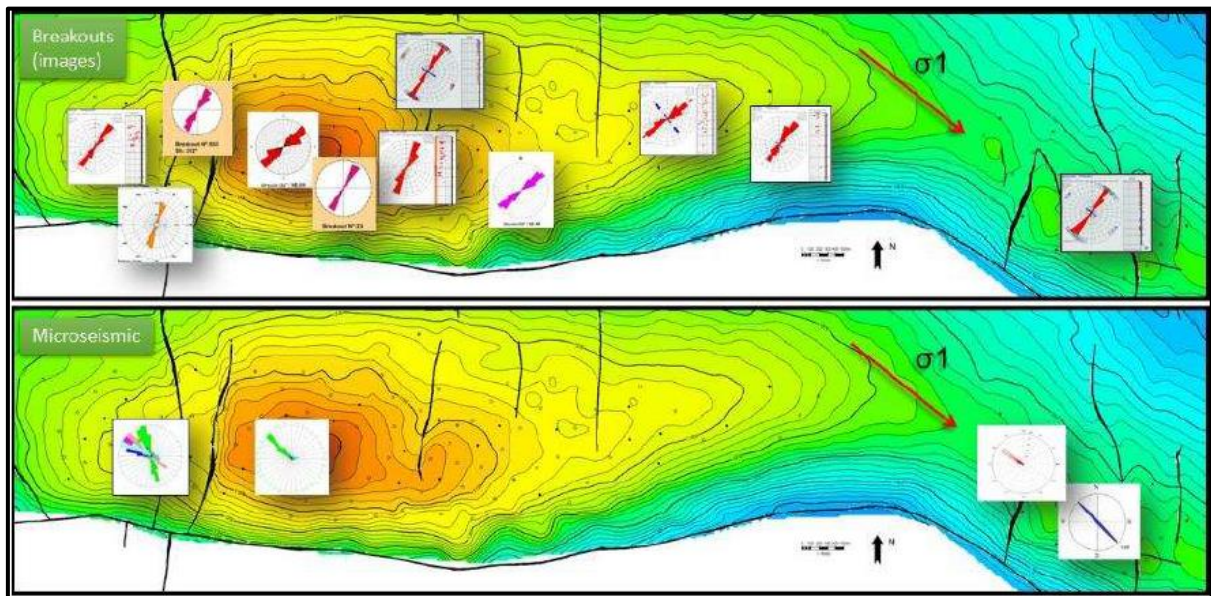


Figura 35. En la imagen superior se ubican los diagramas de dispersión con la orientación de los *breakouts* y fracturas inducidas; también se encuentra referenciada la dirección de σ_1 . En la imagen inferior se indica la distribución en las direcciones de propagación de las fracturas inducidas registradas por microsísmica (tomado de Coppo *et al.*, 2018).

8.5.2. Fracturas naturales y fracturas hidráulicas en la zona de estudio

A partir del Reporte de Interpretación Geológica de Imagen de Pozo realizado en el pozo BN.a-23(d) y del monitoreo de microsísmica se observa que los *breakouts* se abren (a lo ancho) por el menor esfuerzo (σ_3), es decir crecen en dirección del esfuerzo horizontal mínimo, perpendicular a las fracturas inducidas (Coppo *et al.*, 2018). Los *breakouts* (ovalización del pozo, aunque también puede terminar con la ruptura de la pared del pozo) son la expresión

bidimensional perpendicular al eje del pozo del estado tensional actual del macizo rocoso, desarrollado durante su perforación (Rossello, 2018). Además el reporte indica que la orientación y distribución de los *breakouts* identificados es NE-SO (paralelo a σ_3 o *stress in situ* mínimo), y las fracturas hidráulicas inducidas tienen una orientación NO-SE (paralelo a σ_1 o *stress in situ* máximo). En cuanto a la distribución vertical de los *breakouts*, las zonas con mayor presencia se encuentran desde Lajas medio hasta el Tope (Fig. 36b). Con respecto a las fracturas naturales, el Informe indica que se identificaron un total de 37, con predominio de orientación NNE-SSO y ENE-OSO. Entre las fracturas que se reconocieron se encuentran las de tipo cerradas, las parcialmente conductivas y las resistivas (Fig. 36a).

8.5.3. Pozos Infill

El distanciamiento original entre pozos comprende un área de 40 acres, con una zona de drenaje teórico elíptica con su eje máximo en la dirección del mayor esfuerzo horizontal actual (Coppo *et al.*, 2018). El presente trabajo respeta el distanciamiento utilizado para el desarrollo del yacimiento análogo.

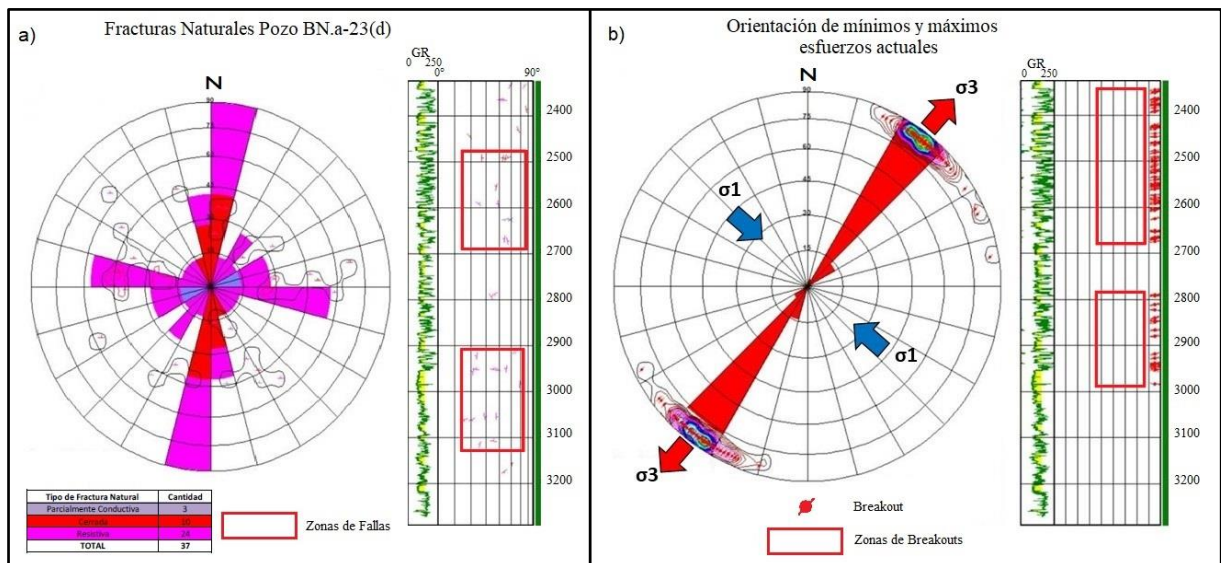


Figura 36. a). Fracturas naturales reconocidas en el pozo BN.a-23(d). La mayor orientación es hacia el NNE-SSO y ENE-OSO, la mayor presencia de fracturas se encuentra en la zona media a superior. **b).** En cuanto a las fracturas inducidas presentan orientación paralela al máximo *stress in situ* (σ_1): NO-SE, mientras que los *breakouts* se forman perpendiculares a las fracturas inducidas orientadas paralelas al mínimo *stress in situ* (σ_3): NE-SO.

8.5.4. Ubicación

Analizados los mapas y definido el distanciamiento recomendado, se propone la ubicación del pozo según se observa en la Figura 37. Se pretendió que la zona elegida no se encuentre afectada por fracturas hidráulicas de los pozos existentes, por esta razón el objetivo se ubica a una distancia de 400 m. hacia el E desde el pozo BN.a-4; a 315 m. hacia el SE desde el pozo BN-30(d) y 685 m. hacia el NO desde el pozo BN-38(d).

Como no se conoce con precisión la influencia que podrían ocasionar las fallas al pozo, la ubicación se encuentra distanciada de los ciclos de las fallas ubicadas en la zona O del anticlinal y al N de la falla principal que tiene orientación O-E.

El pozo se ubica en un área estructuralmente próxima al centro del anticlinal.

En la zona elegida, la Formación Lajas presenta un espesor total aproximado de 865 m. y un espesor útil de 215 m., con una porosidad efectiva mayor al 0,05 y una S_w promedio aproximada al 0,40.

Finalmente se verifico la topografía del terreno donde se ubicaría el pozo para evaluar la posibilidad de acondicionamiento y colocación de las instalaciones.

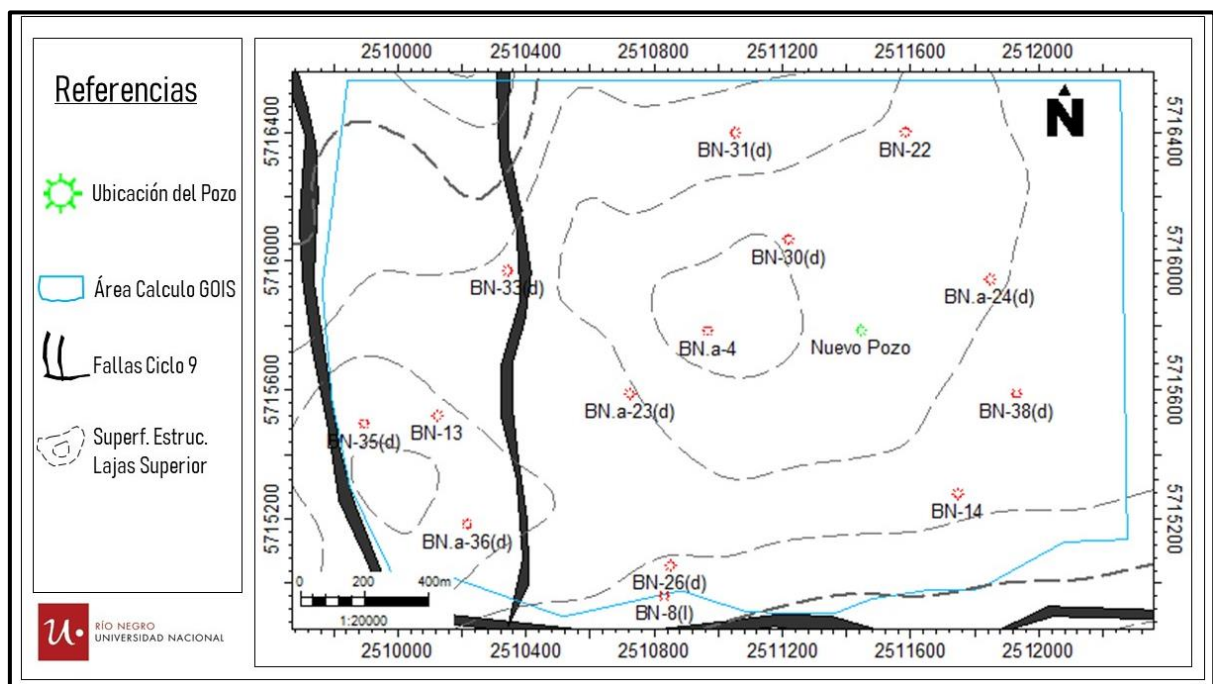


Fig. 37. Mapa con la ubicación del pozo que se propuso como objetivo en el presenta trabajo.

9. DISCUSION Y CONCLUSIONES

El análisis combinado de perfiles de pozo (convencionales, petrofísicos), datos petrofísicos de laboratorio ensayados en testigos de corona y laterales, sumados a informes de producción; permitieron realizar una correlación detallada y lograr la caracterización estática de los reservorios *tight gas* de la Formación Lajas en el yacimiento Barrosa Norte.

La determinación de recursos de gas en los reservorios *tight* es una tarea compleja que comprende analizar gran cantidad de parámetros y variables. La utilización de datos de producción, la orientación y tamaño de las fracturas hidráulicas, los antecedentes de yacimientos análogos han sido herramientas útiles para optimizar la ubicación del futuro pozo.

Se logró obtener un modelo petrofísico coherente, se confeccionaron mapas que representan los parámetros petrofísicos que permitieron determinar el volumen de recursos *in situ* y ubicar un pozo.

Con todo ello se puede concluir que:

- 1- El trabajo de correlación de pozos, en los reservorios *tight gas*, requiere del mayor volumen de información que se encuentre disponible. En el presente trabajo fue de vital importancia la utilización de los datos proporcionados por el modelo análogo, horizontes sísmicos, polígonos de las fallas, informes de producción y los datos petrofísicos de roca. La utilización de yacimientos análogos como modelos; son una alternativa que pueden reducir los costos y favorecer las ecuaciones económicas.
- 2- La estimación de porosidad a partir de los perfiles de pozo permite validar los informes de porosidad del laboratorio; ya que presentan resultados correlacionables.
- 3- Los mapas estructurales de subsuelo confirman la estructura anticlinal de la zona de estudio. En cuanto a los mapas de distribución arenas no muestran un patrón definido, pero pueden ser utilizados para tener una idea rápida del espesor de cada sección en los diferentes pozos del área de estudio.
- 4- Los valores de saturación de agua obtenidos muestran que disminuye en las zonas estructuralmente más elevadas del anticlinal de Barrosa Norte.
- 5- Los datos de producción y flujo de gas, sumado a la saturación de agua, porosidad efectiva y espesor útil, indican que los intervalos productivos más importantes y la mayor posibilidad de acumulación de hidrocarburos se sitúa en la zona Superior de la Formación Lajas. La zona

Inferior presenta espesores útiles considerables y un GOIS elevado, pero las condiciones petrofísicas y la falta de datos no son suficientes para realizar pruebas de producción.

6- Considerando los cálculos realizados, a partir de los parámetros obtenidos, sobre una superficie de 3.86 km^2 , permiten estimar un GOIS de aproximadamente 3053.291 Mm^3 .

7- El valor del GOIS es poco prometedor tratándose de un reservorio *tight gas*, por lo cual se sugiere someterlo a evaluación de los parámetros económicos para determinar la viabilidad del pozo.

10. BIBLIOGRAFIA

- Arregui, C., Carbone, O., Martínez, R., 2011. El Grupo Cuyo (Jurásico Temprano-Medio) en la Cuenca Neuquina. Relatorio XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la Provincia de Neuquén: 77-89.
- Astini, R.A. 1996. Las fases diastóricas del Paleozoico medio en la Precordillera del oeste argentino. 13º Congreso Geológico Argentino y 3º Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Buenos Aires, Actas 5, 509–526.
- Bobadilla, G.G., 2012. Conceptos básicos de caracterización dinámica de yacimientos (Tesis de Grado). Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México.
- 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.
- Canale, N., Ponce, J.J., Carmona, N., Parada, M.N. y Drittanti, D. 2020. Sedimentología e Icnología de un delta fluvio-dominado, Formación Lajas (Jurásico Medio), cuenca Neuquina, Argentina. *Andean Geology* 47: 179-206.
- Charrier R., Pinto L. y Rodríguez M.P. 2007. Tectono-stratigraphic evolution of the Andean orogen in Chile. En: Gibbons, W. & Moreno, T. (Eds.): *Geology of Chile*, Chapter 3. The Geological Society, London, Special Publication, 21-116.
- Contreras, J. A., y Romero, N., 2008. Estudio comparativo entre los datos obtenidos a partir del análisis de núcleo y registros eléctricos en el intervalo 19026' - 17704' del pozo pic-28 ubicado en el campo pirital, Estado Monagas. Trabajo Final de Grado, República Bolivariana de Venezuela, Universidad de Los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Geológica Mérida, Estado Mérida, 176pp (inédito).
- Coppo, R., Otalora, N., Santiago, E., Montagna, A. y Ponce, J.J. 2016. Análisis Sedimentológico e Icnológico de la Sección Inferior de la Formación Lajas en el Yacimiento Cupen Mahuida, Cuenca Neuquina, Argentina. Reunión Anual de Sedimentología, La Pampa, Argentina.
- Coppo, R., Gatica, C., Montagna, A.O., Santiago, E., Valenzuela, G. y Wagner, F. 2018. Los reservorios Tight de la Formación Lajas en Cupen Mahuida. 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mendoza.
- Cucchi, R. y Leanza, H.A. 2005 Hoja Geológica 3972-IV, Junín de los Andes, provincia de Neuquén. *Instituto de geología y recursos minerales, Servicio Geológico Minero Argentino*.

Boletín 357: 33p. Buenos Aires.

-Dean, J.S. 1987. Depositional environments y paleogeography of the lower to middle Jurassic Cuyan Group, Neuquén Basin, Argentina. DPhil Thesis, Colorado School of Mines.

-De Ferrariís, C. 1947. Edad del arco o dorsal antiguo del Neuquén oriental, de acuerdo con la estratigrafía de la zona inmediata. Asociación Geológica Argentina. Revista 2. Buenos Aires. pp. 256-283.

-Digregorio, R.E., Gulisano, C.A., Gutierrez Pleimling, A.R. y Minniti, S.A., 1984. Esquema de la evolución geodinámica de la Cuenca Neuquina y sus implicancias paleogeográficas. Actas IX Congr. Geol. Argent., S.C. de Bariloche, 2: 147-162.

-Dellapé, D.A., Pando, G.A., Uliana, M.A. y Musacchio, E.A. 1978. Foraminíferos y ostrácodos del Jurásico en las inmediaciones del arroyo Picún Leufú y la ruta 40 (Provincia del Neuquén, Argentina) con algunas consideraciones sobre la estratigrafía de la Formación Lotena. 7° Congreso Geológico Argentino, Actas 2: 489-507. Buenos Aires.

-Dellapé, D., Mombrú, A.C., Pando, G.A., Riccardi, A.C., Uliana, M.A. y Westermann, G. 1979. Edad y correlación de la Fm. Tábanos en Chacay Melehue y otras localidades de Neuquén y Mendoza. Consideraciones sobre la distribución y significado de las sedimentitas Lotenianas. Obra Centenario. Mus. La Plata, Paleontología, 5: 81-105. La Plata.

-Folk, R.L., Andrews, P.B. y Lewis, D.W. 1970. Detrital sedimentary rock classification and nomenclature for use in New Zealand. New Zealand Journal of Geology and Geophysics 13: 937-968.

-Franzese J.R. y Spalletti, L.A. 2001. Late Triassic-early Jurassic continental extension in southwestern Gondwana: tectonic segmentation and pre-break-up rifting. Journal of South American Earth Sciences. 14 (2001) 257-270.

-Freije, H., Azúa, G., González, R., Ponce, J.J. y Zavala, C.A. 2002. Actividad tectónica sinsedimentaria en el Jurásico del sur de la Cuenca Neuquina. 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas: 17 pp. Mar del Plata, Argentina.

-González, B.M., Moreno, T. y Fernández, J. 2000. "Modelos de enseñanza con analogías". Actas de los XIX Encuentros de Didáctica de las Ciencias Experimentales, Universidad Complutense de Madrid, Facultad de Educación, pp. 161-169.

-Gulisano, C.A. y Gutiérrez Pleimling, A.R. 1995. The Jurassic of Neuquén Basin. a) Neuquén Province. Field Guide. Secretaría de Minería de la Nación y Asociación Geológica Argentina, Serie E, N° 2. 111 pp. Buenos Aires.

-Jorgensen, L., Manceda, R. y Coppo, R. 2014. Impacto de las fracturas naturales en la producción de los yacimientos tight de las Fm Lajas, cuenca neuquina, argentina. IX Congreso

de exploración y desarrollo de hidrocarburos, IAPG Mendoza.

- Haldorsen, H.H. 1986. Simulator Parameter Assignment and the Problem of Scale in Reservoir.
- Holditch, S.A., 2006. Tight Gas Sands. Journal of Petroleum Technology Distinguished Author Series, pp. 84–90.
- Legarreta, L. y Gulisano, C.A. 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico superior-Terciario inferior). En: Chebli, G. y Spalletti, L.A. (Eds.). Cuencas Sedimentarias Argentinas. Serie Correlación Geológica, Universidad Nacional de Tucumán 6. San Miguel de Tucumán. pp. 221-243.
- Legarreta, L. y Uliana, M.A. 1996. The Jurassic succession in west central Argentina: stratal patterns, sequences and paleogeographic evolution. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* 120: 303-30.
- Licitra, D., Bravin, N., Montagna, A., Gutierrez, F., Martínez Cal, V. y Porras, J.C. 2011. Caracterización petrofísica de la Fm. Lajas en el yacimiento Lajas Tight Gas a partir de la definición de tipos de rocas y unidades hidráulicas de flujo. Aguada Toledo – Sierra Barrosa, Cuenca Neuquina. Simposio de Evaluación de Formaciones. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata.
- Marchese, H. G., 1971. Litoestratigrafía y variaciones faciales de las sedimentitas mesozoicas de la Cuenca Neuquina, provincia de Neuquén, República Argentina. *Revista Asociación Geológica Argentina*, 26 (3):343- 410. Buenos Aires.
- Masiero, D., Rodríguez, E. y Montagna, A. 2016. Análisis de rock types y su vinculación con propiedades sedimentológicas y petrográficas para reservorios tight de la formación Lajas. Presentado en VI Congreso de Producción, IAPG, Bariloche, Argentina.
- McIlroy, D., Flint, S., Howell, J.A. y Timms, N. 2005. Sedimentology of the Jurassic tide-dominated Lajas Formation, Neuquén Basin, Argentina. En: Veiga, G.D. *et al* (Eds.). The Neuquén Basin, Argentina: A case study in sequence stratigraphy and basin dynamics. Geological Society, Special Publications 252. London. pp. 83-108.
- Montagna, A., Licitra, D., Gutierrez, F. y Buhler, M. 2012. Análisis estratigráfico-sedimentológico, a partir de la integración de datos de subsuelo y superficie, de la Fm. Lajas Inferior en el yacimiento Cupen Mahuida, Neuquén, Argentina. III Jornadas de Geociencias de YPF S.A. Comodoro Rivadavia.
- Montagna, A.O., Santiago, E., Coppo, R., Rodríguez, E., Meisenger, V. y Ponce, J.J. 2017. Algunas consideraciones sobre las heterogeneidades litológicas, granulométricas y petrofísicas de la Fm Lajas y su relación con perfiles eléctricos de pozos. XX Congreso geológico argentino.

Simposio de petrología y sedimentología. San Miguel de Tucumán.

-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. 2005. Intraplate deformation in the Neuquén embayment. 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas en CD, 28 p., Mar del Plata.

-Mosquera, A. y Ramos, V.A. 2006. Intraplate deformation in the Neuquén Basin. En: Kay, S.M. y Ramos, V.A. (Eds.): Evolution of an Andean margin: A tectonic and magmatic view from the Andes to the Neuquén Basin (35°–39° S latitude). Geological Society of America, Special Paper 407: 97-124.

-Orchuela, I.A, Ploszkiewicz, J.V. y Viñes, R. 1981. Reinterpretación estructural de la denominada "Dorsal Neuquina". 8° Congreso Geológico Argentino (San Luis), Actas 3: 81-93.

-Paim, P.S.G., Silveira, A., Lavina, E., Faccini, U., Leanza, H., Teixeira de Oliveira, J.M.M., y D'Avila, R. 2008. High resolution stratigraphy and gravity flow deposits in the Los Molles Formation (Cuyo Group - Jurassic) at La Jardinera Region, Neuquén Basin. Revista de la Asociación Geológica Argentina, 63, 728-753.

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

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

-Pángaro, F., Melli, A.T., Malone, P., Cevallos, M., Soraci, A., Mosquera, A. y Kim, Hyung Joo. 2005. Modelos de entrapamiento de la dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina, Argentina. Simposio Trampas de Hidrocarburos de las Cuencas Productivas de la República Argentina. 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mar del Plata), Actas 331-356.

-Ploszkiewicz, J.V., Orchard, I.A., Vaillard, J.C. y Viñes, R. 1984. Compresión y desplazamiento lateral en la zona de la Falla Huincul, estructuras asociadas, Provincia del Neuquén. 9° Congreso Geológico Argentino (Bariloche), Actas 2: 163-169.

-Ponce, J.J., Canale, N., Carmona, N.B., Bournod, C.N., Martínez, M.A. y Olivera, D.E. 2012. Sedimentología e icnología en sucesiones hiperpícnicas de la Formación Lajas, área de Portada Covunco, Neuquén, Argentina. Resúmenes de la XIII Reunión Argentina de Sedimentología, Salta, Argentina. pp. 175-176.

- Ramos V.A. 1984. Patagonia: ¿Un continente Palaeozoico a la deriva? 9º Congreso Geológico Argentino (Bariloche), Actas 2, 311–325.
- Ramos V.A., Jordan T.E., Allmendinger R.W., Mpodozis C., Kay, S. M., Cortés, J.M. y Palma, M. 1986. Paleozoic Terranes of the Central Argentine-Chilean Andes. *Tectonics* 5. 855-880.
- Ramos, V. 1999. Evolución Tectónica de la Argentina. En: R. Caminos (ed.), *Geología Argentina*, Servicio Nacional Minero Geológico. Anales 29: 715-784.
- Ramos, V. y Folguera, A. 2005. Los Andes Australes: una evolución tectónica excepcional entre el sur de Mendoza y el norte de Neuquén. 6º Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Actas en CD ROM. Mar del Plata.
- Ramos, V., Folguera, A., García, M. E., 2011. Las Provincias Geológicas del Neuquén. Relatorio XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: 317-326.
- Rider, M. 2002. The geological interpretation de well logs. Rider-French Consulting Ltda. 290 p.
- Rapalini, A.E., López de Luchi M., Martínez Dopico, C., Lince Klinger F., Giménez M. y Martínez, P. 2010. Did Patagonia collide with Gondwana in the Late Paleozoic? Some insights from a multidisciplinary study of magmatic units of the North Patagonian Massif. *Geological Acta*, 8 (4): 349-371.
- Rodríguez, R., 2007. Propuesta de pozos de avanzada en el bloque Grimbeek Norte. Área de reservas Manantiales Behr, Repsol-YPF, (inédito), 7p, Comodoro Rivadavia.
- Rodríguez, R. y Aguirre, H. 2015. Analogía entre yacimientos como soporte para la ubicación de pozos de avanzada de alto riesgo: un caso de estudio en la cuenca del Golfo San Jorge, patagonia central. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 72 (1): 120 – 135.
- Román, P. 2012. Water flooding Project study of El Huemul Z_9 block, (inédito), 21p. Bs As.
- Rossello, E.A., (2018). La ovalización (breakouts) de pozos: interpretaciones dinámicas y aplicaciones a perforaciones en la Formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina. *Revista De La Asociación Geológica Argentina*, 75(2), 269-281.
- Schlumberger, 1972. Schlumberger Log interpretation charts, Houston, TX.
- Serra O., 1984: Fundamentals of well-log interpretation, *the acquisition of logging data*. Elsevier. New York.
- Silvestro, J y Zubiri, M. 2008 Convergencia oblicua: modelo estructural alternativo para la dorsal Neuquina (39°S), Neuquén. *Revista Asociación Geológica Argentina* 63: 49-64.
- Simandoux, P. (1963), *Dielectric measurements in porous media and application to shaly formation*, *Revue de L'Institut Français du Pétrole*, v. 18, *Supplementary Issue*.

- Stieber, S. J. (1970) Pulsed neutron capture log evaluation — Louisiana Gulf Coast: Society of Petroleum Engineers Annual Fall Meeting Proceedings, SPE 2961.
- Stipanovic, 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.
- Tye, R.S., Bhattacharya, J.P., Lorsong, J.A., Sindelar, S.T., Knock, D.G., Puls, D.D. y Levinson, R.A. 1999. Geology and Stratigraphy of Fluvio-Deltaic Deposits in the Ivishak Formation: Applications for Development of Prudhoe Bay Field, Alaska. AAPG. Bulletin 83 (10): 1588 – 1623.
- Uliana M.A., Biddle K. y Cerdán J. 1989. Mesozoic extension and the formation of Argentina sedimentary basins. En: Tankard, A.J. & Balkwill H.R. (Eds.): Extensional Tectonics and Stratigraphy of the North Atlantic Margin. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 46: 599-613.Tulsa.
- Uliana, M. A. y Legarreta, L. 1993. Hydrocarbon habitat in a Triassic-to-Cretaceous Sub-Andean setting: Neuquén Basin, Argentina, *Journal of Petroleum Geology*, 16. pp. 397-420.
- Veiga, D.G., 2000. Estratigrafía y sedimentología de la Formación Challacó, Cuenca Neuquina Austral, República Argentina. Tesis Doctoral. Universidad Nacional de La Plata. Facultad de Ciencias Naturales y Museo. La Plata.
- Veiga, R., Hechem, J., Bolatti, N., Agraz, P., Sánchez, E., Saavedra, C., Pángaro, F., Garcia, D. y Moreira, 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. American Association of Petroleum Geologists, Hedberg Research Conference, Abstracts 6 p., Mendoza.
- Vergani, G., Tankard, A., Belotti, H. y Welsink, H. 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. En Tankard, A., Suárez, R. y Welsink, H. (eds.) *Petroleum Basins of South America*, American Association of Petroleum Geologists, Memoir 62: 383-402.
- Weaver, C.E. 1931. Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentina. University of Washington Memoir I. Washington. pp. 496.
- Zavala, C. y González, R. 2001. Estratigrafía del Grupo Cuyo (Jurásico inferior- Medio) en la Sierra de Vaca Muerta, Cuenca Neuquina. *Boletín de Informaciones Petroleras*, Tercera Época, año XVII, 65: 40-54.
- Zou, C., Zhang, G. y Tao, S. 2010. Geological features and exploration discoveries of unconventional resources and the petroleum geological theory. *Pet. Explor. Dev.* 37, 129–145.