



**Especialización**  
Geociencias de Exploración  
y Desarrollo de Hidrocarburos

  
Facultad de Ciencias  
**Naturales y Museo**

Universidad Nacional de la Plata  
Especialización en Geociencias de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos



**"CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE LA FORMACIÓN  
PUNTA ROSADA EN EL ÁREA DE LOMA KAUFFMAN,  
CUENCA NEUQUINA."**

Trabajo Final Integrador

Autor

**Lic. Juan Ignacio Redigonda**

Director

**Lic. Juan Manuel Reynaldi**

Codirector

**Lic. Pablo Juan de Bernardi**

Diciembre 2021

## ÍNDICE

1. <b>OBJETIVO</b> .....	3
2. <b>INTRODUCCIÓN</b> .....	4
a. Cuenca Neuquina.....	4
b. Estratigrafía.....	6
c. Regiones Morfológicas.....	8
3. <b>ÁREA LOMA KAUFFMAN</b> .....	12
a. Ubicación .....	12
b. Evolución Estructural.....	12
I. Estructura Precuyana.....	14
II. Estructura Cuyana.....	16
c. Marco Tectosedimentario.....	17
I. Tectonismo y Estratigrafía.....	18
II. Sistema Petrolero.....	20
4. <b>DATOS MAGNÉTICOS Y GEOQUÍMICA REGIONAL</b> .....	23
a. Aeromagnetometría.....	23
b. Geoquímica de Superficie.....	29
5. <b>METODOLOGIA DE TRABAJO</b> .....	34
6. <b>DESARROLLO Y RESULTADOS</b> .....	35
a. Legajos de Pozos.....	35
b. Interpretación Sísmica.....	46
c. Correlación de Pozos.....	48
7. <b>CONCLUSIONES</b> .....	56
8. <b>RECOMENDACIONES</b> .....	59
9. <b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	60

## **1. OBJETIVO**

El objetivo final del trabajo es realizar una caracterización geológica de el/los reservorios de la Formación Punta Rosada en el área Loma Kauffman, Cuenca Neuquina. Para ello se describirá el marco geológico de la cuenca y sus regiones morfológicas, ubicando y analizando el desarrollo estructural, tectónico y sedimentario del área.

Para el desarrollo del trabajo se utilizarán datos de aeromagnetometría y geoquímica de superficie regionales, contextualizando el área en conjunto con información de subsuelo; Interpretación sísmica a partir del cubo sísmico 3D, datos de pozos, informes finales de perforación, perfiles eléctricos, para su interpretación petrofísica y registros litológicos del sector de interés, analizando las rocas presentes para generar de ser posible, una estimación volumétrica de los potenciales recursos remantes o una contextualización geológica para futuras operaciones en el área.

## 2. INTRODUCCIÓN

### a. Cuenca Neuquina

Localizada hacia el sur del continente Sudamericano, la Cuenca Neuquina se encuentra en el sector este de la Cordillera de Los Andes entre los 35° y 40° de latitud S en el norte de la Patagonia Argentina, constituyendo en su totalidad la provincia de Neuquén, el sector occidental de la provincia de Río Negro, La Pampa y el sector suroccidental de la provincia de Mendoza (Figura 1.A), con una extensión que supera los 160.000 km<sup>2</sup> (Vergani et al., 1995), abarcando aproximadamente 7.000 metros de sedimentos acumulados de manera casi continua entre el Triásico y el Paleógeno (Arregui et al., 2011), incluyendo rocas marinas y continentales que abarcan desde el Triásico Superior al Paleoceno (Howell et al., 2005), como el resultado de una tectónica extensional de intraplaca a lo largo del margen occidental de Gondwana.

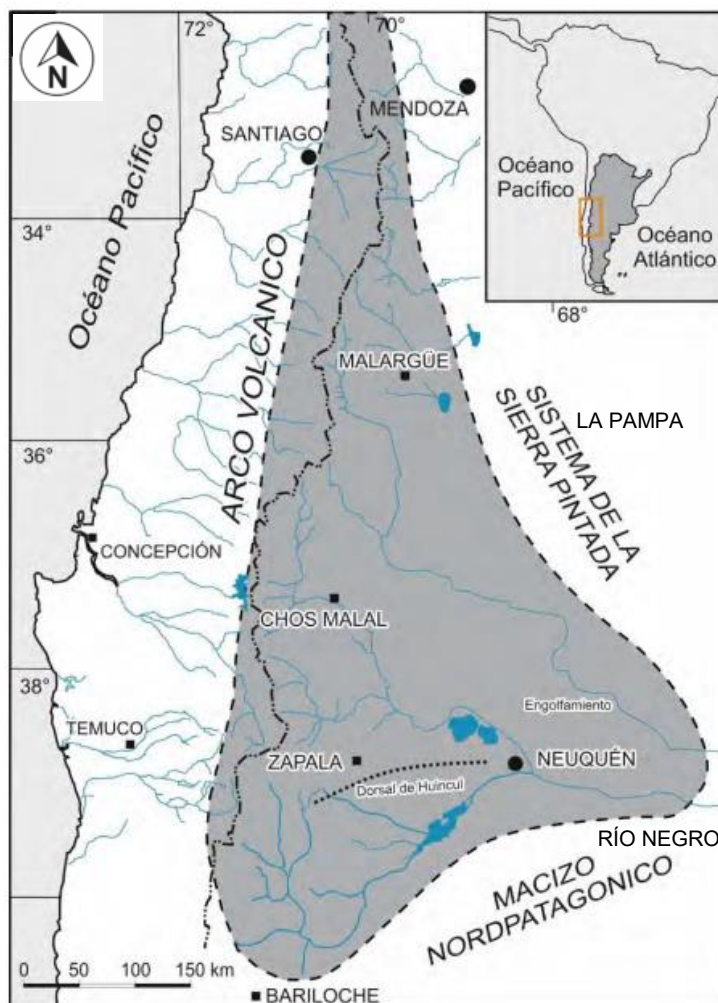
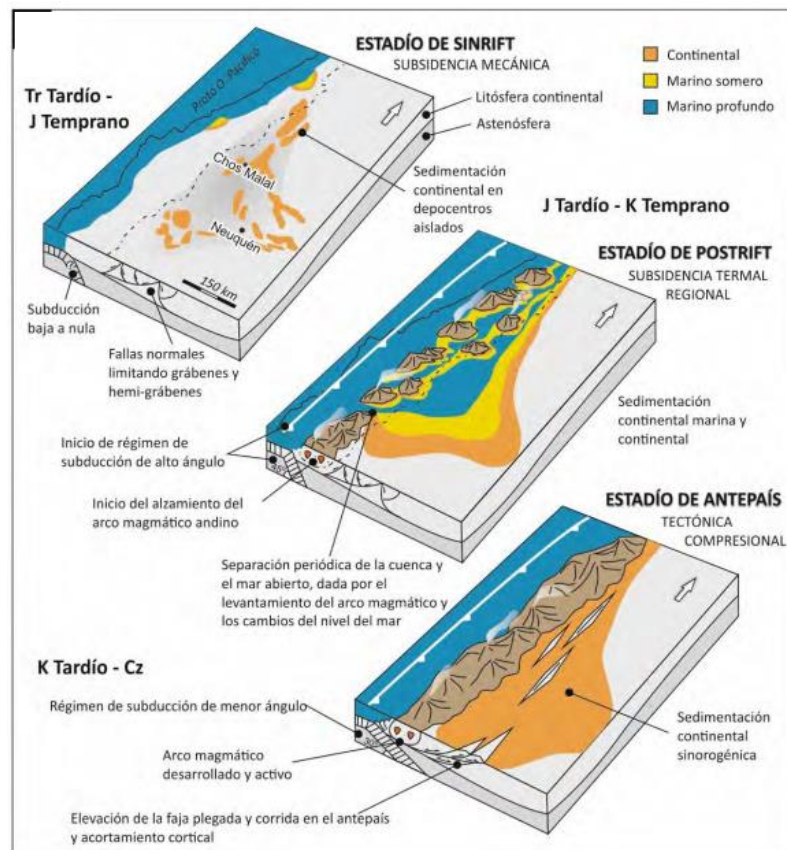


Figura 1.A: Ubicación de la Cuenca Neuquina (tomada y modif. de Coronel 2020, modif. Howell et al., 2005)

Su historia geodinámica se caracteriza por tres estadios principales: un estadio inicial de rift, un estadio de postrift con subsidencia termal y un estadio de antepaís (Howell et al., 2005) (Figura 1.B). Entre el Triásico Tardío y hasta el Jurásico Temprano tuvo lugar un período extensional de la cuenca (Franzese y Spalletti., 2001), durante el cual se desarrollaron depocentros aislados tipo hemigraben (D'Elia et al., 2015).



**Figura 1.B:** Historia evolutiva de la Cuenca Neuquina. (tomada de Coronel 2020, modif. Howell et al., 2005)

Durante el Jurásico Temprano a Medio se inicia un régimen de subducción de alto ángulo a lo largo del margen occidental de Gondwana (Franzese et al., 2003), y hacia el Jurásico Tardío el arco magmático andino estaba desarrollado casi por completo. Finalmente, entre el Cretácico Tardío y el Cenozoico se generó la transición a una subducción de menor ángulo, y se configura como una cuenca de antepaís bajo un régimen tectónico compresivo. Esto resulta en un significativo acortamiento cortical, y en la elevación de la faja plegada y corrida en el antepaís (Vergani, 1995; Ramos y Folguera, 2005; Howell et al., 2005; D'Elia et al., 2015).

## **b. Estratigrafía**

La depositación de la Cuenca Neuquina (Figura 2), suprayace a un basamento constituido por metamorfitas de bajo grado de edad Silúrica y Devónica (Ej: Formación Piedra Santa) y plutonitas y vulcanitas del Carbonífero – Triásico Inferior que se han incluido generalmente dentro del Grupo Choiyoi. Se desarrollaron sucesiones de syn-rift que contienen el registro de episodios volcánicos y depósitos epiclásticos del Triásico Superior-Jurásico Inferior. Estos depósitos de carácter continental, se agrupan bajo la denominación de Ciclo Precuyano (Gulisano et al., 1984).

La subsidencia generada en el retroarco originó las condiciones para que se produjeran transgresiones desde el Pacífico a través de aperturas en el arco (Spalletti et al., 2000; Macdonald et al., 2003), depositándose el Grupo Cuyo. Esta ingresión marina de edad Jurásica Inferior, se encuentra representada por la Formación Los Molles, seguida por progradaciones clásticas (Formación Lajas), areniscas, areniscas conglomerádicas y limoarcilitas de origen fluvial (Formación Punta Rosada), formación de interés del presente trabajo, culminando con sedimentos aluviales (Formación Challacó), cubiertos con fases evaporíticas (Formación Tábanos). Se completa este periodo Jurásico con areniscas y calizas arrecifales lotenianas del Jurásico Medio (Formaciones Lotena y La Manga), producto de un nuevo avance del mar, rematando con una espesa secuencia de evaporitas de centro de cuenca (Formación Auquilco).

Interrumpido por un importante evento diastrófico, reactivándose el arco volcánico hacía el oeste, en conjunto con los relieves en el eje de la “Dorsal Neuquina”, se depositó un espeso intervalo de clásticos continentales aluviales, fluviales y eólicos (Formación Tordillo), correspondiente al Jurásico Superior (Schiuma et al., 2002).

A posteriori, se produce una inundación de la cuenca en tiempos Thitonianos a Berrasianos. En este intervalo se producen progradaciones clásticas calcáreas, depositándose simultáneamente arcilitas y limoarcilitas calcáreas de fondo marino en el bottom set (Formación Vaca Muerta), depósitos calcáreos con bioconstrucciones en el foreset (Formación Quintuco), y depósitos de sabkhas en las zonas más externas (Formación Loma Montosa).



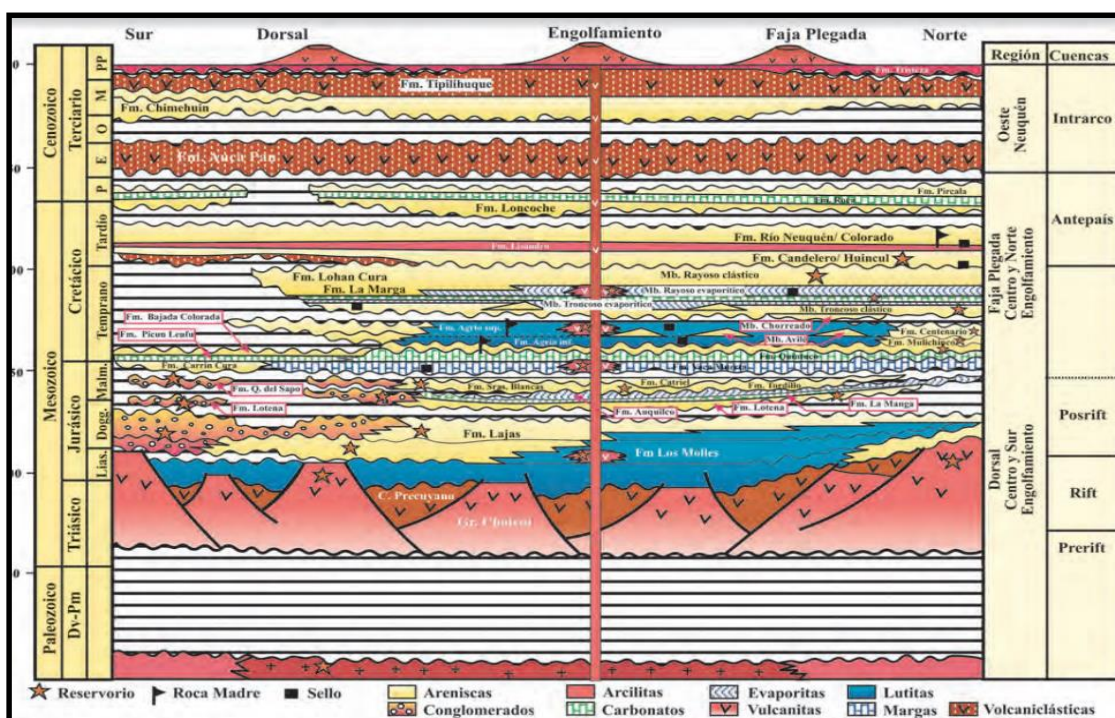
Se acumularon depósitos clásticos a partir de una importante caída del nivel del mar, evidenciando la Formación Mulichinco, cubiertos por sedimentos progradantes clásticos, generados por una nueva ingresión marina, (Formación Agrio), proveniente del sudeste de la cuenca, abarcando el Grupo Mendoza Superior (Valanginiano-Barremiano).

Suprayaciendo al Grupo Mendoza encontramos al Grupo Rayoso, de edad Aptiana-Albiana, representando un periodo de desecación, y depositándose una secuencia de rocas clásticas y evaporíticas (Formaciones Huitrín y Rayoso).

De manera discordante sobre el Grupo Rayoso, encontramos al Grupo Neuquén, constituido principalmente de arcilitas y areniscas rojizo-violáceo continentales correspondientes al Cretácico Superior (Schiuma et al., 2002).

A principios del Terciario, se presenta la primera transgresión atlántica correspondiente al Grupo Malargüe, constituido de arcilitas verdes y amarillentas en conjunto con rocas calcáreas y evaporíticas de ambiente marino somero.

Completan la columna en el sector mendocino, los registros pertenecientes a depósitos Terciarios con gran participación volcánica íntimamente relacionados con las fases diastóricas andinas (Schiuma et al., 2002).

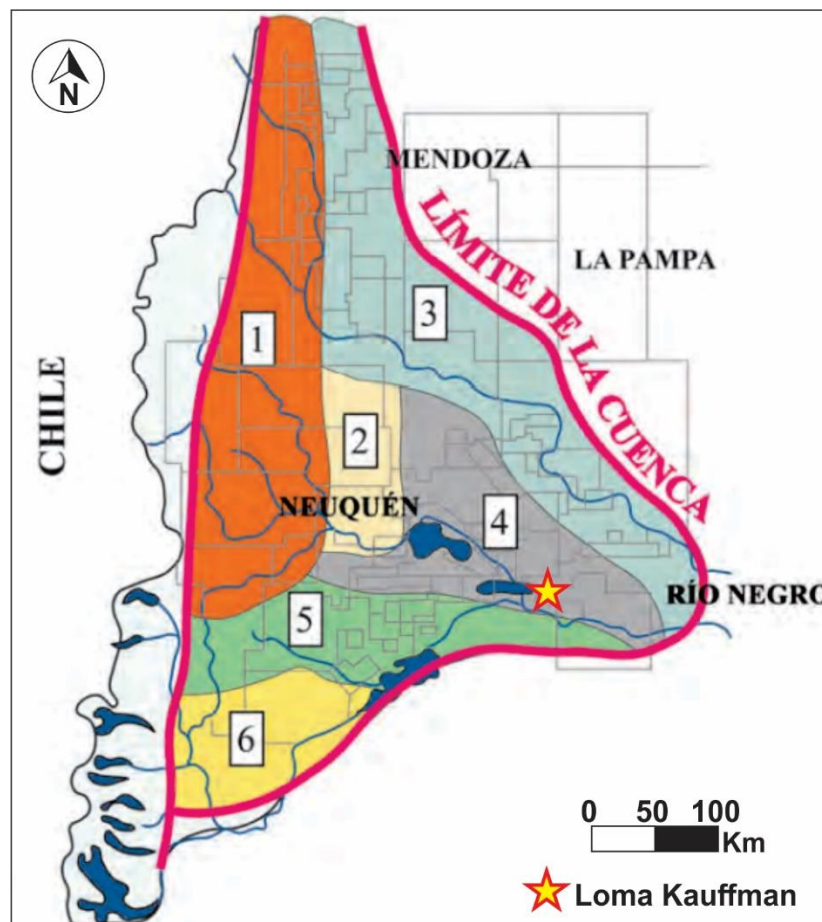


**Figura 2.** Cuadro estratigráfico de la cuenca Neuquina, con las principales unidades litológicas, discontinuidades, rocas reservorio, rocas generadoras y rocas sello (tomada de YPF., 2015. Modif. de Vergani et al., 2011).

### c. Regiones Morfológicas

En líneas generales, se puede contextualizar a la Cuenca Neuquina en seis reconocidas regiones morfoestructurales. El área de Loma Kauffman se encuentra dentro de la Región del Engolfamiento (Figura 3).

- 1) Faja Plegada
- 2) Altos de los Chihuidos
- 3) Plataforma Nororiental
- 4) Región del Engolfamiento
- 5) Dorsal de Huincul
- 6) Sur de la Dorsal



**Figura 3.** Ubicación de las Regiones Morfológicas de la Cuenca Neuquina. Se indica el área de estudio Loma Kauffman (estrella). (tomada y modif. YPF., 2015).



## **1) Faja Plegada**

La principal característica de la faja plegada y corrida del agrio es su intensa deformación con desarrollo de amplios anticlinales y sinclinales elongados, afectados por falla de flancos, de arrumbamientos predominantemente meridianos. Se desarrolla próxima del arco volcánico y coincide en líneas generales con las posiciones más profundas de los ciclos sedimentarios dentro de la cuenca.

Se reconocen dos instancias de deformación (Zapata y Folguera, 2005; Zamora Valcarce et al., 2006) que presenta dos zonas bien definidas. Una zona interna, controlada por grandes bloques de basamento, y una externa, controlada por grandes trenes estructurales dominados por deformación epidérmica. Otros autores expresan que el basamento también se encontraría involucrado en dicha deformación.

La faja plegada del Agrio constituyó uno de los principales depocentros de la cuenca Neuquina y, por efecto de la compresión, muchos tramos de la sucesión sedimentaria presentan un excelente nivel de exposición. (YPF., 2015).

## **2) Altos de los Chihuidos**

Cuando nos referimos a los altos de los Chihuidos, hablamos de un extenso eje anticlinal de gran radio de curvatura y arrumbamiento meridiano de unos 70 km de largo que presenta varias culminaciones menores, ubicado al este del tramo norte-sur del río Neuquén. Conocido como Dorso de los Chihuidos, es una gran estructura entre 15 a 20 km de ancho, desarrollada, en superficie, casi en su totalidad en la Formación Candeleros. Su flanco occidental es empinado, produciéndose luego una horizontalización, en tanto que el flanco oriental posee una suave inclinación hacia el este (2° a 3°) y por ende está más ampliamente extendido. Interpretado como un gran anticlinal cuyo origen se debería al control del basamento por el proceso de inversión tectónica, favorecido por la existencia de posibles anisotropías previas, constituido por un antiguo sistema de fallas normales.

Pozos perforados en la zona (Cerro Arena, Parva Negra) han llegado a las calizas de la Formación La Manga, atravesando gran parte del Jurásico Superior-Cretácico. Por interpretación de la sísmica 3D existente, se registraría en esta región la presencia, sobre el basamento, de las formaciones Los Molles y Lajas, aunque no fue corroborada por perforaciones. (YPF., 2015).

### 3) Plataforma Nororiental

Reconocida con el nombre de Plataforma de Catriel, encontramos en esta región que la cubierta sedimentaria es relativamente delgada, con espesores del orden de los 1000 metros, y máximos de 2000 metros, disminuyendo hacia el noreste. Siendo estructuralmente menos compleja que las zonas anteriormente descritas, gobernado por el movimiento diferencial de bloques del basamento por fallamiento extensional, responsable de la generación de pliegues supratenuos de escaso relieve estructural, suaves anticlinales tipo rollover y estructuras con cierre contra falla (YPF., 2015).

Autores como Legarreta et al., 1999, destacaron la activación continua de estas estructuras en la mayor parte de la historia geológica en este sector de la cuenca, lo que redundó en un marcado control estructural del registro sedimentario de la zona, provocando, en gran medida, notorias ventajas desde el punto de vista petrolero, como la preservación de las buenas condiciones petrofísicas de los reservorios, sumado al escaso soterramiento existente y además, generando entrampamientos estratigráficos o combinados en las estructuras de escaso tamaño.

### 4) Región del Engolfamiento

El Engolfamiento Neuquino, se encuentra limitado al noreste por el tren estructural El Caracol-Charco Bayo, y al sur por el flanco norte de la Dorsal de Huincul, presentando un límite transicional.

La deformación presente, de edad principalmente Cretácica, se encuentra representada en su mayoría por un fallamiento extensional con una componente leve de desplazamiento de rumbo. La cubierta constituye pliegues y narices estructurales de escaso tamaño. Presenta espesores importantes y muy completos sobre todo al sur del Engolfamiento, ya que los procesos erosivos asociados con discordancias estratigráficas o tectónicas no afectaron en su mayoría a la sedimentación.

El límite entre el Engolfamiento Neuquino y la Plataforma Nororiental, está dado por una *Hinge Zone*, (Hogg., 1993) o *Hinge Line* (Urien y Zambrano., 1994), produciendo un fuerte acuíñamiento de toda su columna estratigráfica, afectando en especial a las unidades del Jurásico Inferior, correspondiente a los Grupos Cuyo y Lotena, en el flanco oriental del Engolfamiento.

En la región transicional entre el Engolfamiento y el flanco norte de la Dorsal de Huincul, existen estructuras asociadas a hemigrabenes, afectados por una inversión tectónica, aunque las fallas reactivadas han tenido menores desplazamientos respecto a las estructuras invertidas en la Dorsal.

#### **5) Dorsal de Huincul — 6) Sur de la Dorsal.**

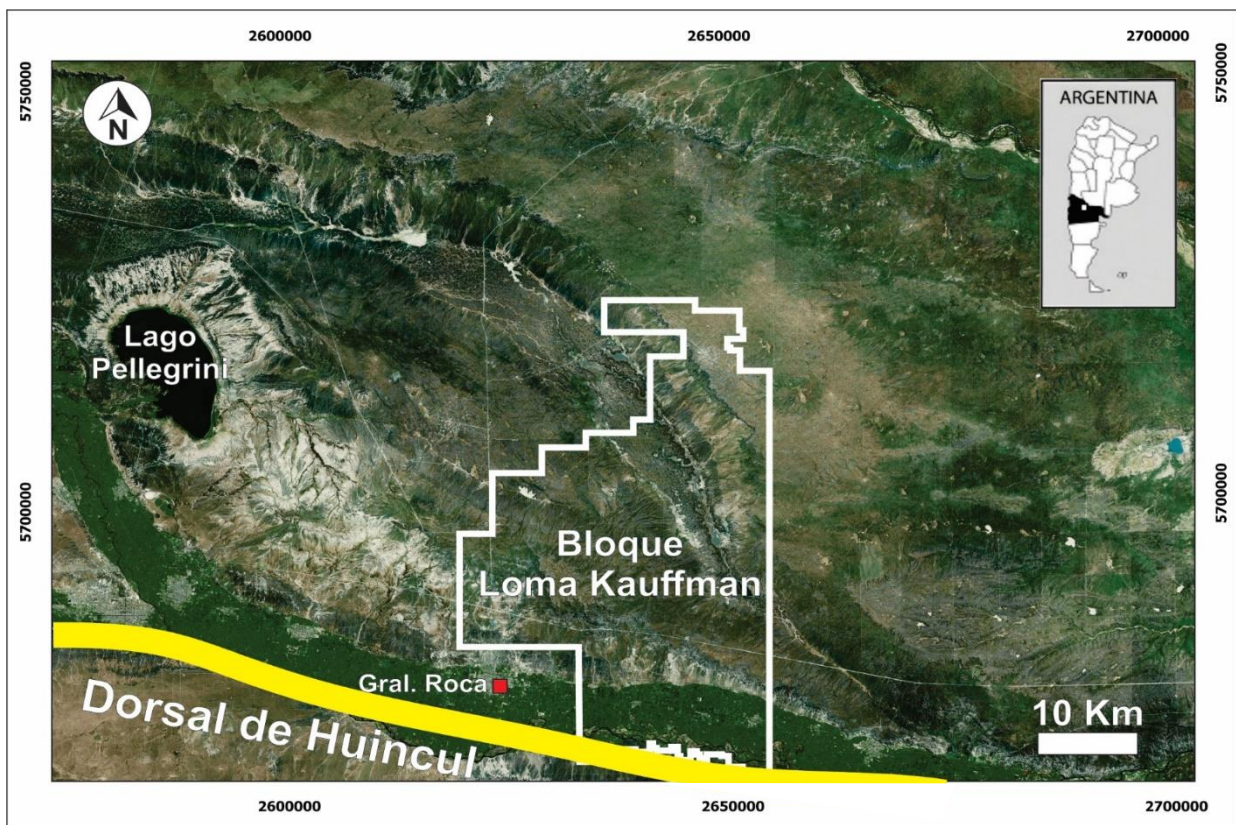
La región de la Dorsal del Huincul y el Sur de la Dorsal, son muy similares en su estratigrafía, con algunas variaciones en sus espesores sedimentarios.

La Dorsal de Huincul representa un importante y característico elemento morfoestructural, extendiéndose por más de 200 km con una orientación OSO-ENE. Su evolución tectónica y análisis estructural cuenta con diversos antecedentes bibliográficos, siendo interpretado como una falla de desplazamiento lateral de sentido dextrógiro, coexistiendo estructuras compresionales y extensionales en un mismo régimen rotacional, debido al cambio de rumbo de la falla principal (YPF., 2015). Las estructuras compresionales, en algunos casos, son hemigrabenes que sufrieron inversión tectónica, asociando el levantamiento con escaso acortamiento y el mayor relieve estructural coincidente con el eje más importante de los grábenes Jurásicos. Existe registro de diversas discordancias generadas durante el Jurásico y Cretácico que acentuaron la geometría de cuña del registro sedimentario. Las estructuras extensionales podrían corresponder a fallas antiguas, que, por su orientación y relación con el desplazamiento dextrógiro, no han sufrido inversión o pueden ser fallas tensionales modernas, (Ej: Yacimiento Centenario), con un ángulo aproximado entre 30°- 40° con respecto a la falla compresiva principal (YPF., 2015). Este intenso fallamiento es muy característico del flanco norte de la Dorsal.

### 3. ÁREA DE LOMA KAUFFMAN

#### a. Ubicación

La región de Loma Kauffman se encuentra ubicada hacia el noreste de la Ciudad de General Roca, provincia de Río Negro, y al sudeste del Lago Pellegrini, con una superficie total aproximada de 1047,70 km<sup>2</sup> e involucra a las estructuras que se ubican justo al norte de la Dorsal de Huincul (Figura 4).



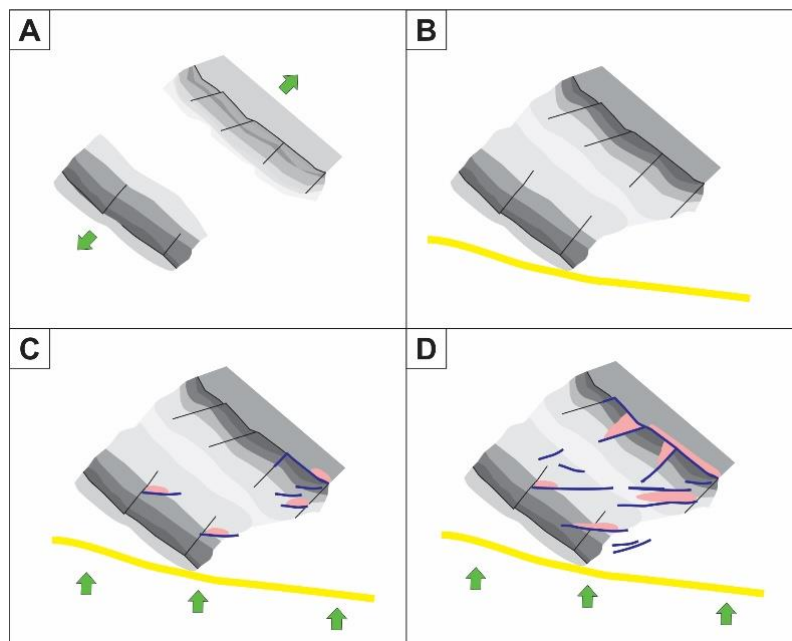
**Figura 4.** Ubicación del Bloque Loma Kauffman, referenciando la Dorsal de Huincul, General Roca y el Lago Pellegrini.

#### b. Evolución Estructural

La estructura del área de Loma Kauffman comenzó con un periodo extensivo que se desarrolló entre el Triásico Medio y Jurásico Inferior (Figura 5). Dicho periodo se caracterizó por el desarrollo de un conjunto de fallas normales de dirección NO-SE, delimitando hemigrábenes rellenos por depósitos Precuyanos. Estos hemigrábenes presentan anchos cercanos a los 30 km y en general, no son continuos a lo largo del rumbo ya que encuentran segmentados por zonas de transferencia de dirección NE-SO y con una separación entre sí de 10 a 20 km.

Dentro del Jurásico Inferior alto se comenzó a desarrollar la estructura de la Dorsal de Huincul, caracterizándose por una compresión que avanza de sur a norte invirtiendo algunas estructuras Precuyanas y desarrollando algunas netamente compresivas. Las primeras son oblicuas a la dirección de compresión desarrollando una componente dextral, las segundas se disponen en sentido E-O perpendicular a la dirección de compresión (Cristallini et al., 2007).

Las estructuras compresivas o de inversión asociadas a la Dorsal de Huincul no se desarrollaron en todo el ámbito de la plataforma de la cuenca, si no que se restringen a una faja paralela a la dorsal y que no supera los 80 km hacia el norte (Mosquera y Ramos, 2005). Este periodo de compresión tuvo su clímax entre el Jurásico Inferior y Jurásico Superior y no es sincrónico en todas las estructuras presentes del ámbito de la dorsal. Las primeras en desarrollarse o invertirse se las asocia al sur, mientras que las ubicadas hacia el norte, son las últimas. Hacia el Jurásico Superior se reduce la compresión de manera considerable y las unidades posteriores a la Formación Loma Montosa o Vaca Muerta, solo son levemente curvadas. Entre el límite Cretácico Inferior – Superior, la estructura de la Dorsal sufrió una reactivación de rumbo dextral (Cristallini et al., 2006). Esta reactivación se produjo en un sector muy delgado, menor a los 5 km, alrededor de la Dorsal.

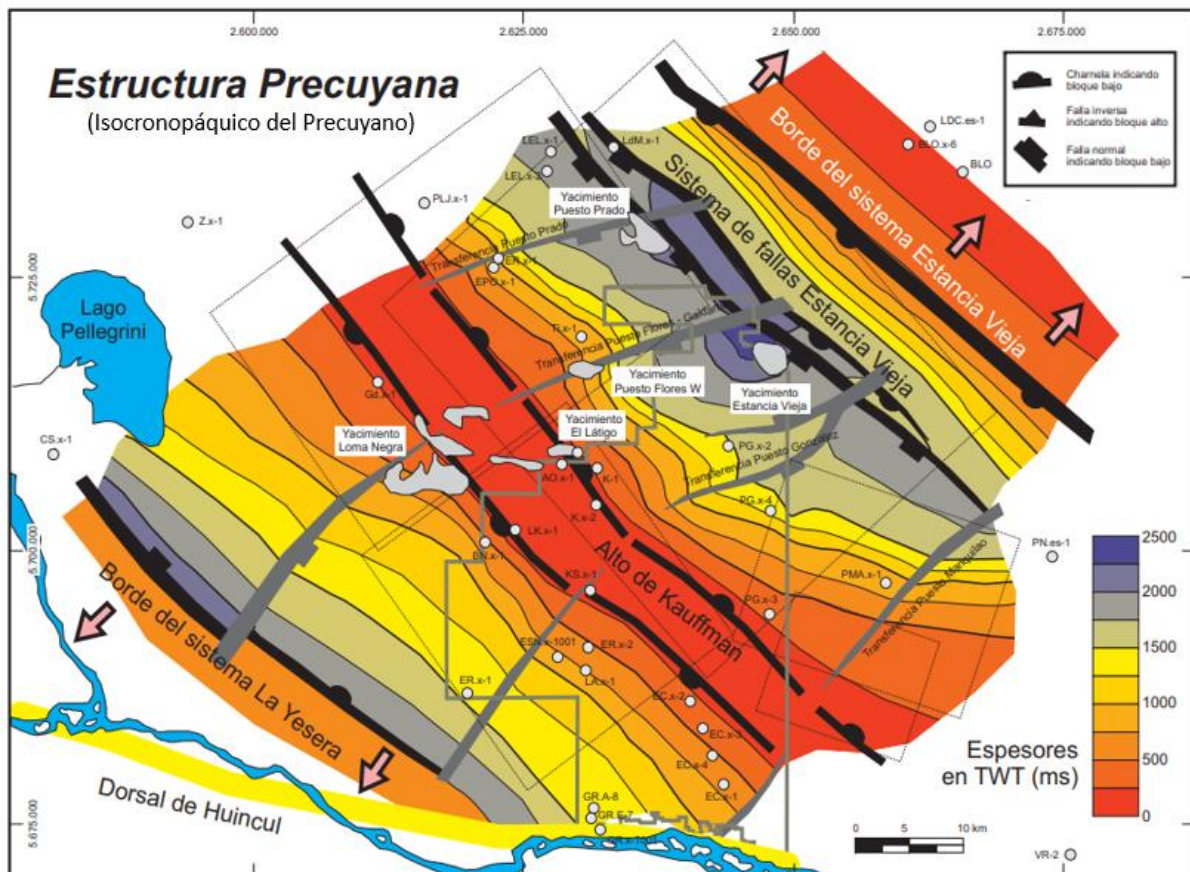


**Figura 5:** Esquema de la evolución estructural en el área de Loma Kauffman. A) Comienzo del periodo extensivo (Triásico Medio – Jurásico Inferior), B) Desarrollo de la Dorsal de Huincul, línea amarilla (Jurásico Inferior alto), C) y D) Evolución del periodo compresivo (Jurásico Inferior – Jurásico Superior).



## I. Estructura Precuyana

La estructura Precuyana (Figura 6), se encuentra caracterizada por dos sistemas principales de hemigrábenes de dirección NO-SE, paralelos entre sí y con polaridad opuesta (Sistema La Yesera, hacia el Sur y Sistema Estancia Vieja hacia el Norte). Ambos sistemas se encuentran separados por el Alto de Kauffman (Limeres et al., 2005), correspondiendo a una zona de bisagra entre ellos.



**Figura 6.** Mapa de la estructura Precuyana donde se indican las principales fallas, zonas de transferencia y zonas de bisagra (hinges). Se muestra también, la tendencia de variación de espesores del Precuyano a partir de un mapa isocronopáquico entre el tope de esta unidad. (Tomada y modif. de Cristallini et al., 2009).

### • Sistema Estancia Vieja

El sistema de hemigrabenes Estancia Vieja se desarrolló a partir de un conjunto de fallas normales con fuertes inclinaciones al suroeste. Algunas de estas fallas, sufrieron modificaciones en el desarrollo de la estructura Cuyana.

El límite nororiental del sistema Estancia Vieja es un sector elevado, terminando sin una falla marcada con claridad. El sector principal de depositación se desarrolla contra la falla Estancia Vieja donde los depósitos Precuyanos se encuentran



controlados por la geometría de las fallas y zonas de transferencias, alcanzando sus mayores espesores, superiores a los 2000 metros. (Cristallini et al., 2009). Hacia el suroeste del depocentro Estancia Vieja, se desarrolló el Alto del Kauffman, donde los depósitos Precuyanos alcanzan sus espesores más delgados, cercanos a los 300 m.

La cubeta de Estancia Vieja se encuentra afectada por diversas zonas de transferencia de orientación NE-SO. Algunas se encuentran representadas por fallas y otras por escalones que acomodan la diferencia de extensión entre los distintos tramos de la falla Estancia Vieja (Cristallini et al., 2009).

Una de las zonas de transferencia más importante es la de *Puesto Flores – Puesto Galdame*, pese a no ser claro si actuó durante la etapa extensiva Precuyana o compresiva Cuyana, los mayores espesores se encuentran alternados a uno y a otro lado del lineamiento. Según Cristallini et al., 2009 se interpretó con un movimiento extensional con bloque bajo hacia el sureste durante el Precuyano Inferior, y una posterior inversión tectónica a partir del Precuyano Superior, donde el bloque sureste se eleva. También se reconocieron otras zonas de transferencias, denominadas *transferencia Puesto Manquillo, Puesto González y Puesto Prado* afectando de forma directa el sistema de hemigrábenes de Estancia Vieja.

La transferencia *Puesto González* presenta la mayor complejidad, constituida por un sistema de fallas y un escalón pronunciado donde el bloque bajo es el noroeste. Estas zonas pierden identidad al llegar a la zona del Alto de Kauffman, al que únicamente la estructura de *Puesto Flores – Puesto Galdame* atraviesa durante la etapa de inversión tectónica Cuyana (Cristallini et al., 2009).

- **Sistema La Yesera**

El sistema de hemigrábenes de La Yesera se reconoció con escasa información, es por ello que su definición es menos precisa al igual que las zonas de transferencia que lo atraviesan (Cristallini et al., 2009).

Se desarrolló a partir de una falla normal de alto ángulo con dirección NO, inclinando hacia el NE. Esta falla está bien definida en el sector noroccidental, con bastante incertidumbre hacia el sector SE.

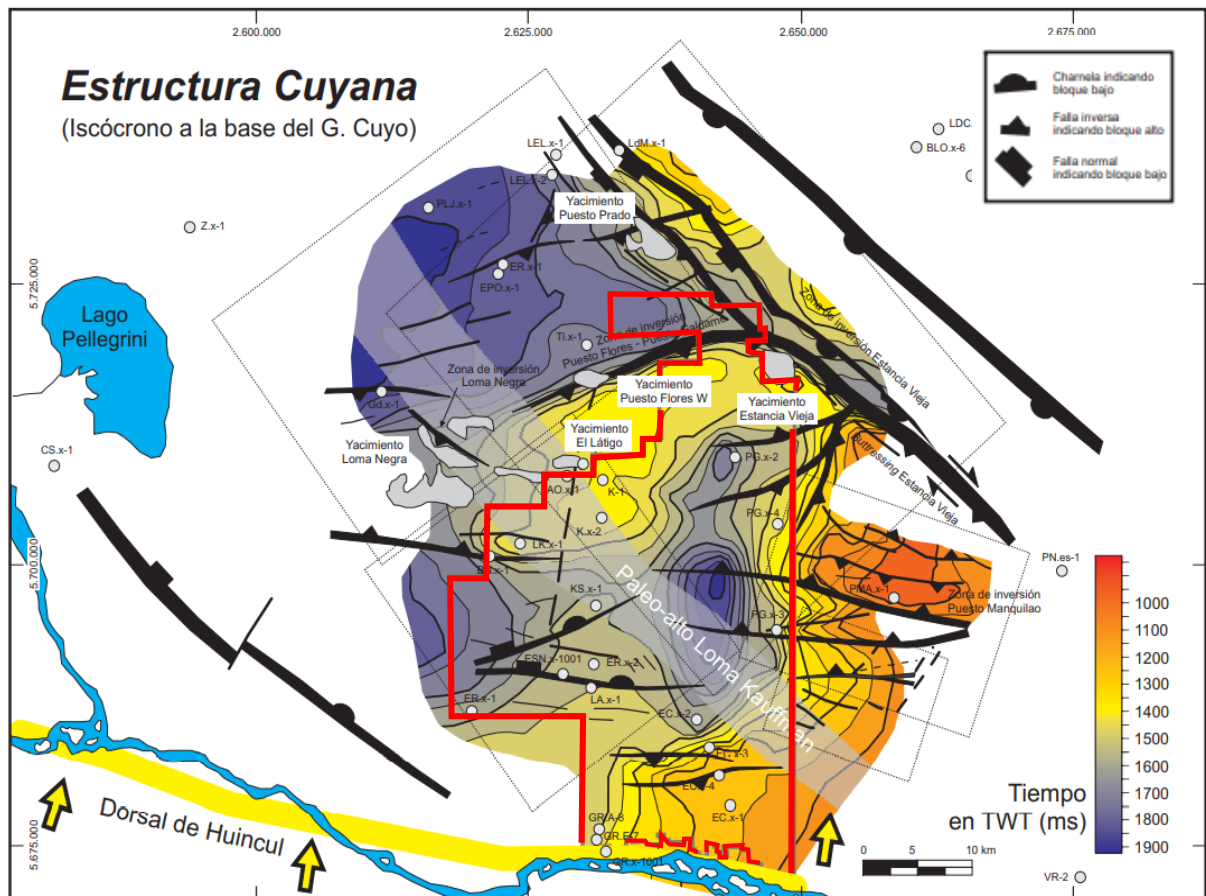
## II. Estructura Cuyana

La estructura Cuyana (Figura 7), se caracterizó por una fuerte compresión que avanzó desde el sur (Dorsal de Huincul), hacia el norte. En esta etapa se produjeron dos fenómenos bien diferenciados; en una primera instancia se invirtieron algunas estructuras extensivas, representando una inversión selectiva, y un segundo evento donde se desarrollaron estructuras netamente compresivas de orientación E-O. Las fallas invertidas en ningún caso lo están completamente, es decir que se mantiene la presencia de un punto nulo (Cristallini et al., 2009).

La inversión principal se encuentra canalizada a través de la falla de Estancia Vieja y de la zona de transferencia *Puesto Flores – Puesto Galdame*. Dicha falla disminuye su grado de inversión de sureste a noroeste dando indicios que el avance de la compresión es en sentido sur-norte. Esta disminución tiende a ser progresiva en tramos entre la zona de transferencia y abrupta al atravesarlas (Cristallini et al., 2009).

Las zonas de transferencia desarrolladas durante la extensión Precuyana fueron invertidas durante la nueva etapa compresiva. Las zonas de transferencias de *Puesto Flores – Puesto Galdame* y *Puesto González* son las que más evidencia muestran de inversión. Pese a la falta de datos, la zona de transferencia de *Puesto Manquillao*, tendría que haber sufrido una inversión tectónica. En cambio, la zona de transferencia *Puesto Prado* al encontrarse alejada del sector de empuje compresivo, tiene un grado muy bajo a nulo de inversión (Cristallini et al., 2009).

Durante la etapa compresiva, además de la inversión que se generó en las fallas de origen Precuyano, se desarrollaron una serie de nuevas fallas netamente inversas. Estas fallas presentan dirección E-O, paralela a la Dorsal de Huincul y en muchos casos despegan hacia la base del Precuyano y comprimen el relleno de los hemigrabenos contra la falla principal de Estancia Vieja (efecto *buttressing*). Por tal motivo en algunas situaciones, estas fallas E-O son cortas y se desarrollaron únicamente en sectores con espesores considerables del Precuyano. Muchas desaparecen sobre el Alto de Kauffman, donde encontramos los menores espesores.



**Figura 7.** Mapa de la estructura jurásica superior en la región de Estancia Vieja-Loma Kauffman donde se indican las principales fallas de la región. Se muestra también el isócrono de la base del Grupo Cuyo que resalta el plegamiento resultante y la posición del alto Precuyano de Kauffman. En línea punteada se indica la cobertura de sísmica 3D. En línea color rojo, se enmarca el área de Loma Kauffman. (tomada y modif. de Cristallini et al., 2009).

### c. Marco Tectosedimentario

El espacio que se genera para acomodar la sedimentación será en función de la velocidad de subsidencia respecto al aporte de sedimentos que provee a la cuenca. Al comienzo de la deformación la tasa de aporte es superior al espacio que es creado, obteniendo una cuenca sobrealimentada, pero en el transcurso de su evolución, durante el crecimiento y propagación de la falla, se producen variaciones. Si la tasa de aporte es constante en el tiempo, la subsidencia que se genera en la cuenca superará al aporte, obteniendo una cuenca con déficit sedimentario. Al momento del cese de las fallas, durante el postrift, el relieve heredado aportó grandes volúmenes de material grueso a la cuenca. Si la tasa de aporte es más alta que la tasa de subsidencia, la cuenca estará sobrealimentada como en el inicio del rift, presentando un tamaño de grano más grueso (Blair, 1987).

## I. Tectonismo y Estratigrafía

La Cuenca Neuquina corresponde a un back-arc asociado a un arco discontinuo que permitió el ingreso del mar. La extensión asociada comprometió a una litosfera gruesa con alto flujo térmico (Llambías et al., 2007), encontrando fallas profundas que afectaron grandes áreas. Desarrollándose un amplio rift asociado a magmas bimodales generados en el manto litosférico y en la base de la corteza. Las características generales de este rift fueron bien caracterizadas por Gulisano (1981), Vergani et al. (1995), entre otros. Posteriormente, otros autores postularon la existencia de dos etapas de rifting. La primera ubicada en el Triásico Medio y la segunda en el Triásico Superior.

El Precuyano se encuentra representado por la Formación *Puesto Kauffman* (Orchuela y Ploszkiewics, 1984) (Figura 8), refiriéndose a una sucesión de sedimentitas pelíticas atravesada por perforaciones en la zona de Puesto Kauffman. El pozo YPF.RN.PN.es-1 (Puesto Nuevo), perforado en el año 1963, que constató un espesor parcial de 1.422 metros de pelitas gris verdoso, castaño oscuro y morado con frecuentes restos de vegetales carbonizados con intercalaciones piroclásticas e ígneas en la base (andesitas, basaltos, riolitas y tobas líticas). Estos autores describen que la unidad allí atravesada se halla preservada en depresiones localizadas entre bloques de basamento, apoyando sobre el mismo y con su tope biselado por una marcada discordancia angular. Legarreta et al., 1999, incluyen a la Formación Puesto Kauffman dentro del Ciclo Precuyano. Estos autores se refieren básicamente a las facies lacustres profundas de pelitas gris oscuro a negro. Se la encuentra en relación de discordancia con el Grupo Choiyoi hacia la base y con las formaciones Molles y Punta Rosada hacia el tope. Desde el punto de vista tectonosedimentario, representa el relleno de una etapa máxima de creación de espacio en hemigraben asimétricos, de polaridad opuesta, controlado por diversas zonas de transferencia.

Durante el Cuyano la cuenca continuó en un periodo de subsidencia producto de la extensión de la segunda etapa del rift, aunque comienza el pasaje al enfriamiento térmico o sag. Durante el Triásico Superior al Jurásico Inferior, los sectores próximos a la Dorsal de Huincul fueron sometidos a compresión. Como resultado de lo antes descripto, la región de Kauffman continuó siendo una zona

relativamente elevada, limitando la ingesión marina de la Formación Molles alcanzando sectores próximos al borde occidental del bloque (Definido por el Pozo General Roca).

Desde el punto de vista tectonosedimentario, encontramos una cuenca hambrienta con poco aporte, en este caso del antepaís sudamericano, asimilable al clímax del segundo rift (Barredo et al., 2007). A posteriori, continua un momento de reducción representado por facies progradacionales deltaicas de la Formación Lajas. En cambio, los ambientes continentales de la Formación Punta Rosada, presentan un amplio desarrollo en toda la región sin observarse algún control local que condicionara los espesores, el arreglo de facies o la distribución de los ambientes, como ocurrió durante el relleno de la etapa de rifting (Barredo et al., 2007). Esto sugiere que la cuenca estaría ya en expansión por enfriamiento térmico en concordancia con lo propuesto por Gulisano y Gutierrez Pliembling (1994), Fernández Seveso et al. (1996) y Cruz et al. (1999). Se estima que el relieve heredado de las etapas extensiva y compresiva, pero fundamentalmente de esta última, condicionó el desarrollo y la evolución de los sistemas fluviales de dicha formación, los que aportaron grandes cantidades de materiales de fracción arena y pelita en arreglos granodecrecientes. (Barredo et al., 2007).

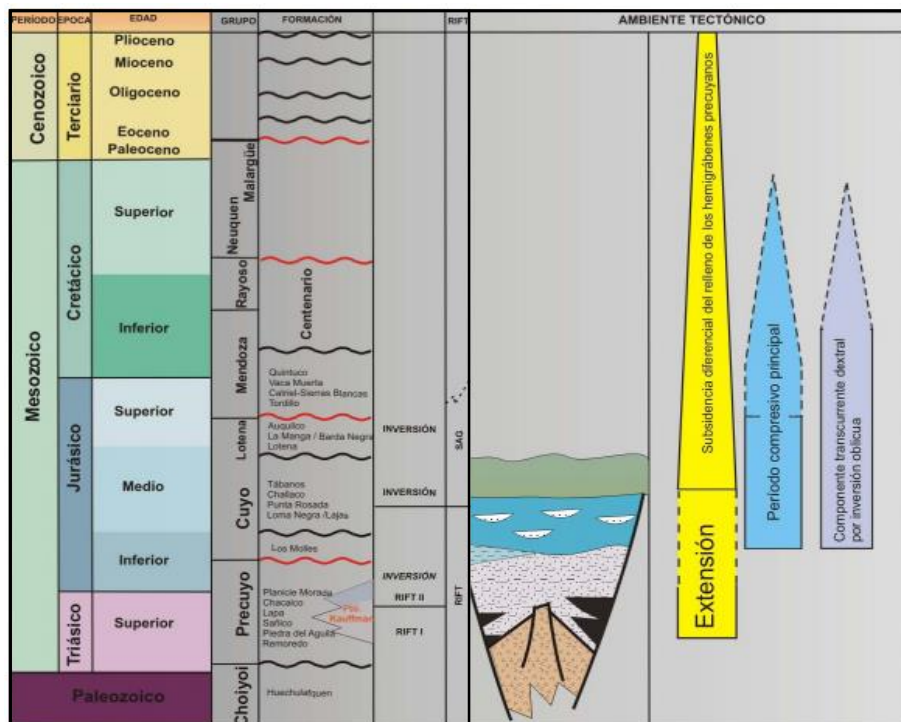


Figura 8: Cuadro estratigráfico de la Cuenca neuquina con detalle de la evolución tectonosedimentaria en el área de Loma Kauffman (Tomada de Cristallini et al., 2007).

## II. Sistema Petrolero

Se lo define como un sistema geológico que abarca las rocas generadoras de hidrocarburo, incluyendo todos los elementos y procesos geológicos necesarios, para generar, migrar y acumular el hidrocarburo.

El Sistema Petrolero es considerado la base para llevar a cabo un análisis integral y detallado de los factores geológicos que afectan y definen a la formación de un yacimiento petrolero. Dicho sistema se encuentra integrado principalmente por la *roca generadora o roca madre*, la *roca almacenadora o roca reservorio*, la *roca sello*, y los factores de *migración, maduración y entrapamiento*. (Figura 9).

Un requisito sumamente importante para que se lleve a cabo la generación y el almacenamiento del hidrocarburo, es la sincronía, es decir la correlación en tiempo y espacio de los subsistemas anteriormente mencionados.

### 1. Roca Generadora

La roca generadora o roca madre es aquella típicamente de grano fino, enriquecida en material orgánica (YPF., 2015.) Dicha riqueza es cuantificada en base al contenido de carbono orgánico total (COT % en peso).

Se requieren periodos de alta bioproductividad que aporte el material orgánico, periodos de restricción en la disponibilidad de oxígeno en el ambiente de depositación, impidiendo su degradación, y una tasa de sedimentación que no diluya la materia orgánica.

La Cuenca Neuquina se caracteriza por la presencia de facies marinas y lacustres ricas en materia orgánica, encontrando la Formación Los Molles (Jurásico Inferior a Medio), La Formación Vaca Muerta (Jurásico Superior), y la Formación Agrio (Cretácico Superior), desarrolladas en ambiente de retroarco, donde se dieron las condiciones anóxicas necesarias para la preservación de la materia orgánica. TOC 1 – 8 % y kerógeno del tipo I/II a II/III. Por último, en el área de Loma Kauffman, encontramos la *Formación Puesto Kauffman* (Triásico Tardío – Jurásico Temprano), TOC 2 – 11 %, que se restringe a hemigrabenes de menor extensión areal (Rubín et al., 2015). Se ha interpretado a la Formación Puesto Kauffman, mencionado



anteriormente, como pelitas grises oscuro a negro como resultado de la depositación en ambiente lacustres correspondientes a lagos dulces, meromícticos y cerrados que en algunos casos llegaron a ser hipersalinos con producción de yeso y anhidrita (Legarreta et al., 1999), intercalando hacia la base con rocas piroclásticas e ígneas. El kerógeno analizado por estos mismos autores correspondería al tipo I producido por algas *Botryococcus* y mucho material amorfo.

Cabe aclarar, que además de la roca madre descrita en el área de Loma Kauffman, incluyendo a los sistemas generadores Precuyanos (reservorios Precuyo y Punta Rosada), se podría incluir al sistema generador Los Molles que carga los reservorios Lajas/Punta Rosada en el área de Loma Negra y migraciones más extensas de petróleos alojados en la Formación Sierras Blancas, pero su origen se lo vincula con la Formación Vaca Muerta, (Legarreta et al., 2008).

## **2. Roca Reservorio**

Una roca reservorio es una roca sedimentaria o magmática con características petrofísicas (porosidad y permeabilidad) tales que permiten el almacenamiento de hidrocarburos y que puede proveer producción en condiciones económicas luego de las estimulaciones pertinentes, si estas fueran necesarias. (YPF., 2015).

Dentro del área de Loma Kauffman, podemos diferenciar diversas formaciones que presentan características petrofísicas de interés para alojar hidrocarburos, encontrando la formación *Loma Montosa, Catriel – Sierras Blancas, Lajas, Punta Rosada y eventuales niveles arenosos y volcánicos del Precuyano*. En el presente trabajo, se profundizará la información correspondiente a el reservorio asociado a las rocas de la Formación Punta Rosada.

La Formación *Punta Rosada*, es una unidad litoestratigráfica ubicada en la sección superior del Grupo Cuyo Superior, de origen fluvial, que comprende una sucesión de areniscas castaño rojizo, medianas a gruesas, con abundante matriz arcillosa, areniscas conglomerádicas e intercalaciones de limoarcilita castaño rojizo, con espesores considerables.

### **3. Roca Sello**

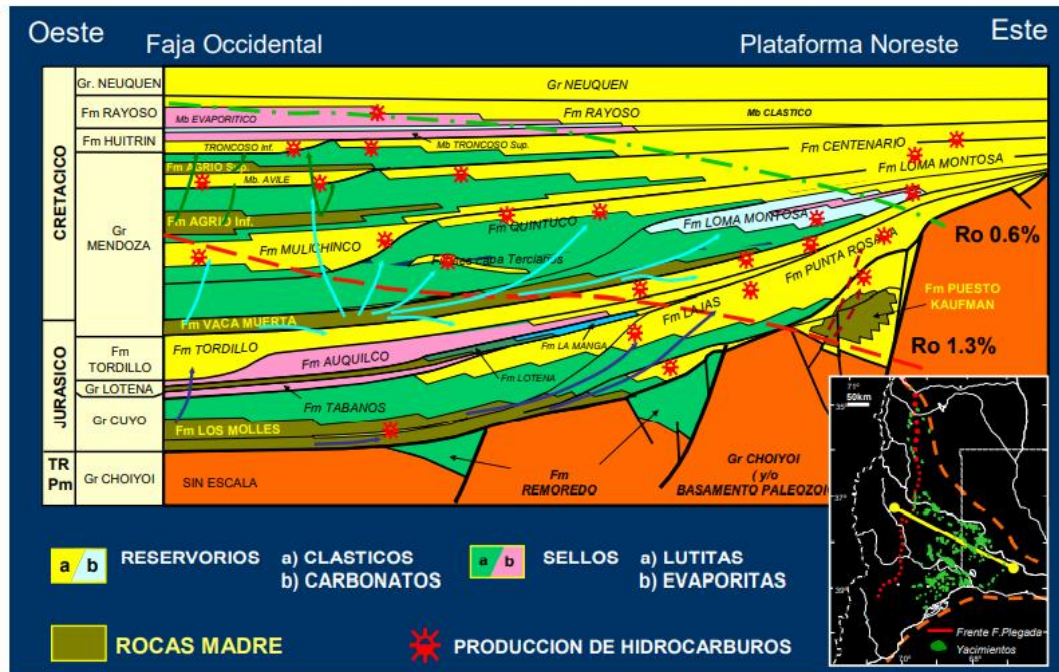
La roca sello presenta características petrofísicas tales que crea una barrera al flujo de hidrocarburos fuera del reservorio. Puede ser una unidad diferente al reservorio o un cambio en las propiedades del mismo (cambio de facies, diagénesis, etc.) (YPF., 2015).

En la cuenca Neuquina, estos sellos los componen, entre otras, las evaporitas de las Formaciones Auquilco y Huitrín, asociada a períodos de desecación de la cuenca (Legarreta, 2002), las pelitas marinas de las Formaciones Vaca Muerta y Agrio y los niveles diagenizados como el Miembro Catriel y la base del Grupo Neuquén, entre otros.

Los niveles de areniscas y areniscas conglomerádicas de las Formaciones Lajas y Challaco/Punta Rosada, tienen como sello vertical regional a las pelitas y margas pertenecientes a la Formación Vaca Muerta, en algunos sectores próximos a la Dorsal Neuquina. Sellos efectivos dentro del Fm. Punta Rosada, lo constituyen los depósitos finos de planicie aluvial y de llanura de inundación para los cuerpos de arena intercalados.

- **Trampas**

En líneas generales el entrampamiento de hidrocarburo en los yacimientos pertenecientes al Grupo Cuyo, (donde se encuentra la Formación Punta Rosada), muestran una importante componente estructural directamente relacionada a la deformación Jurásica de la Dorsal de Huincul. Debido a que existen importantes discordancias asociadas o barreras de permeabilidad por variaciones diagenéticas, las trampas muestran una combinación de estructuras anticlinales con cierre en los cuatro sentidos, en donde las acumulaciones se encuentran generalmente, en la parte estructural más alta o en los flancos. (Schiuma et al., 2002).



**Figura 9:** Corte regional que ilustra esquemáticamente la estratigrafía física y la distribución de reservorios probados y sellos. También se incluye en forma indicativa el nivel de maduración de las principales rocas madre y con flechas se muestra la carga de hidrocarburos hacia los diferentes reservorios. (tomada de Legarreta et al., 2005).

## 4. DATOS MAGNETICOS Y GEOQUIMICA REGIONAL

### a. Aeromagnetometría

La Prospección magnética es un método exploratorio geofísico basado en campos potenciales, con el fin de detectar anomalías causadas por cambios en las propiedades de las rocas del subsuelo, ya sea magnetización o susceptibilidad magnética.

En un levantamiento aeromagnético el avión vuela siguiendo líneas paralelas atravesadas por otras, que suelen llamarse líneas de control o también líneas base, cuyo espaciado es un determinado número de veces mayor que el de las líneas de vuelo principales. En muchas ocasiones las líneas de control son perpendiculares a las líneas de vuelo, surgiendo en las intersecciones de ellas, diferencias en las medidas del campo magnético que se utilizan para eliminar los efectos de las variaciones temporales y los de la deriva instrumental. (Ardizzone J., 2002).

Un aspecto importante a la hora de realizar un levantamiento aeromagnético está relacionado con la altitud y el espaciado óptimo de las líneas de vuelo

dependiendo del objetivo de investigación, adoptándose una distancia superior a la mitad de profundidad a la que se encuentra la estructura geológica que se desea estudiar. Cuando los estudios se centran en el basamento, el vuelo se realiza aproximadamente paralelo al nivel del mar, controlándose mediante la altitud barométrica. Cuando el objetivo del levantamiento es la búsqueda de yacimientos minerales se vuela paralelamente a la superficie del terreno y en este caso, la altitud radiométrica será constante. En la exploración hidrocarburífera los espaciados más frecuentes entre líneas de vuelo suelen ser de uno o dos kilómetros y el de las líneas de control aproximadamente seis veces el anterior. (Ardizzone J., 2002).

Los levantamientos aeromagnéticos y los levantamientos terrestres poseen ventajas y desventajas y, por lo tanto, el procedimiento más adecuado para una región o aplicación puede no serlo para la otra. Balseley ha resumido las ventajas y desventajas de ambos métodos en los siguientes puntos (Balseley, 1952).

La ventaja más relevante al realizar un levantamiento aeromagnético es la rapidez de la adquisición de los datos, además, se puede realizar sobre agua o terrenos inaccesibles para las operaciones. Los efectos de la deriva instrumental y de la variación diurna quedan, en general, reducidos al mínimo, debido a la velocidad con que se realiza el trabajo. Respecto a la altitud a la que vuela el avión, los campos magnéticos artificiales producidos afectan mínimamente a los registros, mientras que estas fuentes interfieren continuamente cuando los datos se toman en tierra. Análogamente, los efectos producidos por fuentes geológicas que se hallan en la superficie o a poca profundidad, interfieren de forma mínima en el reconocimiento de las anomalías debidas a fuentes profundas, pudiéndose variar la altitud del vuelo para lograr una discriminación máxima. (Ardizzone J., 2002).

Las principales desventajas, radica en que la precisión del resultado del trabajo está siempre limitada por la exactitud del mapa al que se transcriben los datos magnéticos. La cartografía existente de algunas zonas puede, ser incompleta o demasiado inexacta para poder situar sobre ella los datos magnéticos. Sin embargo, cuando en estas zonas se llevan exploraciones terrestres, el levantamiento topográfico necesario puede realizarse al mismo tiempo que las medidas magnéticas. Por otra parte, el costo mínimo de un levantamiento aeromagnético es elevado debido a uso de aviones. Si la superficie a explorar es pequeña, el costo por kilómetro de

este tipo de exploración puede ser muy elevado, replanteando el uso de otro método geofísico que se adapte a la economía de la empresa.

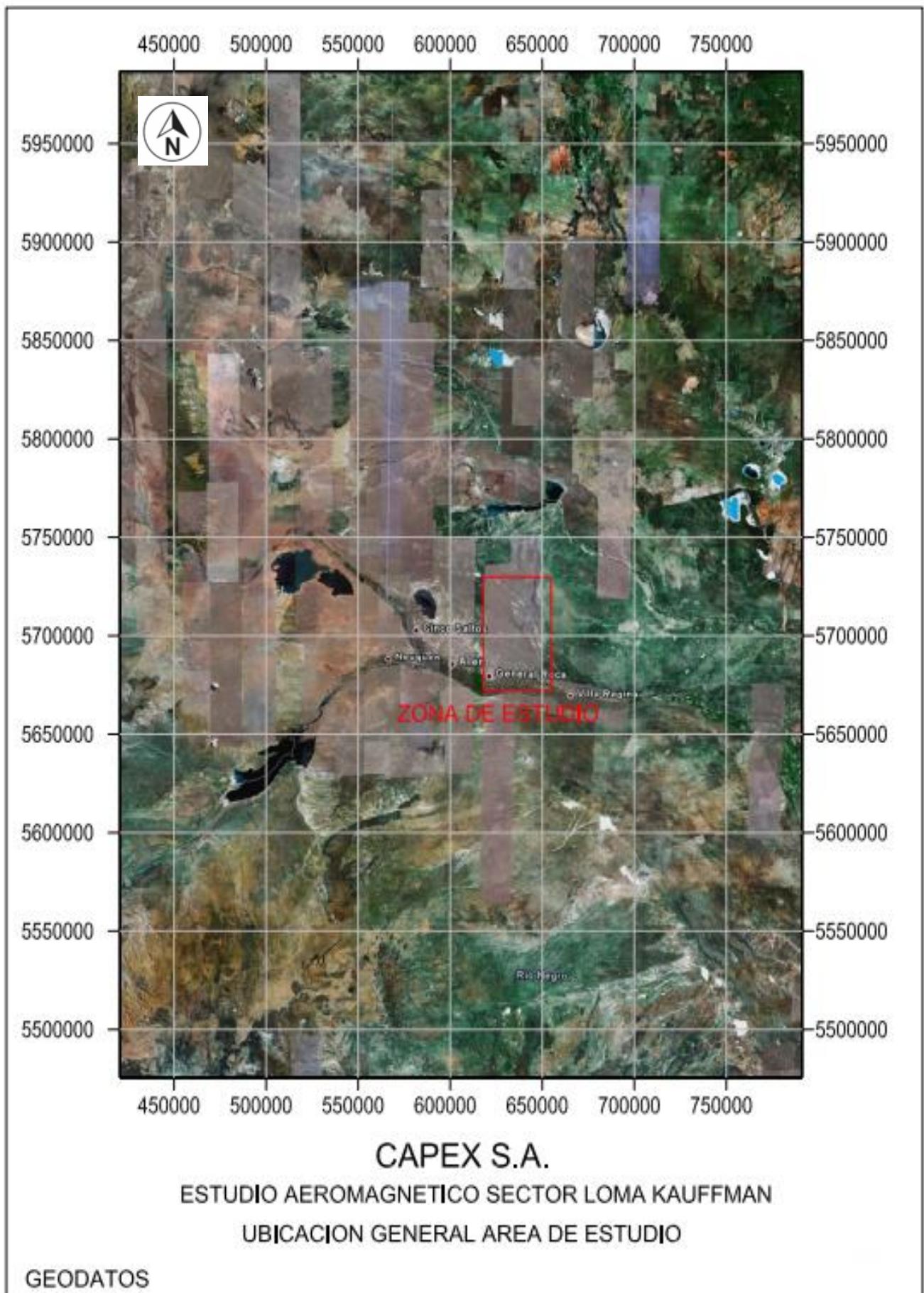
El presente trabajo cuenta con información aeromagnética en el área de Loma Kauffman (Figura 10), que realizó la empresa Geodatos, con el fin de obtener mapas magnéticos de alta resolución, permitiendo interpretar anomalías magnéticas débiles, asociadas a los procesos de generación y migración de hidrocarburos.

Para la obtención de datos, la empresa Geodatos realizó 6 vuelos en el área y el diseño del proyecto considerado contó con 100 líneas de producción de dirección Este-Oeste, separadas 400 metros entre sí, más 32 líneas de control en dirección Norte-Sur, con un distanciamiento de 2000 metros, con una altura de vuelo sobre el terreno de unos 300 metros.

Los resultados obtenidos por la empresa Geodatos fueron los siguientes:

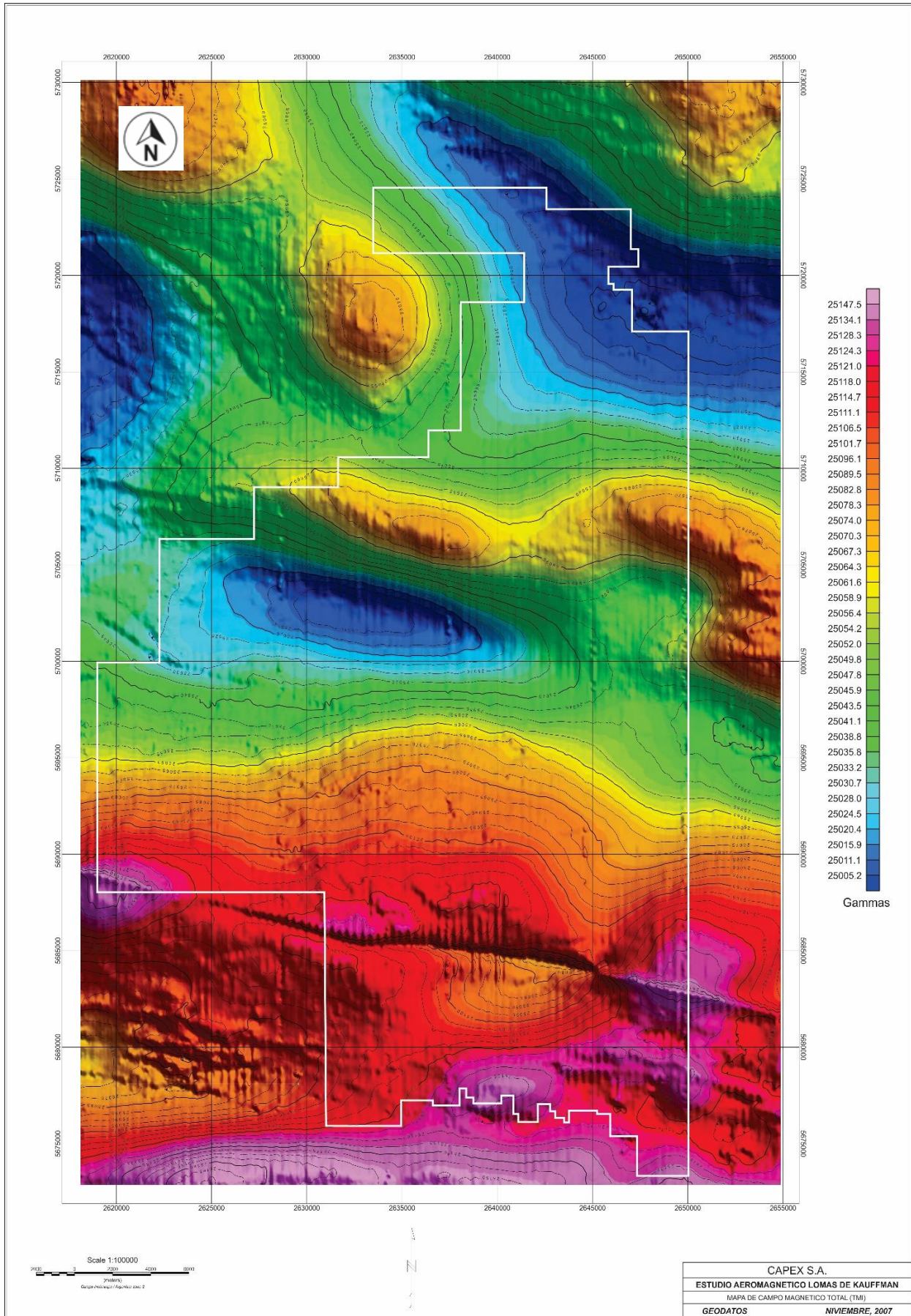
- Mapa de Contornos del Campo Magnético Total (Figura 11): Se obtiene luego de efectuar un grillado regular de los datos magnéticos obtenidos a lo largo de las líneas. El algoritmo de grillado usado en este caso corresponde al método de curvatura mínima y ponderaciones proporcionales al inverso de la distancia. Se ha utilizado una escala de colores donde los rojos intensos denotan máximos en la intensidad de campo, con una transición gradual hacia los azules que denotan bajos magnéticos.

- Mapa del Campo Magnético Total Reducido al Polo (Figura 12): Este proceso numérico se utiliza para transformar las anomalías de campo magnético total a sus equivalentes como si hubieran sido observadas en el polo magnético norte. Esta operación simplifica la interpretación y visualización de las anomalías, pues los máximos se ubican sobre los cuerpos magnetizados en profundidad. En este mapa se ha utilizado una escala de colores similar a la anteriormente mencionada.



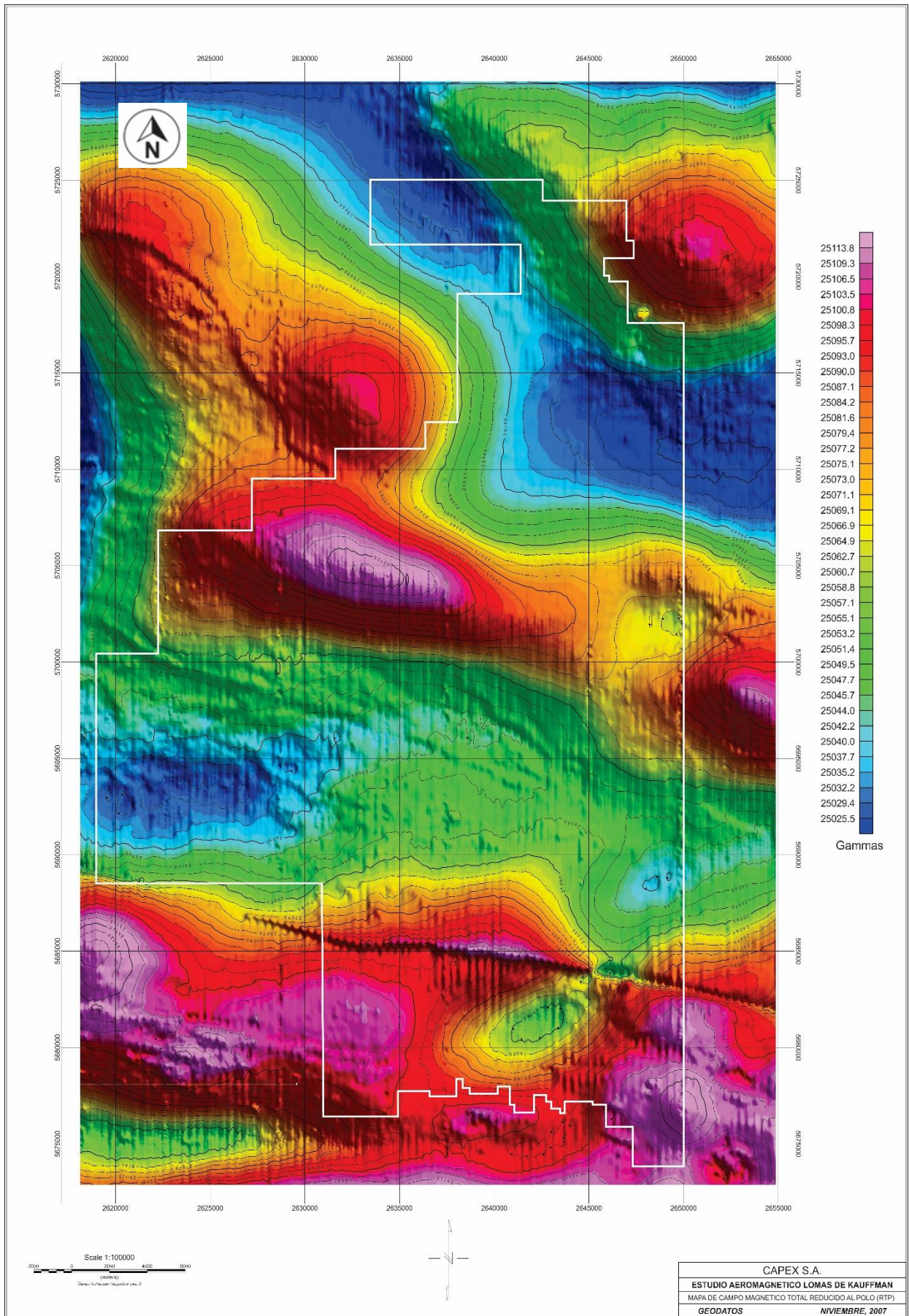
**Figura 10:** Área de estudio, sector Loma Kauffman. (Tomada y modif. de Geodatos 2007).





**Figura 11:** Mapa de contornos del Campo Magnético Total. Enmarcado en color blanco, encontramos el área de Loma Kauffman. (Tomada y modif. de Geodatos 2007).





**Figura 12:** Mapa de contornos del Campo Magnético Total reducido al polo. Enmarcado en color blanco, encontramos el área de Loma Kauffman (Tomada y modif. de Geodatos 2007).

## b. Geoquímica de Superficie

El éxito en la aplicación de las técnicas geoquímicas de superficie en exploración petrolera requiere una cuidadosa adquisición, interpretación e integración de los datos de superficie y subsuelo (Jones and Drozd, 1983; Horvitz, 1985; Klusman, 1993; López et al., 1994; Schumacher and Abrams, 1996; Schumacher, 1999; Schumacher and LeSchack, 2002). Los datos sobre microafloramientos de hidrocarburos, tales como los de microbios, pueden proveer información para relevar el potencial hidrocarburífero de grandes áreas, plays o prospectos individuales, en forma rápida, económica y cuantitativa. Los datos microbianos y de gas en suelo pueden ayudar a establecer lineamientos o áreas más favorables para la producción, a través de la delineación de zonas con microafloramientos activos, asociados a vías de migración o acumulaciones individuales. (Interenergy SA., 2007).

Los hidrocarburos son generados y/o entrampados en profundidad y migran hacia la superficie en cantidades variables pero detectables. Por lo tanto, se asume o al menos queda implícito, que la anomalía en la superficie puede ser relacionada con una acumulación de petróleo en profundidad. (Thrasher et al., 1996).

La mayoría de los métodos de geoquímica de superficie, incluido el método microbiano, están diseñados para detectar microfugas. Dicha microfuga de los hidrocarburos es un proceso de conducción por presión o flotabilidad y es predominantemente vertical (Klusman and Saeed, 1996). En áreas geológicas y estructuralmente complejas, las microfugas y macrofugas tienden a seguir el mismo camino de migración. La tasa de migración y de microfugas de hidrocarburos varía desde menos de un metro por día a decenas de metros por día. (Klusman and Saeed, 1996; Jones and Burtell, 1996; Brown, 2000).

Las *macrofugas* representan afloramientos visibles de petróleo y gas localizados en áreas que contienen grandes concentraciones de hidrocarburos livianos como también, si están disponibles, hidrocarburos de alto peso molecular. Están localizados en líneas de falla, fracturas, discordancias o capas permeables aflorantes que han interceptado la migración de hidrocarburos. Las *microfugas* se han definido como concentraciones, analíticamente detectables, de hidrocarburos volátiles y semi-volátiles o los cambios inducidos por los hidrocarburos en el suelo, en el agua y en

los sedimentos. (Interenergy SA., 2007).

La actividad de la fuga refiere al índice relativo de fuga del hidrocarburo. Puede abarcar desde una fuga activa, en un extremo del espectro o una fuga pasiva, en el otro (Abrams, 1992; Schumacher, 1999). *Fugas activas* ocurren en cuencas donde hay una activa generación de hidrocarburos o que contienen excelentes caminos de migración. Los hidrocarburos migran en grandes concentraciones desde el subsuelo hacia sedimentos someros, suelos y la columna de agua. Estas fugas a menudo exhiben anomalías acústicas en perfiles sísmicos convencionales o de alta resolución y son fácilmente detectables por la mayoría de las técnicas de muestreo. *Las fugas pasivas* ocurren en áreas de generación pasiva de hidrocarburos y/o con pobres caminos de migración o con excelentes sellos. Estas fugas usualmente contienen hidrocarburos de bajo peso molecular e hidrocarburos volátiles de alto peso molecular por encima de la concentración de "fondo". Los niveles anómalos de fuga de hidrocarburos pueden ser solo detectables cerca de los puntos de escape o sobre la zona de mayor disturbio. Para que los métodos de Gas de Suelo y Microbios sean efectivos, la tasa de fuga de los hidrocarburos livianos debe ser mayor a la tasa de destrucción o disipación.

Los Reservorios que están significativamente despresurizados, o contienen petróleo pesado con poco o nulo hidrocarburo liviano asociado, pueden exhibir poca o nula microfugas de hidrocarburos. (Interenergy SA., 2007).

En el área de Loma Kauffman, el diseño del relevamiento y el patrón de muestreo fueron desarrollados por el personal de GMT en conjunto con el personal de Interenergy. En este Relevamiento se completó el análisis de 3622 muestras de microbios (*Microbial Oil Survey Technique* - MOST) y 553 muestras de Gas Adsorbido (*Sorbed Soil Gas* - SSG). Las muestras fueron recolectadas en un área total de 576 km<sup>2</sup> con un diseño de muestreo conformado por una grilla uniforme con un intervalo de muestreo de 400 metros. Las muestras de gas se recolectaron sobre líneas norte-sur cada 2400 metros, con un espaciamiento entre muestras de 400 metros (Figura 13).



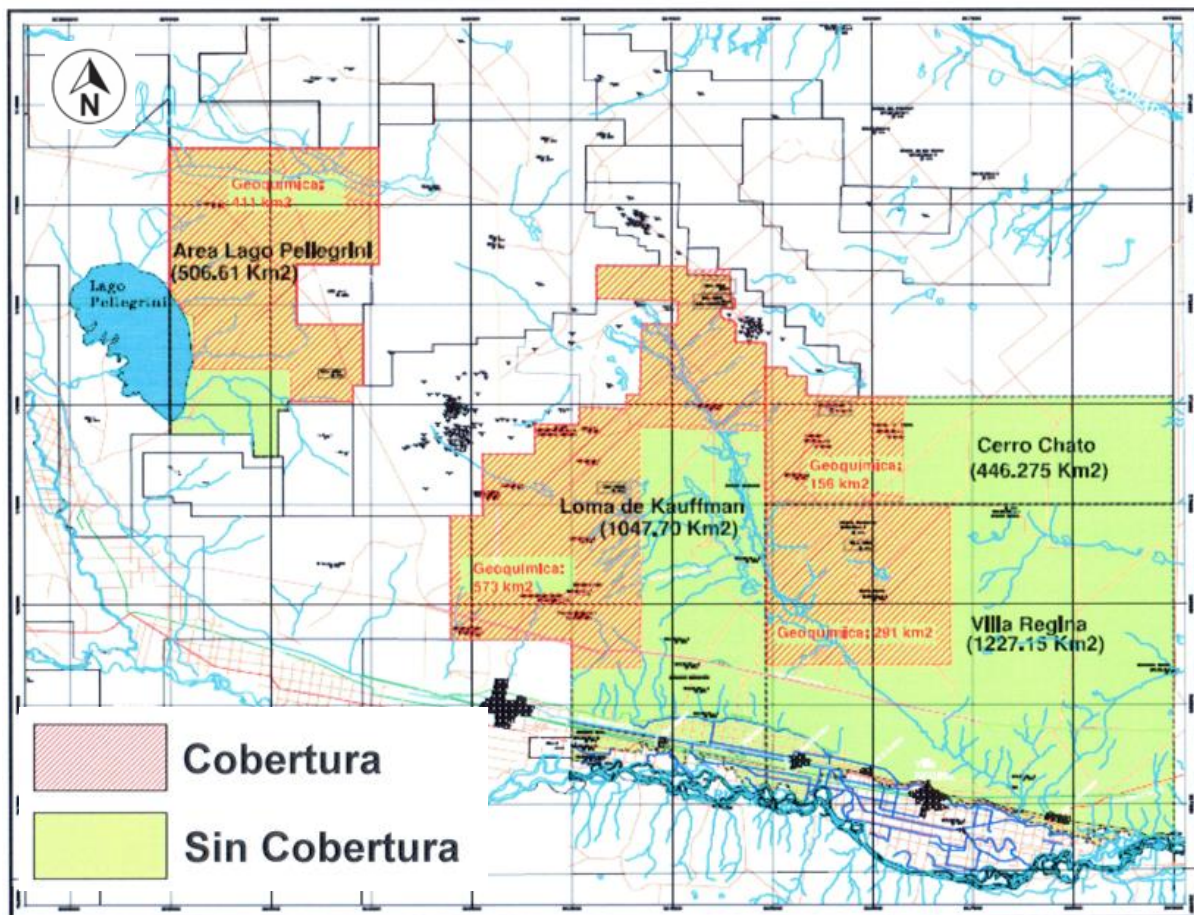


Figura 13: Área con cobertura de surveys geoquímicos en Río Negro. (Tomada y modif. de Interenergy SA., 2007).

Los valores microbianos en el área del relevamiento tienen un rango de 5 SMV (Valores Estadísticos Microbianos) a 244 SMV y una media de 90 SMV. Luego de aplicar estadística descriptiva entre los valores comprendidos entre la media y los valores más bajos, se determinó un nuevo valor de media (valor medio del Background) GMT considera valores indicativos de microfugas significativas de hidrocarburos al resultado de más de 2.0 desviaciones estándar sobre el valor medio de background. En el área de relevamiento se consideran valores significativos a los mayores a 105 SMV . A fin de definir el valor de concentración de los resultados microbianos (Threshold Value), GMT utiliza el programa USGS (US. Geological Survey). Luego de determinar la población con valores superiores a 2-3 desviaciones estándar sobre la media del background (valores de Fondo), y de examinar el histograma de frecuencia de los datos microbianos, se le asigna el color rojo al 10% de esa población, el color naranja al siguiente 10% y, cuando GMT determina, amarillo al siguiente 10% de la población (Figura 14).

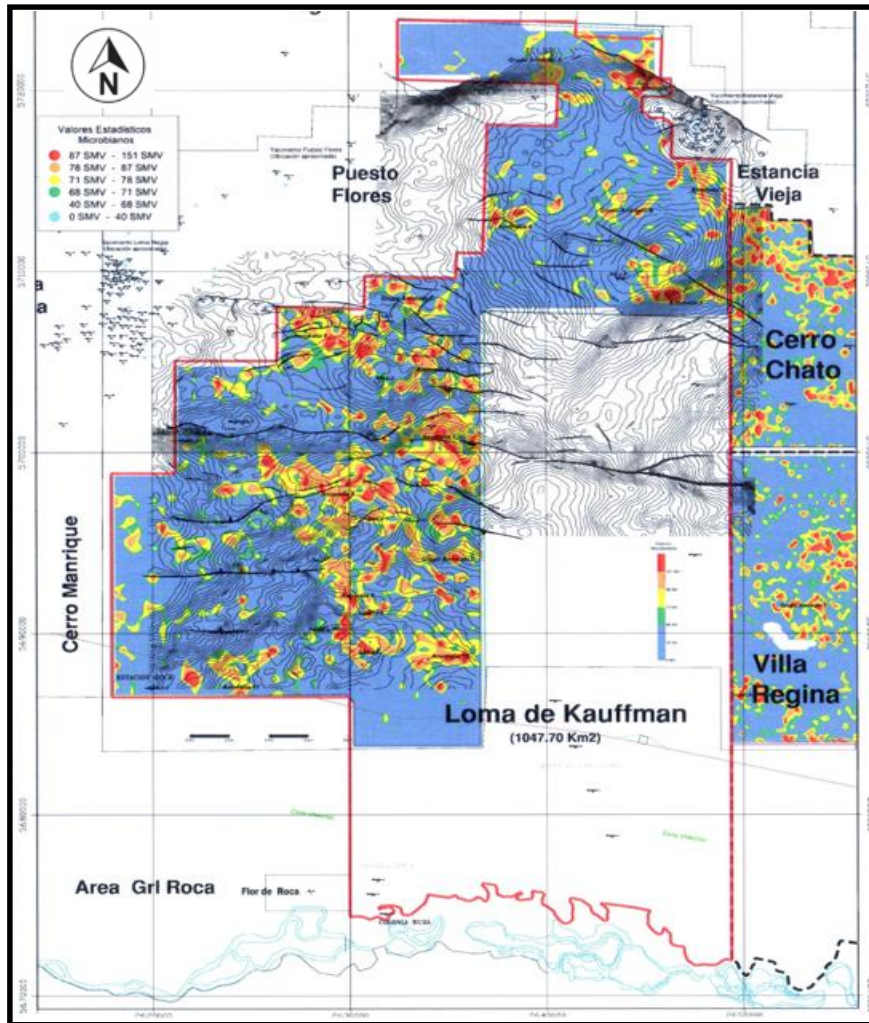


Figura 14: Valores estadísticos microbianos en el área de Loma Kauffman. (Tomada de Interenergy SA., 2007).

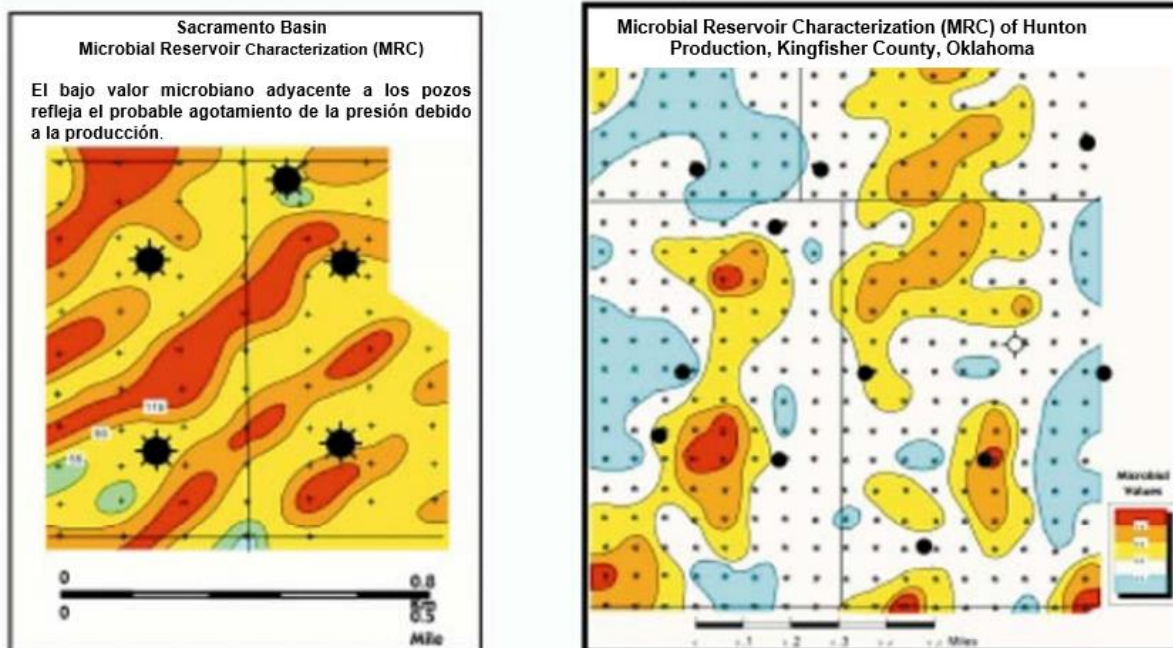
Cabe aclarar que más importante que la concentración numérica, es que estos altos valores se agrupen formando un patrón significativo, es decir, si los valores seleccionados en rojo y naranja se distribuyen de manera aleatoria a través del área de estudio, y no forman grupos, estos datos probablemente no sean anómalos. En definitiva, los datos deben agruparse siguiendo un patrón geológico significativo.

Respecto a las microfugas sobre campos productivos, Microbial Reservoir Characterization (MRC), es una modificación interpretativa de la tecnología MOST en áreas de explotación. Los análisis detallados de trabajos geoquímicos y geomicrobiológicos y los estudios de investigación han documentado que la microfuga de hidrocarburos es un proceso dinámico y predominantemente vertical que responde rápidamente a los cambios en las condiciones del reservorio (Tucker and Hitzman, 1994; Schumacher and Abrams, 1996; Schumacher et al., 1997; Hitzman et al., 2002).



La hipótesis de MRC asume que el diseño de la población de los microbios oxidantes de butano ubicada en la superficie sobre el yacimiento puede ser directamente relacionado con los cambios del régimen de presión en el reservorio y con los volúmenes de fluidos extraídos. Las muestras para el relevamiento MRC son recolectadas con un patrón de grilla ajustado (cada 100 m-160 m o menos).

A través de los resultados de MRC se ha observado que las poblaciones de microbios sobre un reservorio se reducen en respuesta directa con la producción de los pozos. Este fenómeno de manifiesta reducción de las microfugas de hidrocarburos sobre yacimientos en producción se cree que es debido a una declinación en la presión del reservorio, como así también a cambios en los mecanismos de flujo que controlan las microfugas. Cuando un pozo entra en producción, la impulsión cambia de una migración vertical por la fuerza de flotabilidad a flujos horizontales de gas, debido a la declinación de la presión alrededor del pozo. Cuando esto ocurre, la intensidad de las microfugas cambia y las poblaciones microbianas declinan rápidamente. Estos cambios en los mecanismos de flujo y en las densidades de las poblaciones de microbios pueden ser utilizados para definir las direcciones de drenaje del reservorio, radios y heterogeneidades alrededor de los pozos. Inversamente, en áreas donde el reservorio es represurizado, las microfugas son restablecidas. En yacimientos en producción, las áreas con elevadas poblaciones de microbios representan: (1) microfugas desde áreas con presiones que no tienen comunicación con los pozos en producción, o (2) porciones no drenadas del reservorio, o (3) microfugas desde un reservorio que no ha sido perforado en los pozos en producción. Zonas con bajos conteos de microbios pueden indicar: (1) regiones despresurizadas del reservorio con comunicación con los pozos en producción, (2) áreas sin significativa acumulación de hidrocarburos, o (3) áreas donde las facies de reservorios están ausentes. Un ejemplo de patrones de fuga complejos que se visualizan sobre yacimientos en producción, puede observarse en la figura 15.



**Figura 15:** Ejemplo de patrones de fugas sobre yacimientos en producción. Sacramento Basin - Kingfisher County, Oklahoma. En negro, se observan los pozos del área. (Tomada y modif. de Interenergy., 2007).

## 5. METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para una caracterización coherente y resolutive, es necesario comprender la geología del área y el sistema petrolero que conforma Loma Kauffman, en conjunto con los legajos de los pozos disponibles, conociendo los objetivos de cada uno de ellos, formaciones de interés atravesadas, perfiles disponibles para obtener datos petrofísicos e información de superficie.

Para ello, se procedió a organizar el material disponible y trabajar en varias etapas:

En primera instancia se realizó la búsqueda de toda la información posible del área de trabajo y de la Formación Punta Rosada, recopilando y consultando los antecedentes geológicos, geofísicos y geoquímicos, encontrando diversas publicaciones científicas generando un marco estructural y tectosedimentario regional y del área de interés, como se mencionó anteriormente.

Luego, se analizaron en detalle 32 pozos perforados en el área de Loma Kauffman, confeccionando planillas y tablas con los datos clave de cada uno de ellos, teniendo en cuenta los objetivos principales de la perforación, formaciones presentes, masterlogs, descripciones litológicas, perfiles eléctricos, estado actual del pozo y

observaciones generales.

Se utilizó información Magnética (Aeromagnetometría) y Geoquímica de superficie, con la finalidad de enmarcar los sectores anómalos con mayor potencial para alojar hidrocarburo.

Por último, se procesó la información en el software Kingdom, cargando el cubo sísmico disponible (se cuenta con una porción pequeña, aproximadamente 165 km<sup>2</sup> de un área total de 1047,70 km<sup>2</sup>, imposibilitando una interpretación sísmica regional). Se agregaron los markers geológicos a los pozos, litología y perfiles para efectuar diversos mapas geológicos y obtener datos petrofísicos, de ser necesario, correlacionado los sectores de interés del área con la intención de calcular las posibles reservas remanentes de la Formación Punta Rosada y evaluar el potencial remanente del área.

## **6. DESARROLLO Y RESULTADOS**

### **a. Legajos de Pozos.**

Como se mencionó anteriormente, se obtuvo la información de 32 pozos perforados en el área de Loma Kauffman y sectores aledaños, del cual se analizó y procesó la información. Dentro de dichos legajos, se clasificaron los datos geológicos, descripción de cutting, perfiles eléctricos, encontrando en los pozos más recientes archivos LAS, y archivos PDF escaneados, programa de perforación y terminación, algunas muestras de agua, descripciones de testigos corona e informes finales de perforación.

Se optó por clasificar el área en 3 sectores principales para una mejor interpretación, teniendo en cuenta el Alto del Kauffman (sector central), el sector hacia el norte del Alto, y hacia el sur del mismo. (Figura 16). Para ello, se realizó una planilla Excel (se adjunta como anexo al trabajo), separando la información presente en cada uno de ellos, donde se detalla el nombre del pozo, tipo de pozo, año de perforación, la base y techo de la formación Punta Rosada, principales objetivos y observaciones generales como resultado de la perforación (Figura 17).

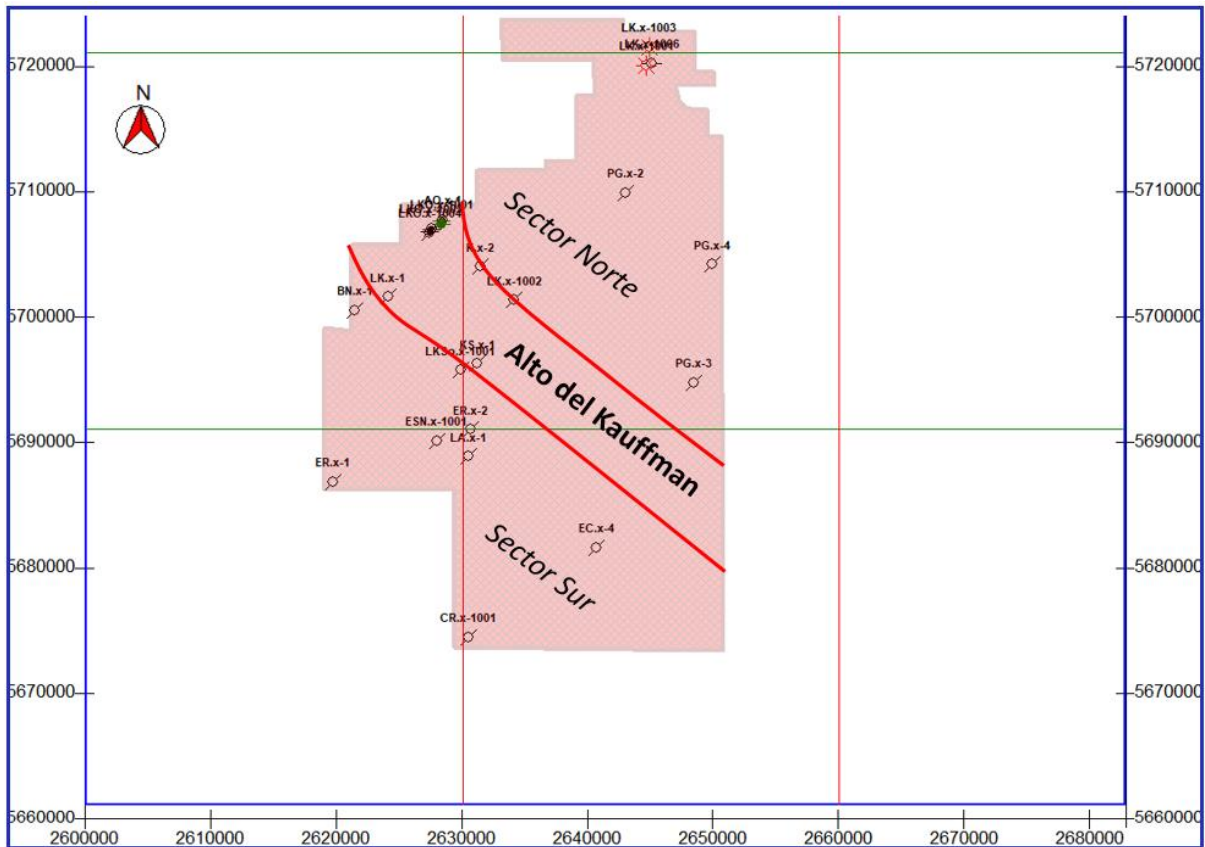


Figura 16: Imagen generada en Kingdom, evidenciando el área de Loma Kauffman, ubicación de los pozos y división del Yacimiento en: Sector Sur, Alto del Kauffman, Sector Norte.

SECTOR NORTE									
Pozo	año	TD	Vertical/dirigido	Fm. Punta Rosada			Objetivo	Observaciones	
				Base	Techo	Espesor			
YPF.RN.PG.x-2	1973/1974	4139 mbbp	E - vertical ? Esteril	2375 mbbp	2020 mbbp	355 m	Loma Montosa - Tordillo - Punta Rosada - Molles	Buenas condiciones - Punta Rosada 123 m permeables - Sw alta, sin rastros	
YPF.RN.PG.x-3	1974	3385 mbbp	E - vertical ? Esteril	2404 mbbp	2042 mbbp	362 m	Columna estratigráfica en un espalón	Punta Rosada 155 m permeables Perforó Choiyoi y Basamento cristalino.	
YPF.RN.PG.x-4	1974/1975	2753 mbbp	E - vertical ? Esteril	2335 mbbp	1950 mbbp	385 m	Loma Montosa - Tordillo - Punta Rosada - Molles	Punta Rosada 25 m permeables. Alta Sw (Perfiles)	
CAPEX.RN.LK.x-1001	2008	2800 mbbp	E - vertical	2444 mbbp	1952 mbbp	492 m	L.Montosa - Catriel - Punta Rosada - Lajas - Prec.	P. Rosada Estéril - 1963 mbbp- 3% gas - Rastro Aislados seco. Prec. aisl rastros	
CAPEX.RN.LK.x-1003	2008	2100 mbbp	E - vertical	2100 mbbp	2016 mbbp	84 m Parcial	Loma Montosa - Catriel - Punta Rosada	Sin rastros - Posicion estructural mas baja. Se reduce espesor mineralizado	
CAPEX.RN.LK.x-1006	2009	2025 mbbp	Avanzada	2025 mbbp	2016 mbbp	9 m Parcial	Catriel	presencia de gas en Niveles de la Fm Catriel, pobre rendimiento en los ensayos.	
CSJ.RN.Re.x-1	2001	3075 mbbp	E - vertical	1854 mbbp	1728 mbbp	126 m	Precuyo - PC 09 - PC 08	-	
CSJ.RN.KN-1	1997	2500 mbbp	-	2463 mbbp	1948 mbbp	515 m	-	-	
ALTO DEL KAUFFMAN									
Pozo	año	TD	Vertical/dirigido	Fm. Punta Rosada			Objetivo	Observaciones	
				Base	Techo	Espesor			
YPF.RN.KS.x-1	1971	2612 mbbp	E - vertical	2612 mbbp	2257 mbbp	355 m Parcial	-	Punta Rosada Saturado en Agua en su totalidad	
YPF.RN.K.x-2	1970	2820 mbbp	-	2208 mbbp	2065 mbbp	143 m	Quintuco - Tordillo - Lotena y sedim de Choiyoi	Punta Rosada carece de espesor permeable según microperfil. - Sw salada	
SJ.RN.LK.x-1	1997	2500 mbbp	E	2354 mbbp	2150 mbbp	204 m	Loma Montosa - Tordillo - Punta Rosada - Precuyo	18 a 21% porosidad Punta rosada, pobres tr de Hc	
CSJ.RN.AO.x-1	2000	2703 mbbp	E Vertical	2404 mbbp	2078 mbbp	326 m	Tordillo - Punta Rosada porosidad 21%, Sw 74 % Precuyo-	Aislados parches de Hc entre 2283 y 2388 mbbp punta Rosada. Upper Prec. Aislados rastros	
APS.RN.LKO.x-1001	2010	2581 mbbp	E dirigido	2408 mbbp	2110 mbbp	298 m	Punta Rosada - Precuyano (Fm Kauffman)	2354 2360 produce Punta Rosada 1800 h&h 15% Agua	
APS.RN.LKO.x-1003	2011	2500 mbbp	E dirigido	2407 mbbp	2109 mbbp	298 m	Punta Rosada - Precuyano (Fm Kauffman)	Aislados rastros - Prec sin rst Saturada en agua la capa del x-1001 (Punta R)	
APS.RN.LKO.x-1004	2011	2500 mbbp	Avanzada dirigido	2377 mbbp	2114 mbbp	263 m	Punta Rosada - Precuyano (Fm Kauffman)	Saturada en agua la capa del x-1001 (Punta R) Aislados rastros - Prec sin rst	
SHELL.RN.SK-1	1963	2490 mbbp	E	-	-	-	Entre Lomas y Piedras Blancas	-	
CAPEX.RN.LK.x-1002	2009	2963 mbbp	E - vertical	2370 mbbp	2109 mbbp	261 m	L.Montosa - Base de Punta Rosada - Lajas - Prec.	Las formaciones debajo de Tordillo solo muestran gas residual, sin rastros	
cota 354 m									
SECTOR SUR									
Pozo	año	TD	Vertical/dirigido	Fm. Punta Rosada			Objetivo	Observaciones	
				Base	Techo	Espesor			
YPF.RN.GR.e-7	-	2309 mbbp	E	-	-	-	-	-	
YPF.RN.GR.a-8	1973	2370 mbbp	Avanzada	-	-	-	Techo Punta Rosada (RN GR-x -6 y 3)	Productivo de petroleo (RN GR-x -6 y 3) Abandonado por improductivo - agua-	
YPF.RN.ER.x-1	1969	2905 mbbp	E - vertical	2750 mbbp	2354 mbbp	396 m	Quintuco - Tordillo y Petrolifera?	Abandonado - Improductivo	
YPF.RN.ER.x-2	1979	2802 mbbp	E - vertical	2708 mbbp	2345 mbbp	363 m	Quintuco - Tordillo - Lotena	Saturado en agua	
YPF.RN.EC.x-1	1969	2519 mbbp	-	-	-	-	Quintuco - Tordillo y Petrolifera?	Saturado en agua	
YPF.RN.EC.x-2	1970	2811 mbbp	E - vertical	-	-	-	Tordillo y Punta Rosada	Abandonado e improductivo.	
YPF.RN.EC.x-3	1973	2704 mbbp	E - vertical	-	-	-	Tordillo y Punta Rosada	Abandonado e improductivo.	
YPF.RN.EC.x-4	1974	2048 mbbp	E - Vertical	1892 mbbp	1818 mbbp	74 m	Punta Rosada	Saturado en agua, buen espesor permeable. Pozo estéril	
YPF.RN.BN.x-1	1972	4363 mbbp	E - Vertical	2746 mbbp	2313 mbbp	433 m	Fluidos que infrayacen a Punta Rosada	Punta Rosada 240 m permeables. 15 a 22%. Saturadas en Agua. Estéril	
PC.RN.ESN.x-1001	1992	3000 mbbp	Vertical	2318 mbbp	2560 mbbp	242 m	Fms. Quintuco, Sas Blancas y Punta Rosada	-	
CSJ.RN.LA.x-1	2001	2733 mbbp	E	2643 mbbp	2331 mbbp	312 m	Loma Montosa - Tordillo Punta Rosada	Datos petrofísicos de punta Rosada. Pozo seco. Abandonado	
SJ.RN.CCh.x-1	1999	1990 mbbp	E	1882 mbbp	1770 mbbp	112 m	Loma Montosa - Tordillo Punta Rosada	18 a 24% saturado en agua. Abandonado improductivo.	
PC.RN.CR.x-1001	1992	2447 mbbp	E	1884 mbbp	1710 mbbp	174 m	Loma Montosa - Tordillo Punta Rosada	Abandonado por improductivo.	
CSJ.RN.ELR.x-1	2000	2760 mbbp	E	1711 mbbp	1622 mbbp	89 m	Precuyo y Cuyo	Abandonado por improductivo.	
CAPEX.RN.LKS.x-1001	2016	2800 mbbp	Desarrollo - vertical	2639 mbbp	2233 mbbp	406 m	Punta Rosada - Precuyano (Fm Kauffman)	Aislados rastros - en Punta Rosada - Precuyo Sin rastros. Abandonado sin entubar	

Figura 17: Planilla Excel con la información principal de los 32 pozos perforados en el área de Loma Kauffman, encontrándose el nombre del pozo, año de perforación, TD, base y techo de la Formación Punta Rosada, objetivos y observaciones.

- **Sector Norte**

El área cuenta con un total de 8 pozos perforados desde el año 1973, encontrando el pozo YPF.RN.PG. x-2 (Puesto González), hasta el año 2009 conformado por el pozo CAPEX.RN.LK.x-1006 (Loma Kauffman). Constataron perforaciones totales (Total Depth) entre los 2025 mbbp, en el pozo CAPEX.RN.LK.x-1006 (Loma Kauffman), hasta 4139 mbbp en el pozo YPF.RN.PG. x-2 (Puesto González). Todos los pozos son exploratorios verticales, y en general, son multiobjetivos, buscando encontrar sectores de interés en las formaciones Loma Montosa, Catriel, Punta Rosada, Molles, Lajas y el Precuyano, excepto el pozo CAPEX.RN.LK.x-1006, que intentó aumentar la producción gasífera correspondiente a la Formación Catriel, productora de gas en los pozos CAPEX.RN.LK.x-1001 (Loma Kauffman) y CAPEX.RN.LK.x-1003 (Loma Kauffman).

Se encuentra presente en cada uno de ellos la Formación Punta Rosada, con espesores parciales entre 9 y 84 m en los pozos CAPEX.RN.LK.x-1003 y CAPEX.RN.LK. x-1006, correspondiente a la profundidad final perforada, y espesores totales entre 250 a 500 metros, en los pozos restantes del sector. La Formación Punta Rosada presenta buenos espesores permeables y aislados a nulos rastros de hidrocarburo seco, en algunos pozos a través de microperfiles se constató que la formación se encuentra saturada en agua o estéril.

- **Sector Alto del Kauffman**

Constituido con un total de 9 pozos perforados, encontramos el primer pozo del área de Loma Kauffman concretado en el año 1963 por la empresa SHELL, denominado SHELL.RN.SK-1 (Shell Kauffman), con escasa información y poco legible. También, encontramos los pozos APS.RN.LKO.x-1001 (Loma Kauffman Oeste), APS.RN.LKO.x-1003 (Loma Kauffman Oeste), APS.RN.LKO.x-1004 (Loma Kauffman Oeste), y CAPEX.RN.LK.x-1002 (Loma Kauffman), perforados entre los años 2009 y 2011. Los pozos son de carácter exploratorio verticales a excepción de los pozos APS.RN.LKO.x-1001, APS.RN.LKO.x-1003, catalogados como exploratorios dirigidos y el pozo APS.RN.LKO.x-1004, de avanzada.

Al igual que en el Sector Norte, las perforaciones son multiobjetivos principalmente en las Formaciones Loma Montosa, Quintuco, Tordillo, Lotena, Punta Rosada, Piedras Blancas, Precuyano y sedimentitas del Grupo Choiyoi. La Formación Punta Rosada se encuentra presente en todos los pozos con espesores variables entre 200 y 350 m, El pozo YPF.RN.K.x-2 (Kauffman), tiene 143 metros perforados de la Formación Punta Rosada, en una suave culminación, la que se insinúa en el flanco sur del máximo de Puesto Kauffman. El pozo CSJ.RN.AO.x-1 (Anticlinal Oeste) presenta una litología predominantemente arenosa que podría ser explicada por la posición en el Alto del Kauffman.

El pozo dirigido APS.RN.LKO.x-1001 fue el único descubridor, productor de petróleo en la Formación Punta Rosada, cuyos objetivos de la perforación fueron dicha formación en conjunto con areniscas y vulcanitas de la Formación Kauffman, roca madre Precuyana, la que resulto sin interés. Su desarrollo fue de 298 metros presentando un predominio de psamitas gruesas representadas por areniscas conglomerádicas anaranjadas grisáceas, cuarzosa, con líticos, subredondeada a subangular, pobremente seleccionada. Presenta una matriz arcillosa, y en parte silíceo, con intercalaciones de limoarcilita rojo grisáceo, compacta, y una arenisca anaranjada rojiza, media a gruesa, cuarzosa, poco consolidada a suelta.

El background de gas a lo largo de toda la formación oscilo en 300 ppm, cuya cromatografía promedio fue de C1: 100 %. Se observaron algunos picos de gas, representados en 2112 mbbp con 8950 ppm, en 2384 mbbp con 5000 ppm y por último en 2404 mbbp con 3100 ppm (Figura 18).

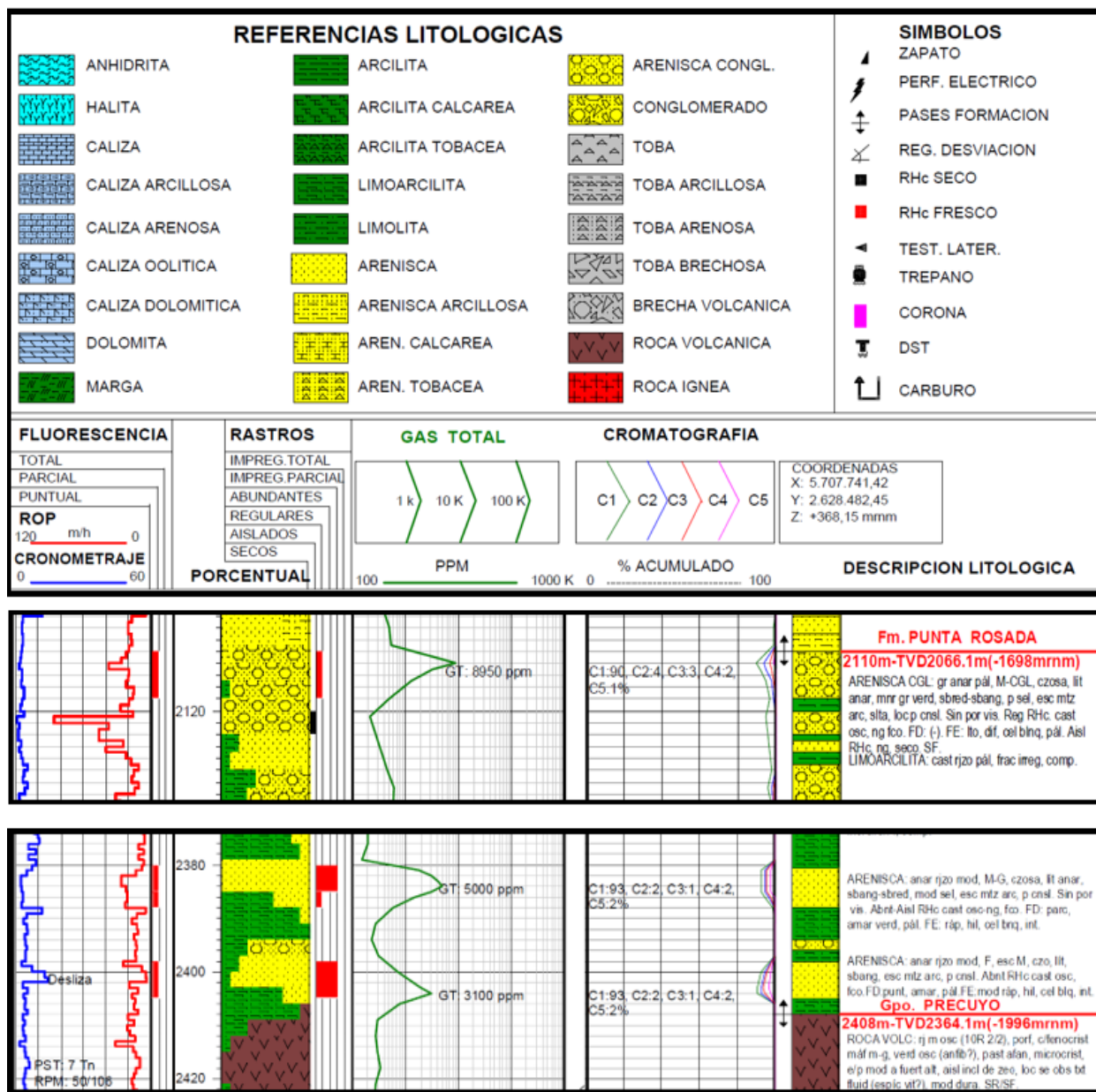


Figura 18: Fragmentos de Masterlog correspondiente al pozo APS.RN.LKO.x-1001 mostrando las referencias, picos de gas y los rastros de hidrocarburos presentes en la Formación Punta Rosada, en conjunto con la litología.

Los rastros de Hidrocarburo fueron aislados, secos y frescos de acuerdo al siguiente detalle (Figura 18):

- 2110 mbbp a 2118 mbbp: Aislados a regulares RHc (Rastros de Hidrocarburo) castaño oscuro, negro fresco, FD (Fluorescencia Directa) (-). FE (Fluorescencia de Extracción): lento, difuso, celeste blanquecino pálido.



- 2120 mbbp a 2124 mbbp: Muy aislados RHc secos, negros. SF.
- 2380 mbbp a 2385 mbbp: Abundantes RHc negros, frescos. FD: parcial, amarillo verdoso pálido. FE: rápido, en hilos, celeste blanquecino, intenso.
- 2385 mbbp a 2388 mbbp: Aislados RHc castaño oscuro a negro, frescos. FD: puntual, amarillo verdoso, pálido. FE: rápido, en hilos, celeste blanquecino intenso.

Se obtuvieron testigos rotados en una carrera tanto en niveles basales como superiores de la Formación Punta Rosada con los siguientes resultados:

### **Sección superior de Punta Rosada**

- **2111.2 mbbp – total recuperado 35 mm.** Constituido por una arenisca gris verdoso claro, fina a mediana, cuarzosa, líticos anaranjados, verdosos claros, subredondeada, pobre selección, escasa matriz arcillosa y escaso cemento silíceo, moderadamente consolidada; escasa porosidad visual. **Regulares RHc, castaño claro, fresco. FD: Parcial, amarillo ocre, apagado. FE: rápido, en hilos, celeste blanquecino, pálido.**
- **2112.2 mbbp – total recuperado 38 mm.** Constituido por una arenisca gris verdoso, mediana a gruesa, menor muy gruesa, cuarzosa, líticos anaranjados, verdosos claros, subredondeada, pobre selección, escasa matriz arcillosa y cemento silíceo, moderadamente consolidada; escasa porosidad visual. **Abundantes RHc, castaño oscuro, fresco, aspecto residual. FD: Parcial, amarillo ocre, pálido. FE: rápido, en hilos, celeste blanquecino, intenso.**

### **Sección basal de Punta Rosada**

- **2382 mbbp – total recuperado 45 mm.** Encontrando una arenisca gris castaño, fina a mediana, cuarzo, abundantes líticos anaranjados, menor gris verdoso, subangular, moderada selección, escasa matriz arcillosa y escaso cemento silíceo, consolidada; moderada porosidad visual. **Abundantes RHc, castaño**

**oscuro-negro, fresco, aspecto residual. FD: Total, amarillo ocre, pálido. FE: moderadamente rápido, en hilos, celeste blanquecino, pálido.**

- **2383.5 mbbp – total recuperado 38 mm.** Representado por una arenisca rojo grisáceo, mediana a muy gruesa, cuarzosa, líticos anaranjados, menos verdosos claros, subredondeada, moderada selección, escasa matriz arcillosa y cemento silíceo, consolidada; escasa porosidad visual. **Abundantes RHc, castaño oscuro-negro, fresco, aspecto residual. FD: Parcial, amarillo ocre, pálido. FE: moderadamente rápido, en hilos, celeste blanquecino, moderado.**
- **2384.7 mbbp – total recuperado 38 mm.** Conformado por una arenisca rojo grisáceo, mediana a gruesa, cuarzosa, líticos anaranjados, menos verdosos claros, subredondeada, moderada selección, escasa matriz arcillosa y cemento silíceo, consolidada; escasa porosidad visual. **Abundantes RHc, castaño oscuro-negro, fresco, aspecto residual. FD: Total, amarillo ocre, pálido. FE: moderadamente rápido, en hilos, celeste blanquecino, moderado.**
- **2399.7 mbbp – Sin especificar total recuperado.** Encontrando una arenisca conglomerádica rosa anaranjado moderado, gruesa a conglomerádica, cuarzosa, líticos anaranjados, escasos verdosos, subredondeada, pobre selección, escasa matriz arcillo-arenosa, escaso cemento silíceo, poco consolidada. **Regulares RHc castaños moderado oscuro, frescos. FD: (-). FE: lento, difuso, celeste blanquecino, pálido. Se observan gotitas de Hidrocarburo.**
- **2401 mbbp – total recuperado 20 mm.** Constituido de una arenisca gris anaranjado grisáceo, fina a mediana, cuarzo, abundantes líticos anaranjados, menor gris verdoso, subangular, subredondeada, moderada selección, escasa matriz arcillosa y escaso cemento silíceo, consolidada; buena porosidad visual. **Impregnación parcial de RHc castaño moderado, fresco. FD: total amarillo ocre, apagado. FE: rápido, en hilos, celeste blanquecino intenso.**
- **2402.5 mbbp – total recuperado 30 mm.** Representado por una arenisca gris anaranjado grisáceo, fina a mediana, cuarzo, abundantes líticos anaranjados, menor gris verdoso, subangular, subredondeada, moderada selección, escasa

matriz arcillosa y escaso cemento silíceo, consolidada; buena porosidad visual. **Impregnación parcial de RHc castaño moderado, fresco. FD: total amarillo ocre, apagado. FE: rápido, en hilos, celeste blanquecino intenso.**

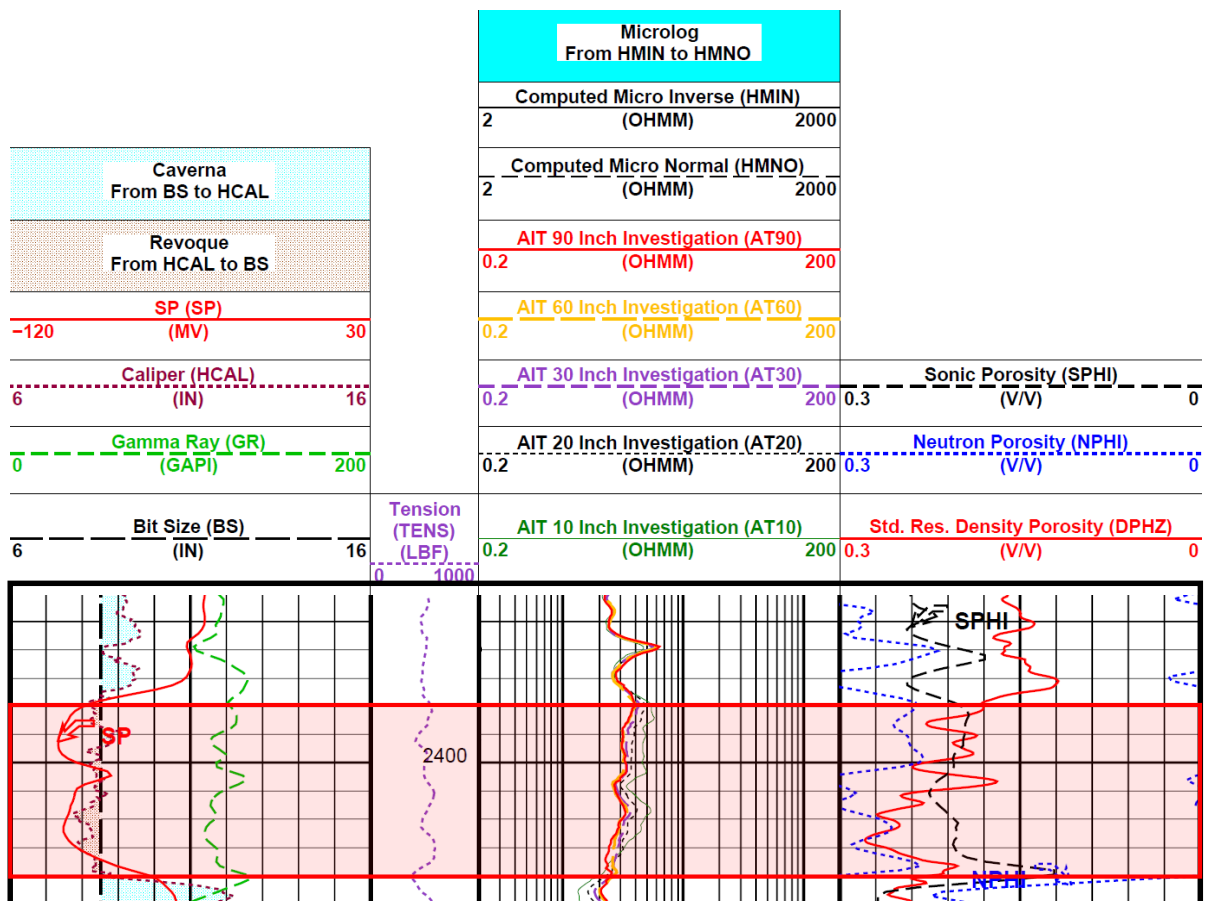
Se puede concluir que los testigos rotados, con los tramos recuperados, presentaron evidencias de abundantes a regulares rastros de hidrocarburos frescos e impregnaciones parciales, con litologías favorables, principalmente areniscas y areniscas conglomerádicas, evidenciando que nos encontramos dentro de un reservorio de Punta Rosada, con altas probabilidades de encontrar hidrocarburo. Para ello, se procedió a ubicar el horizonte de producción para efectuar a posteriori los punzados en las profundidades más favorables.

El techo del horizonte en producción se ubicó en 2366,3 mbbp con un espesor total de 23 metros y un espesor permeable de 9 metros, presentando una porosidad del 19 % cuya saturación de agua ( $S_w$ ) fue del 35 %, obtenidos a partir de la interpretación de perfiles, realizándose los siguientes punzados:

- 1. Desde 2401 mbbp a 2404 mbbp.*
- 2. Desde 2398 mbbp a 2400 mbbp.*
- 3. Desde 2381,5 mbbp a 2385 mbbp.*

El resultado de los ensayos demostró que fue productor de petróleo, según la descripción del análisis, en la base de Punta Rosada (Figura 19), siendo exitoso el intervalo punzado desde 2398 mbbp a 2404 mbbp. La capa superior incluida dentro del espesor útil, presentó posible daño por invasión, observándose petróleo emulsionado en una primera instancia, y en la última carrera no constató nivel ni extrajo fluido.

Los pozos próximos al descubridor de Petróleo; APS.RN.LKO.x-1003 y APS.RN.LKO.x-1004 resultaron improductivos estériles y en el pozo CAPEX.RN.LK.x-1002 las formaciones por debajo de Tordillo solo muestran gas residual, sin rastros.



**Figura 19:** Perfil combinado del pozo APS.RN.LKO.x-1001, mostrando dentro del rectángulo color rojo, el sector punzado con éxito en la base de la Formación Punta Rosada. Se observan valores entre 110 a 130 API en el GR, una deflexión en el SP con valores de -100 MV y buenos valores en la curva de resistividad, alrededor de 6 OHMM.

A lo largo de toda la secuencia perforada de la Formación Punta Rosada en el pozo APS.RN.LKO. x-1001, se observaron algunos sectores con potencial para alojar hidrocarburos, con buenos valores petrofísicos (Figura 20). Dichos sectores se encuentran por encima de la capa productiva hacia la base de la Formación entre 2398 mbbp y 2404 mbbp, dándonos la idea que los reservorios no se encuentran siempre en conexión, y algunos, de manera aislada en lentes que no presentan continuidad lateral, confirmándolo en los pozos APS.RN.LKO.x-1003 y APS.RN.LKO. x-1004, que buscaban producir de la misma capa, pero se encontró únicamente con aislados rastros de hidrocarburos, saturados en agua, evidenciando que no migró el petróleo, ya que se encuentra en una misma posición estructural.

		<b>Microlog</b> From HMIN to HMNO								
<b>Caverna</b> From BS to HCAL		Computed Micro Inverse (HMIN)								
		2	(OHMM)	2000						
		Computed Micro Normal (HMNO)								
		2	(OHMM)	2000						
<b>Revoque</b> From HCAL to BS		AIT 90 Inch Investigation (AT90)								
		0.2	(OHMM)	200						
SP (SP)		AIT 60 Inch Investigation (AT60)								
-120	(MV)	30	0.2	(OHMM)	200					
Caliper (HCAL)		AIT 30 Inch Investigation (AT30)		Sonic Porosity (SPHI)						
6	(IN)	16	0.2	(OHMM)	200	0.3	(V/V)	0		
Gamma Ray (GR)		AIT 20 Inch Investigation (AT20)		Neutron Porosity (NPHI)						
0	(GAPI)	200	0.2	(OHMM)	200	0.3	(V/V)	0		
Bit Size (BS)		Tension (TENS)		AIT 10 Inch Investigation (AT10)		Std. Res. Density Porosity (DPHZ)				
6	(IN)	16	0	1000	0.2	(OHMM)	200	0.3	(V/V)	0
		(LBF)								

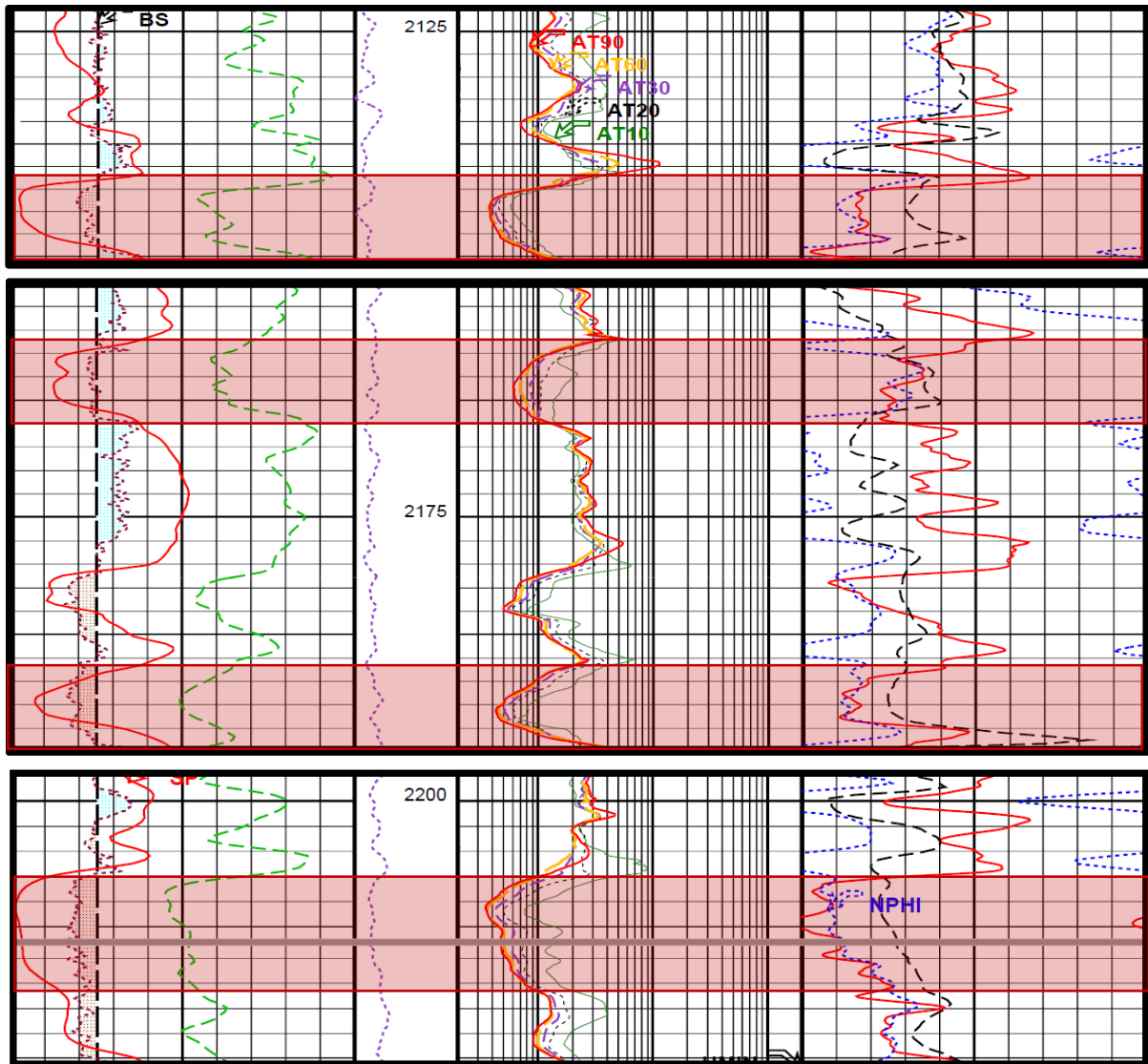


Figura 20: Perfil combinado del pozo APS.RN.LKO.x-1001, evidenciando en rectángulos color rojo, sectores superiores al productor de petróleo (2398 mbbp – 2404 mbbp), con buenos valores petrofísicos pero saturados en agua. Sin rastros ni manifestaciones de hidrocarburo.

- **Sector Sur**

Dentro del Sector Sur, encontramos un total de 15 pozos perforados desde el año 1969, siendo el pozo YPF.RN.ER.x-1 (Estación Roca) y el YPF.RN.EC. x-1 (Estación Cervantes) los más antiguos, hasta el año 2016 conformado por el pozo CAPEX.RN.LKso.x-1001 (Loma Kauffman).

Con excepción del pozo YPF.RN.GR. a-8 (General Roca), de avanzada, el resto de las perforaciones fueron de carácter exploratorio, multiobjetivos, principalmente en las Formaciones Loma Montosa, Quintuco, Sierras Blancas, Tordillo, Lotena, Punta Rosada y el Precuyano.

En la Formación Punta Rosada, se constataron espesores entre 200 y 450 metros, con excepciones de los pozos SJ.RN.CCh.x-1 (Cerro Chato) y PC.RN.CR.x-1001 (Colonia Rusa) con un total de 112 metros y 174 metros respectivamente, y los pozos YPF.RN.EC.x-4 (Estación Cervantes) y CSJ.RN.ELR.x-1 (Estancia La Rosita), con espesores de 74 y 89 metros. Dicha variación se debe a la posición estructural en la que se encuentran. El pozo SJ.RN.CCh.x-1 presenta un entrapamiento en cuatro direcciones y una componente estratigráfica debido al adelgazamiento de los reservorios contra el flanco del alto de Manquillao, al igual que el pozo PC.RN.CR.x-1001 asociado a una estructura positiva al bloque hundido de la Falla Rio Negro, elemento de carácter regional. El pozo YPF.RN.EC.x-4 presentó únicamente 74 metros de espesor, asociándolo a una posible falla, aunque los pozos YPF.RN.EC.x-1, YPF.RN.EC.x-2, y YPF.RN.EC.x-3, dentro del mismo sector, no evidenciaron la presencia de Punta Rosada ya sea por erosión o no depositación, ya que el Grupo Cuyo se acuña hacia el sur hasta el Alto de Cervantes. El pozo CSJ.RN.ELR.x-1 presentó un delgado espesor de Punta Rosada, ya que la trampa es una estructura anticlinal con cierre definido en los niveles inferiores del Grupo Precuyo, pero en los niveles superiores del mismo, la trampa consiste en un cierre contra falla, pendiente arriba de la nariz de la estructura que buza hacia el noroeste, con posibles acuñamientos dentro del Grupo Cuyo.

En consistencia con la mayoría de los pozos del área de Loma Kauffman, la Formación Punta Rosada presenta buenos espesores permeables, con porosidades entre 15% y 24%, saturados en agua.

Dentro de los tres sectores caracterizados (Norte, Alto del Kauffman y Sur), se seleccionaron 25 pozos de interés que atravesaron la Formación Punta Rosada y se generó una nueva planilla Excel (se adjunta como anexo al trabajo), con información puntual de los pozos para luego cargar los datos y trabajar con el software **Kingdom** (Figura 21).

Pozo	Prof. final (mbbp)	Fm. PUNTA ROSADA			x	y	.LAS	ESTADO
		Base (mbbp)	Techo (mbbp)	Espesor (m)				
YPF.RN.PG.x-2	4139	2375	2020	355	5709939	3382943	pdf	EXPLORATORIO E STÉRIL abandonado
YPF.RN.PG.x-3	3365	2404	2042	362	5694788	3387078	NO	EXPLORATORIO E STÉRIL abandonado
YPF.RN.PG.x-4	2753	2335	1950	385	5704192	3386936	NO	EXPLORATORIO E STÉRIL abandonado
CAPEX.RN.LK.x-1001	2800	2444	1952	492	5720088	2644701	SI	EXPLORATORIO GASIFERO
CAPEX.RN.LK.x-1002	2963	2370	2109	261	5701367	2634180	SI	EXPLORATORIO improductivo abandonado
CAPEX.RN.LK.x-1003	2100	2100	2016	84*	5721519	2644929	SI	EXPLORATORIO GASIFERO
CAPEX.RN.LK.x-1006	2025	2025	2016	9*	5720245	2645149	SI	AVANZADA (a evaluar)
CSJ.RN.Re.x-1	3075	1854	1728	126	5705743	2655439	SI	EXPLORATORIO tapon y abandono
YPF.RN.KS.x-1	2612	2612	2257	355*	5696273	3370709	pdf	EXPLORATORIO E STÉRIL
YPF.RN.K.x-2	2820	2208	2065	143	5704023	2631506	NO	EXPLORATORIO improductivo abandonado
SJ.RN.LK.x-1	2500	2354	2150	204	5701618	2624161	SI	EXPLORATORIO improductivo abandonado
CSJ.RN.AO.x-1	2703	2404	2078	326	5707748	2628482	SI	EXPLORATORIO tapon y abandono
APS.RN.LKO.x-1001	2561	2408	2110	298	5707741	2628482	SI	EXPLORATORIO PETROLERO
APS.RN.LKO.x-1003	2500	2407	2109	298	5706907	2627520	SI	EXPLORATORIO tapon y abandono
APS.RN.LKO.x-1004	2500	2377	2114	263	5706907	2627525	SI	EXPLORATORIO improductivo abandonado
CAPEX.RN.LKSo.x-1001	2800	2639	2233	406	5695754	2629909	SI	EXPLORATORIO improductivo abandonado
YPF.RN.ER.x-1	2905	2750	2354	396	5688688	2619772	pdf	EXPLORATORIO improductivo abandonado
YPF.RN.ER.x-2	2802	2708	2345	363	5691036	2630758	pdf	EXPLORATORIO E STÉRIL abandonado
YPF.RN.EC.x-4	2048	1892	1818	74	5681627	3382332	NO	EXPLORATORIO E STÉRIL abandonado
YPF.RN.BN.x-1	4363	2746	2313	433	5700553	2621519	pdf	EXPLORATORIO E STÉRIL abandonado
PC.RN.ESN.x-1001	3000	2560	2318	242	5690116	2628034	NO	EXPLORATORIO E STÉRIL abandonado
CSJ.RN.LA.x-1	2733	2643	2331	312	5688878	2630534	SI	EXPLORATORIO tapon y abandono
SJ.RN.CCh.x-1	1990	1882	1770	112	5690474	2660215	SI	EXPLORATORIO E STÉRIL abandonado
PC.RN.CR.x-1001	2447	1884	1710	174	5674477	3372079	NO	ESTÉRIL abandonado
CSJ.RN.ELR.x-1	2760	1711	1622	89	5706704	2661721	SI	EXPLORATORIO E STÉRIL abandonado

**Figura 21:** Planilla Excel con filtrado de pozos para la carga en el software Kingdom, con datos de profundidad final perforada, tope y base de Punta Rosada, coordenadas de la perforación, presencia o ausencia de archivos las con perfiles eléctricos y estado final del pozo. Los pozos en color rojo (Re.x-1, Cch.x-1 y ELR.x-1) se utilizaron únicamente para complementar datos en el sector este, ya que dichos pozos se encuentran fuera del área de interés.

## b. Interpretación Sísmica

Cuando realizamos una interpretación sísmica, se intenta explicar desde el punto de vista geológico la respuesta del subsuelo que se manifiesta a partir de un arreglo de reflectores sísmico ante la inyección de una onda acústica (Gobbo., 2020). Su principal objetivo es obtener una “imagen geológica” representando lo sucedido en subsuelo, incluyendo fallas y sus rechazos, profundidades y estructuras de los diferentes niveles geológicos, espesores, estratigrafía y litología, discordancias, acuñamientos y ubicación posible de hidrocarburos (DHI - indicadores directo de Hidrocarburos).

Para obtener una imagen representativa del subsuelo, es importante tener en claro las características del área en cuestión, ser consciente de las dificultades y

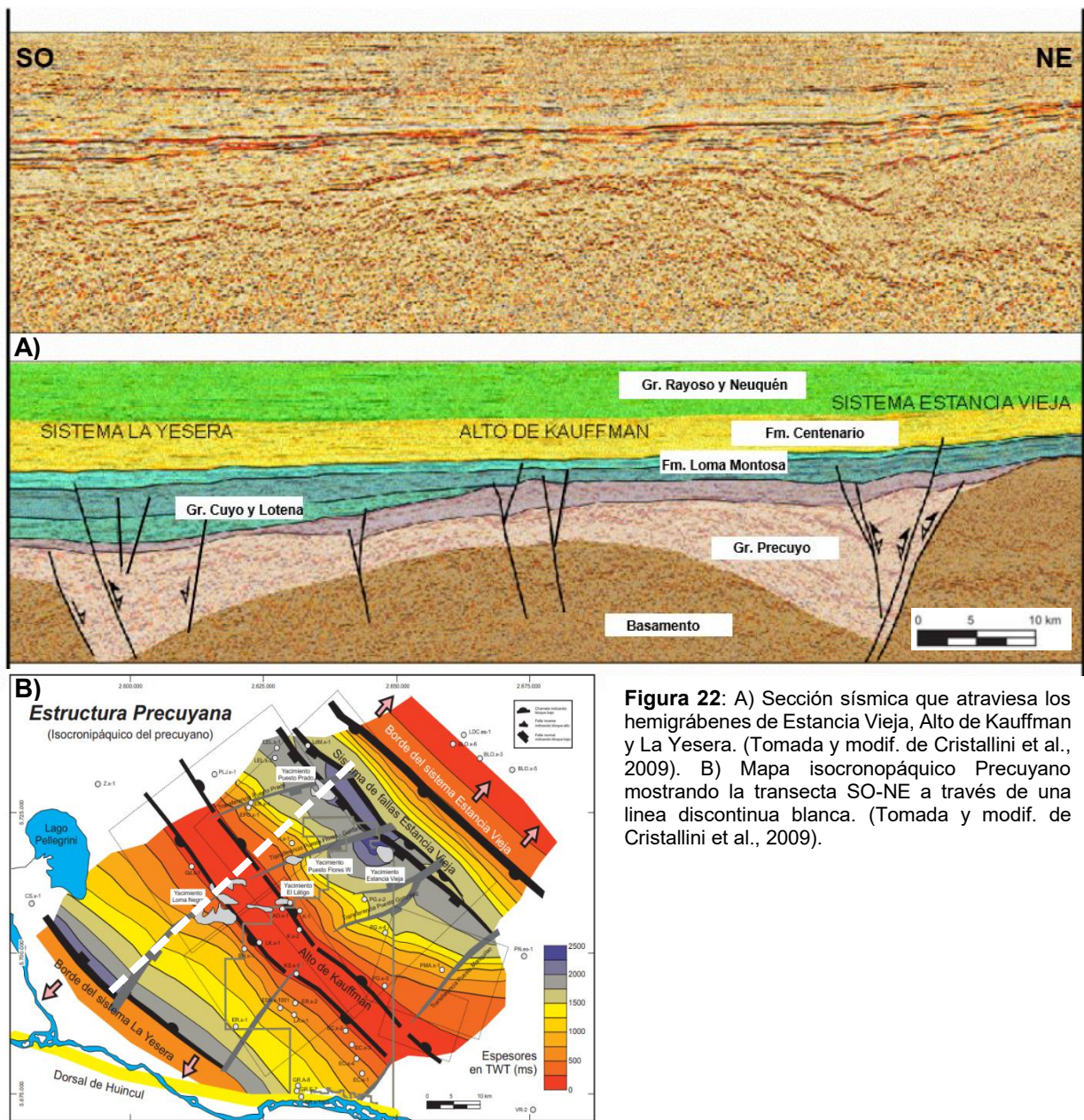


limitaciones que pudieron afectar la adquisición, tener conocimiento de cómo fue procesada la información y conocer el ambiente geológico para utilizar las mejores herramientas y técnicas de interpretación, ya que en sectores con tectonismo suave, la imagen sísmica tiende a ser buena y la interpretación sencilla, a diferencia de zonas más complejas, donde la dificultad será mayor.

La interpretación sísmica ha evolucionado significativamente a lo largo de los años tanto en lo tecnológico como lo metodológico (Gobbo., op.cit.), no obstante, el objetivo principal es identificar las zonas más favorables para la acumulación de Hidrocarburos, estimar el volumen presente y cuantificar el riesgo de que exista o no dicha acumulación. Esto comienza con el mapeo estructural a partir del dato sísmico y el control de datos de pozos.

A partir de los mapas obtenidos, sumando los datos de pozos, la geología de la zona de estudio, los procesos especiales y los análogos presentes en el área, es posible tener una idea del potencial Hidrocarburífero.

El Yacimiento Loma Kauffman cuenta con imágenes sísmicas de muy buena calidad para su interpretación, lo que se evidenció en diversas publicaciones. Como se mencionó con anterioridad, en este proyecto solo se obtuvo un pequeño fragmento del bloque, de manera tal, se optó por visualizar la interpretación sísmica SO - NE realizada por Cristallini et al 2009, representando el Sistema la Yesera, el Alto de Kauffman y el Sistema Estancia Vieja, observando el basamento, fallas que atraviesan los hemigrabenes y la estratigrafía principal del área. (Figura 22).



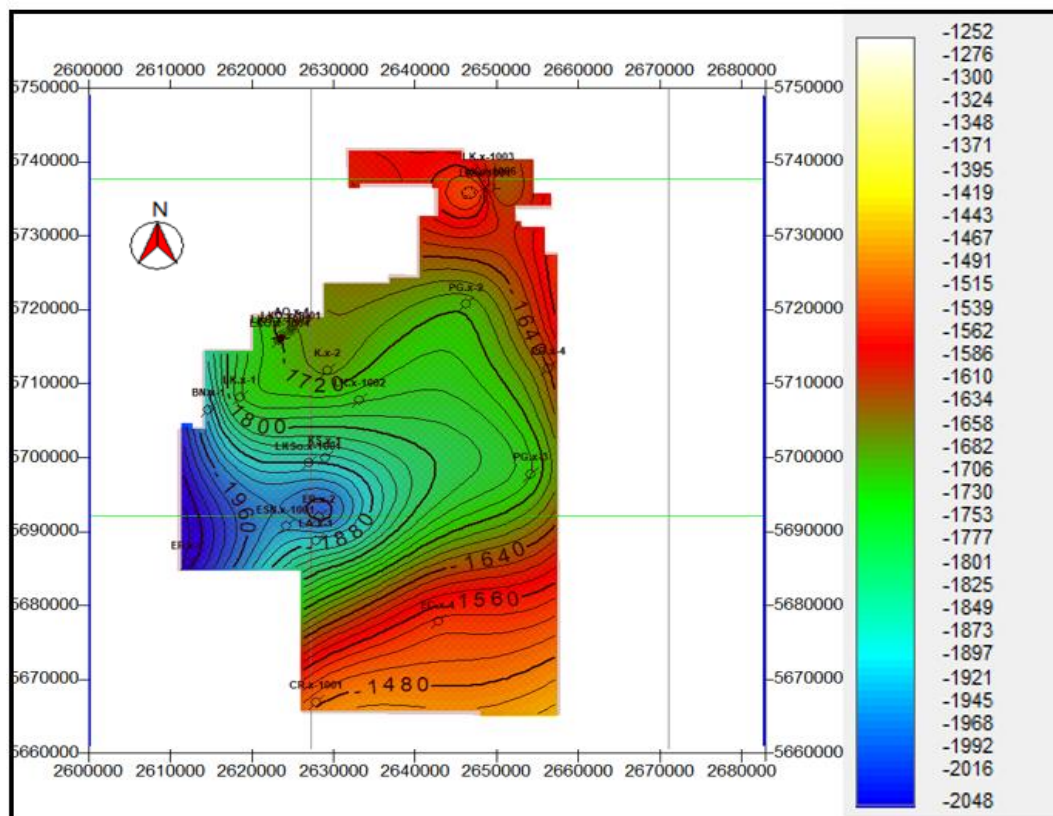
**Figura 22:** A) Sección sísmica que atraviesa los hemigrábenes de Estancia Vieja, Alto de Kauffman y La Yesera. (Tomada y modif. de Cristallini et al., 2009). B) Mapa isocronopáquico Precuyano mostrando la transecta SO-NE a través de una línea discontinua blanca. (Tomada y modif. de Cristallini et al., 2009).

### c. Correlación de Pozos en la Formación Punta Rosada

La correlación de pozos puede ser definida como la determinación de las unidades estructurales y/o estratigráficas equivalentes en tiempo de depositación, edad o posición estratigráfica. La principal finalidad es generar mapas de subsuelo y secciones. Para llevarlas a cabo, es necesario contar con las secciones sísmicas y los perfiles eléctricos presentes en los pozos.

las curvas de registros de pozos eléctricos son utilizadas para delimitar las unidades geológicas de interés, confeccionando mapas del subsuelo y secciones. Estos mapas y secciones son generados con la finalidad de desarrollar una interpretación del subsuelo con el propósito de explorar y explotar reservas de hidrocarburos.

Con el objetivo de representar el comportamiento de la Formación Punta Rosada a lo largo del área de estudio, se realizaron dos mapas estructurales próximos a la base y al tope (Figura 23 y 24), y tres Cross Section (Figura 25), cuya orientación fue principalmente NO-SE (Figura 26, 27 y 28).



**Figura 23:** Mapa estructural próximo al tope de la Formación Punta Rosada en el área de Loma Kauffman



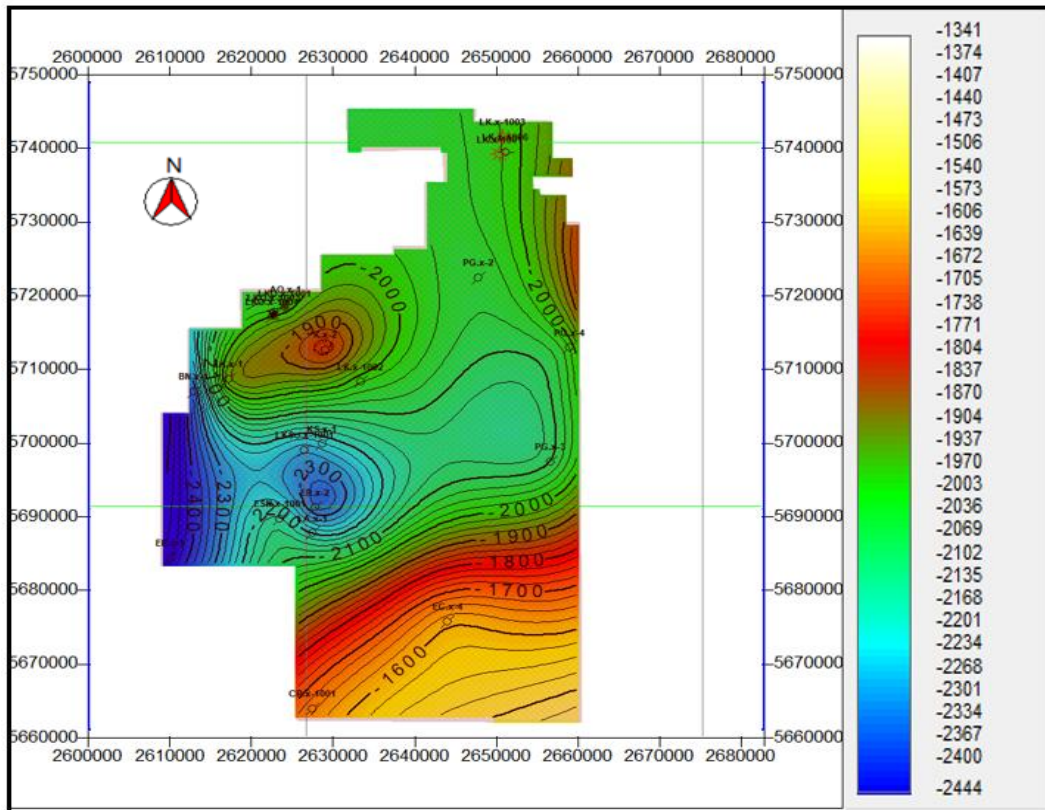


Figura 24: Mapa estructural próximo a la base de la Formación Punta Rosada en el área de Loma Kauffman

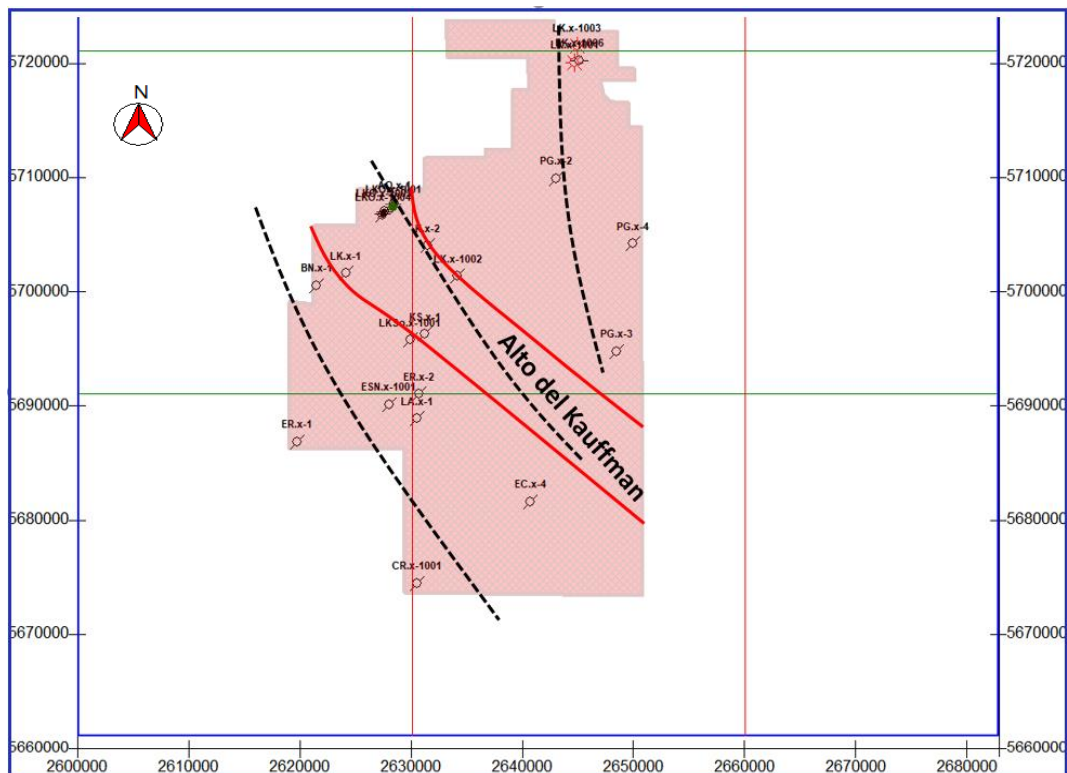
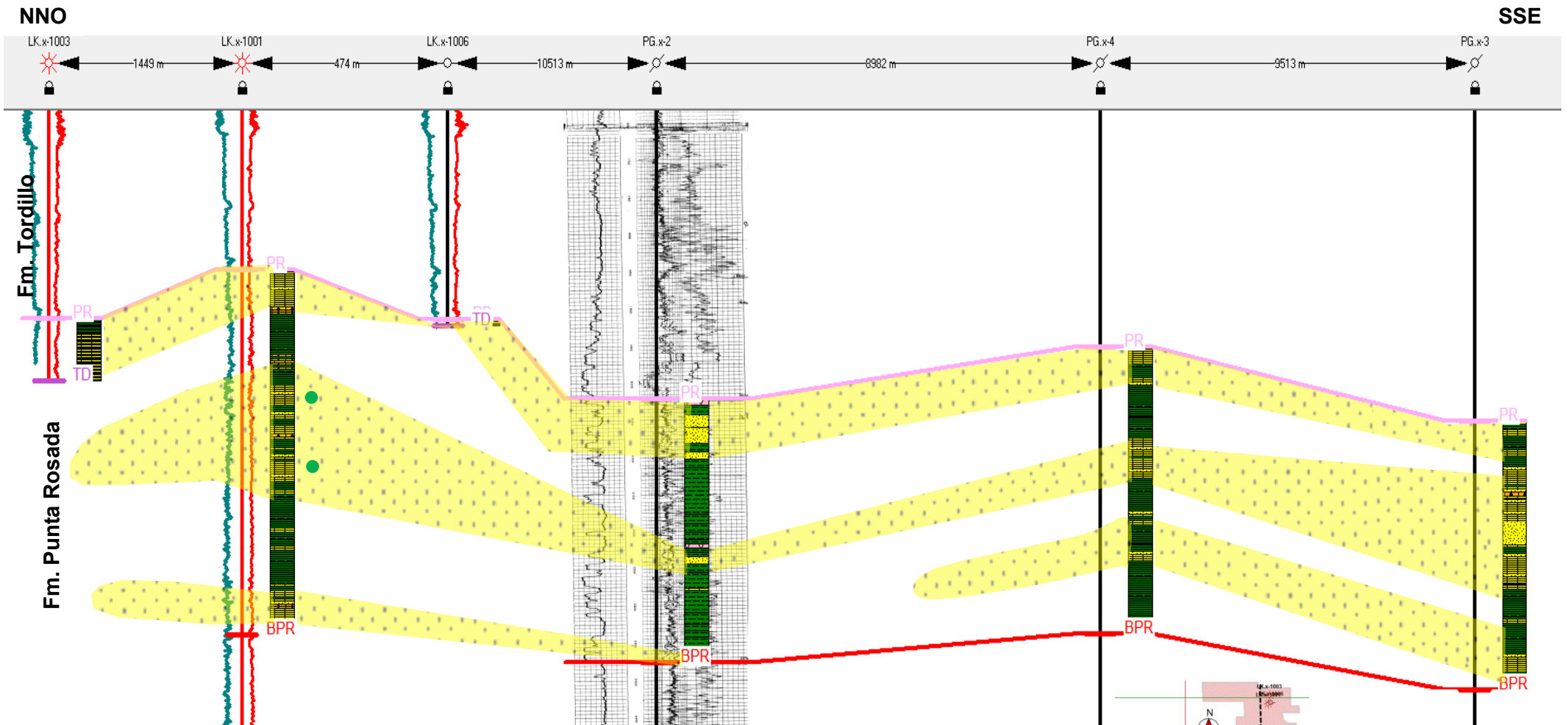
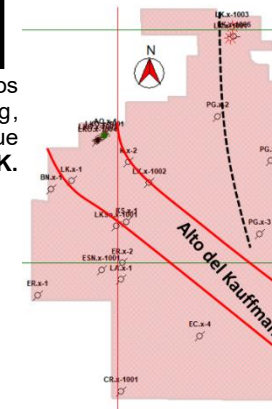


Figura 25: Área de Loma Kauffman con las 3 Cross Section representada con línea punteada color negro, en el Sector Norte, Alto del Kauffman y Sector Sur.

## Sector Norte – Formación Punta Rosada



**Figura 26:** Cross section correspondiente a la Fm. Punta Rosada, en el sector Norte del área de Loma Kauffman con la correlación de los pozos presentes, donde se agregaron los perfiles SP y GR digitales y las planillas escaneadas, en conjunto con la litología a partir del cutting, representando en color amarillo punteado las distintas facies. El círculo verde, representa la presencia de rastros de hidrocarburo. Los pozos que no presentan perfiles, no se encuentran disponibles. De izquierda a derecha: CAPEX.RN.LK. x-1003, CAPEX.RN.LK. x-1001, CAPEX.RN.LK. x-1006, YPF.RN.PG.x-2, YPF.RN.PG.x-4 y YPF.RN.PG.x-3.



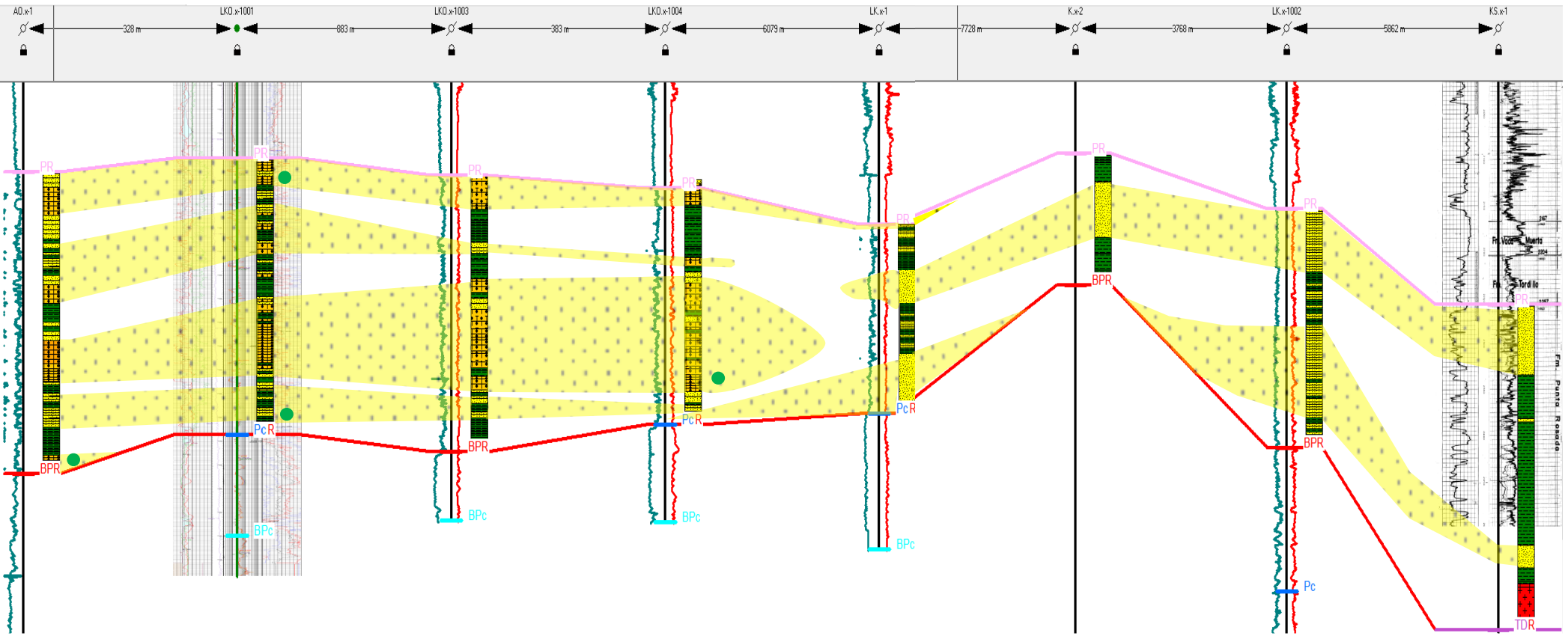
## Sector Alto del Kauffman – Formación Punta Rosada

NO

SE

Fm. Tordillo

Fm. Punta Rosada

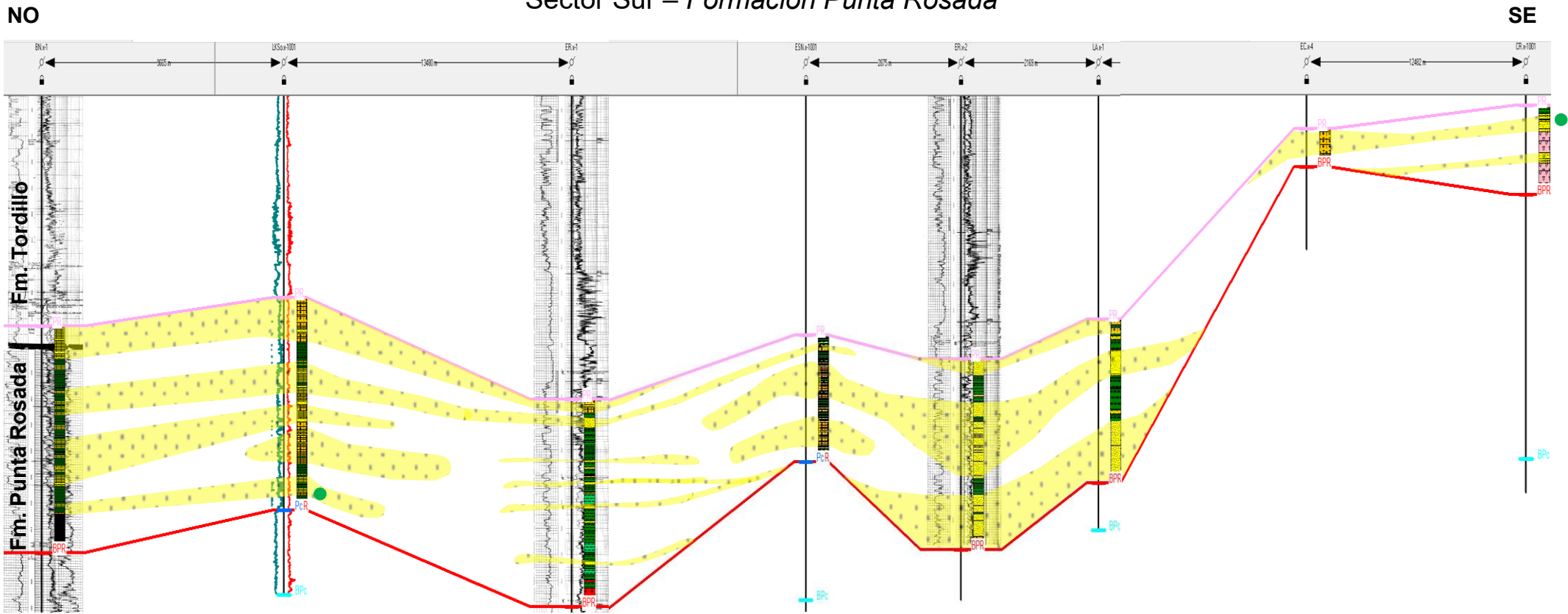


**Figura 27:** Cross section correspondiente a la Fm. Punta Rosada, en el sector Alto del Kauffman. Se observan los perfiles SP y GR, en conjunto con la litología a partir del cutting, representando en color amarillo punteado las distintas facies. Los círculos verdes, representan la presencia de rastros de hidrocarburo. Los pozos que carecen de perfiles, se debe a que no se dispone la información. De izquierda a derecha encontramos los pozos: CSJ.RN.AO.x-1, APS.RN.LKO.x-1001, APS.RN.LKO.x-1003, APS.RN.LKO.x-1004, SJ.RN.LK.x-1, YPF.RN.K.x-2, CAPEX.RN.LK. x-1002 y YPF.RN.K.x-1.

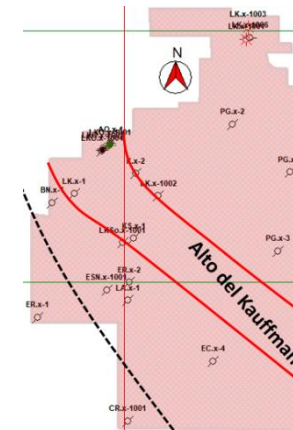




## Sector Sur – Formación Punta Rosada



**Figura 28:** Cross section correspondiente a la Fm. Punta Rosada, en el sector Sur. Encontramos en cada uno de los pozos, perfiles SP y GR y perfiles escaneados con curvas de resistividad. También, se observa la litología a partir del cutting, representando en color amarillo punteado las distintas facies. El círculo verde, representa la presencia de rastros de hidrocarburo. De izquierda a derecha encontramos los pozos: YPF.RN.BN.x-1, CAPEX.RN.LKSo.x-1001, YPF.RN.ER.x-1, PC.RN.ESN.x-1001, YPF.RN.ER.x-2, CSJ.RN.LA.x-1, YPF.RN.EC.x-4 y PC.RN.CR.x-1001.



Una vez generadas las cross section, se realizó una interpretación y correlación a partir de los perfiles eléctricos, en conjunto con los legajos de cutting obtenidos a partir de la perforación, analizando la variación lateral presente en los cuerpos arenosos y pelíticos.

En la primera cross section de orientación NNO-SSE, correspondiente al sector norte, podemos encontrar grandes variaciones litológicas en el sector superior, medio e inferior, pudiendo definir y continuar los cuerpos lateralmente de la siguiente manera:

- **Cross Section: Sector Norte**

El sector superior se encuentra conformado en mayor proporción por litofacies de arenas gris claro a castaño rojizo, mediana a gruesa, subangular a subredondeada, con presencia de líticos verdosos. Presenta una regular selección y una matriz arcillosa, intercalada con delgadas capas de limoarcilita castaño rojizo, que presenta aisladas inclusiones arenosas finas. Dichas arenas, son de origen fluvial, progradantes y granodecreciente. Este sector, carece de porosidad visual y rastros de hidrocarburo. A posteriori de esta secuencia descrita, encontramos potentes cuerpos pelíticos, que reflejan periodos somerizantes a lo largo de toda la transecta.

En el sector medio, encontramos los mayores espesores, representados por psamitas castaño rojizo, media a gruesa y en menor proporción muy gruesa, de origen continental, en conjunto con aislados niveles pelíticos. Presentó aislados rastros de hidrocarburo secos, únicamente en el pozo CAPEX.RN.LK. x-1001. Se observó en los pozos YPF.RN.PG.x-2 y YPF.RN.PG.x-4, un dominio principalmente pelítico, con una tendencia en aumento de arenas hacia el SE, representada por el pozo YPF.RN.PG.x-3, observando una secuencia pelítico-arenosa, producto de una posible falla que podría limitar el alto con un bajo depositacional importante que acumulo material fino y luego fue reemplazado por una secuencia más arenosa.

Hacia la base de la formación, encontramos delgados paquetes psamíticos, con preponderancia de material pelítico muy fino. No se observaron rastros de hidrocarburo en toda la secuencia y se puede observar un acuñaamiento de los niveles arenosos hacia el tope del Precuyano, del Norte al SE, donde se adelgazan considerablemente los espesores de las arenas.

- **Cross Section: Sector Alto del Kauffman**

De orientación NO-SE, La Formación Punta Rosada se encuentra integrada por tres facies principales a lo largo de la transecta generada, encontrando facies conglomerádicas, arenosas y pelíticas. Dichas facies se definieron a partir de electrofacies en complemento con el control geológico.

Las facies conglomerádicas, se encuentran en concordancia con la posición presente en el Alto de Kauffman, y representan el mayor desarrollo vertical y areal. Se caracterizan por colores anaranjados grisáceos, rojizos moderados, cuarzosa con líticos anaranjados y verdosos, subredondeada a subangular, dándonos una idea de la pobre selección que presenta, contiene una matriz arcillosa y localmente cemento silíceo. Se observaron rastros de hidrocarburo secos en el sector superior del pozo APS.RN.LKO.x-1001, y en el sector medio inferior del pozo APS.RN.LKO.x-1004. A partir de su composición y características, esta facies sería el resultado de flujos en masa y procesos tractivos, canalizados. Dicha facies, se encuentra de manera preponderante de norte a sur, llegando al sector más alto, representado por el pozo YPF.RN.K.x-2, donde el material psamítico tamaño medio, prevalece.

La facies pelíticas, se encuentran bien representada a lo largo de toda la secuencia, encontrando los mayores espesores hacia el SE. Lo que respecta al sector superior/medio de la Formación, encontramos una alternancia de aislados niveles pelíticos, de variable espesor, constituido principalmente por limoarcilitas castaño rojizo, gris verde claro, en parte plástica, con fractura irregular y aisladas inclusiones arenosas finas, compacta.

La facies de arenisca, se encuentran en forma subordinada de las secuencias conglomerádicas, o bien como lentes aislados o intercalados principalmente por cuerpos pelíticos, encontrando los mayores espesores hacia el Sur, bien representados en el pozo CAPEX.RN.LK. x-1002, constituido principalmente por areniscas gris claro, castaño rojizo, media a gruesa, en menor medida muy gruesa, con regular a mala selección, matriz arcillosa, poco consolidada. Las arenas basales de la Formación Punta Rosada, en el pozo APS.RN.LKO.x-1001, presentaron regulares a abundantes rastros de hidrocarburo fresco, y fueron productoras de petróleo.

- **Cross Section: Sector Sur**

Por último, dentro del sector sur, de orientación NO-SE, encontramos una amplia distribución litológica, a partir de posibles discordancias y truncaciones como resultado de la existencia de depocentros con subsidencia controladas por fallas y etapas de inversión tectónica, evidenciado por la gran variabilidad de espesores dentro de Formación Punta Rosada.

Desde el NO hacia el SE, encontramos una preponderancia de facies pelíticas, representadas por limolitas, arcilitas y limoarcilitas, con aisladas intercalaciones de niveles arenosos de espesor variable, en algunos sectores en forma de lentes, impidiendo su continuidad lateral.

Hacia el sur, se puede observar el incremento de los niveles arenosos, con grandes espesores, representados por secuencias silicoclásticas. Encontramos principalmente arenas conglomerádicas castaño rojizo, media a gruesa, en menor proporción muy gruesa, con una mala selección, friable a suelta, intercalada con bancos de arenas gris claro, media a fina, subangular a subredondeada, y aislados niveles pelíticos. Se observaron aislados rastros de hidrocarburo secos en el pozo CAPEX.RN.LKSo.x-1001. Próximos al alto, se puede observar el pinch out que representan las arenas y la importante disminución de la columna estratigráfica de la Formación Punta Rosada, con la presencia de aislados rastros frescos de hidrocarburo, correspondientes al pozo PC.RN.CR.x-1001, culminando con delgadas capas de arenisca con gran aporte de material volcánico, encontrando areniscas tobaceas y tobas en su sección basal.

## **7. CONCLUSIONES**

En el presente trabajo se ha analizado la evolución estructural y tectonosedimentaria del área de Loma Kauffman, caracterizando el reservorio correspondiente a la Formación Punta Rosada llegando a las siguientes conclusiones:

- La Formación Punta Rosada, de edad Jurásica Media, es una unidad litoestratigráfica ubicada en la sección superior del Grupo Cuyo y comprende una sucesión de areniscas, areniscas conglomerádicas e intercalaciones de limoarcilita,

de origen fluvial. Representa un amplio desarrollo en toda la región de Loma Kauffman, sin observarse algún control local que condicione los espesores, arreglo de facies o la distribución de los ambientes. El amplio desarrollo de las Facies de Punta Rosada traspasando los antiguos altos, indicó que se encontraba en una etapa de sag, al mismo tiempo que era deformada por compresión oblicua.

- En virtud de la información Aeromagnética, se interpretaron mapas de contornos del campo magnético total, y mapas de campo magnético total reducido al polo, observándose hacia el sur, la presencia de una zona elevada, definiéndose la Dorsal de Huinul. Hacia el norte de la Dorsal, aproximadamente a unos 20 km, encontramos algunos sectores elevados, que representan las potenciales estructuras para alojar hidrocarburos en el bloque. Estas estructuras plegadas, conformada principalmente por anticlinales y sinclinales, presentan una orientación preferencial E-O, entre unos 5 a 10 km de ancho, concordante con las estructuras propuestas en la perforación de los pozos del área.

- En complemento, se verificó con la Geoquímica de Superficie, los sectores favorables con posibles acumulaciones de hidrocarburo en subsuelo. A partir de los datos microbianos y de gas adsorbido, se comprobó que existen zonas en el área de Loma Kauffman que siguen patrones geológicos significativos, agrupándose en racimos, asociado a estructuras donde se encuentran las mayores concentraciones, y que, a partir de las muestras analizadas, se demostró que desde el Alto del Kauffman hacia el SO, se encuentran las mayores anomalías, ayudando a establecer lineamientos o áreas favorables. Hacia el NE del Alto del Kauffman, se corroboraron aislados sectores anómalos asociados principalmente a fallas, pero sin manifestarse en las perforaciones. Únicamente hacia el borde nororiental del bloque, donde coinciden los valores analizados con la producción de gas en los pozos CAPEX.RN.LK.x-1001 y CAPEX.RN.LK.x-1003, en la Formación Catriel.

- En función de los mapas estructurales generados, próximos a la base como al techo de dicha formación, se encontraron coincidentes las estructuras analizadas con los pozos perforados, y pese a los resultados negativos en relación a la propuesta de los pozos, se encuentran buenas estructuras que deberían analizarse aún más en detalle para corroborar si realmente el cierre es en las cuatro direcciones, como se cree, o bien, si hay una pérdida de fluidos en sectores aun no identificados o



visualizados. Motivo por el cual, imposibilitó el cálculo de posibles reservas remanentes del área.

- En base al análisis realizado con los legajos de pozos, se corroboró que la Formación Punta Rosada presenta buenos espesores a lo largo del área, entre 200 y 500 metros, a excepción del sector sur, asociados al Alto de Cervantes, donde se adelgazan o desaparecen, certificándolo en los pozos YPF.RN.EC.x-1, YPF.RN.EC.x-2 y YPF.RN.EC.x-3. Esta gran variación lateral es producto de los periodos extensivos y compresivos afectando directamente el área desde la Formación Loma Montosa, hacia el Precuyano.
- Se verificaron buenos valores petrofísicos a partir de los perfiles eléctricos, e interesantes espesores útiles, encontrándolos saturados en agua. Únicamente se constató la producción de petróleo en el pozo APS.RN.LKO.x-1001, sin poder continuar el reservorio en la misma capa productora, hacia la base de Punta Rosada, en los pozos APS.RN.LKO.x-1003 y APS.RN.LKO.x-1004. Una posible causa, podría ser la gran variación litológica que presenta la Formación, descrita en los párrafos precedentes, demostrando que algunos reservorios se encuentran aislados, sin conexión lateral, principalmente en formas lenticulares, o que presenten una deficiencia en los sellos o en la estructura que los aloja, que no permitió la acumulación del hidrocarburo, pero si nos dejó evidencias a partir de rastros frescos y secos.
- Respecto a la producción, desde el año 2006 al año 2021, a partir de datos oficiales del Instituto Argentino de Petróleo y Gas, en La Provincia de Río Negro, la Formación Punta Rosada cuenta con una producción acumulada de petróleo de 4.463,324 m<sup>3</sup>, 76.522,372 miles de m<sup>3</sup> de gas, y un total de 82.133,030 m<sup>3</sup> de agua.

## 8. RECOMENDACIONES

En función del avance de la caracterización del Play de la Formación Punta Rosada, las buenas condiciones de reservorio que presenta, su extensa columna estratigráfica con muy buenos espesores y los antecedentes productivos en la Cuenca Neuquina, se identificó una zona de interés (lead exploratorio), en el desarrollo estructural y entorno al pozo APS.RN.LKO.x-1001, que amerita a continuar con trabajos aún más detallados junto con la integración de datos faltantes para poder identificar, definir y desarrollar un prospecto exploratorio, evaluando las posibilidades de perforar un nuevo pozo a futuro, haciendo hincapié en corroborar la estructura que almacena el hidrocarburo y como se desarrolla lateralmente, obtener set de perfiles completos (SP, GR, Resistividad, Densidad, Neutrón, FMT), muestras, testigos corona y testigos laterales, que nos permitan realizar una caracterización de las facies presentes, de ser posible, evaluando los sellos que presentan los lentes arenosos e intentar conocer mejor la migración y el comportamiento en el área de Loma Kauffman, ya que en 32 pozos perforados, y siendo uno de los objetivos principales la Formación Punta Rosada, resultaron estériles, pero con manifestaciones e indicios de que el Hidrocarburo se encuentra presente.

## 9. BIBLIOGRAFÍA

- Ardizzone García J., 2002. Tesis doctoral "Análisis de datos aeromagnéticos: metodologías y aplicación al levantamiento aeromagnético de España Peninsular".
- Arregui, C., Carbone, O., y Leanza, H. A., 2011. Contexto tectosedimentario. In: Congreso Geológico Argentino, 18, 29-36.
- Balseley, UR., 1952: "Aeromagnetic surveying", *Advances in Geophysics*. Academic Press Inc. Publishers, y. 1, pp.319-349.
- Barredo, S., Cristallini, E., Zambrano, O., Pando, G. y García, R., 2008. Análisis tectosedimentario del relleno de edad Precuyana y Cuyana Inferior de la región septentrional del alto de Kauffman, Cuenca Neuquina. 7º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (IAPG). Mar del Plata.
- Coronel, M.D., 2020. Tesis Doctoral "Facies, arquitectura y evolución secuencial de sistemas fluviales efímeros en el registro Mesozoico de la Cuenca Neuquina. Implicancias en la elaboración de modelo de facies predictivos y en la caracterización de reservorios convencionales".
- Cristallini, E., Tomezzoli, R., Pando, G., Gazzera, C., Martínez, J., Quiroga, J., Bulher, M., Bechis, F., Barredo, S. y Zambrano, O., 2009. Controles Precuyanos en la estructura de la Cuenca Neuquina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 65(2): 248-264.
- D'elia, L., Bilmes, A., Franzese, J. R., Veiga, G. D., Hernández, M., y Muravchik, M., 2015. Early evolution of the southern margin of the Neuquén Basin, Argentina: Tectonostratigraphic implications for rift evolution y exploration of hydrocarbon plays. *Journal of South American Earth Sciences*, 64, 42-57.
- 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, 257-270.
- Franzese, J.R., y Spalletti, L.A., L.A., Pérez, I. G., y Macdonald, D., 2003. Tectonic and paleoenvironmental evolution of Mesozoic sedimentary basins along the Andean foothills of Argentina (32–54 S). *Journal of South American Earth Sciences*, 16(1), 81-90.
- Gulisano, C.A., Gutiérrez Pleimling y Digregorio, R.E., 1984. Esquema estratigráfico de la secuencia jurásica del oeste de la provincia del Neuquén. 9º Congreso Geológico Argentino. Actas 1: 236-259.
- Howell, J.A., Schwarz, E., Spalletti, L.A., y Veiga, G. D., 2005. The Neuquén basin: an overview. *Geological Society, London, Special Publications*, 252(1), 1-14.

- Interenergy SA., 2007. "Relevamiento geoquímico de superficie en el área de Loma Kauffman, Cuenca Neuquina, Argentina".
- Legarreta, L., Villas, H. J., Cruz, C. E., Laffitte, G.A., Varade. R., 2008. Revisión integrada de los sistemas generadores, estilo de migración – entrapamiento y volumetría de Hidrocarburos en los distritos de la Cuenca Neuquina, Argentina.
- Legarreta, L., Villar, H. J., Laffitte, G.A., Cruz, C.E., y Vergani, G., "Cuenca Neuquina: Balance de masa enfocado a la evolución del potencial exploratorio de los distritos productivos y de las zonas no productivas", IAPG Mar del Plata, 2005.
- Limeres, M., Dajczgewand, D., y Orchuela, I., 2005. Estilo de entrapamiento en el yacimiento Loma Negra, Cuenca Neuquina, provincia de Río Negro. En Kozlowski, E., Vergani, G. y Boll, A. (eds.) Las trampas de hidrocarburos en las cuencas productivas de Argentina. 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mar del Plata): 384 – 390.
- Llambías, E.J., Leanza, H.A., y Carbone, O., 2007. Evolución Tectonomagmática durante el Pérmico al Jurásico temprano en la cordillera del Viento (37°05'S – 37°15'S): Nuevas evidencias geológicas y geoquímicas del inicio de la Cuenca Neuquina. Revista de la Asociación Geológica Argentina, 62 (2): 217-235.
- Mosquera, A., y Ramos, V.A., 2005. Intraplate deformation in the Neuquén embayment. VI Congreso Geológico Argentino. II: 193-202.
- Schiama, M., Hinterwimmer, G., y Vergani, G., IAPG, 2002. Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas Argentinas.
- Vergani, G.D., Tankard, A.J., Belotti, H.J.y Welsink, H.J., 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. Petroleum Basins of South América. AAPG Mem., 62, 383-402.
- YPF., 2015. Geología de la Cuenca Neuquina y sus Sistemas Petroleros.
- Zapata, T., y Folguera, A., 2005. Tectonic evolution of the Andean Fold and Thrust Belt of the southern Neuquén Basin, Argentina.