



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE LA PLATA

TRABAJO FINAL



Especialización en Geociencias de Exploración
y Desarrollo de Hidrocarburos

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DE LA FM. VACA MUERTA EN EL ÁREA DE LOMA JARILLOSA ESTE

Responsable: Antonella Mauro

Director: Juan Reynaldi

Co-Director: Jose Luquez

2023

ÍNDICE

Agradecimientos	1
CAPÍTULO I	2
Introducción	2
Objetivos	3
Material Disponible	3
Metodología de Trabajo	3
CAPÍTULO II	5
Antecedentes	5
Marco Geológico Regional	5
Ubicación del área de estudio: Loma Jarillosa Este	10
Características de la Formación Vaca Muerta	13
Caracterización de Reservorios No Convencionales tipo Shale	17
CAPÍTULO III	22
Desarrollo	22
Análisis de Control Geológico y Perfiles de Pozo	22
Interpretación y Correlación de Perfiles de Pozo	25
Caracterización Petrofísica	36
Caracterización Cromatográfica	40
Caracterización Mineralógica	43
Caracterización Geomecánica	49
CAPÍTULO IV	58
Integración de resultados	58
Evaluación de Niveles con Potencial Productivo	58
Evaluación de Mapas Estructurales, de COT y Espesores	60
Propuesta de Pozo Horizontal	64
CONCLUSIONES	66
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	67

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi familia por haberme apoyado desde el momento en que decidí estudiar Geología. Fue un camino de mucho esfuerzo que valió la pena y una profesión que volvería a elegir siempre.

A los directores de este trabajo final, gracias por el tiempo dedicado y la disposición a ayudarme, orientarme y ser ejemplos para mí como personas y como profesionales.

A la directora Angela Melli y a todos los profesionales de la Especialización en Geociencias de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, por darme la oportunidad de cursar este posgrado, el cual me aportó una mejor preparación para dedicarme a esta Industria que tanto me apasiona.

Por último, me gustaría cerrar con una frase que me identifica y valoro, que dice lo siguiente:

“Me gusta la gente que tiene que luchar por obtener algo, que teniéndolo todo en contra, salen adelante. Esa es la gente que me fascina, la gente fuerte”

Es un orgullo ser Geóloga, y me alegra muchísimo poder especializarme en esta industria que tanto me apasiona. Quiero seguir construyendo un camino, incorporando herramientas y experiencia, para ser una mejor profesional cada día.

CAPÍTULO I

Introducción

El presente estudio cumple con el trabajo final de la Especialización en Geociencias de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, y pretende efectuar una integración y aplicación de los conocimientos adquiridos en la misma.

Mi motivación por desarrollar un trabajo sobre No Convencionales, fue la razón de la elección de dicha temática, con la intención de adentrarme en un área no explorada anteriormente en mi carrera y aportar una investigación valiosa a la industria. Siempre encontré interesante estudiar este tipo de reservorios, ya que representan un desafío para su desarrollo y cumplen un papel significativo en el total de la producción del país.

Este estudio se llevó a cabo con la finalidad de identificar zonas con potencial productivo, como Reservorio No Convencional, en la Fm. Vaca Muerta dentro del Área Loma Jarillosa Este.

La metodología empleada consistió en realizar un análisis e integración de información técnica de pozos, informes regionales del área, perfiles eléctricos, datos petrofísicos, datos cromatográficos, análisis de coronas, cálculo de relaciones geomecánicas, análisis de mapas estructurales y de propiedades tales como COT y espesores, para poder identificar y caracterizar posibles sweet spots y proponer la perforación de un pozo horizontal en dicha área.

La integración de los diferentes tipos de datos utilizados junto con un flujo de trabajo integrado es lo que permite una mejor comprensión y caracterización de la complejidad de la naturaleza de los reservorios no convencionales, además de aportar elementos claves en la decisión de las nuevas locaciones de pozos.

Objetivos

- Identificar niveles con potencial productivo en la Fm. Vaca Muerta y recomendar zonas de interés para su desarrollo.
- Proponer un pozo horizontal a perforar en un nivel de interés en la Fm. Vaca Muerta.

Material Disponible

- Antecedentes Bibliográficos
- Datos de control geológico de pozo
- Datos de un Testigo Corona
- Perfiles eléctricos
- Mapeo Regional
- Softwares utilizados: GO24 y StarSteer.

Metodología de Trabajo

Para la realización de este trabajo, en primer lugar, se llevó a cabo la recopilación y revisión de antecedentes de estudio de la Cuenca Neuquina y de la Fm. Vaca Muerta. Luego, se procedió al análisis de los controles geológicos de 4 pozos: PLU.Nq.LJE.x-1010, PLU.Nq.LJE.x-1011, PLU.Nq.LJE.x-1014, PLU.Nq.LJE.x-1001, con el fin de realizar una descripción litológica de la Fm. Vaca Muerta atravesada por cada uno de ellos.

Como siguiente etapa, se interpretaron los perfiles de pozo, identificándose intervalos de interés productivo, y llevándose a cabo secciones de correlación, aplicando el método Passey, para lograr una mejor interpretación.

Luego, a partir de los datos de un testigo corona del pozo PLU.Nq.LJE.x-1010, se realizó una caracterización petrofísica y mineralógica.

Otro aspecto a considerar es la geomecánica, ya que uno de los objetivos de este trabajo, es proponer la ubicación y orientación de un pozo horizontal, por lo que se tuvieron en cuenta el régimen de esfuerzos actual y distintas relaciones de parámetros geomecánicos como el Módulo de Young y la Relación de Poisson.

Finalmente, se analizaron distintos tipos de mapas, como estructurales, isopáquicos y de COT, con el objetivo de evaluar la ubicación de un pozo horizontal, cuyo target sea un nivel de interés productivo, elegido a partir de la integración de la caracterización petrofísica, cromatográfica, mineralógica junto a los perfiles de pozo.

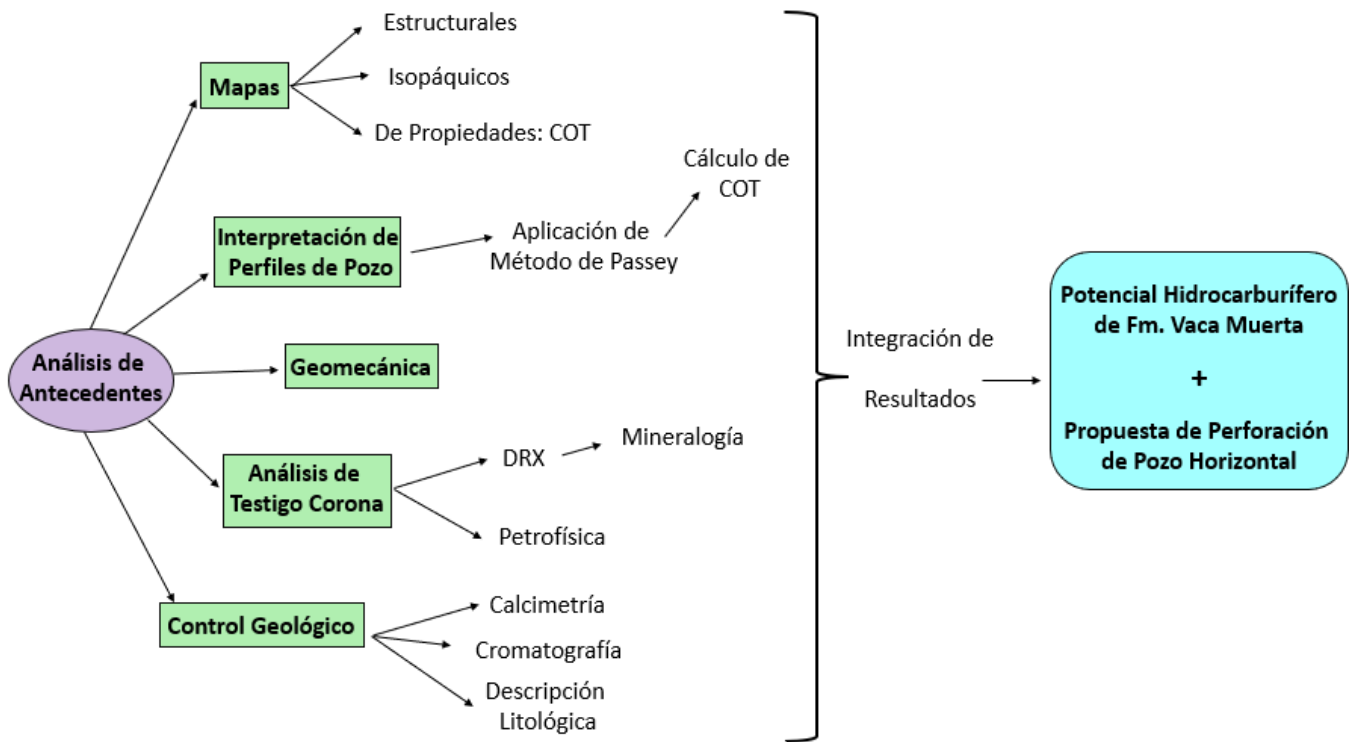


Figura 1: Diagrama de Flujo para Metodología de Trabajo Aplicada.

CAPÍTULO II

Antecedentes

Marco Geológico Regional

Generalidades de la Cuenca Neuquina

A nivel regional, la zona de estudio se encuentra dentro del ámbito de la Cuenca Neuquina, desarrollada en el centro-oeste de la Argentina durante el Jurásico-Cretácico. La misma, cuenta con una superficie aproximada de 137.000 km² y limita al NE con el sistema de la Sierra Pintada; al SE con el Macizo Norpatagónico, mientras que por el O está dado por una estructura de arco volcánico.

Ésta, ha sido considerada una cuenca de retroarco, que registra una columna sedimentaria de más de 6.000 metros de espesor, la cual incluye una sucesión de facies continentales y marinas siliciclásticas, carbonáticas y evaporíticas que abarcan desde el Triásico superior al Paleoceno. Todo el registro fue dividido en tres grandes ciclos sedimentarios, por Groeber (1953): Jurásico, Ándico y Riográndico. El primero corresponde a los Grs. Cuyo y Lotena, mientras que el segundo a los Grs. Mendoza y Rayoso, y el tercero a Grs. Neuquén y Malargüe.

El basamento de la cuenca está representado por el Gr Choyoi, de edad Permo-Triásico, sobre el cual se desarrollan fosas tectónicas de orientación NW-SE.

La evolución geodinámica de la cuenca estuvo controlada por cambios tectónicos vinculados con el margen oeste de Gondwana, que incluyen tres estadios:

- Etapa de Syn-Rift (Triásico superior – Jurásico inferior):

La fase de rift no tiene evidencia de subducción activa sobre el margen oeste de Gondwana.

Se trata de una etapa de subsidencia tectónica donde dominan procesos extensionales, caracterizados por un amplio sistema de fallas transcurrentes, las cuales crecieron e interactuaron para producir hemigrabens. Estos depocentros aislados tenían rumbo noroeste y se intercomunicaron durante la etapa de enfriamiento térmico.

El registro sedimentario correspondiente es conocido como Grupo Precuyo.

- Etapa de Post-Rift (SAG) (Jurásico inferior – Cretácico medio):

Se trata de una etapa de subsidencia térmica, donde se desarrolla una zona de subducción activa de alto buzamiento que estuvo asociada al desarrollo de un arco magmático y condujo a la formación de una cuenca de intra-arco y retroarco, caracterizadas por depósitos de ambientes mayormente marinos.

La Cuenca Neuquina se comporta como una cuenca de retroarco y se conecta al Pacífico a través de los brazos del arco volcánico, con la cuenca de Chañarcillo en Chile.

Esta etapa incluye ciclos transgresivos y regresivos de diferente magnitud. Durante los estadios de mar alto, se estableció un mar relativamente poco profundo con acumulación de lutitas ricas en materia orgánica bajo condiciones anóxicas. En los ambientes de plataforma, litorales y fluviales asociados, se acumularon reservorios integrados por carbonatos y depósitos clásticos (Fm. Los Molles, Fm. Vaca Muerta y Fm. Agrio). Con el nivel del mar bajo, el depocentro de la cuenca tuvo una comunicación restringida a nula con el océano Pacífico, dando lugar al desarrollo de niveles evaporíticos y facies clásticas fluviales y eólicas, los cuales constituyen reservorios muy prolíficos. El registro sedimentario correspondiente abarca los Grupos Cuyo, Lotena, Mendoza y Rayoso.

- Etapa de compresión y cuenca de antepaís (Cretácico superior – Cenozoico):

La cuenca se comporta como una cuenca de antepaís. Se observa una transición a una subducción de bajo ángulo que produce una compresión y subsidencia flexural, con acortamiento cortical y levantamiento del antepaís. Se produce la inversión de las estructuras extensionales previamente desarrolladas. Este proceso de levantamiento de la cordillera produjo el retiro de los mares del Pacífico y permitió la primera transgresión marina procedente del Atlántico durante el cretácico superior durante el Maastrichtiano. En ese momento la cuenca se conecta con la cuenca del colorado.

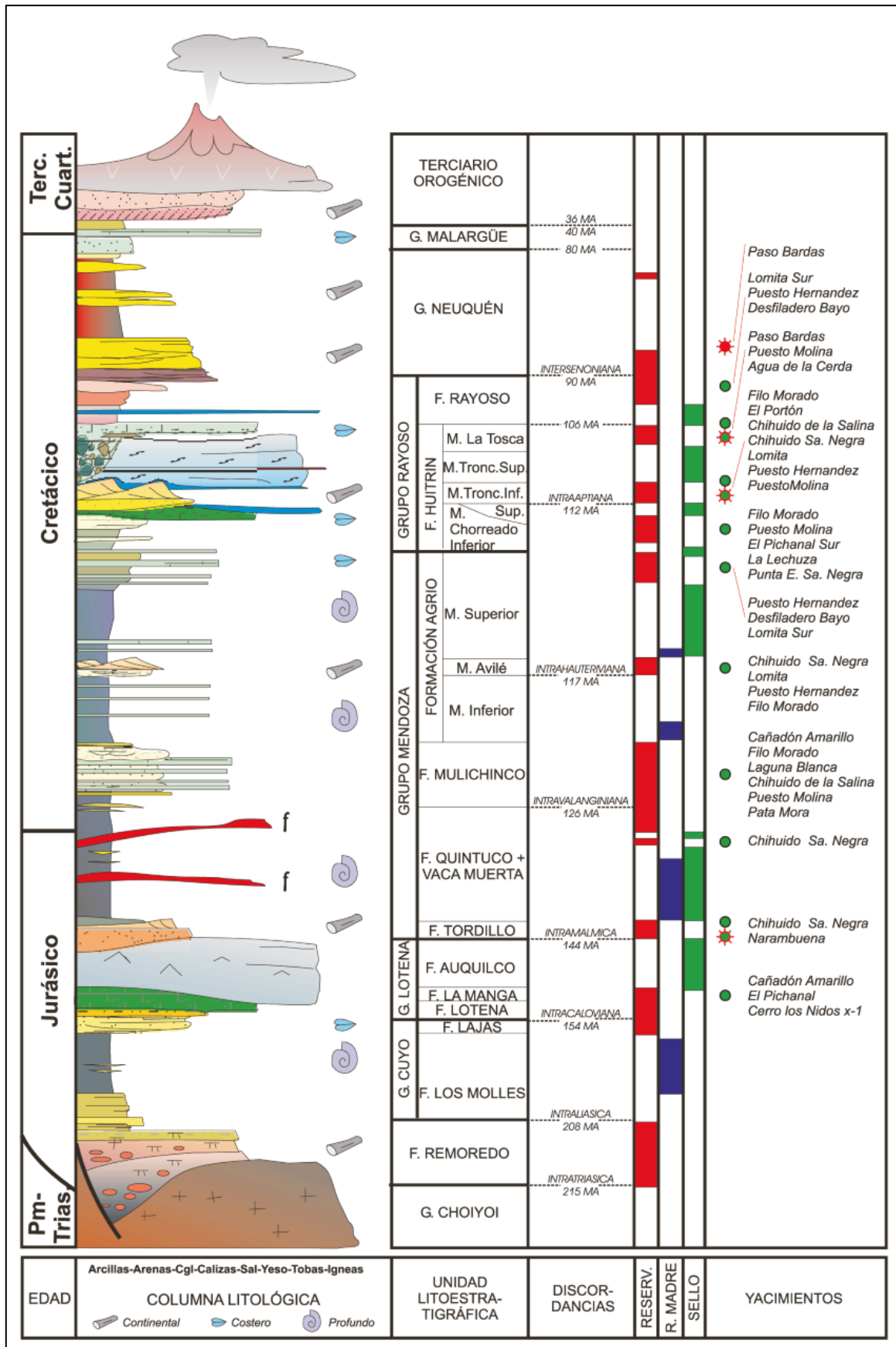


Figura 2: Columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina (Modificado de Mosquera y Ramos, 2005).

Regiones Morfoestructurales de la Cuenca Neuquina

En líneas generales, en la Cuenca Neuquina se reconocen seis regiones morfoestructurales:

1. Faja Plegada
2. Alto de los Chihuidos
3. Plataforma Nororiental
4. Región del Engolfamiento
5. Dorsal de Huin cul
6. Sur de la Dorsal

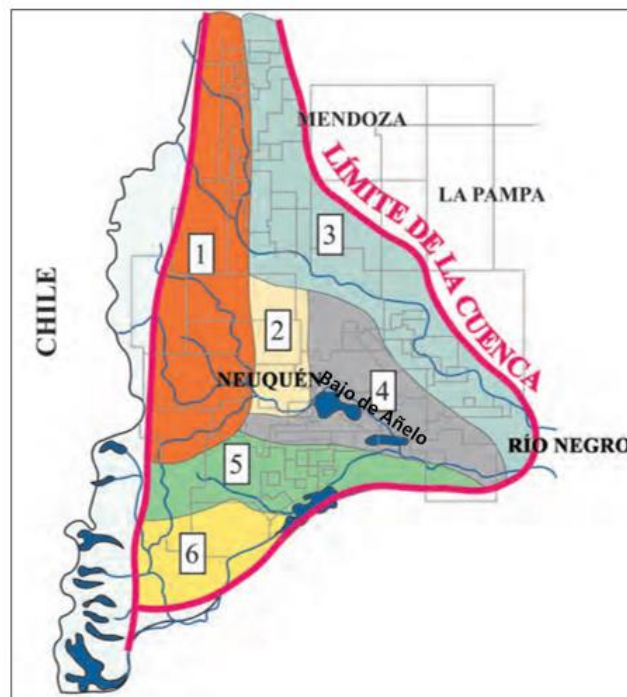


Figura 3: Regiones morfoestructurales en las que se divide a la Cuenca Neuquina.

El área estudiada en el presente trabajo, Loma Jarillosa Este (Figura 3), se encuentra ubicada en la Región del Engolfamiento. Existe un rasgo estructural regional de orientación noroeste, denominado Bajo de Añelo, que divide al Engolfamiento Neuquino en dos vertientes, al noreste por el tren estructural El Caracol-Charco Bayo y al sur por el flanco norte de la Dorsal de Huin cul, con la que presenta un límite transicional, el cual está dado por una *Hinge Zone* o *Hinge Line*, es decir, Zona de Divisoria, donde se produce un fuerte acuñamiento de toda la columna sedimentaria, en especial el Grupo Cuyo y Lotena. La deformación en esta *Hinge Line* está representada mayormente por fallamiento extensional con un leve componente de desplazamiento de rumbo.

El registro sedimentario en este sector es muy completo y de espesor importante (sobre todo en la parte sur del “engolfamiento”), ya que los procesos erosivos asociados con discordancias estratigráficas o tectónicas aquí no afectaron mayormente a la sedimentación. Las secciones generadoras de hidrocarburos de las formaciones Los Molles y Vaca Muerta tienen los mayores espesores en este ambiente. En particular, la Formación Vaca Muerta tiene una distribución más tabular y simétrica, característica de una depositación producida durante la etapa de subsidencia termal, situación que le permite alcanzar mayor expansión respecto de la Formación Los Molles.

Ubicación del área de estudio: Loma Jarillosa Este

El bloque de Loma Jarillosa Este, se encuentra localizado aproximadamente a 80 km al noroeste de la ciudad de Neuquén y a 40 km de la localidad San Patricio del Chañar. Abarca un total de 66,1 Km² dentro de la Cuenca Neuquina y se desarrolla en el centro-sur del engolfamiento neuquino.

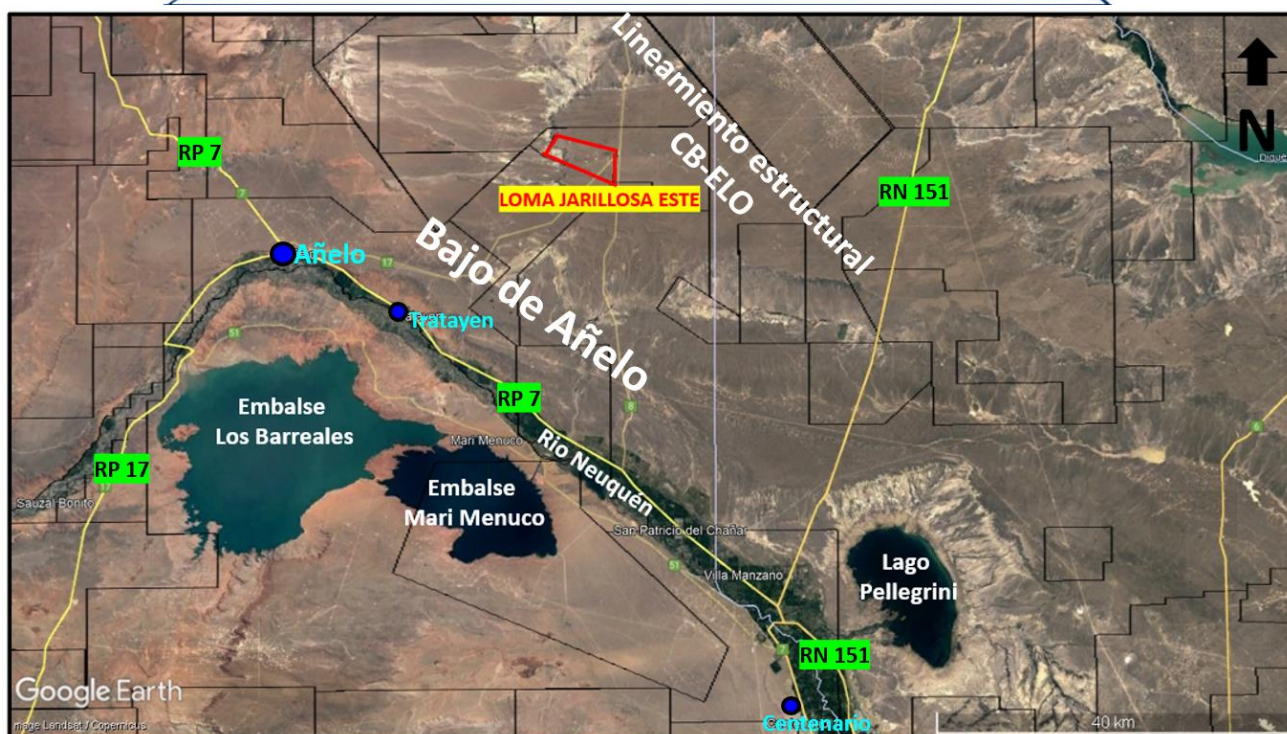
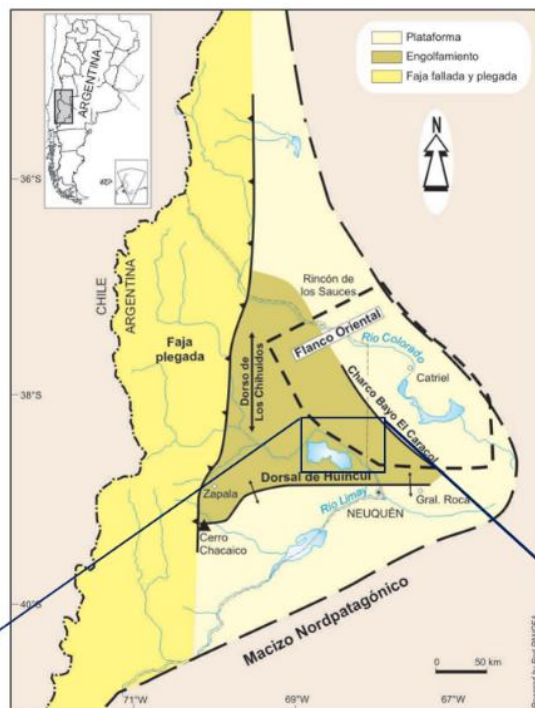


Figura 4: Mapa de ubicación de la Cuenca Neuquina y el área Loma Jarillosa Este.

Marco Estructural de Loma Jarillosa Este

El área se destaca por un extenso flanco homoclinal con buzamiento al SO, comprendido entre el lineamiento estructural Charco-Bayo Entre Lomas y hacia el sur por el Bajo de Añelo (Figura 4). Este flanco está atravesado por varios sistemas principales de fallas en échelon que, con rumbo ONO-ESE, segmentan la zona de estudio. Estos trenes de fallas tienen extensión regional, exceden los límites del área y se extienden tanto en dirección ONO como ESE hacia las concesiones vecinas de Coirón Amargo y Sierras Blancas (Figura 5).

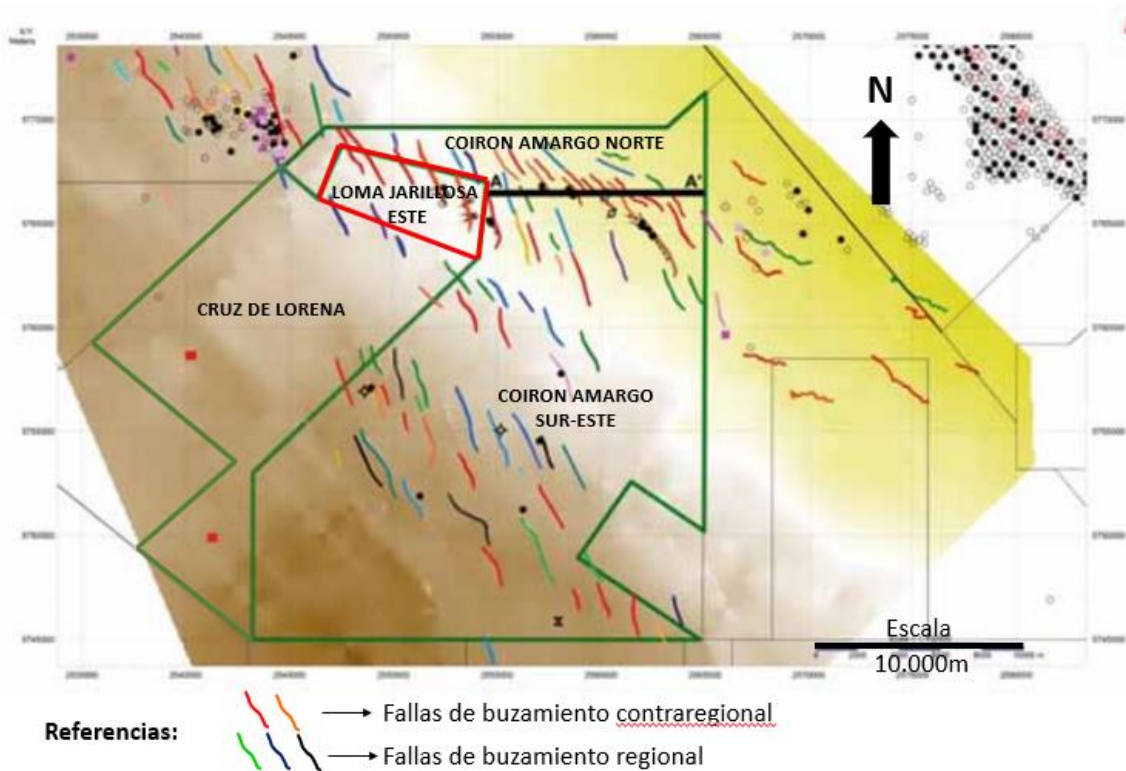


Figura 5: Esquema estructural simplificado a la base de la Fm Vaca Muerta. Fallas de color rojo y naranja: buzamiento contraregional y hacia el ESE; verdes, azules y negras: buzamiento regional OSO (Modificado de Feinstein et al 2016, Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta).

La génesis de estos sistemas de fallas seguramente está vinculada con la estructura del Bajo de Añelo, reconocida como eje de subsidencia, la cual controló la orientación, predominantemente NW de las fallas del rift desde el Triásico Tardío hasta el Jurásico Inferior (Pliensbachiano).

De SE a NO, el Bajo de Añelo se encuentra dividido en tres segmentos caracterizados por una diferente morfología, mecanismos de subsidencia y evolución estructural. El **Segmento Oriental** está caracterizado por un estadio inicial de rift y una subsidencia posterior de sag cuyo eje coincide con el Bajo de Añelo el cual correlaciona con una anomalía gravimétrica asociada a atenuación cortical. El

Segmento Central muestra una subsidencia termal inicial, para luego, desde el Jurásico Tardío, dar paso a subsidencia regional con basculamiento hacia el oeste; la estructuración de la Dorsal de Huincul modifica entre el Jurásico Tardío y Cretácico Tardío la pendiente estructural regional dando forma al Bajo de Añelo en esta porción. Durante el mismo periodo, se desarrollan lineamientos de orientación ONO, los cuales se interpretan asociados a fallas de rumbo dextral de alto ángulo. Éstas generan en la cobertura sedimentaria sistemas de fallas en echelon que ocurren en trenes de más de 50 km de longitud y segmentan rasgos estructurales mayores como *half-grabens* del rift y estructuras asociadas. **Estas fallas en échelon son las que se visualizan en el área de Loma Jarillosa Este, como así también en las concesiones vecinas.** Por último, el **Segmento Occidental**, a diferencia de los anteriores, no muestra subsidencia enfocada en el Bajo de Añelo y evolucionó principalmente durante el Terciario como respuesta al crecimiento al oeste de la estructura del Dorso de los Chihuidos.

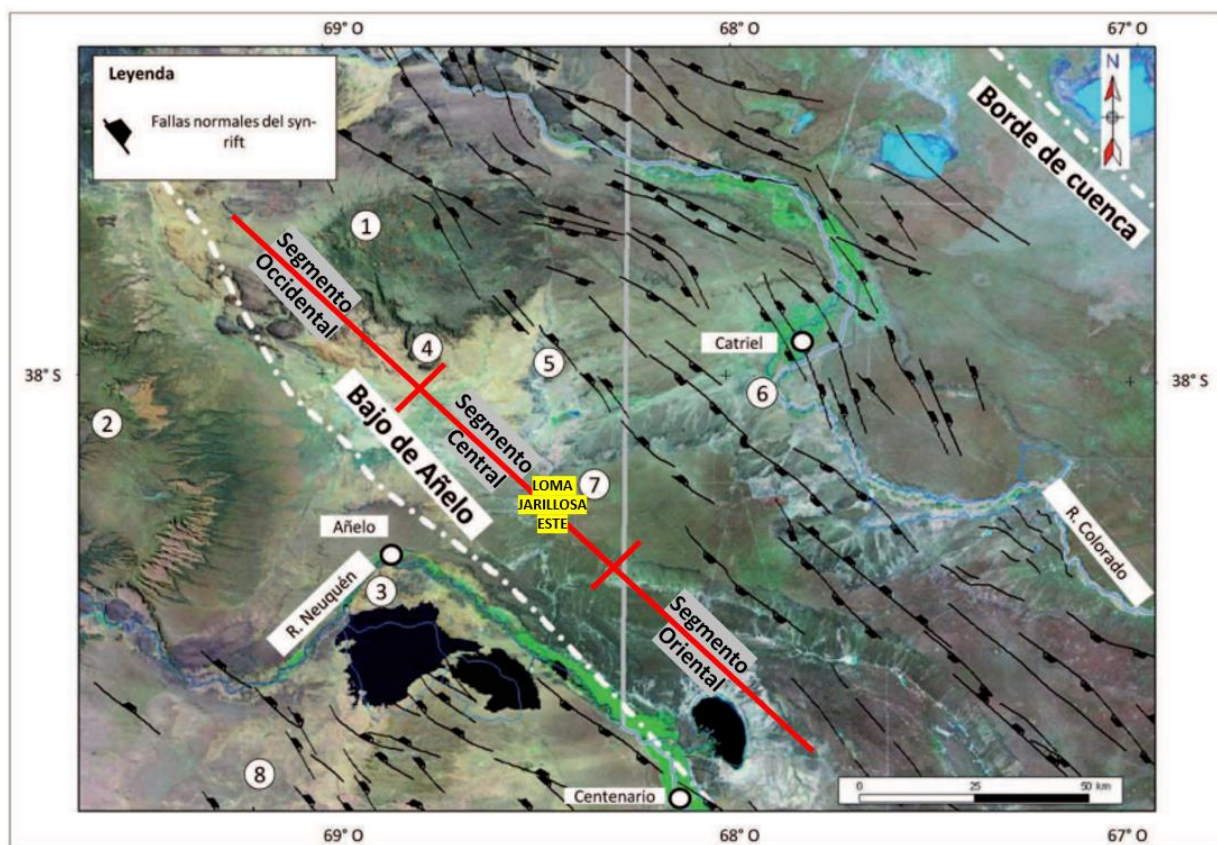


Figura 6: Estructura del Bajo de Añelo. Superpuestas se encuentran las fallas de la etapa de rift mapeadas. Nótese el paralelismo entre éstas y el borde de cuenca y el Bajo de Añelo, el cual coincide con un tramo rectilíneo del río Neuquén de unos 80 km. 1. Volcán Auca Mahuida. 2. Dorso

de los Chihuidos. 3. Alto de Sauzal Bonito. 4. Aguada San Roque. 5. Alto Entre Lomas. 6. Medanito – 25 de Mayo. 7. Coirón Amargo. 8. Aguada Toledo. (Pángaro et al 2011).

Cada una de estas fallas conforman, trampas de poco relieve estructural y cierres en tres direcciones contra las fallas que en general tienen buzamiento contra-regional, es decir, hacia el NE. Este esquema de fallas está claramente marcado para las unidades formacionales que componen el Grupo Lotena y la base del Grupo Mendoza. A medida que se asciende en la columna estratigráfica, el sistema de fallas se va atenuando de manera tal que al techo de la Fm Vaca Muerta las fallas han desaparecido y sólo en algunos casos se reconocen flexuras como evidencias de la estructura más profunda. Este sistema de fallas en échelon estaría vinculado a las estructuras extensionales (hemigrábenes) generadas en el basamento.

La componente horizontal del esfuerzo máximo está orientada en sentido E-O, lo cual es coincidente con la información regional definida de áreas vecinas.

Características de la Formación Vaca Muerta

La Formación Vaca Muerta está identificada como una unidad que alberga un potencial sin precedentes como reservorio No Convencional de Shale Gas & Oil. Es la principal roca generadora de la cuenca Neuquina y se distribuye ampliamente dentro de la misma. Esta unidad se encuentra aflorando en el sector oeste de la cuenca mientras que en otros sectores se encuentra a más de 4000 metros de profundidad; la misma se explota como reservorio no convencional entre 2800 a 3200 metros.

Los depósitos de la Formación Vaca Muerta están constituidos por una sucesión de margas y arcilitas calcáreas ricas en materia orgánica de ambiente marino.

Si bien en estos últimos años, numerosos estudios han definido una gran cantidad de divisiones en la Fm. Vaca Muerta (Dominguez et. al. 2014; Desjardins et. al, 2016), cada uno con una geometría determinada y características particulares, según interpretaciones sismo-estratigráficas, para este trabajo se ha tomado la definida por Dominguez 2014.

En primer lugar, Vaca Muerta puede ser dividida en dos secciones: una Sección Enriquecida Inferior (SEI) y una Sección Enriquecida Superior (SES), cada una correspondiendo a los dos eventos principales de transgresión que caracterizan a la Cuenca Neuquina (Figura 7):

Sección Enriquecida Inferior (SEI): Incluye los depósitos desde la primera inundación, compuesta por fangolitas algo calcáreas, presencia de material volcániclastico, altos a moderados valores de cuarzo y bajos valores de carbonatos, altos valores de COT y abundantes fracturas horizontales. Muestra muy buenas características como reservorio shale e incluye el intervalo OVM1.

Sección Enriquecida Superior (SES): Corresponde al segundo evento de inundación, arealmente más limitado, compuesta por fangolitas calcáreas, altos valores de carbonatos y bajos de cuarzo, valores intermedios de COT, condiciones más someras y mayor diversidad faunística. Dicha sección incluye los intervalos OVM4 y OVM5.

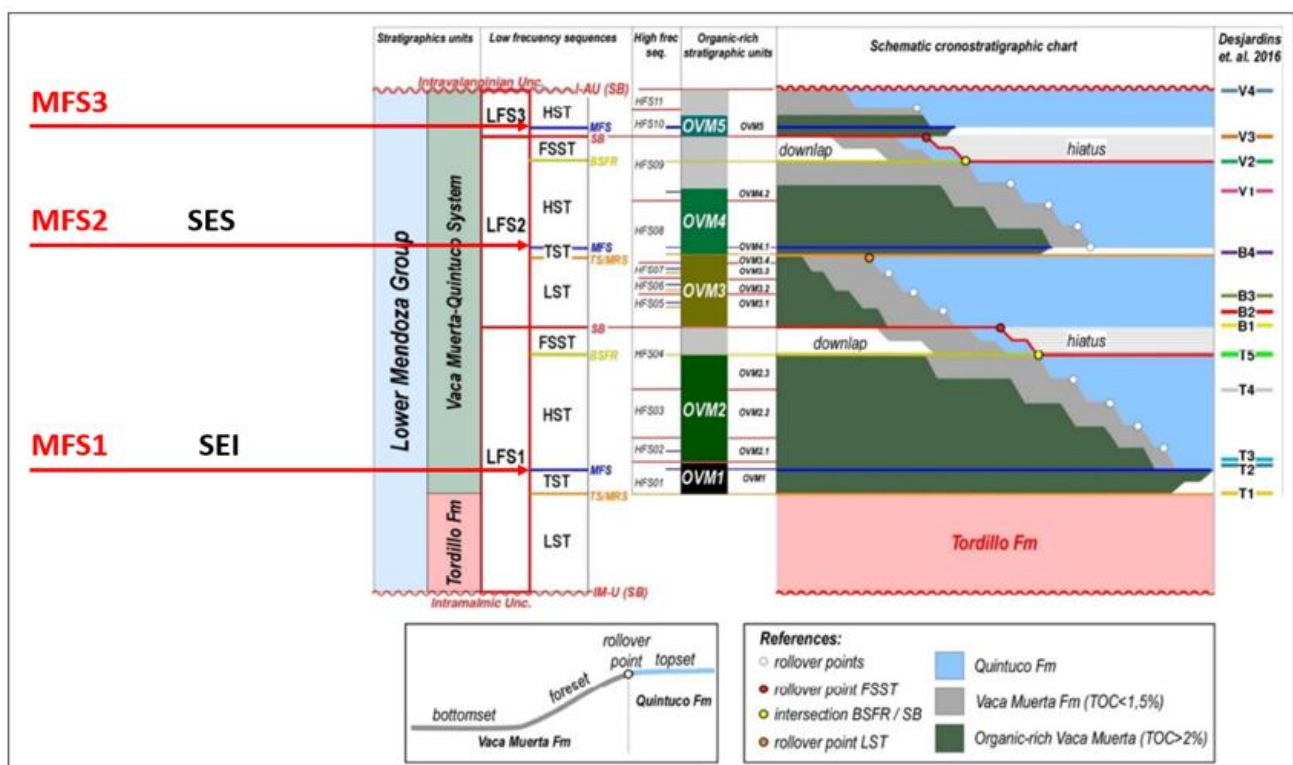


Figura 7: Carta cronoestratigráfica con secuencias de baja frecuencia frente a las unidades OVM (Modificado de Dominguez et al 2016).

En ambas secciones se identifican intervalos ricos en materia orgánica, con un valor de COT mayor al 2%, estos presentan variaciones de espesor de 30 a 450 metros, con un promedio de 246 metros en el Engolfamiento Neuquino. Debido a la amplia gama de heterogeneidades verticales y horizontales observadas dentro del mismo, requiere la subdivisión de estos dos intervalos en unidades más pequeñas y homogéneas.

Cada una de estas unidades, definidas por Dominguez et al 2016 (OVM1, OVM2, OVM3, OVM4 y OVM5) están caracterizadas en los sectores más distales por líneas de “tiempo” en su base y techo, mientras que, en las zonas proximales, correspondientes a segmentos de clinoformas, su límite lateral y superior corresponde a una superficie diacrónica equivalente a un 2% en peso de COT, separando intervalos ricos en materia orgánica de las facies de bajo COT (< 2%) de la Formación Vaca Muerta (Figura 8).

El primer intervalo (OVM1) corresponde al primer evento de mayor transgresión, caracterizado por facies de *bottomsets* o condesadas en gran parte de la cuenca, salvo en posiciones más proximales donde incluye el foreset. Se lo denomina “La Cocina”, caracterizado por fangolitas limosas ricas en materia orgánica, con un COT mayor a 5%, poco calcáreas, con niveles volcaniclásticos y microbiales, concreciones y beefs. Este intervalo equivale a las unidades T1, T2 y T3, excepto en posiciones proximales donde T3 corresponde a facies con bajo COT.

El segundo intervalo (OVM2) está definido mayormente por *bottomsets* y algunos sectores por foresets (Figura 8), donde dominan fangolitas algo calcáreas, limosas y con un contenido de COT entre el 3% y 5%. El mismo equivale a las unidades T4 y T5.

El tercer intervalo (OVM3) está presente mayormente en *bottomsets* y en posiciones de toe-sets, compuesto por fangolitas calcáreas y limosas, con packstones y grainstones peloidales. Este equivale a las unidades B1, B2, B3 y B4.

El cuarto intervalo (OVM4) está presente en forma de foresets, con litologías de fangolitas calcáreas, fangolitas dolomitizadas, calizas, con un alto contenido de carbonato. El mismo equivale a la unidad V1.

El quinto intervalo (OVM5) se encuentra en foresets y topsets de las clinoformas, con litofacies de fangolitas calcáreas, calizas arcillosas y niveles fosfáticos. Equivale a las unidades V2, V3 y V4.

Como se puede apreciar en la figura 8, hacia el SE, en el área de Loma Jarillosa, la Formación Vaca Muerta está representada por los intervalos OVM1 y OVM2, mientras que las demás unidades tienen expresión hacia el NO.

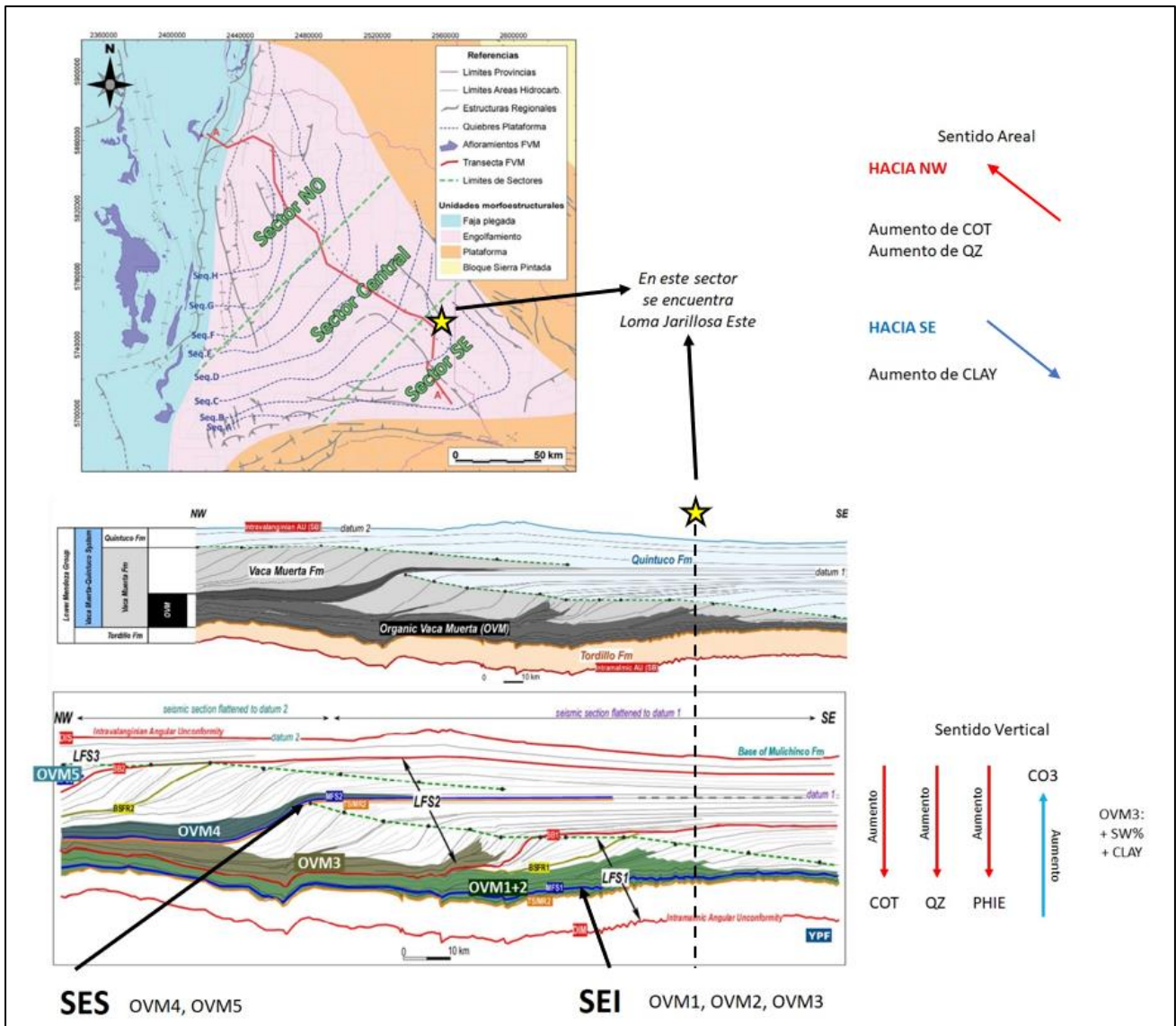


Figura 8: Sección sísmica de orientación SE-NW y doble datum de aplanamiento, para una mejor observación de las clinoformas, con indicación de cinco unidades estratigráficas OVM (Modificado por Dominguez et al 2016).

Con respecto a la sección NO-SE de la figura 8, en sentido vertical se determinó una tendencia creciente del COT hacia la base; lo mismo ocurre con los valores de QZ y porosidad efectiva, siendo el OVM1 el que muestra los valores más altos. Mientras que hacia el tope se estableció una tendencia creciente de CO3%, siendo el OVM4 el que presenta el mayor contenido de carbonatos. Por otro lado, en cuanto al contenido de arcilla y saturación de agua, la unidad OVM3 es la que presenta los valores más altos.

En sentido areal, se observó un aumento de COT, QZ y CO3% hacia el NW, mientras que se determinó un aumento del contenido de arcilla hacia el SE.

Las diferentes unidades muestran distinta extensión areal, con una disminución hacia la parte superior, siendo el primer intervalo el más extendido (que representa la máxima inundación de la Fm Vaca Muerta), mientras que la quinta unidad está más restringida geográficamente. Este patrón está asociado con la evolución del sistema de progradación de SE a NW y la disminución gradual del espacio de acomodación restante. En este sentido, hay un aumento de espesor hacia el W, relacionado con el mayor apilamiento de las secuencias.

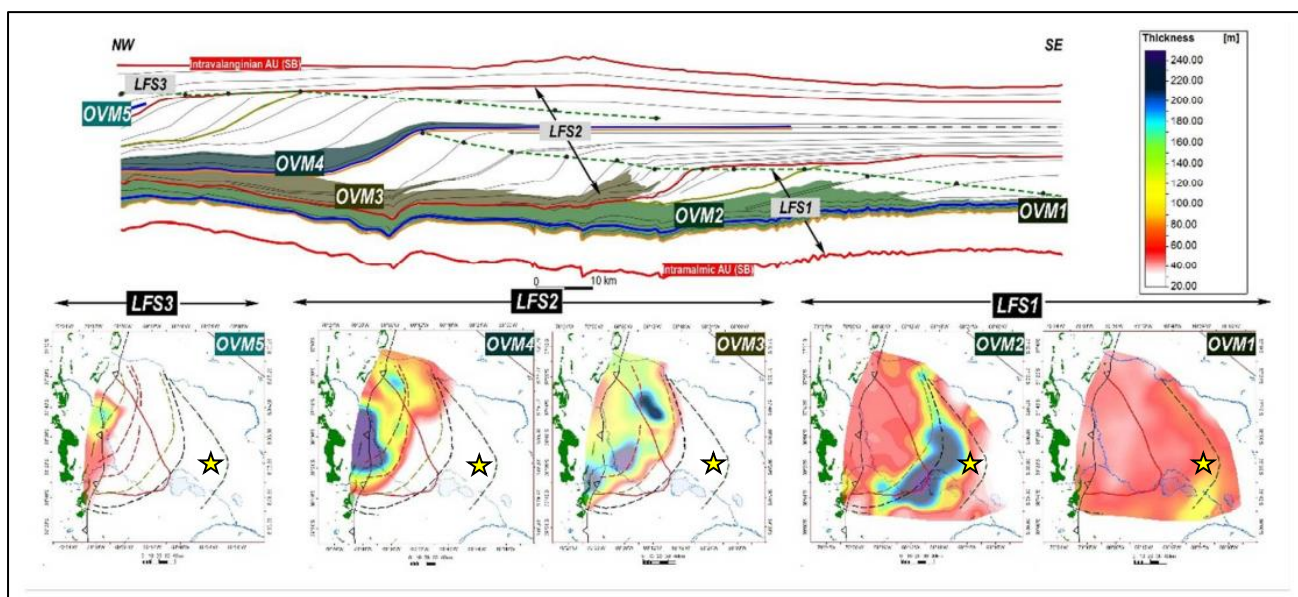


Figura 9: Sección sísmica de orientación SE-NW y doble datum de aplanamiento, con indicación de las cinco unidades estratigráficas OVM. A continuación, el mapa de espesores de cada unidad definida (Modificado por Dominguez et al 2016).

Caracterización de Reservorios No Convencionales tipo Shale

Cuando hablamos de No Convencionales nos referimos a todo reservorio cuyas condiciones geológicas hacen que el movimiento del fluido sea muy lento debido a su baja permeabilidad y porosidad, por lo que requieren de estimulaciones hidráulicas con el fin de extraer el hidrocarburo contenido en los mismos.

En este trabajo veremos los reservorios tipo Shale, los cuales se encuentran constituidos por una matriz de grano muy fino (tamaño arcilla, pudiendo ser pelitas o margas), con proporciones variables de arcilla, sílice, carbonato, y alto contenido de materia orgánica, las cuales cumplen la función de roca generadora, sello y reservorio.

Estas acumulaciones no convencionales son contínuas, de escala regional, independientes de la presencia de trampas estructurales y/o estratigráficas.

Estos reservorios no pueden producir caudales económicos sin la ayuda de estimulaciones hidráulicas de gran escala, multifracturas, pozos horizontales y multilaterales, tecnologías y procesos especiales de recuperación, por lo que requieren de grandes montos de inversión inicial y mayores costos operativos.

La caracterización de los reservorios no convencionales es compleja ya que se deben analizar múltiples factores: geológicos, mineralógicos, petrofísicos, geomecánicos, geoquímicos, etc. Cuanto mayor sea el detalle de este conocimiento, más rápido se alcanzará un mejor entendimiento sobre las relaciones entre la roca-matriz-fluido.

Con el fin de lograr una buena caracterización de estos reservorios tipo Shale, se debe tener en cuenta que los mismos deben cumplir una serie de parámetros que favorezcan su prospectividad en primera instancia y viabilidad económica. Dichos parámetros son los siguientes:

- **Riqueza Orgánica** (>2% COT para Shale Gas y variable para Shale Oil).
- **Madurez Térmica** (>0,7 Ro%): Es un factor clave ya que la reflectancia Ro de vitrinita, es considerado como un parámetro indicador de la maduración térmica alcanzada por la materia orgánica. La zona en estudio debe estar en ventana de generación de petróleo y/o gas para asegurar la presencia del fluido en el reservorio. Es conveniente que los valores de reflectancia de vitrinita, superen el 0,7% Ro para reservorios del tipo Shale Oil y el 1,2% Ro para el caso del Shale Gas. Según los mapas regionales de madurez térmica, el área Loma Jarillosa Este, presenta valores de Ro que rondan entre 0,8 y 0,9, indicando una zona con madurez térmica y en ventana de generación de petróleo para la Fm Vaca Muerta. En la figura 10, se observa un mapa que muestra los valores de la reflectancia de la vitrinita Ro para la Fm. Vaca Muerta.

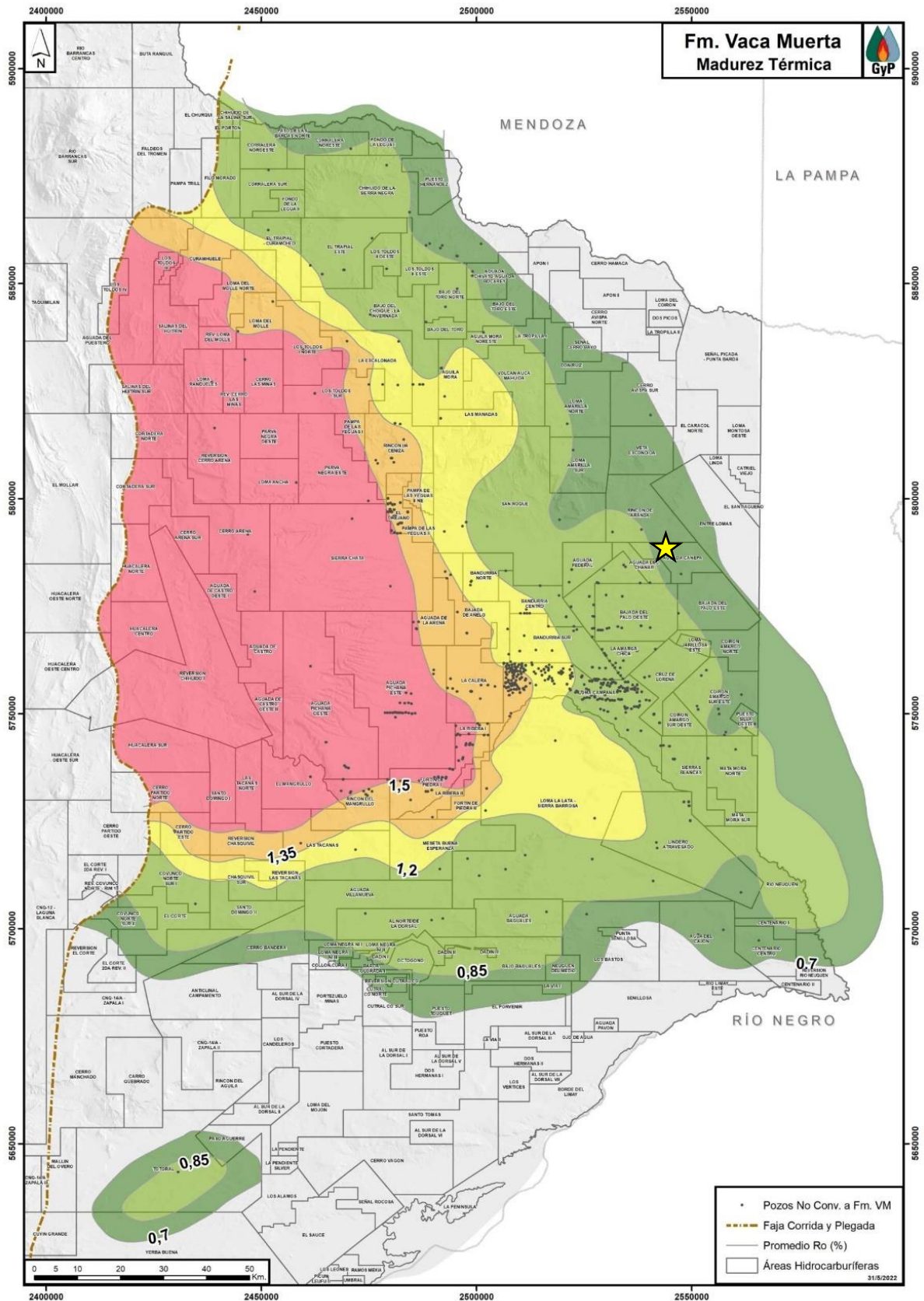


Figura 10: Valores de reflectancia de vitrinita promedio (Ro, %) para la Fm Vaca Muerta en la provincia de Neuquén. El área Loma Jarillosa Este, se representa con una estrella. Tomado de Ministerio de Energía y Recursos Naturales.

- **Espesor** (>30 m).
- **Capacidad de Adsorción** (principalmente en Shale Gas).
- **Fracturabilidad y Mineralogía** (contenido de arcillas <40%): El contenido de cuarzo, carbonato y arcilla determinan de manera significativa los parámetros elásticos y por consiguiente cuan eficientemente la fractura hidráulica estimulará la roca. Los Shale con alto porcentaje de cuarzo y carbonato tienden a ser más frágiles y fracturables, dando como resultado un gran número de fracturas inducidas de pequeña escala cuando es estimulado. En cambio, los Shale con alto contenido arcilloso tienden a comportarse de manera dúctil frente a la estimulación hidráulica. Como valor de corte se utiliza un porcentaje de arcilla menor al 40 % para que la roca sea considerada fracturable. Los análisis de DRX, en la Fm. Vaca Muerta, señalan bajo contenido de minerales arcillosos, en el rango de 5 a 30%, (principalmente illita e interestratificados), cuarzo y carbonato varían de acuerdo a la posición vertical en la formación y acorde a la posición en la cuenca. El cuarzo es más abundante hacia la base de Vaca Muerta y el carbonato se incrementa hacia el tope de la formación. En áreas distales, la proporción de cuarzo y carbonato a lo largo de la columna es semejante. El índice de fragilidad debe ser mayor a 0,48.
- **Sobrepresión**: Es un factor deseable, aunque no indispensable ya que provee de energía al sistema facilitando la recuperación de fluidos. En general, los Shale que se encuentran sobrepresionados por lo general pueden almacenar más cantidad de hidrocarburos, son más fácilmente fracturables debido a la reducción el estrés efectivo y facilita la recuperación de los fluidos. Es importante destacar que esta propiedad estará íntimamente relacionada con la profundidad de la unidad y su madurez termal. A mayor profundidad y madurez, mayor gradiente de presión.
- **Geomecánica**: Para que un Shale sea prospectivo deben presentar altos valores en el módulo de Young (> 3,5 x 10⁶ psi) y bajos valores de Coeficiente de Poisson (< 0,25), (Britt y Schoeffler, 2009).

En la siguiente tabla se presentan los valores de *CUT OFF* que se deben tomar en cuenta para los reservorios no convencionales y los valores observados en el área de estudio.

Factores	Valores de CUT OFF	Valores Observados en LJE
Riqueza Orgánica (COT)	> 2 % (Shales)	> 2 %
Reflectancia de Vitrinita (Ro%)	> 0,7 % (Shale Oil) y >1,2 % (Shale Gas)	0,8 %
Mineralogía	< 40 % (Contenido de Arcillas)	< 30 % (Contenido de Arcillas)
Módulo de Young	> 3,5 x 10 ⁶ psi	> 3 Mpsi
Relación de Poisson	< 0,25	< 0,3

Tabla 1: Cuadro comparativo entre los valores de Cut Off para Shales y los observados en el área de Loma Jarillosa Este.

El análisis petrofísico de los perfiles eléctricos ha permitido evaluar y caracterizar a la Fm. Vaca Muerta Shale, determinando porosidades de entre 4 a 12% a lo largo de la cuenca (valores que responden a los resultados obtenidos en laboratorio). Si tomamos un perfil vertical de la unidad podemos observar que los valores de porosidad varían de 8 a 12% en las secciones inferior y media, disminuyendo progresivamente hacia el techo con valores de 4 a 8%.

Por otro lado, cabe destacar que la existencia de instalaciones de producción en superficie y facilidades relacionadas en la logística son un factor clave a la hora de evaluar si un proyecto de esta naturaleza es económico o no.

CAPÍTULO III

Desarrollo

Análisis de Control Geológico y Perfiles de Pozo

En primer lugar, se recopiló y analizó información de los siguientes pozos:

	PLU.Nq.LJE.x-1010	PLU.Nq.LJE.x-1011	PLU.Nq.LJE.x-1014	PLU.Nq.LJE.x-1001
Tipo de Pozo	Pozo Exploratorio	Pozo Exploratorio	Pozo Exploratorio	Primer Pozo Exploratorio Descubridor
Año	2012	2012	2012	1990
Profundidad	3193 m	3197 m	3238 m	3703 m
Coordenadas	X: 5.765.961,75	X: 5.766.547	X: 5.765.272,21	X: 5.765.935,72
	Y: 2.553.370,05	Y: 2.552.101	Y: 2.551.043,41	Y: 2.552.319,39
	Z: 689,57 msnm	Z: 694.81 msnm	Z: 701,44 msnm	Z: 693,9 m

Tabla 2: Cuadro de los pozos utilizados.

Dichos pozos verticales se encuentran en la zona este dentro del bloque Loma Jarillosa Este. El objetivo de los mismos era investigar el potencial productivo para la base de la Fm Vaca Muerta y Fm Quintuco.

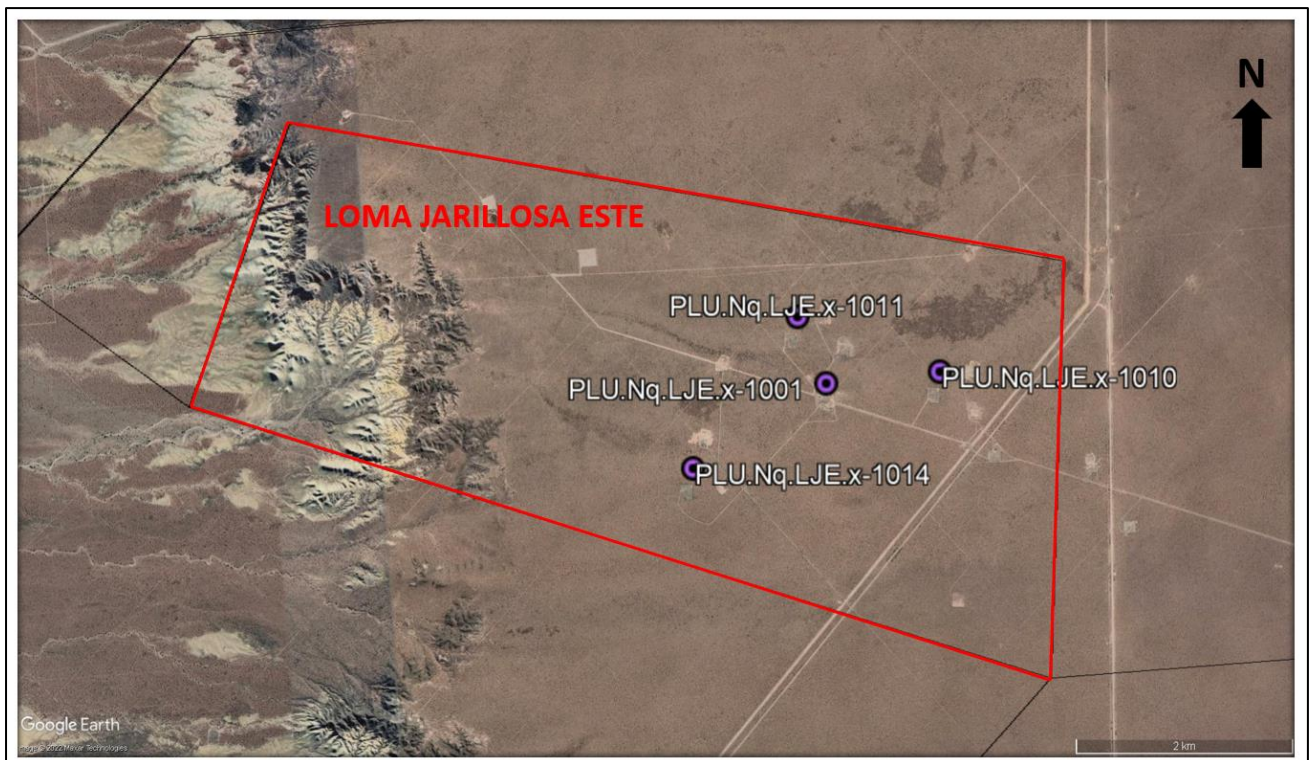


Figura 11: Mapa de ubicación de los pozos PLU.Nq.LJE.x-1010, PLU.Nq.LJE.x-1011, PLU.Nq.LJE.x-1014, PLU.Nq.LJE.x-1001.

A partir del análisis de los informes de control geológico, se pudo observar que todos los pozos atravesaron un espesor de 100m aproximadamente de la Fm. Vaca Muerta, la cual se caracteriza, en la zona de estudio, por margas principalmente, que gradan desde la base con un color negro castaño oscuro, de aspecto bituminoso y hacia el tope con un castaño amarillento oscuro. En general dicha litología, se presenta de forma masiva, con motas blanquecinas, fracturas en bloques e irregulares, aislada calcita relleno microfisuras, algunas inclusiones arenosas muy finas y restos carbonosos. Hacia la base, estas margas suelen presentar una fina laminación. Además, se encuentran algunos intervalos de limoarcilita y arcilita calcárea, en intercalación con las margas.

Por otro lado, como dato de interés, hacia la base de la Fm. Vaca Muerta, se detecta la presencia de burbujas de gas e hidrocarburo en zaranda, como se puede observar en el siguiente cuadro:

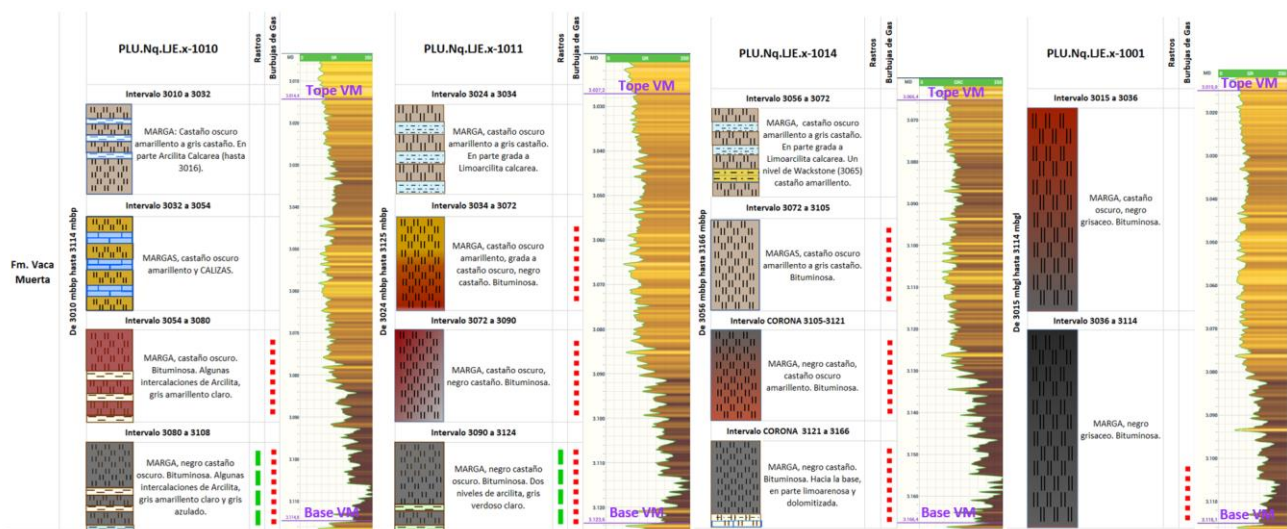


Figura 12: Cuadro comparativo de los pozos PLU.Nq.LJE.x-1010, PLU.Nq.LJE.x-1011, PLU.Nq.LJE.x-1014, PLU.Nq.LJE.x-1001, donde se muestra los cambios observados en el control geológico.

A continuación, se utilizaron archivos .las, los cuales se visualizaron con el software GO24, con el fin de realizar una sección de correlación de los respectivos pozos (Figura 13).

Al observar los perfiles de Gamma Ray, se identificó el tope y la base de la Fm. Vaca Muerta, y se destacaron algunos cambios que coinciden con los observados en el control geológico, como, por ejemplo, el progresivo cambio de color de las margas a negro castaño podría implicar mayor contenido en materia orgánica, por ende mayor COT, y coincide con los altos valores de Gamma Ray alcanzados hacia la base.

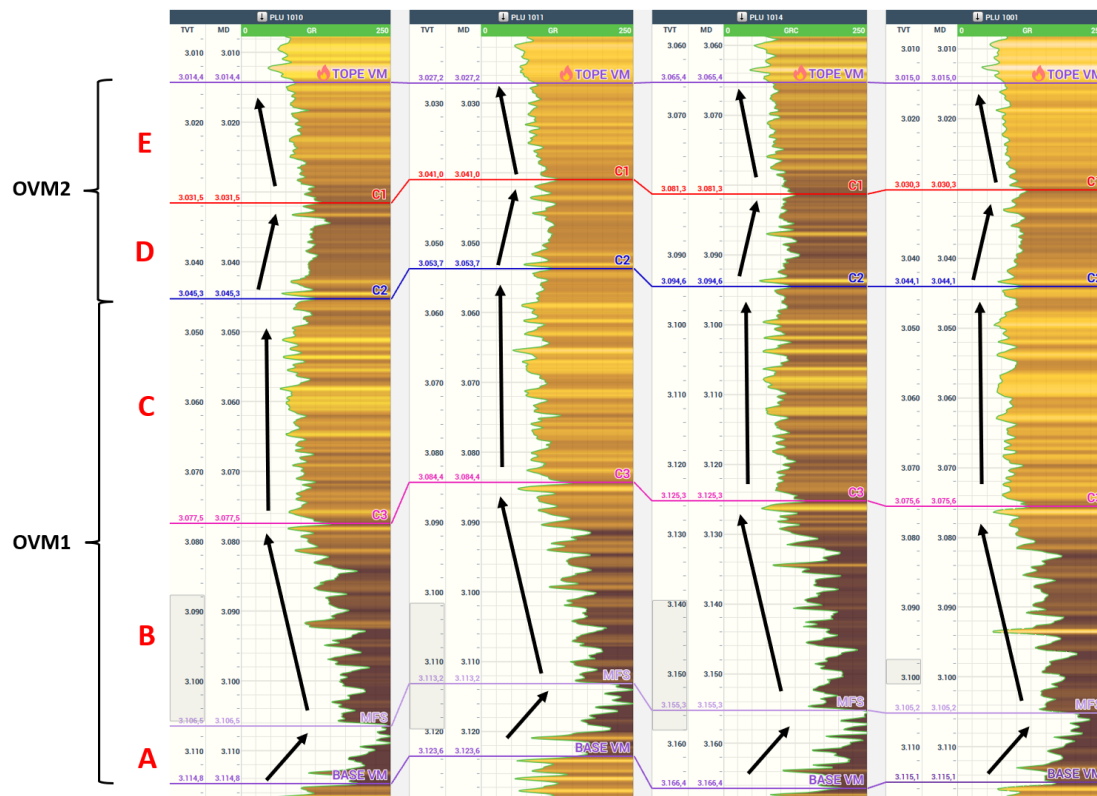


Figura 13: Sección de correlación de los pozos PLU.Nq.LJE.x-1010, PLU.Nq.LJE.x-1011, PLU.Nq.LJE.x-1014, PLU.Nq.LJE.x-1001.

Además, se distinguen claramente 5 intervalos dentro de los intervalos OVM1 – OVM2.

La unidad OVM1 incluye los intervalos A, B y C. El intervalo A abarca desde la base de la Fm. Vaca Muerta hasta alcanzar el primer nivel de máxima inundación, identificado por el marker MFS1, que coincide con uno de los valores más altos de GR, y se lo puede describir como una secuencia retrogradante, con una transgresión de facies progresivamente más profundas. El segundo intervalo B, se identifica por una progresiva somerización del sistema, donde hubo mayor aporte sedimentario, con valores de GR progresivamente más bajos hasta alcanzar el marker C3. Por último el intervalo C, se caracteriza por una tendencia agradante definida por un crecimiento vertical de los cuerpos sedimentarios hasta el marker C2.

La unidad OVM2 incluye los intervalos D y E. El intervalo D, presenta una secuencia retrogradante culminando en el marker C1 y por último el intervalo E donde se produce una progradación hasta llegar al tope de la Fm. Vaca Muerta.

Inicialmente se puede definir en la sección analizada, que podría haber dos niveles de interés, los cuales serían el intervalo A y la parte media-basal del intervalo B, ambos correspondientes a OVM1, por presentar los valores más altos de GR y mayor COT aparentemente. Pero para poder definir esto, se procedió a evaluar y analizar ciertos parámetros de cada pozo en particular que se verán en el siguiente apartado.

Interpretación y Correlación de Perfiles de Pozo

Los perfiles de pozo ayudan a definir las características físicas de las rocas, como ser la litología, porosidad, geometría del poro, y permeabilidad. Son útiles para identificar zonas productivas, determinar la profundidad y espesor de zonas, distinguir entre hidrocarburo, gas, o agua en un depósito; y para estimar las reservas de hidrocarburo.

En este caso vamos a analizar los sets de perfiles de cada pozo en estudio, para todo el intervalo de la Fm. Vaca Muerta, dentro del área Loma Jarillosa Este.

Los perfiles que se van a mostrar son los siguientes:

Track 1: Perfil de Gamma Ray

Track 2: Perfiles de Resistividad

Track 3: Perfil de Densidad y Neutrón

Track 4: Perfil Sónico y Sónico de porosidad

Track 5: Perfil Neutrón de Porosidad (PLU.Nq.LJE.x-1014)

Track 5: Curvas de Ca y Mg (PLU.Nq.LJE.x-1011)

Track 6: Curvas de Cromatografía

Track 7: Curva de Gas Total

Cabe destacar que no todos los pozos presentan todos los perfiles mencionados.

Con respecto a los perfiles del pozo PLU.Nq.LJE.x-1001 (Figura 14), para el intervalo completo de la Fm. Vaca Muerta, se interpretan varios intervalos que muestran altos valores de resistividad (en color azul), es decir, estas capas podrían contener fluidos de alta resistividad como hidrocarburo. Por otro lado, la separación de las curvas de resistividad permite tener una idea de la permeabilidad, cuanto mayor sea la separación de las curvas de resistividad, mayor permeabilidad presenta la capa.

En el perfil de densidad, se observa que los valores muestran una disminución hacia la base de la Fm. Vaca Muerta, mientras que los valores del perfil sónico tienden a aumentar hacia la base, dicha tendencia parece indicar la presencia de materia orgánica.

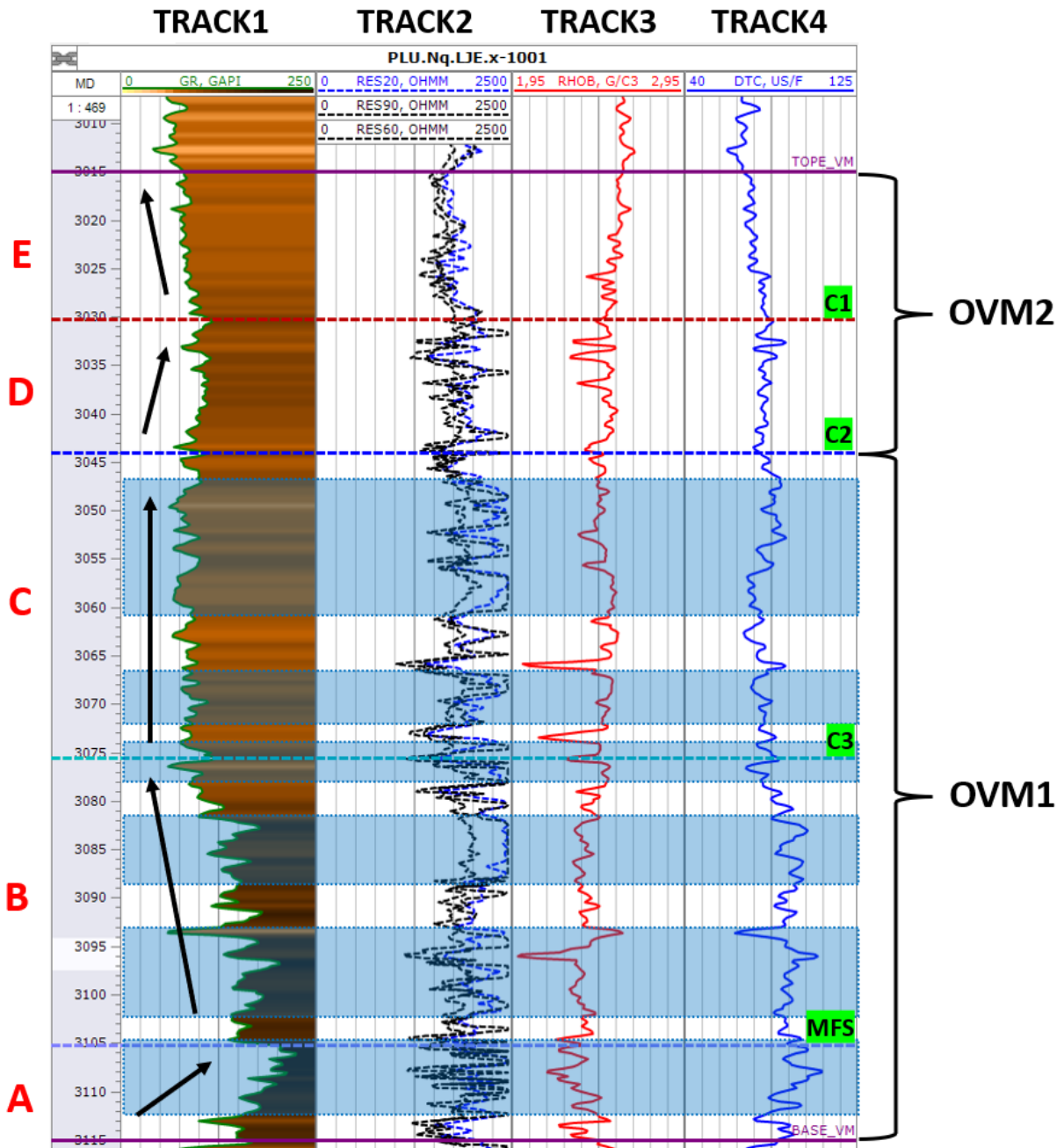


Figura 14: Perfiles del pozo PLU.Nq.LJE.x-1001.

Para el siguiente set de perfiles correspondientes al pozo PLU.Nq.LJE.x-1010, se observa que, a partir de la profundidad de 3048m hasta 3112m, se interpretan varios intervalos que muestran altos valores de resistividad, identificados en la figura 15, en color azul, en los cuales se interpreta la presencia de un fluido de alta resistividad como podría ser hidrocarburo. Por otro lado, los perfiles de densidad y neutrón no muestran cruce entre ellos, por lo que se interpreta la ausencia de gas.

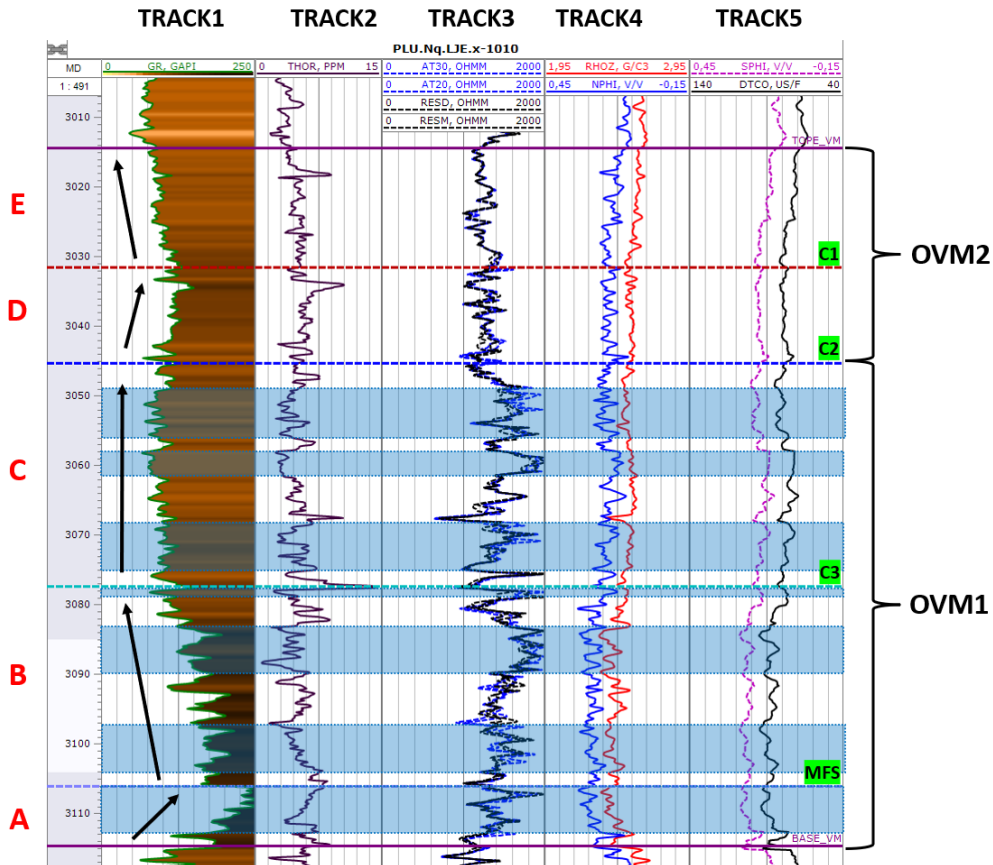


Figura 15: Perfiles del pozo PLU.Nq.LJE.x-1010.

En la siguiente imagen (Figura 16), se relacionaron las profundidades de los valores de saturación total y efectiva de gas, y porosidad total y efectiva, con los perfiles de pozo del PLU.Nq.LJE.x-1010.

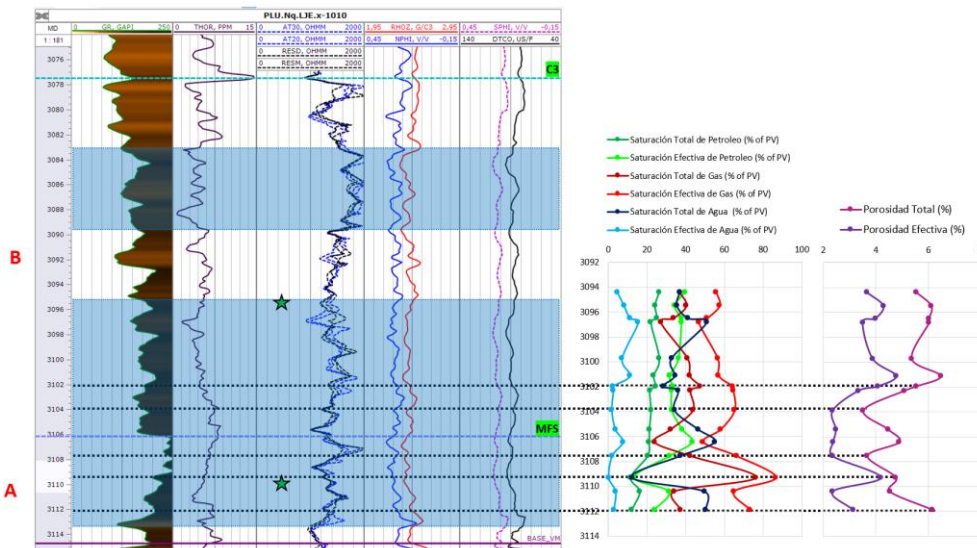


Figura 16: Perfiles de pozo del PLU.Nq.LJE.x-1010, junto a valores de saturación de gas y valores de porosidad total y efectiva, que corresponden al intervalo del testigo corona. Las estrellas indican las profundidades donde se encontraron rastros de hidrocarburos.

Por otro lado, se analizó el siguiente plot de perfiles de pozo (Figura 17) para este testigo corona que abarca desde 3094m hasta 3112m de profundidad. En el mismo se observa en algunos tramos, la separación de curvas de resistividad (en azul). Los valores del perfil de GR son mayores a 150 grados API para todo el intervalo del testigo, lo cual indica alto contenido de materia orgánica.

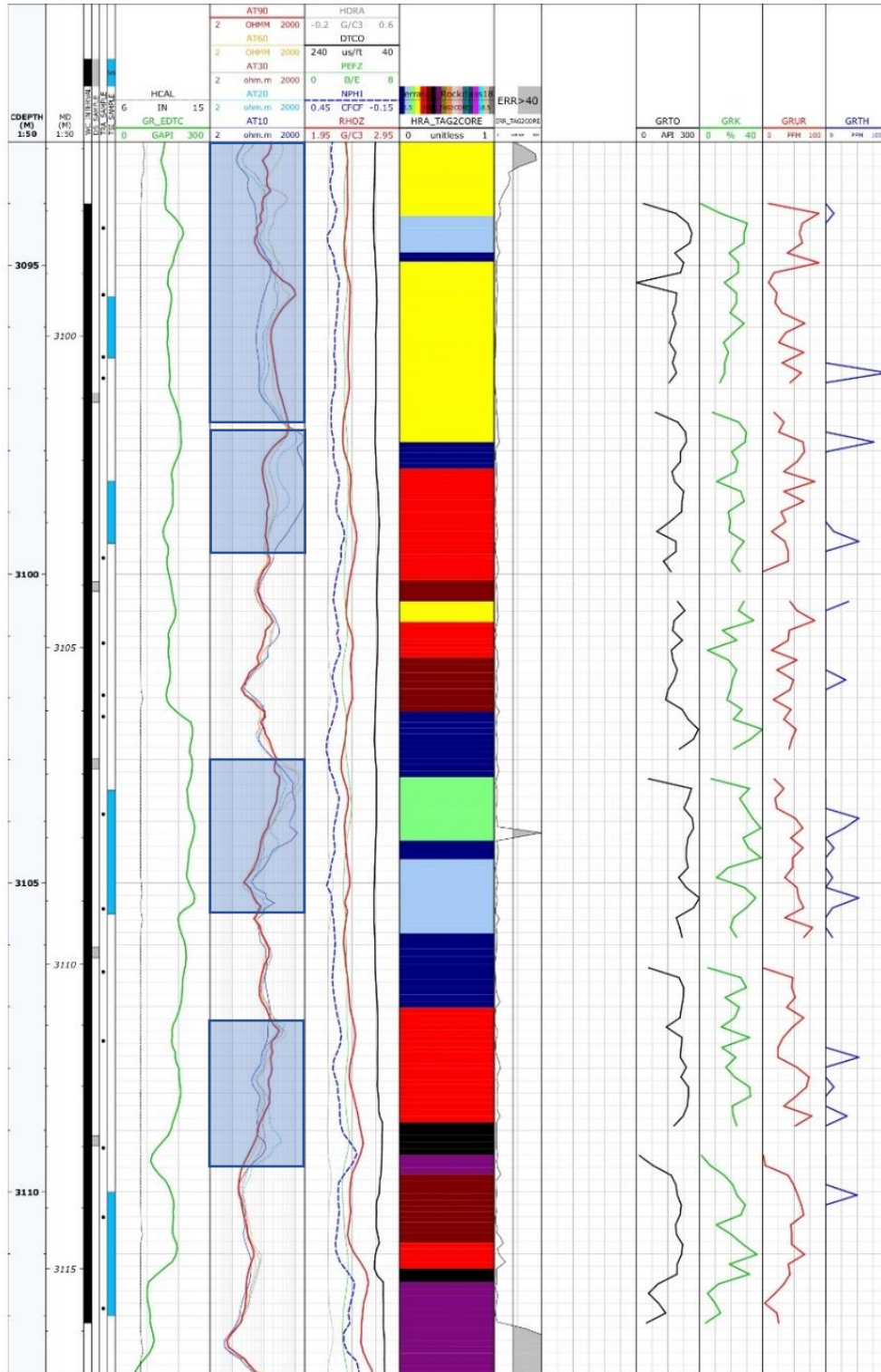


Figura 17: Plot de perfiles de pozo de PLU.Nq.LJE.x-1010 para el testigo corona.

En el caso del pozo PLU.Nq.LJE.x-1011 (Figura 18), a partir de la profundidad de 3056,73m hasta 3121,20m, se interpretan varios intervalos que muestran altos valores de resistividad, identificados en la figura 25, en los cuales se interpreta la presencia de un fluido de alta resistividad como podría ser hidrocarburo.

Por otro lado, los perfiles de densidad y neutrón no muestran cruce entre ellos, por lo que se interpreta la ausencia de gas.

En cuanto a las curvas de cromatografía y la curva de gas, ambas siguen la misma tendencia, encontrándose algunos picos importantes con alta detección, que se corresponden con la separación de curvas de resistividad, en las profundidades 3056m, 3075.5m y 3093m.

Por último, la curva de Ca y Mg muestran una disminución de sus valores hacia la base de la Fm. Vaca Muerta.

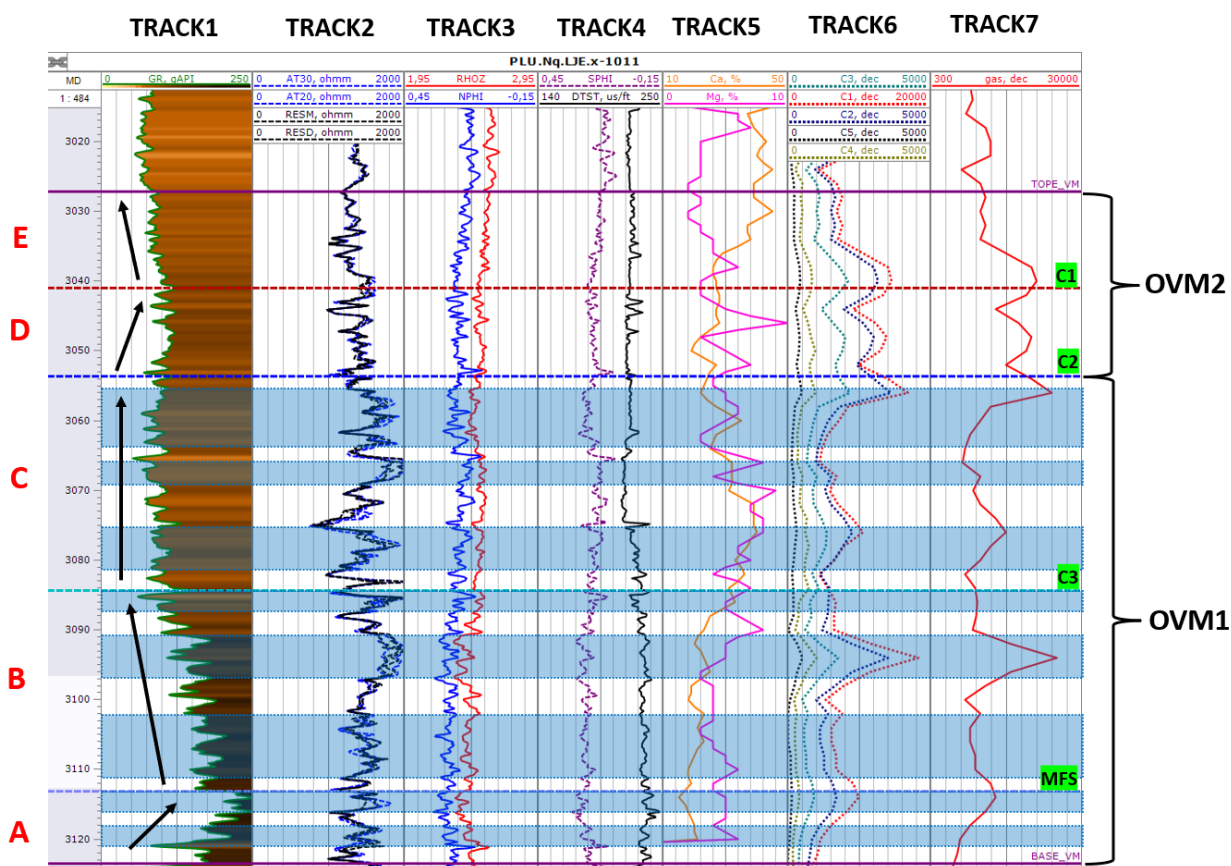


Figura 18: Perfiles del pozo PLU.Nq.LJE.x-1011

Los datos de perfiles del pozo PLU.Nq.LJE.x-1014 se muestran en la figura 19, donde se observa que, a partir de la profundidad de 3097,55m hasta 3165m, se discriminaron varios intervalos que muestran altos valores de resistividad, en los cuales se interpreta la presencia de un fluido de alta resistividad como podría ser hidrocarburo. En general, se observa un leve aumento de la porosidad neutrónica con la profundidad y lo mismo ocurre con el perfil sónico de porosidad.

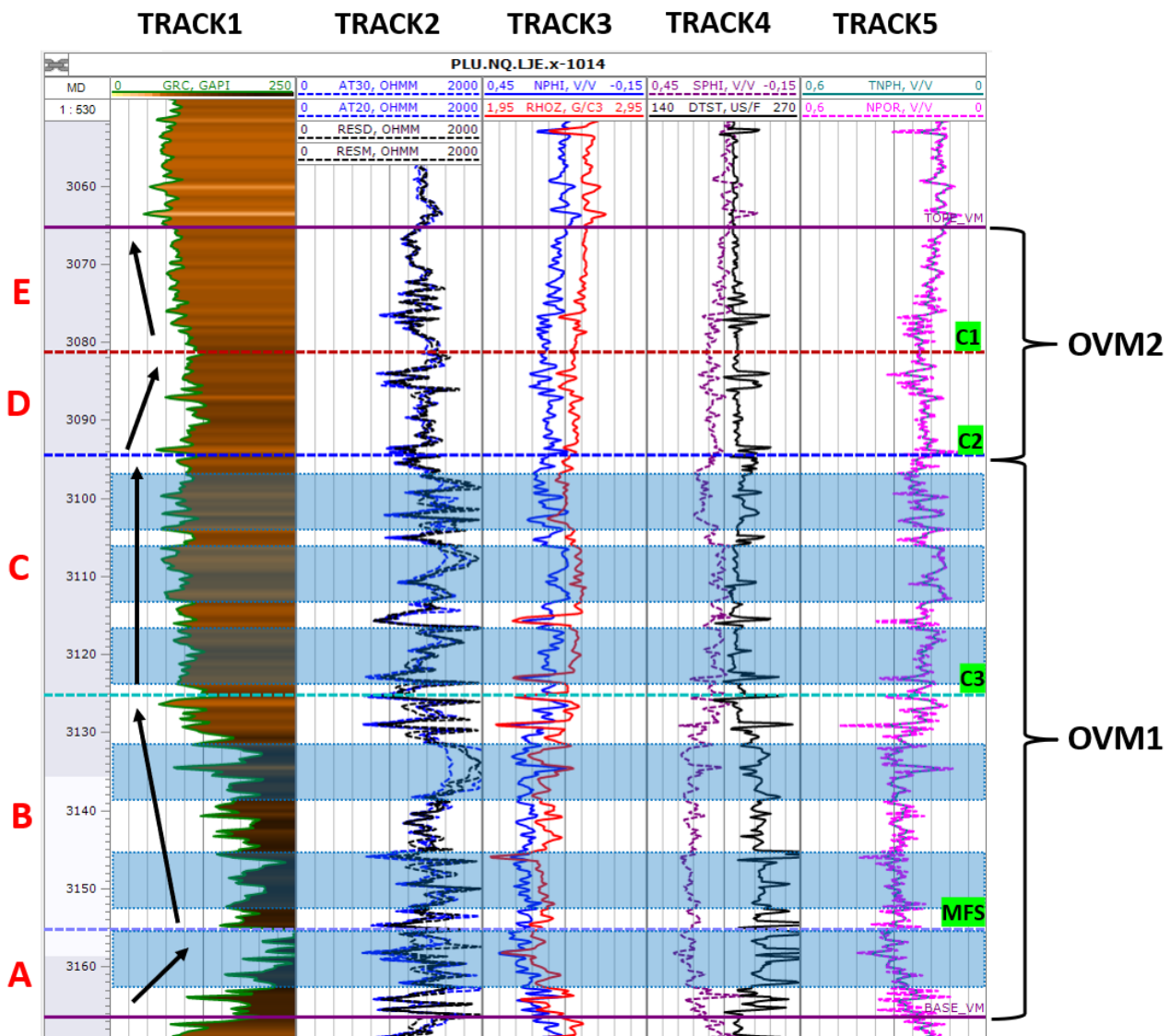


Figura 19: Perfiles del pozo PLU.Nq.LJE.x-1014

Por otro lado, se analizó el siguiente plot, el cual corresponde a una evaluación petrofísica del pozo PLU.Nq.LJE.x-1014, cuenta con una serie de perfiles de pozo (Tracks detallados en Figura 21) para el tramo de la Fm. Vaca Muerta, tal cual se observa en la siguiente imagen:

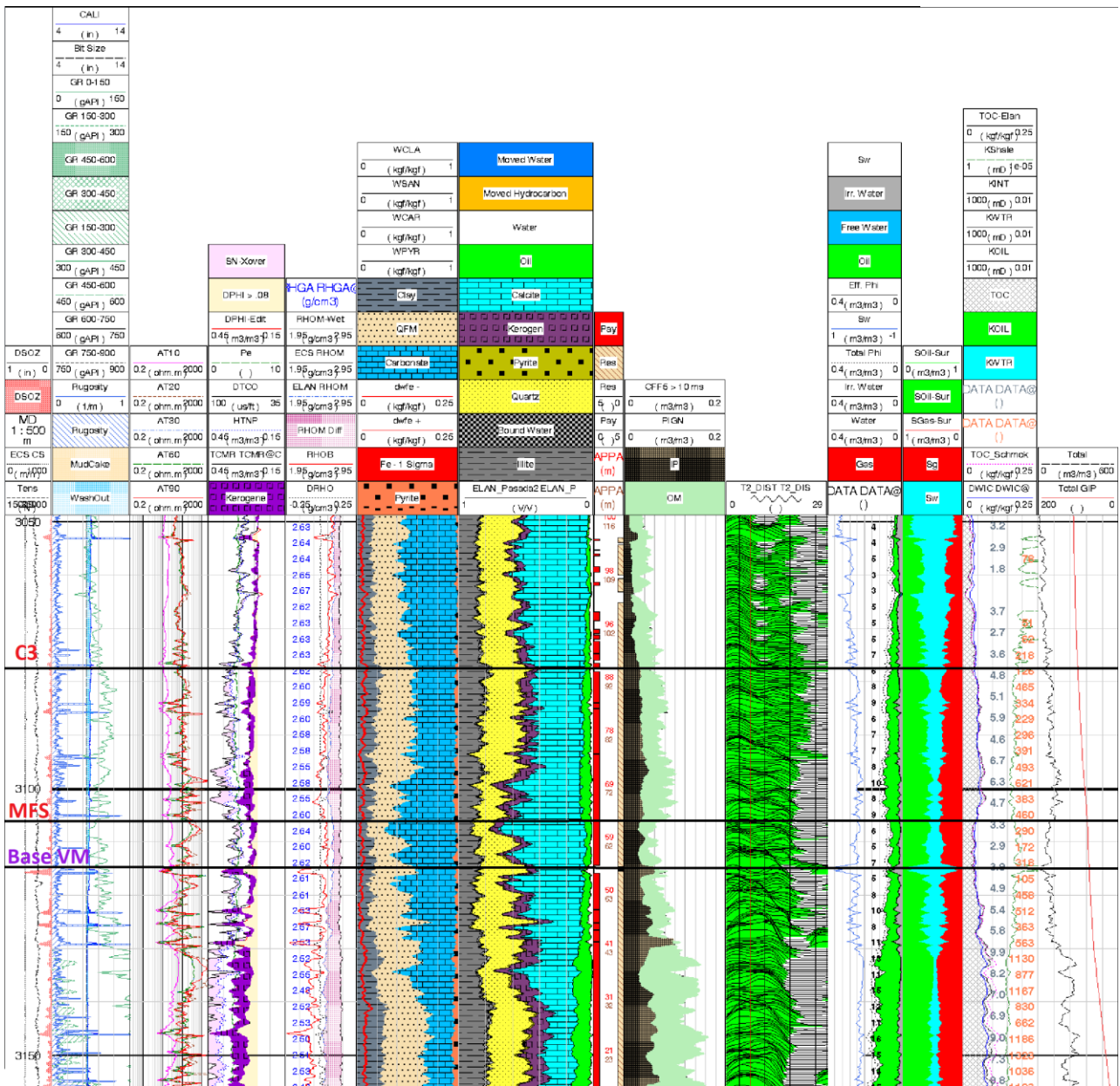


Figura 20: Registros del pozo PLU.Nq.LJE.x-1014.

Tras interpretar los perfiles de resistividad, densidad, y teniendo en cuenta la saturación de petróleo y gas, y el contenido de COT, se destaca un intervalo potencialmente productivo, entre las profundidades de 3130m y 3166m, el cual abarca los últimos tres intervalos definidos para este pozo.

TRACK AND CURVE IDENTIFICATION

** Denotes Value Curve

Track 1	Depth	Depth BCS CS Tension DSOZ RSCZ	depth scale is listed in track cable speed for BCS logging run cable tension for Platform Express logging pass PEX density standoff (0.5 to 0 inch - diameter) PEX microlog resistivity standoff (0.5 to 0 inch - diameter)
Track 2	Gamma-Ray	GR SP Caliper Bit Size Mudcake Washout Rugosity	Gross gamma-ray that is environmentally corrected. As the gamma increases there is a right wrap with progressively more green area shading (0 to 150 gAPI) Spontaneous potential with left backup (scale dependent upon measurement range) Hole diameter measured with density caliper Bit size Area shading where Caliper < Bit Size Area shading where Caliper > Bit Size Hole rugosity computed from second derivative of caliper with respect to depth
Track 3	Resistivity	(0.2 to 2000 ohm-m) Rxo ATI0 ATI20 ATI30 ATI60 ATI90	Formation resistivity measured with MCFL and filtered at 18-inches Array induction two-foot resistivity with median depth of investigation of 10-inches Array induction two-foot resistivity with median depth of investigation of 20-inches Array induction two-foot resistivity with median depth of investigation of 30-inches Array induction two-foot resistivity with median depth of investigation of 60-inches Array induction two-foot resistivity with median depth of investigation of 90-inches
Track 4	Raw Porosity	(0.4 to -0.1 vol/vol) DPHI DPHI-Edit TNPH-EC TNPH-Edit DTCO Pe Pe-Edit	Unedited density porosity calculated with Rmatrix = 2.71g/cm3 and Rfluid = 1.0g/cm3 Edited density porosity calculated with Rmatrix = 2.71g/cm3 and Rfluid = 1.0g/cm3, (shaded above 8 PU) Environmentally corrected for hole size, mudcake thickness, standoff, mud weight, pressure, and temperature Edited neutron porosity on limestone matrix (if necessary) Compressional Sonic on a scale that overlies the neutron in zones with no gas. (shaded between the neutron as a gas indicator) Formation photoelectric factor (0 to 10) Edited formation photoelectric factor (0 to 10) [if necessary]
Track 5	Density/Pe	RHOE RHOE-Edit DRHO BCS RHOM ELAN RHOM RHOM Wet **RHOM Wet	Bulk density (2 to 3 g/cm3) Edited bulk density (2 to 3 g/cm3) Spine and ribs density correction (-0.25 to 0.25 g/cm3) BCS calculated dry matrix density, insensitive to organic matter, it will overestimate matrix density in these zones. (2 to 3 g/cm3) Matrix density calculated with ELANplus (2 to 3 g/cm3), does not include Clay Bound Water Matrix density calculated with ELAN plus (2 to 2g/cm3), includes clay bound water, comparable to core grain density Matrix density calculated with ELAN plus (2 to 2g/cm3), includes clay bound water q/cm3
Track 6	SpectroLith	(0 to 1.0 wt/wt) Clay Chlorite QFM Carbonate Pyrite DWPE	Clay (chlorite, illite, montmorillonite) content from SpectroLith Chlorite weight percent from ELANplus, not calculated by SpectroLith. Plotted for comparison to XRD results. Quartz, feldspar, and mica from SpectroLith shown as sample sum with Clay Carbonate (calcite, dolomite, phosphate) from SpectroLith as sample sum with Clay and QFM Pyrite from SpectroLith shown as sample sum with Clay, QFM, and Carbonate Iron content from BCS using ALRNA model (0 to 0.25 wt/wt). Red band around curve indicates plus/minus one standard deviation of the measurement
Track 7	ELANplus Volumes	(0 to 1.0 vol/vol) Chlorite Illite Montmorillonite Bound Water Quartz Pyrite Kerogen Phosphate Calcite Dolomite Gas Water Moved Hydrocarbon Moved Water	
Track 8	Pay/Reservoir Flag	Reservoir Pay **Cum Res **Cum Pay	defined as gas-filled porosity >= 2 pu defined as Effective porosity > 0.04 v/v, Sw < 45 volume %, Kshale >= 100 nD, TOC > 2 weight % Cumulative reservoir from base of shale (feet or meters) Cumulative of pay from base of shale (feet or meters)
Track 9	Producible/Non-Produced	Producible Non-Produced	Producible pores where CFF5 > 10 ms Non-Produced pores where CFF5 < 10 ms
Track 10	T2 Distribution	T2 Distribution from CMR	
Track 11	Sw/Porosity	Sw Total Phi Effective Phi Water Irr. Water **Sw **Phi	Water saturation for effective porosity from ELANplus model. (1 to -1 v/v) Total porosity including clay-bound water (0.4 to 0 v/v) Effective porosity (0.4 to 0 v/v) Volume of water in undisturbed zone, includes both free and irreducible water (0.4 to 0 v/v) Bulk volume irreducible water (0.4 to 0 v/v) Sw plotted where < 0.9 v/v (volumes %) Effective Phi Effective phi plotted where > 0.03 v/v (pu)
Track 12	Surface Saturations	Sg-Surf So-Surf	Gas Saturation as seen in core representative of separated fluid Oil Saturation as seen in core from representative fluid Shading Sg and So represents water saturation
Track 13	TOC & Permeability	TOC (ELAN) TOC-TerraTek TOC-Schnoeker Shale K Intrinsic Kgas Kwater **TOC **KShale	Total organic carbon calculated from kerogen content determined in ELANplus model (0 to 0.25 wt/wt) TOC estimated from TerraTek algorithm based on bulk density (0 to 0.25 wt/wt) TOC estimated from Schnoeker algorithm based on bulk density (0 to 0.25 wt/wt) Permeability in shale to gas based on calibration to TerraTek core data (1 to 1E-05 mD). The first division to the left of the right side is 100 nD. Intrinsic permeability for non-organic shale intervals (1000 to 0.01 mD) Permeability to gas for non-organic shale intervals (1000 to 0.01 mD) Permeability to water for non-organic shale intervals (1000 to 0.01 mD) TOC (ELAN) plotted where > 0.01 wt/wt (weight %) Shale Permeability plotted where > 20 nanodarcy (nD)
Track 15	Oil/Gas in Place Cum	**Total GIP	Cum Gas in Place from base of shale zone (BCF/section)

Figura 21: Referencias de los tracks del plot del pozo PLU.Nq.LJE.x-1014.

Interpretación a través del Método Passey

El método Passey propone que la presencia de materia orgánica queda evidenciada por la respuesta de los registros de tiempo de tránsito compresional y resistividad.

Es una técnica utilizada con el fin de caracterizar reservorios no convencionales, ya que permite diferenciar rocas no generadora, roca inmadura y roca reservorio. Para aplicar este método se sugiere tener en cuenta un modelo petrofísico el cual está constituido por: la matriz de roca, la materia orgánica sólida y los fluidos contenidos en el espacio poral. Esto deja como resultado tres modelos petrofísicos a tener en cuenta:

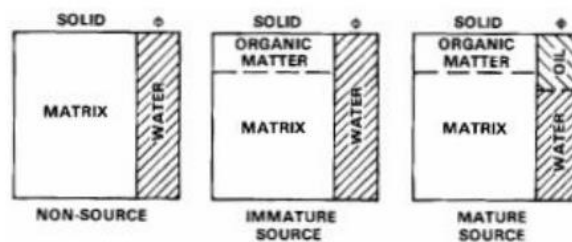


Figura 22: Modelos petrofísicos para rocas no generadoras, generadoras inmaduras y generadoras maduras (Passey et al. 1990).

Se utiliza un perfil de resistividad profundo y un perfil de porosidad como el sónico, ambos en escala apropiada, de manera que se superpongan y determinen una línea base en intervalos saturados con agua o con ausencia de materia orgánica, en tanto que frente a rocas con hidrocarburos o ricas en materia orgánica la respuesta de los registros difiere, siempre respetando una relación de 100 us/pie (microsegundos por pie) por cada dos ciclos logarítmicos resistivos.

Al escalar correctamente ambas curvas, estas responderán a la presencia o no de materia orgánica. Esta última presenta una baja densidad, un alto índice de hidrogeno y por ende un alto tiempo de tránsito (baja velocidad), de manera que, la curva del perfil sónico se separara ante intervalos orgánicamente ricos mientras que la curva del perfil de resistividad también se separa en caso de haya presencia de hidrocarburos.

La resolución vertical del método depende de la resolución combinada del solapamiento sónico/resistividad, aproximadamente 1 metro.

Cabe resaltar que la separación de las curvas de porosidad y resistividad, se desarrollará tanto en areniscas como en shales, por lo que el registro de rayos gama o control geológico es utilizado como filtro litológico para diferenciar reservorios convencionales, de reservorios no convencionales.

Entonces, la distancia entre curvas se denomina DeltaLog R, el cual está relacionado al COT y es función de su madurez.

- Cuando la roca es inmadura, el contenido orgánico es parte de la matriz, y la separación DeltaLog R se da por la respuesta de la curva del sónico debido al aumento de MO, el cual baja la densidad de la roca, y por lo tanto mayor es el tiempo de tránsito.

- Cuando la roca es madura, y se presentan hidrocarburos en el espacio poral, se produce un aumento en la curva de resistividad y por ende, una mayor separación con respecto al perfil sónico.

Este DeltaLog R queda establecido a través de la siguiente ecuación:

$$\Delta \log R = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{baseline}} \right) + 0.02(\Delta t - \Delta t_{baseline})$$

Donde:

- $\Delta \log R$ = separación de los registros medida en ciclos logarítmicos
- R = lectura de resistividad del intervalo de interés (ohm.m)
- R_{baseline} = resistividad de base tomada en los niveles arcillosos (ohm-m)
- Δt = tiempo de tránsito del intervalo de interés ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)
- $\Delta t_{baseline}$ = tiempo de tránsito correspondiente a los niveles arcillosos ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)
- 0.02 constante dada por la relación -50 μ/pie por ciclo de resistividad

La relación lineal entre el COT% y “ $\Delta \log R$ ”, es en función de la madurez de la materia orgánica en unidades de nivel de metamorfismo orgánico (LOM) y queda expresada a través de la ecuación:

$$COT\% = (\Delta \log R) 10^{(2.297 - (0.1688 * LOM))}$$

COT = medido en % en peso

LOM = Nivel de Madurez Orgánica. Número que representa la madurez de una roca generadora en función de la reflectancia vitrinita (Ro%) medida (Hood, Gutjahr and Heacock, 1975).

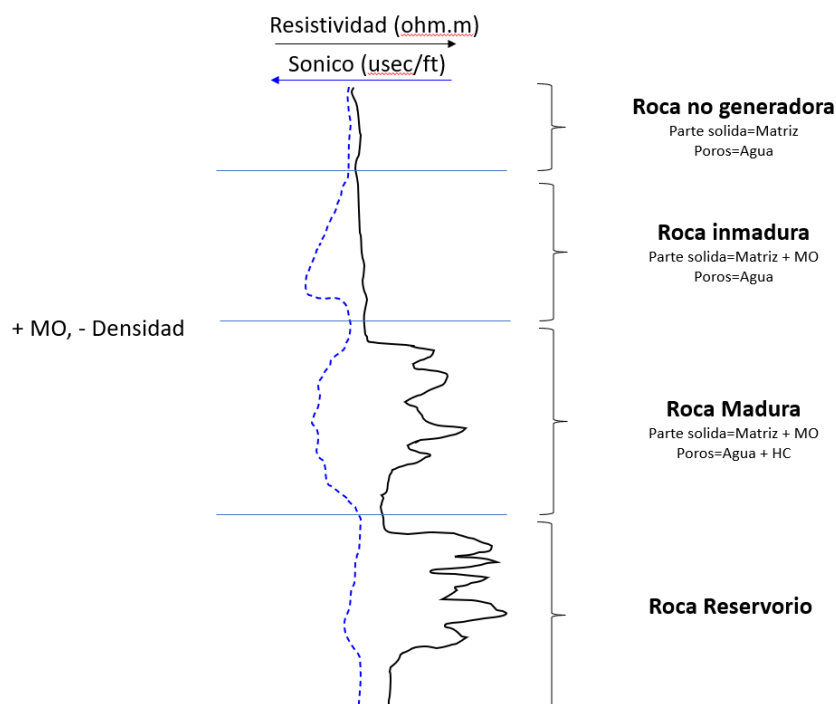


Figura 23: Interpretación del Método Passey.

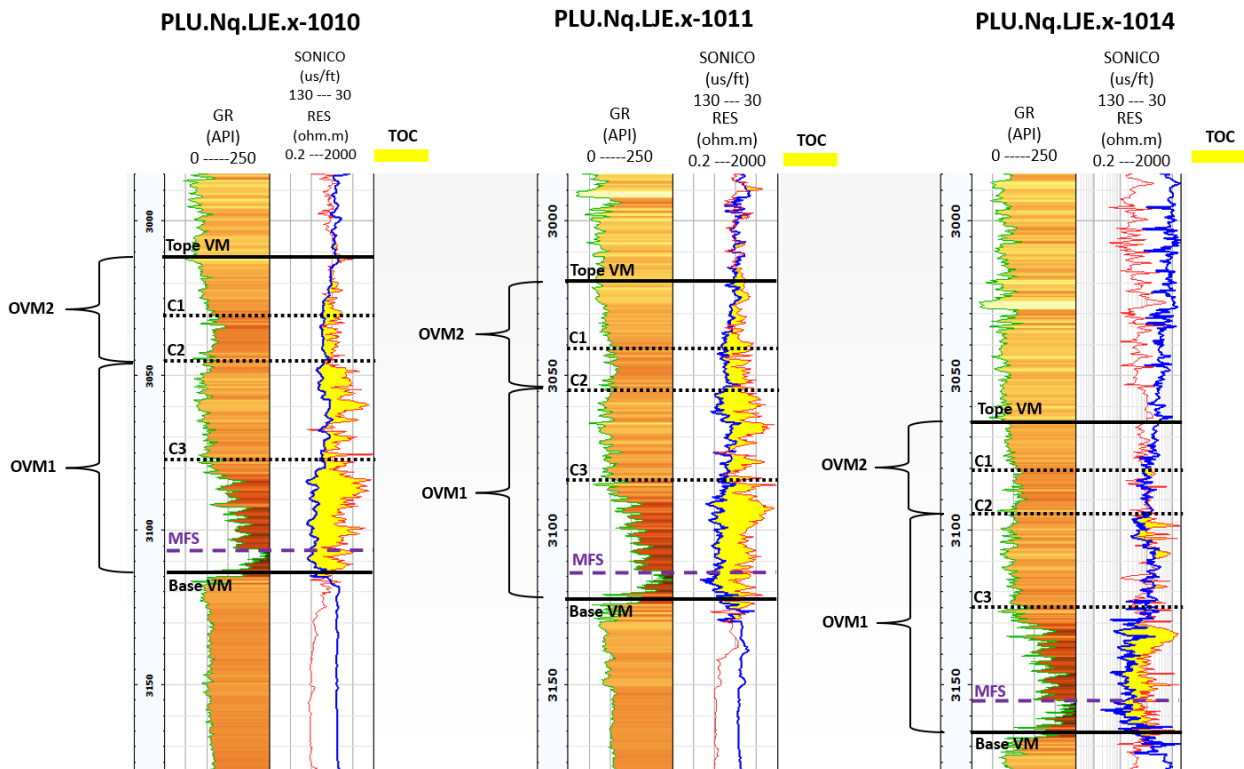


Figura 24: Sección de correlación entre los pozos PLU.Nq.LJE.x-1010, PLU.Nq.LJE.x-1011 y PLU.Nq.LJE.x-1014, donde se aplica el método Passey y cálculo de COT, con el fin de interpretar intervalos de la Fm. Vaca Muerta.

En la sección de correlación que se muestra arriba, se destaca que frente a rocas reservorio con contenido de materia orgánica, los registros se separan. La separación del $\Delta \log R$ está relacionada al contenido de COT y es función de la madurez. El registro de porosidad detecta la presencia de querógeno de baja densidad y velocidad, así como el registro de resistividad responde a los fluidos de la formación (Stinco, 2001).

Caracterización Petrofísica

Una caracterización petrofísica consiste en estudiar las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos. En este caso, se analizaron los datos petrofísicos de un testigo corona del pozo PLU.Nq.LJE.x-1010, el cual abarca la parte media-inferior del intervalo B y parte superior del intervalo A.

Los parámetros a considerar son los siguientes:

- Saturación total de agua = Saturación de agua del volumen total de poros menos los fluidos de poros (hidrocarburo) y fluidos arcillosos intersticiales.
- Saturación total de gas = Saturación de gas del volumen total de poros menos los fluidos de poros (hidrocarburo) y fluidos de arcilla intersticial.
- Saturación móvil total de petróleo = Saturación de petróleo del volumen total de poros menos los fluidos de poros y fluidos arcillosos intersticiales.
- Saturación de agua efectiva = Saturación de agua del volumen de porosidad efectiva.
- Saturación de gas efectiva = Saturación de gas del volumen de porosidad efectiva.
- Saturación de petróleo móvil efectiva = Saturación de petróleo del volumen de porosidad efectiva.
- Porosidad Efectiva = La suma de todos los poros interconectados.
- Densidad Aparente = Densidad aparente de toda la muestra, masa dividida por el volumen aparente.
- Densidad de Grano Seco = Densidad de grano calculada sin fluidos de poro y fluidos ligados a arcilla intersticial.
- Densidad de Grano = Densidad de grano medida del shale a través de la ley de Boyle, donde en condiciones de cantidad fija de gas y temperatura constante, el producto de la presión y el volumen permanece constante: $P_1V_1 = P_2V_2$, (presión × volumen = constante).

Dichos parámetros fueron analizados a través de gráficas para encontrar y describir tendencias y con el objetivo de identificar y caracterizar niveles con potencial productivo.

En primer lugar, se graficaron valores de saturación de gas para el tramo de profundidad de 3094,4m a 3111,89m (Figuras 25 y 26). Los valores de saturación total de gas varían entre 23,8% como valor más bajo y 76,11% como valor más alto, mientras que los de saturación efectiva de gas varían entre 46,67% el más bajo, y 86,54% el valor más alto. Por otro lado, los altos valores de saturación de agua podrían atribuirse a la presencia de intercalaciones de arcilita calcárea presente en este intervalo de profundidades, descrita en el control geológico.

En general, se puede apreciar que tanto las curvas de gas como de petróleo siguen una misma tendencia (Figura 27).

Esto va acorde a lo observado en el informe de control geológico, ya que hacia la base de la Fm. Vaca Muerta, se encontró rastros de hidrocarburo y detección de burbujas de gas.

PLU.Nq.LJE.x-1010

Profundidad de Corona (m)	Saturación Total de Agua (% of PV)	Saturación Total de Gas (% of PV)	Saturación Total de Petróleo (% of PV)
3094,4	36,96	36,85	26,18
3095,48	35,5	40,35	24,14
3096,49	41,25	33,71	25,04
3096,83	50,89	27,11	22
3099,74	32,7	40,97	26,33
3101,12	34,49	42,05	23,46
3101,96	28,3	47,24	24,47
3102,31	36,1	42,41	21,49
3103,89	34,26	43,72	22,02
3105,42	46,52	32,25	21,24
3106,44	55,08	23,8	21,11
3107,56	37,2	42,46	20,34
3109,29	12,25	76,11	11,64
3110,41	49,76	33,91	16,32
3111,89	50,46	37,37	12,17

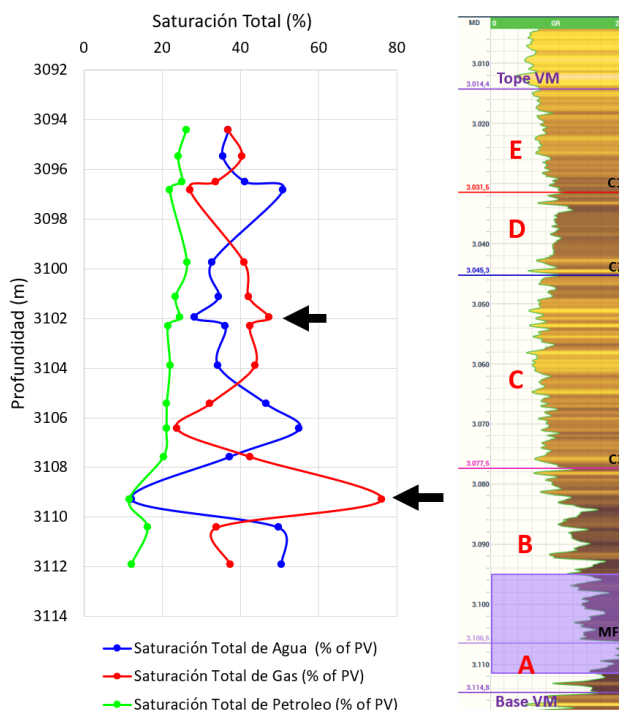


Figura 25: Valores de saturación total de gas, saturación total de petróleo y saturación total de agua del testigo corona del pozo PLU.Nq.LJE.x-1010.

PLU.Nq.LJE.x-1010

Profundidad de Corona (m)	Saturación Efectiva de Agua (% of PV)	Saturación Efectiva de Gas (% of PV)	Saturación Efectiva de Petróleo (% of PV)
3094,4	4,66	55,74	39,6
3095,48	8,09	57,5	34,4
3096,49	11,14	50,99	37,87
3096,83	15,46	46,67	37,87
3099,74	7,13	56,54	36,34
3101,12	11,22	56,99	31,79
3101,96	2,27	64,38	33,35
3102,31	2,62	64,63	32,75
3103,89	1,83	65,28	32,89
3105,42	3,64	58,1	38,26
3106,44	7,56	48,99	43,45
3107,56	1,94	66,31	31,76
3109,29	0,23	86,54	13,23
3110,41	3,81	64,94	31,25
3111,89	2,91	73,24	23,85

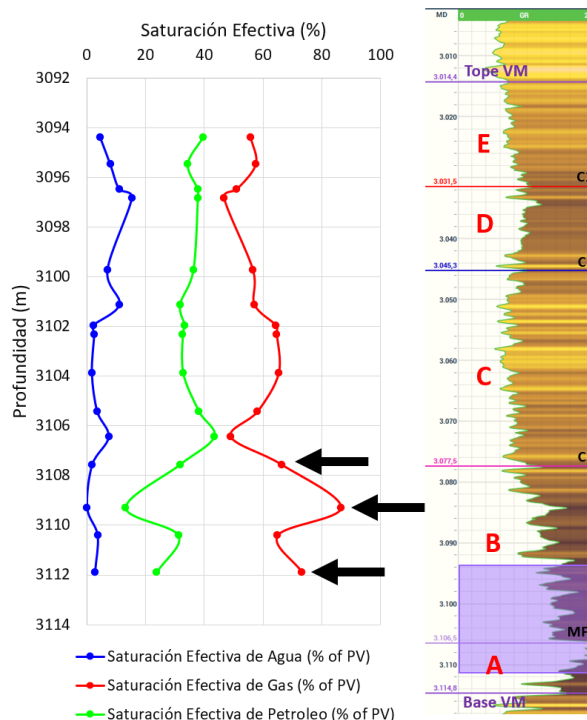


Figura 26: Valores de saturación efectiva de gas, saturación efectiva de petróleo y saturación efectiva de agua del testigo corona del pozo PLU.Nq.LJE.x-1010.

PLU.Nq.LJE.x-1010

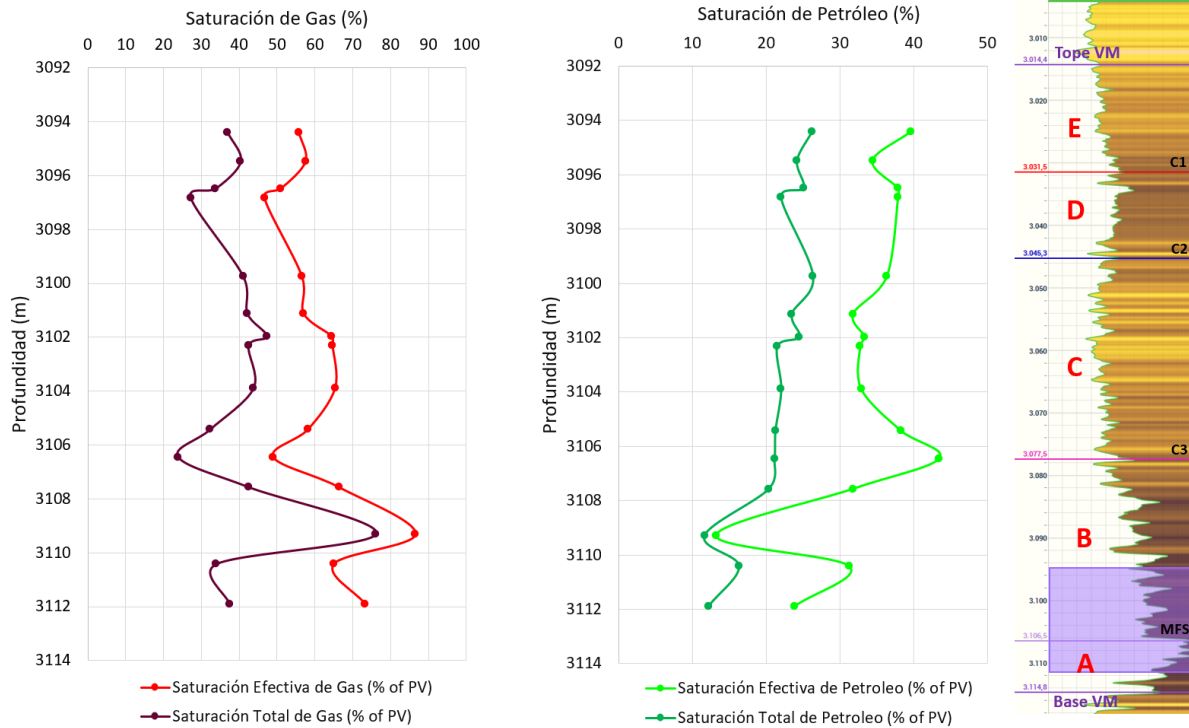


Figura 27: Curvas de saturación de gas y petróleo vs profundidad del testigo corona del pozo PLU.Nq.LJE.x-1010.

PLU.Nq.LJE.x-1010

Profundidad de Corona (m)	Densidad Aparente (g/cc)	Densidad de Grano (g/cc)	Densidad Total de Grano Seco (g/cc)
3094,4	2,318	2,367	2,421
3095,48	2,349	2,408	2,467
3096,49	2,408	2,458	2,525
3096,83	2,442	2,483	2,556
3099,74	2,504	2,56	2,617
3101,12	2,412	2,479	2,543
3101,96	2,497	2,564	2,617
3102,31	2,381	2,434	2,481
3103,89	2,357	2,393	2,424
3105,42	2,444	2,479	2,529
3106,44	2,444	2,473	2,534
3107,56	2,466	2,506	2,541
3109,29	2,635	2,734	2,757
3110,41	2,437	2,475	2,524
3111,89	2,497	2,556	2,622

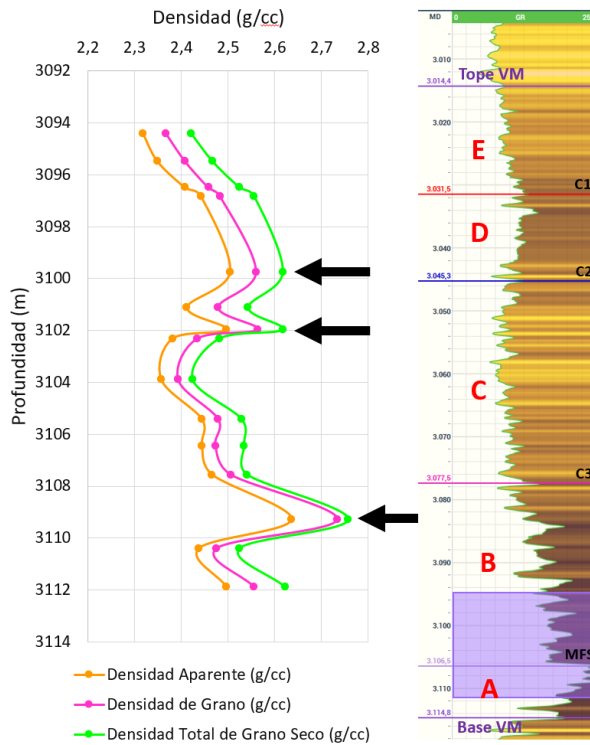


Figura 28: Valores de densidad aparente, densidad de grano y densidad de grano seco del testigo corona del pozo PLU.Nq.LJE.x-1010.

En cuanto a los valores de densidad (Figura 28), se observó que los valores mas altos de densidad aparente, densidad de grano y densidad de grano seco, se dan a las profundidades de 3099,74m, 3101,96m y 3109,29 m respectivamente, ademas de que las tres curvas siguen la misma tendencia. Estas variaciones de densidad se deben a la presencia de diferentes minerales. Los valores de 2,7gr/cc se atribuyen a la dolomita detectada a la profundidad de 3109,29 m.

Por otro lado, se pueden destacar al menos tres valores relativamente altos de porosidad efectiva, 4,29% a 3095,48 m, 4,77% a 3101,12 m y 4,19% a 3109,29 m (Figura 29), tambien afectada por las intercalaciones litologicas y minerales presentes. Según control geologico, este intervalo corresponde a una marga, castaño oscuro con algunas intercalaciones arcillosas de color gris amarillento.

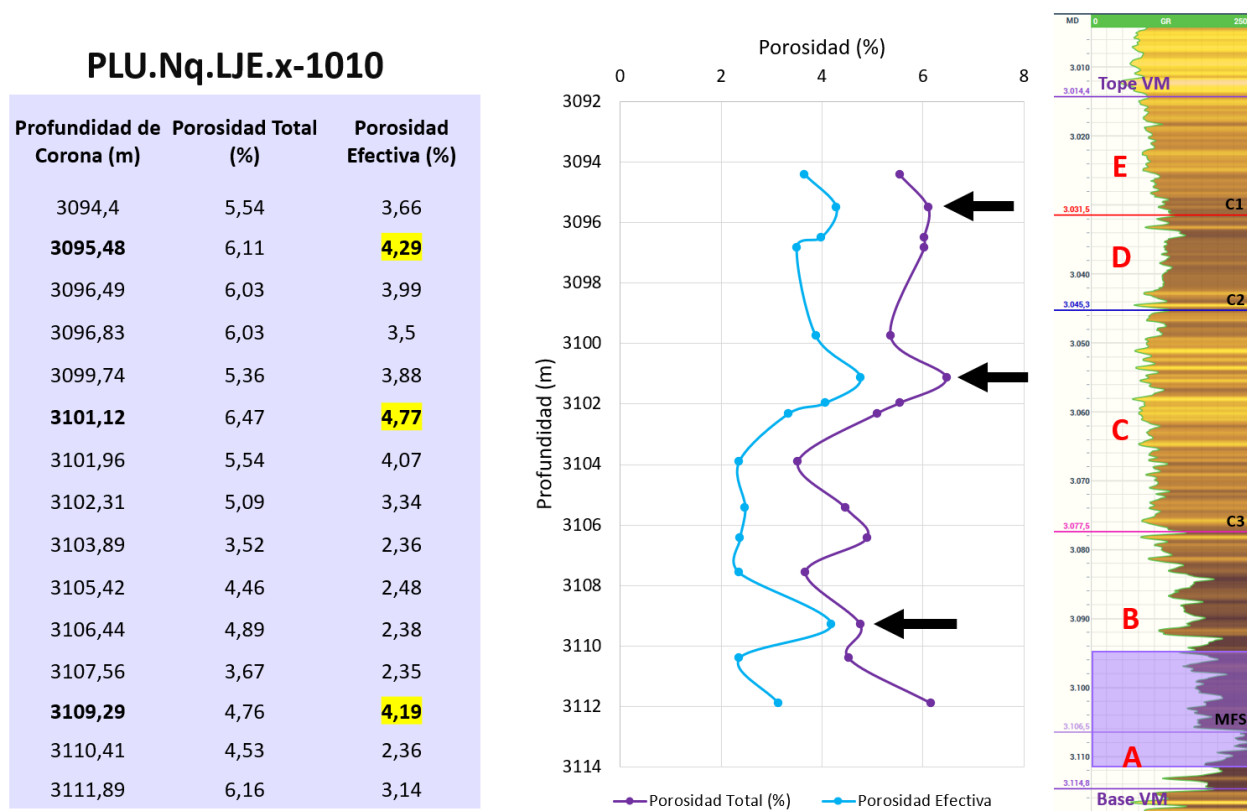


Figura 29: Valores de porosidad total y porosidad efectiva del testigo corona del pozo PLU.Nq.LJE.x-1010.

Caracterización Cromatográfica

La cromatografía de gases es un método físico de separación para la caracterización de mezclas complejas, permitiendo identificar y determinar las cantidades de dichos componentes. El proceso de una cromatografía consiste en hacer pasar la mezcla de gas por un cromatógrafo (aparato que contiene en su interior una columna de separación donde los gases son separados de acuerdo con el tipo de molécula). La primera lectura pertenecerá al metano, ya que es el gas de menor peso molecular, la segunda al etano y así sucesivamente hasta completar el ciclo.

Con el fin de conocer el tipo de hidrocarburo que puede contener un reservorio, se utilizaron las siguientes relaciones cromatográficas (Figura 18):

- Relación de gas húmedo (GWR, *GAS WETNESS RATIO*): expresa la relación de componentes pesados en función de su totalidad.

$$GWR = C2 + C3 + C4 + C5 / C1 + C2 + C3 + C4 + C5 * 100$$

- Balance de hidrocarburo (LHR, *LIGHT TO HEAVY RATIO*): esta relación disminuye cuando aumenta la densidad de los fluidos presentes.

$$LHR = C1 + C2 / C3 + C4 + C5$$

- Carácter de los hidrocarburos (OCQ, *OIL CHARACTER QUALIFIER*): se usa cuando la presencia de gas seco afecta a los otros indicadores. Además, permite determinar la presencia de gas/petróleo o condensado.

$$OCQ = C4 + C5 / C3$$

GWR	LHR	OCQ	Interpretación
< 0.5	> 100		Gas Seco, Probablemente No Productivo
> 0.5	> 100		Gas Seco, Posiblemente Productivo
< 0.5 GWR < 17.5	GWR < LHR < 100		Gas, aumentando en humedad o densidad
< 17.5	> LHR	< 0.5	Gas
< 17.5	> LHR	> 0.5	Petróleo Liviano
17.5 < GWR < 40	< LHR		Petróleo, incrementando en densidad, mientras mas grande GWR y mas chico LHR
> 40	<< GWR		Petróleo Residual

LHR	Interpretación
LHR < 0.5	Gas Seco No productivo
LHR > 0.5 < 17.5	Gas, incrementando en humedad cuando aumenta LHR
LHR > 17.5 < 40	Petróleo, incrementando en densidad cuando aumenta LHR
LHR > 40	Petróleo residual No productivo

Tabla 3: Relaciones Cromatográficas y sus interpretaciones.

Según el análisis de estas relaciones cromatográficas, en el pozo PLU.Nq.LJE.x-1010, se interpreta la presencia de petróleo en función de los valores de GWR, LHR y OCQ a lo largo de toda la curva (Figura 30). Mientras más grande sea la separación entre la curva de GWR y la de LHR, mayor es la densidad del petróleo.

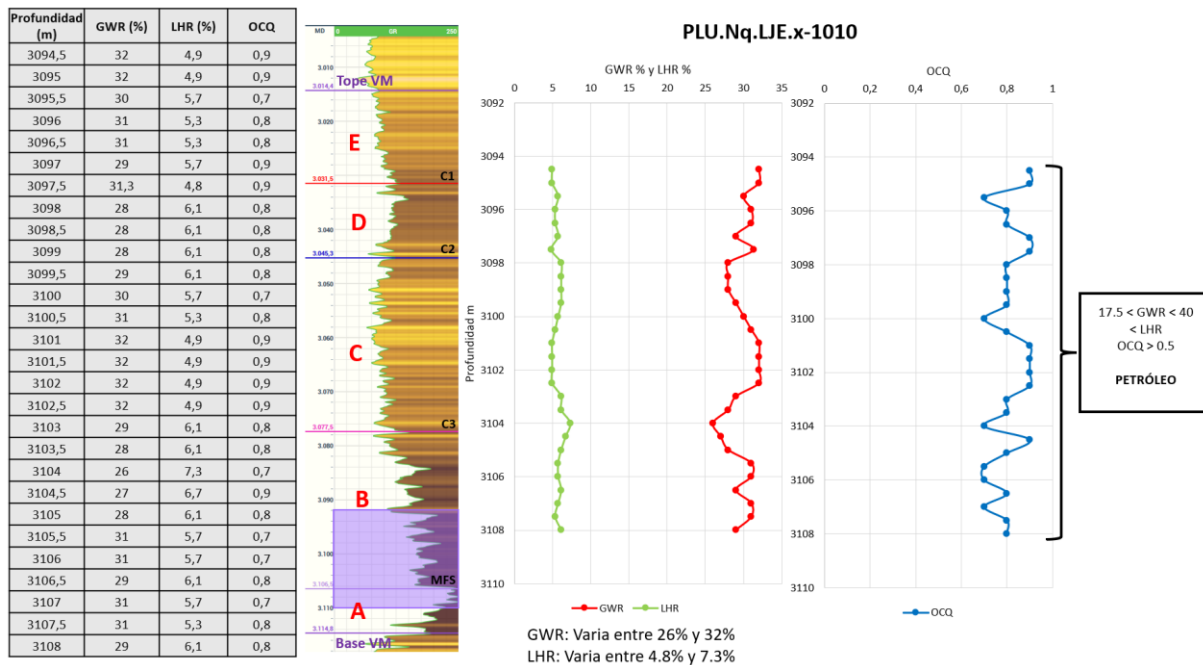


Figura 30: Tabla y Grafico de Relaciones Cromatográficas para el pozo PLU.Nq.LJE.x-1010. Intervalo estratigráfico correspondiente al nivel B y parte superior del A.

Además, para este pozo, se identificó hidrocarburo en zaranda en el control geológico, a las profundidades de 3095m y 3112m.

En el caso del pozo PLU.Nq.LJE.x-1011, según las relaciones cromatográficas observadas en la figura 31, se interpreta la presencia de petróleo desde una profundidad de 3070m hasta 3094m, habiéndose detectado gotas de hidrocarburo fresco entre los 3090m y los 3100m, mientras que, en la parte superior, entre los 3056m y 3060m, podría haber presencia de gas, debido al acercamiento de las curvas de GWR y LHR, aunque no es tan certero debido a la poca cantidad de muestreo para este intervalo.

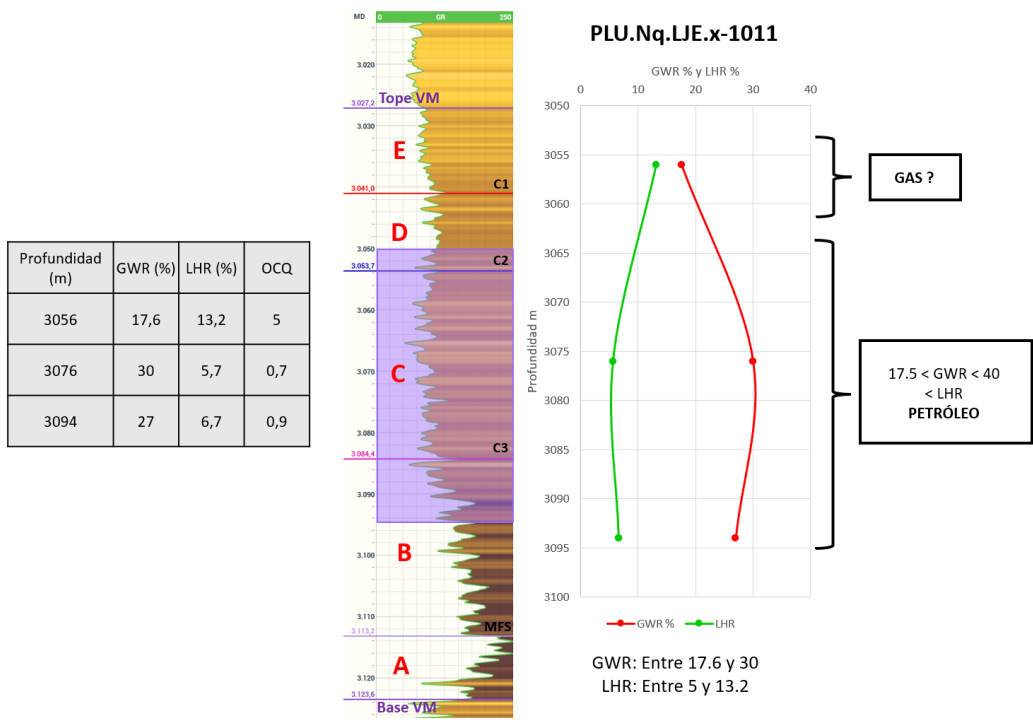


Figura 31: Tabla y Grafico de Relaciones Cromatográficas para el pozo PLU.Nq.LJE.x-1011.

Según las relaciones cromatográficas para el pozo PLU.Nq.LJE.x-1014 (Figura 32), se puede interpretar la presencia de gas entre las profundidades de 3088m y 3098m, lo cual concuerda con la importante detección de gas a los 3095m, observada en el control geológico, así mismo, se describe la presencia de aislada calcita relleno microfisuras a las profundidades mencionadas anteriormente.

Por otro lado, a partir de 3100m hasta 3157m, se interpreta la presencia de petróleo.

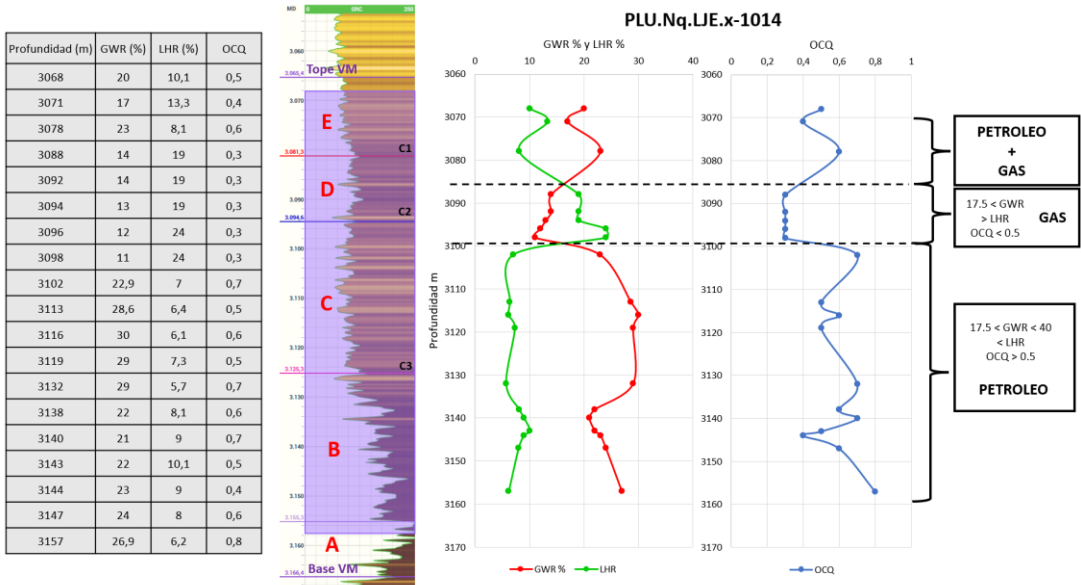


Figura 32: Tabla y Grafico de Relaciones Cromatográficas para el pozo PLU.Nq.LJE.x-1014.

Caracterización Mineralógica

La mineralogía es un parámetro muy útil para determinar la fragilidad/ductilidad de un shale. El contenido de cuarzo, carbonato y arcilla determina los parámetros elásticos de la roca y de esta forma, cuan eficiente será la fractura hidráulica para estimular la roca y liberar el hidrocarburo.

De acuerdo con la información correspondiente al análisis DRX mineralógico del testigo corona perteneciente al pozo PLU.Nq.LJE.x-1010, se muestran los siguientes resultados:

DATOS DE DIFRACCIÓN DE RAYOS X - Mineralogía de Testigo Corona PLU.Nq.LJE-1010										
Profundidad (m)	Cuarzo (%)	Feldespato (%)	Plagioclasa (%)	Calcita (%)	Ankerita/Dolomita-Fe (%)	Dolomita (%)	Pirita (%)	Fluorapatita (%)	Barita (%)	TOTAL MINERALES NO ARCILLOSOS
3049,40	39	4	11	12	0	0	4	0	0	69
3095,48	32	7	13	12	0	0	5	0	0	68
3096,49	29	3	10	15	0	2	5	0	0	65
3096,83	23	3	10	15	0	8	4	0	0	61
3099,74	29	2	7	15	0	23	3	0	0	79
3101,12	34	3	10	21	1	0	4	0	0	72
3101,93	35	4	5	15	0	16	9	0	0	84
3102,31	31	5	12	17	0	0	4	0	0	69
3103,89	22	4	7	41	0	0	4	0	0	77
3105,42	50	2	7	9	0	3	3	0	0	74
3106,44	26	3	11	23	0	1	5	0	0	69
3107,56	31	3	10	28	0	2	3	0	0	77
3109,32	10	3	4	10	0	64	1	0	0	93
3110,41	35	3	10	24	0	0	3	0	0	76
3111,89	26	3	9	12	2	17	2	0	0	71
Promedio	30	3	9	18	0	9	4	0	0	74%

Tabla 4: Tabla de datos de difracción de rayos X del contenido de minerales no arcillosos del testigo corona del pozo PLU.Nq.LJE.x-1010.

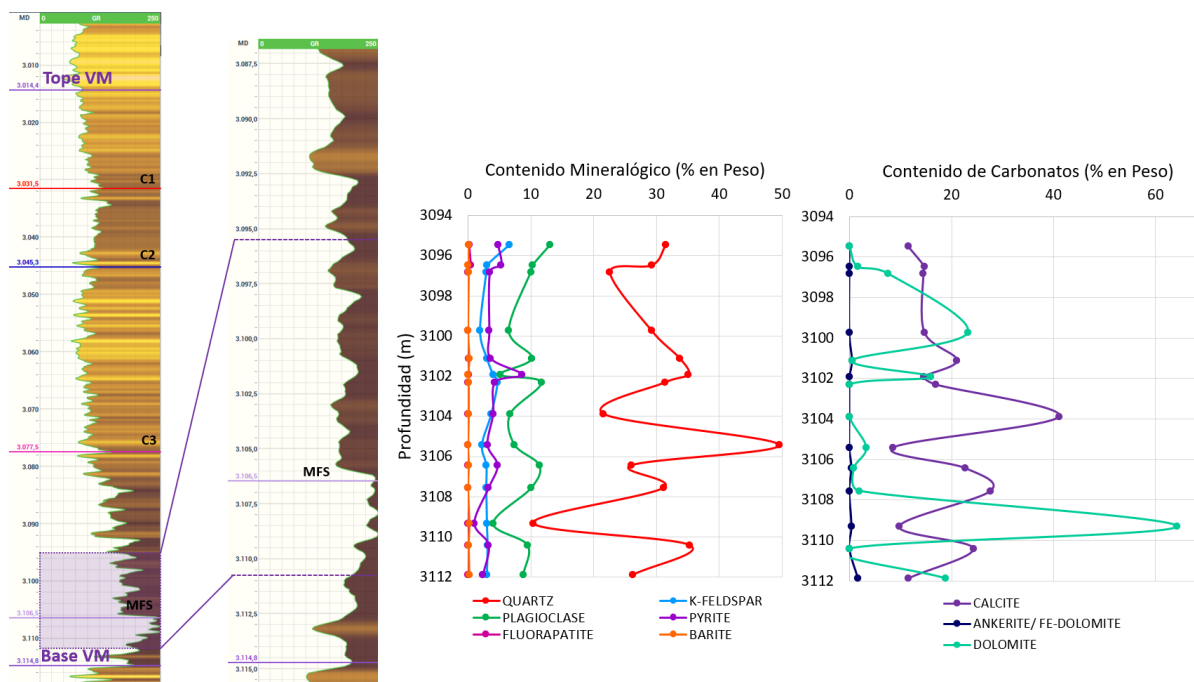


Figura 33: Graficas de la mineralogía en función de la profundidad para el testigo corona del pozo PLU.Nq.LJE.x-1010.

En el gráfico de la izquierda de la figura 33, se puede apreciar que el contenido de cuarzo (entre 20% y 40%) es mucho mayor con respecto a la plagioclasa (menor al 15%) y esta a su vez, se encuentra en mayor proporción al feldespato potásico (menor al 5%). Por otro lado, el contenido de barita y fluorapatita es nulo, mientras que los valores de pirita se acercan a los del feldespato.

En cuanto al contenido de carbonatos del gráfico de la derecha, la calcita varía, aproximadamente, entre el 10% y 30%, con un pico máximo de 41% a los 3103 m, la dolomita en menor proporción varía entre 0% y 20% con un pico máximo de 64% a los 3109 m, el cual se corresponde con el alto valor de densidad encontrado a la misma profundidad, mientras que la ankerita y dolomita-Fe prácticamente no están presentes.

En general, los minerales no arcillosos que predominan son el cuarzo, la calcita, dolomita y plagioclasa.

DATOS DE DIFRACCIÓN DE RAYOS X - Mineralogía de Testigo Corona PLU.Nq.LJE-1010						
Profundidad (m)	Esmectita (%)	Illita/Esmectita (%)	Illita+Mica (%)	Kaolinita (%)	Clorita (%)	TOTAL MINERALES ARCILLOSOS
3049,40	1,97	17,53	10,20	0,50	0,70	30,90
3095,48	2,50	22,40	5,50	1,30	0,60	32,30
3096,49	1,38	14,12	17,80	1,60	0,60	35,50
3096,83	1,53	14,87	20,20	0,80	1,30	38,70
3099,74	0,54	6,56	13,00	0,60	0,50	21,20
3101,12	1,43	15,57	8,10	1,00	1,40	27,50
3101,93	0,94	12,96	2,90	0,20	0,20	17,20
3102,31	0,64	13,56	15,60	0,60	0,50	30,90
3103,89	0,73	7,77	12,80	1,20	0,40	22,90
3105,42	0,44	7,16	15,30	1,60	1,20	25,70
3106,44	0,93	10,47	13,80	3,10	2,90	31,20
3107,56	0,51	6,19	14,30	1,00	1,10	23,10
3109,32	0,30	3,00	4,30	0,00	0,00	7,60
3110,41	0,65	8,55	13,00	1,60	0,70	24,50
3111,89	0,90	10,30	15,80	2,20	0,00	29,20
Promedio	1,02	11,40	12,17	1,15	0,81	26%

Tabla 5: Tabla de datos de difracción de rayos X del contenido de minerales arcillosos del testigo corona del pozo PLU.Nq.LJE.x-1010.

Con respecto a los minerales arcillosos, estos se mantienen siempre por debajo del 30% de la composición total del testigo y los que se encuentran en mayor proporción son la Illita/Esmectita y Illita/Mica (entre el 5% y 20%), mientras que los valores de la Kaolinita, Clorita y Esmectita varían entre 0% y 5% (Figura 34).

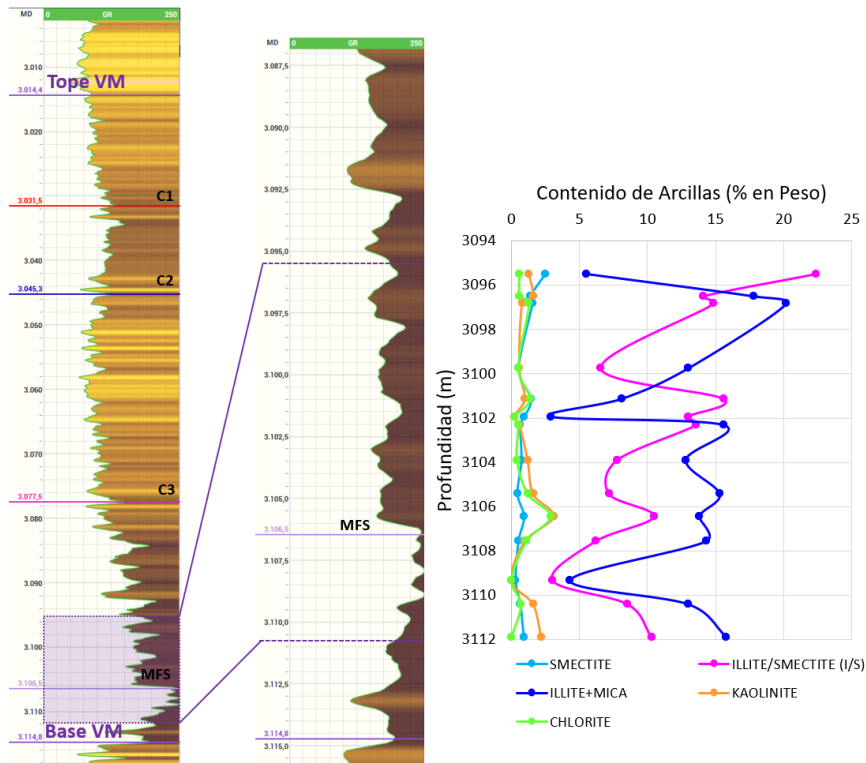


Figura 34: Gráfica de minerales arcillosos en función de la profundidad para el testigo corona del pozo PLU.Nq.LJE.x-1010.

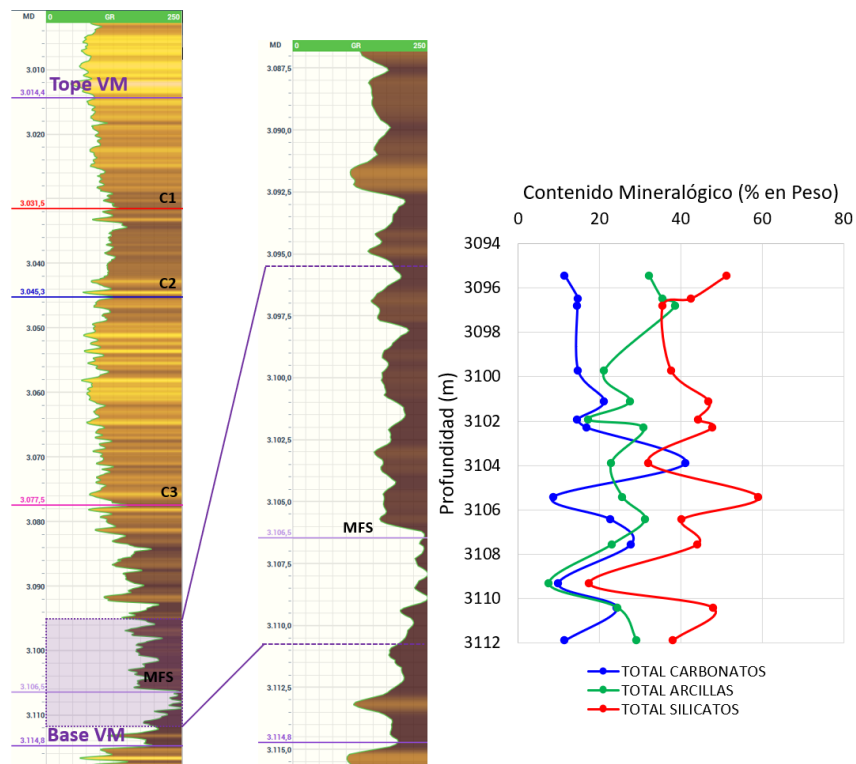


Figura 35: Grafica del contenido mineralógico de silicatos, carbonatos y arcillas del testigo corona del pozo PLU.Nq.LJE.x-1010.

Calimetría

A partir del análisis de la variación de Ca y Mg, para algunos de los pozos en estudio, se determinó que en general el % de Ca tiende a disminuir hacia la base de la Fm. Vaca Muerta.

En la Figura 36, correspondiente al pozo PLU.Nq.LJE.x-1011, se observa que los valores de Ca% varían, aproximadamente, entre el 20% y el 40%, con una tendencia a disminuir hacia la base de la Fm. Vaca Muerta. Los valores mayores a 30%, se encuentran en la parte superior e intermedia, con valores máximos de 44,6% en 3024m y 40.5% en 3076m. En comparación con la interpretación DRX del pozo PLU.Nq.LJE.x-1010, se observa claramente que hacia la base de la Fm. Vaca Muerta, para el intervalo de 3094m a 3112m, en ambos pozos, la presencia de Ca% disminuye, variando alrededor del 20%.

Con respecto a los valores de Mg%, estos son bajos, variando entre 0% y 11% como máximo, en toda la columna.

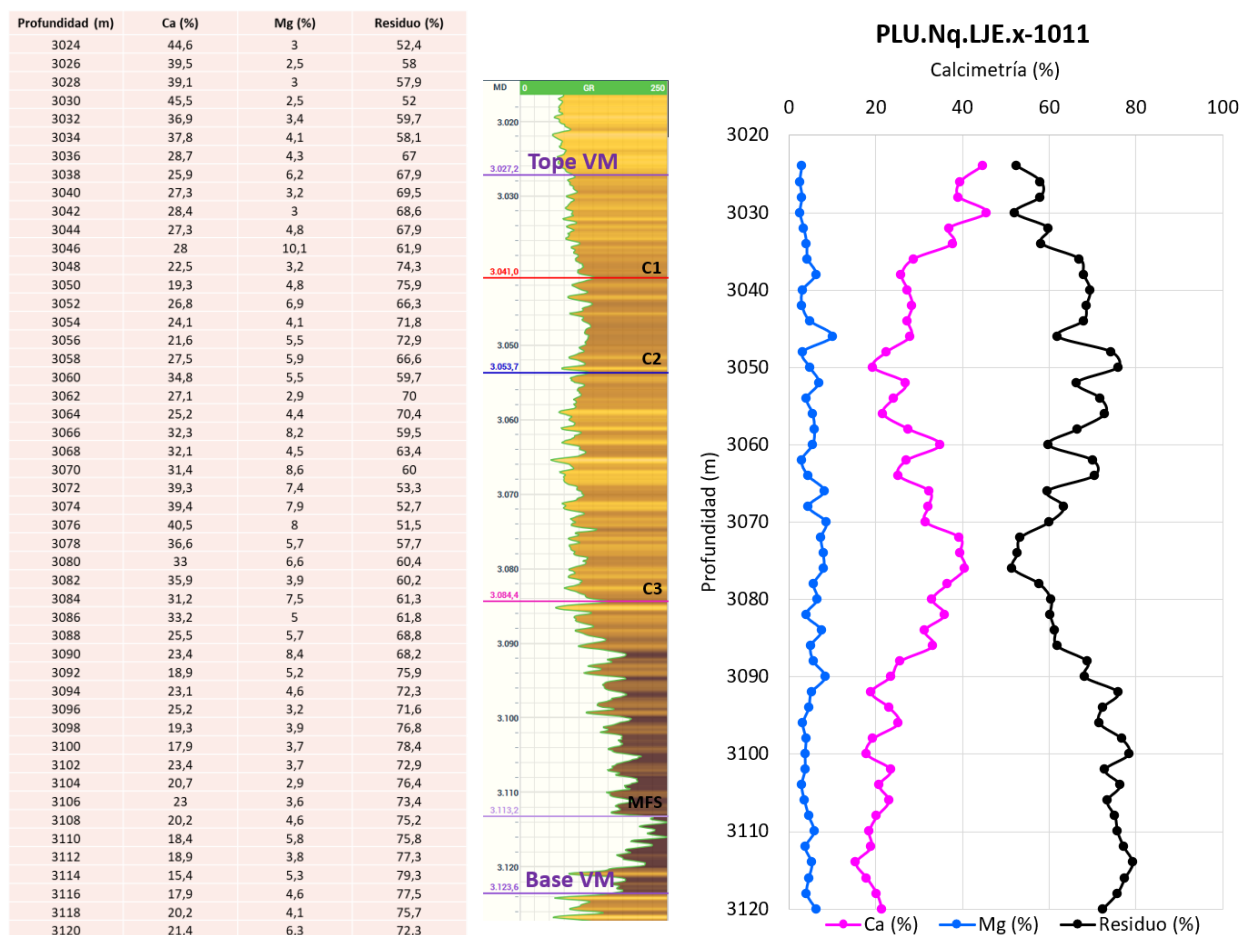


Figura 36: Tabla y Grafico que muestran los valores de Ca%, Mg% y Residuo% para el pozo PLU.Nq.LJE.x-1011.

En la Figura 37, correspondiente al pozo PLU.Nq.LJE.x-1014, se observa que los valores de Ca% varían, aproximadamente, entre un 10% y 50%, con una tendencia a disminuir hacia la base de la Fm. Vaca Muerta, observándose valores mayores a 25% para los intervalos superiores que van de 3056 m a 3139 m, y valores menores a 20% para los intervalos inferiores que van desde 3140 m a 3158 m.

En cuanto al contenido de Mg%, los valores encontrados son bajos, variando entre 2% y 11% como máximo, con dos picos altos al final del intervalo.

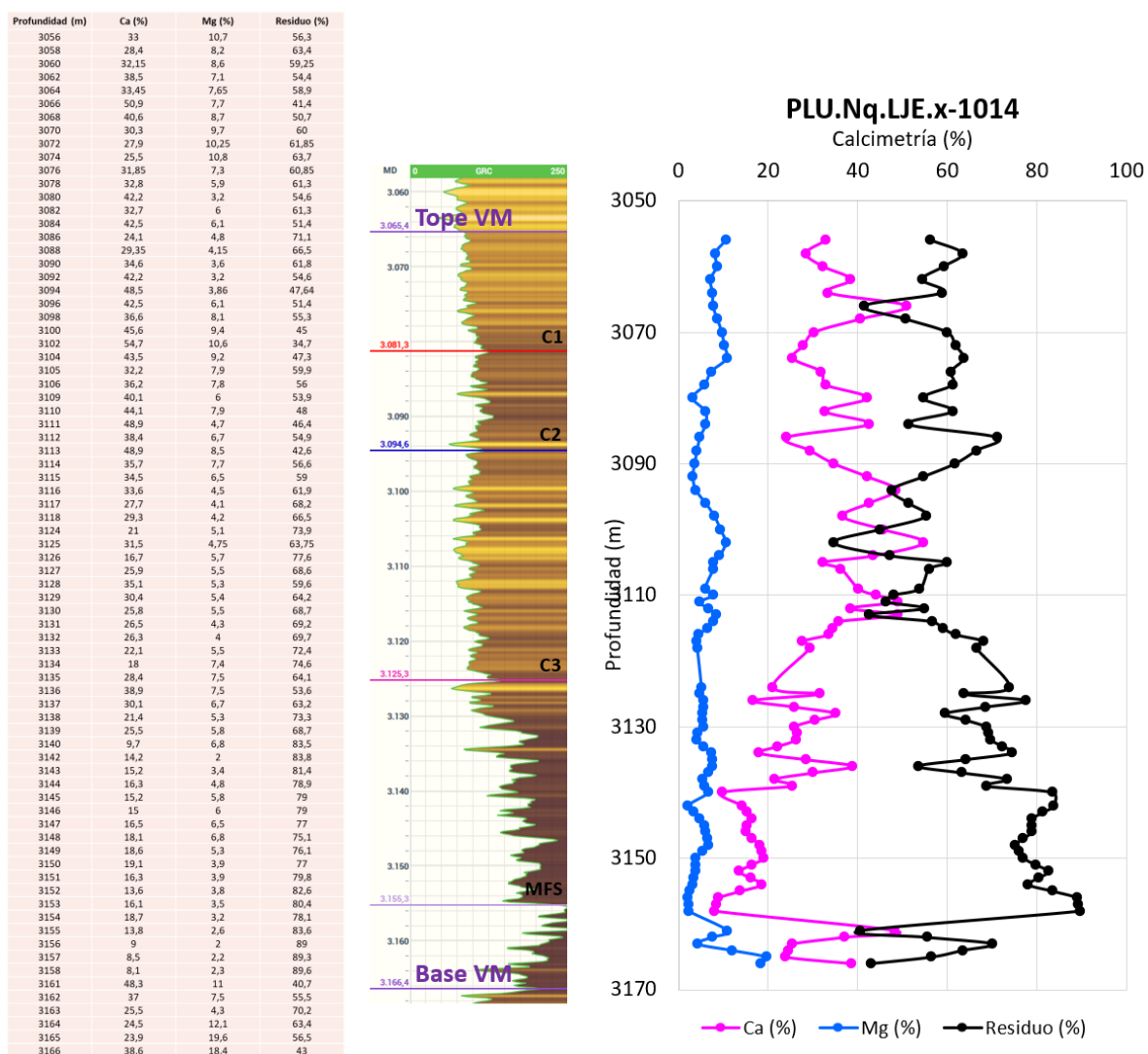


Figura 37: Tabla y Grafico que muestran los valores de Ca%, Mg% y Residuo% para el pozo PLU.Nq.LJE.x-1014.

Con respecto a la calcimetría del pozo PLU.Nq.LJE.x-1001, la misma mostró valores de 30% en promedio para todo el intervalo de la Fm. Vaca Muerta. Por otro lado, la detección de gas para este pozo, mostró un incremento continuo desde valores de 0,8% al 1%, llegando al 10% en la base de la secuencia. Además, cabe destacar que se detectaron rastros de petróleo desde 3015 a 3117 mbgl.

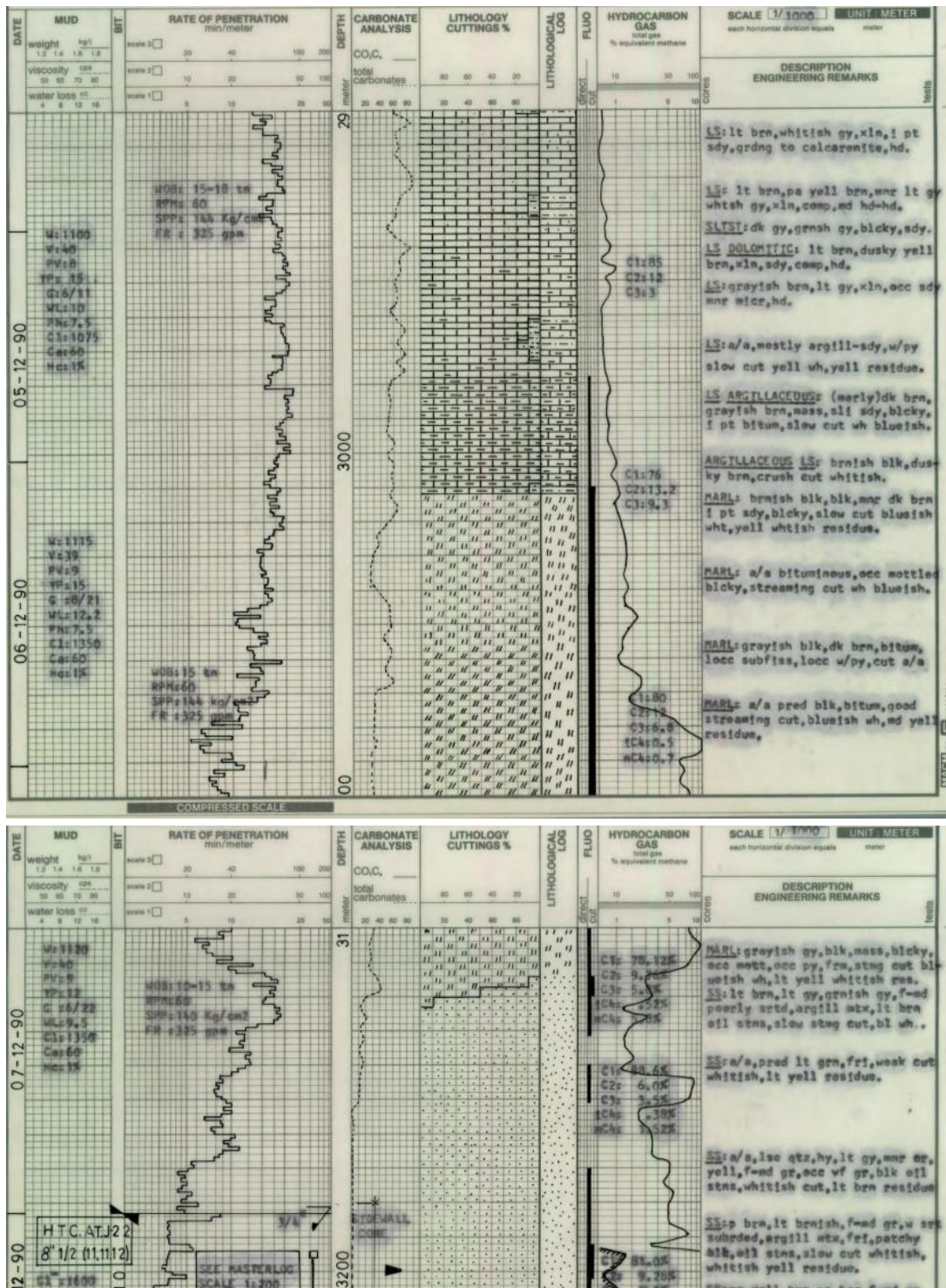


Figura 38: Control Geológico del pozo PLU.Nq.LJE.x-1001.

Caracterización Geomecánica

La geomecánica es la ciencia que estudia las propiedades mecánicas de las rocas, incluyendo la resistencia, propiedades elásticas y plásticas y la deformación de las formaciones del subsuelo, tanto en condiciones inalteradas como su respuesta a los cambios originados por las operaciones de la industria petrolera (perforación, estimulación y producción).

Por lo tanto, una caracterización geomecánica detallada es necesaria, ya que tiene en cuenta el grado de anisotropía y heterogeneidad en las propiedades mecánicas de las rocas, para llevar a cabo los estudios correspondientes y obtener operaciones de perforación, terminación y producción rentables. En este ámbito su foco de estudio es la relación entre esfuerzo y deformación (elástica, plástica o de rotura) y es la base de todo buen diseño de perforación de un pozo y de la posible fractura hidráulica del mismo, ya que la anisotropía de la roca determina la dirección general de la fractura.

Un modelo geomecánico incluye las magnitudes del esfuerzo vertical y los dos esfuerzos horizontales principales, los cuales se denominan ($\sigma_h \max$) esfuerzo horizontal máximo y ($\sigma_h \min$) esfuerzo horizontal mínimo.

Dicho esto, es importante establecer el régimen de esfuerzos actual en la zona de estudio. A escala regional, se interpreta que el esfuerzo horizontal máximo se encuentra en un rango entre 90° y 110° , en base a los *breakouts*, correspondientes a perfiles de imagen de pozos, observados desde el World Stress Map, el cual refleja el campo de estrés actual (Figura 39).

Considerando la orientación de los esfuerzos actuales en el área y para lograr tanto una estabilidad de pozo óptima como para el diseño de fracturamiento hidráulico, la perforación de un nuevo pozo horizontal debe estar orientada en la dirección del mínimo esfuerzo, la cual sería en dirección N-S, ya que las fracturas hidráulicas se extienden en dirección perpendicular a la mínima tensión.

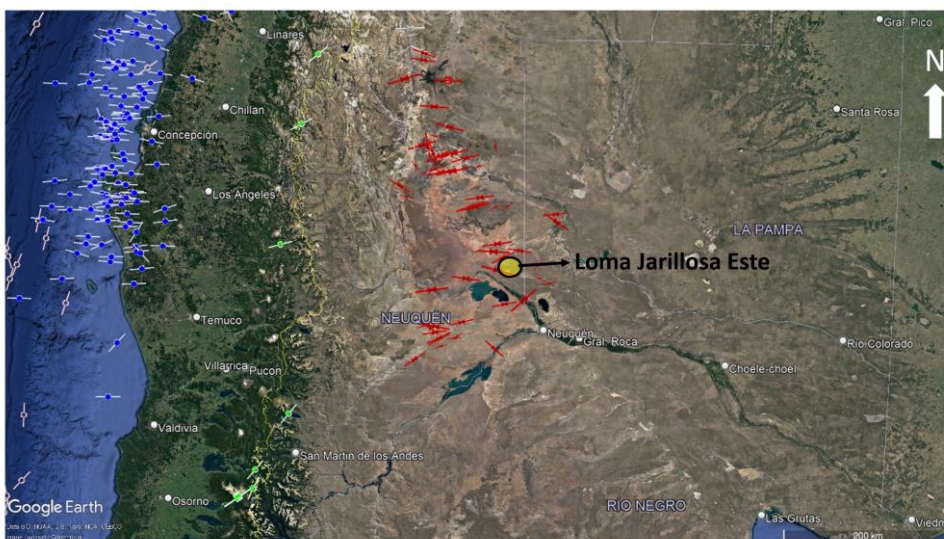


Figura 39: World Stress Map para la zona de la Cuenca Neuquina, Argentina.

Otro punto importante de la geomecánica es la caracterización de propiedades elásticas estáticas y dinámicas.

Las mediciones estáticas son aquellas que resultan de realizar un ensayo mecánico de una muestra del material de interés en un laboratorio.

Las mediciones dinámicas, se basan en los principios de propagación de ondas en un medio elástico isotrópico para estimar las constantes elásticas. Para esto se utilizan dos medidas: lentitud de onda de compresión (DTC) y lentitud de onda de corte (DTS) en cualquier dirección y polarización. Por lo tanto, las propiedades elásticas derivadas dinámicamente, Módulo de Young (E_{dyn}) y la Relación de Poisson (ν_{dyn}) de una roca isotrópica, se definen a continuación:

$$G_{dyn} = 13474.45 \frac{\rho}{\Delta t_S^2} \quad E_{dyn} = \frac{9G_{dyn}K_{dyn}}{G_{dyn} + 3K_{dyn}} \quad \begin{array}{l} \rho: \text{Bulk Density [g/cm}^3\text{]} \\ \Delta t_S: \text{Shear Slowness [\mu s/ft]} \\ \Delta t_C: \text{Compressional Slowness [\mu s/ft]} \\ G_{dyn}: \text{Dynamic Shear Modulus [Mpsi]} \\ K_{dyn}: \text{Dynamic Bulk Modulus [Mpsi]} \\ E_{dyn}: \text{Dynamic Young's Modulus [Mpsi]} \\ \nu_{dyn}: \text{Dynamic Poisson's Ratio} \end{array}$$

$$K_{dyn} = G_{dyn} \left(\frac{\Delta t_S^2}{\Delta t_C^2} - \frac{4}{3} \right) \quad \nu_{dyn} = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta t_S^2 - 2\Delta t_C^2}{\Delta t_S^2 - \Delta t_C^2} \right)$$

Dichas propiedades pudieron calcularse para los pozos PLU.Nq.LJE.x-1011 y PLU.Nq.LJE.x-1014, utilizando perfiles de sónico compresional (DTCO), sónico de onda de corte (DTSM) y densidad (RHOZ).

Cabe aclarar que, al no contar con mediciones realizadas en laboratorio, existen algunas correlaciones empíricas que convierten las propiedades elásticas dinámicas en estáticas para diferentes tipos de rocas, y así poder realizar una comparación entre ambas.

Las correlaciones utilizadas, para este trabajo, se definen a continuación:

- Lacy Correlation:

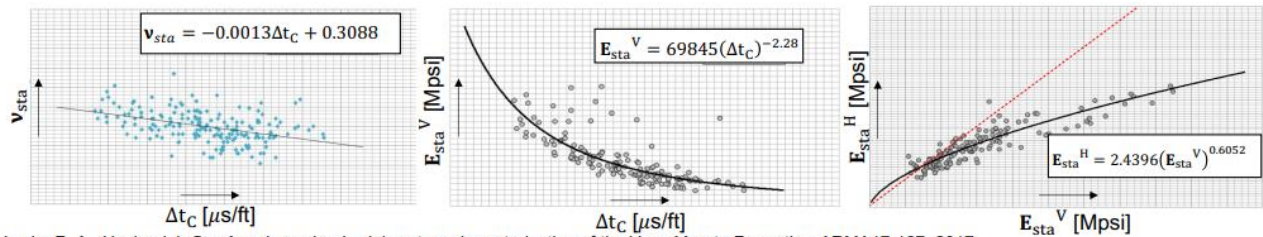
Sandstones: $E_{sta} = 0.0293 (E_{dyn})^2 + 0.4533 E_{dyn}$

Shales: $E_{sta} = 0.0428 (E_{dyn})^2 + 0.2334 E_{dyn}$

General: $E_{sta} = 0.018 (E_{dyn})^2 + 0.422 E_{dyn}$

E_{sta} : Static Young's Modulus [Mpsi]
 E_{dyn} : Dynamic Young's Modulus [Mpsi]

- Varela-Hasbani Correlation: Fue desarrollada en la Cuenca Neuquina, para la Formación Vaca Muerta, utilizando unas 300 muestras. También es aplicable a la Formación Quintuco, con más incertidumbre.



Varela, R. A., Hasbani J. G.; *A rock mechanics laboratory characterization of the Vaca Muerta Formation*, ARMA17-167, 2017.
 Copyright ©2022 VISTA Energy. All rights reserved.

Figura 40: Variables Estáticas del Módulo de Young y Relación de Poisson. Varela-Hasbani Correlation, 2017.

El análisis de estas relaciones geomecánicas es fundamental para la estimulación de fracturas. Britt y Schoeffler, 2009, entre otros, han concluido que para que un shale sea prospectivo deben presentar altos valores en el módulo de Young ($> 3,5 \times 10^6$ psi) y bajos valores del módulo de Poisson ($< 0,25$).

Los resultados obtenidos para el pozo PLU.Nq.LJE.x-1011, muestran que el Módulo de Young dinámico comprende valores entre 3 y 4 Mpsi, mientras que los valores estáticos, siempre van a ser menores, y varían entre 1 y 2 Mpsi. La relación de Poisson dinámica varía entre 0,2 y 0,3, mientras que su valor estático está alrededor de 0,2 (Figuras 41, 42 y 43).

Con respecto a los valores obtenidos para el pozo PLU.Nq.LJE.x-1014, podemos mencionar que el Módulo de Young dinámico varía entre 2 y 3 Mpsi, con tendencia a aumentar hacia la base de la Fm. Vaca Muerta, hasta valores de 4 Mpsi; mientras que los valores estáticos son menores, y están entre 1 y 2 Mpsi. La relación de Poisson dinámica varía entre 0,2 y 0,3, mientras que su valor estático varía entre 1,5 y 2 (Figuras 44, 45y 46)

En general, las variables dinámicas presentan una mayor variabilidad con respecto a las variables estáticas. A partir de los análisis de dichas relaciones, se comprueba que las mismas indican una buena rigidez de la roca, para el intervalo analizado, comprendido entre el marker C3 y la base de la Fm. Vaca Muerta. Dicha zona se interpreta como favorable para una buena estimulación hidráulica, ya que presenta altos valores de Modulo de Young y bajos valores de Relación de Poisson, según lo definido por Britt y Schoeffler, 2009.

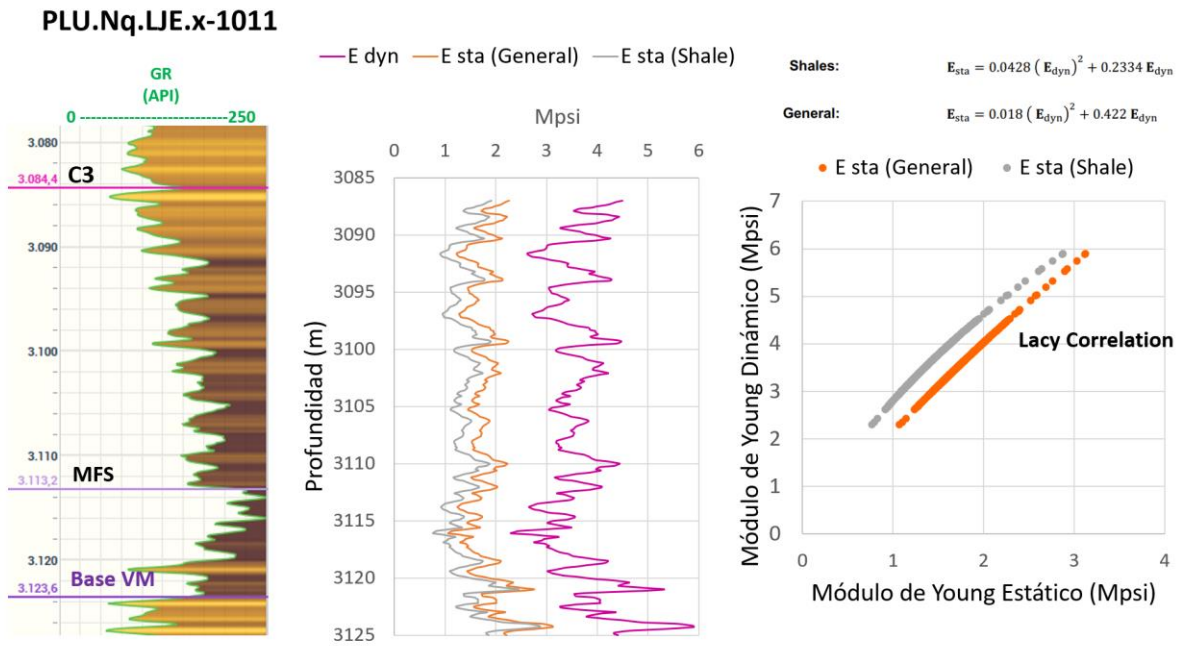


Figura 41: Variación de Módulo de Young dinámico y estático en función de la profundidad, para el pozo PLU.Nq.LJE.x-1011. También se muestra la comparación entre ambas variables.

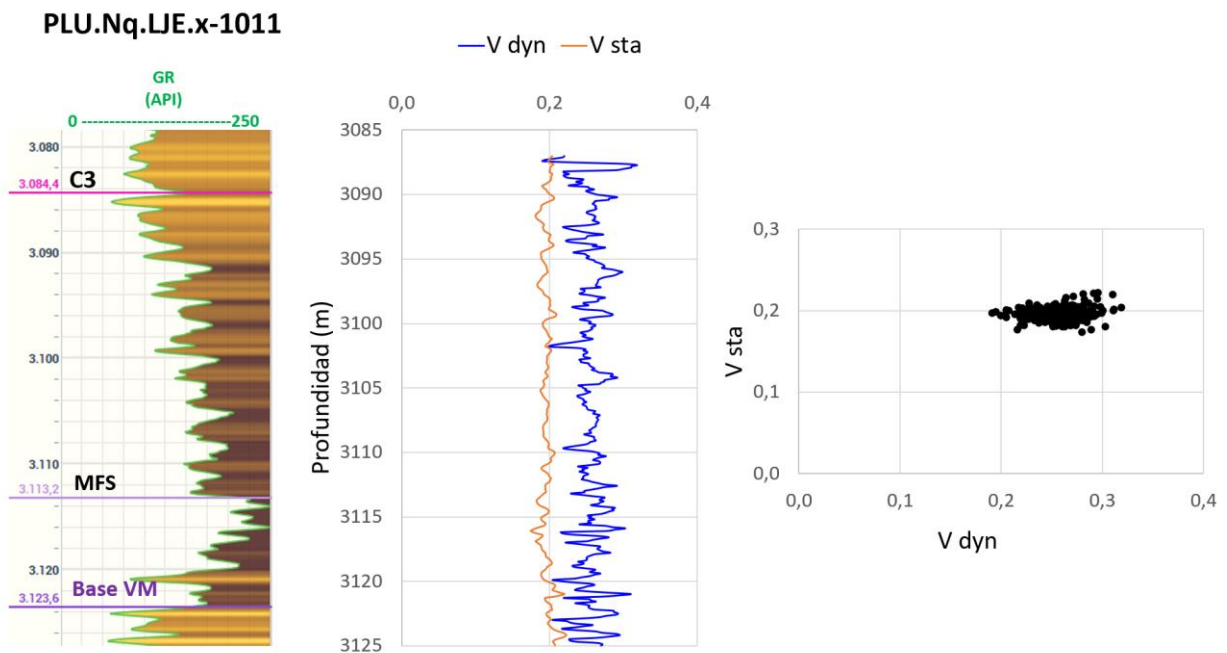


Figura 42: Variación de la Relación de Poisson dinámica y estática en función de la profundidad, para el pozo PLU.Nq.LJE.x-1011. También se muestra la comparación entre ambas variables.

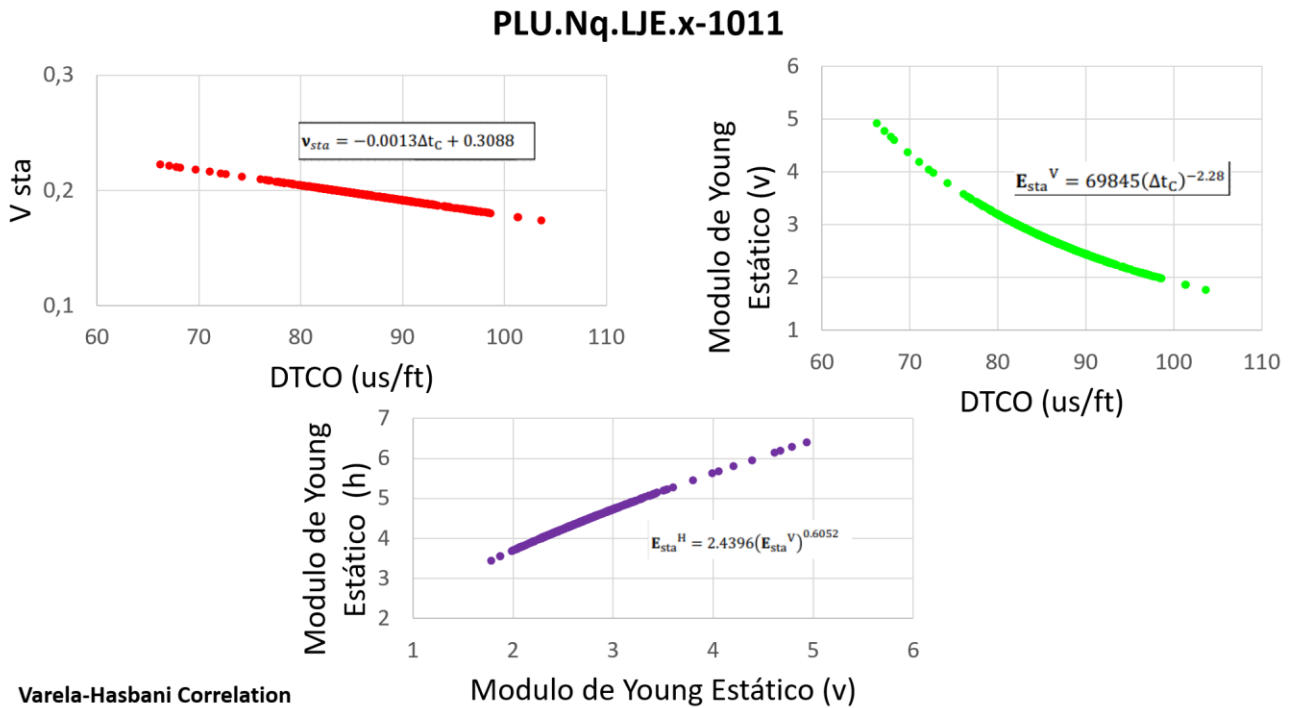


Figura 43: Variables estáticas de Modulo de Young y Relación de Poisson, según la correlación de Varela-Hasbani, para el pozo PLU.Nq.LJE.x-1011.

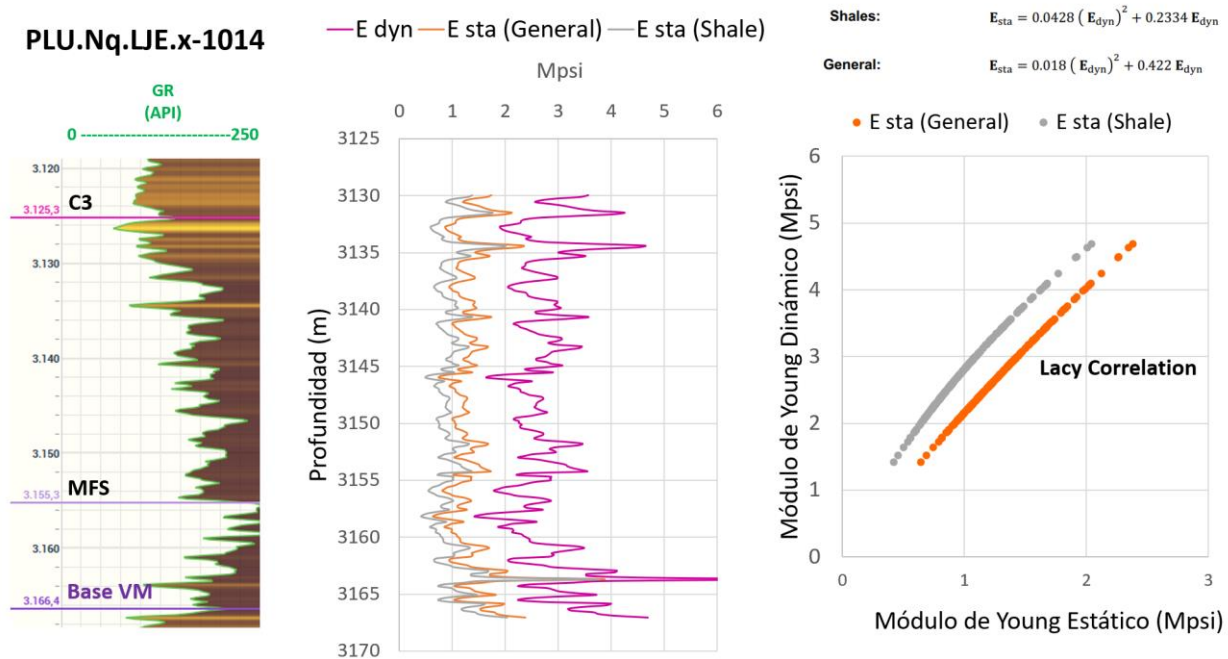


Figura 44: Variación de Módulo de Young dinámico y estático en función de la profundidad, para el pozo PLU.Nq.LJE.x-1014. También se muestra la comparación entre ambas variables.

PLU.Nq.LJE.x-1014

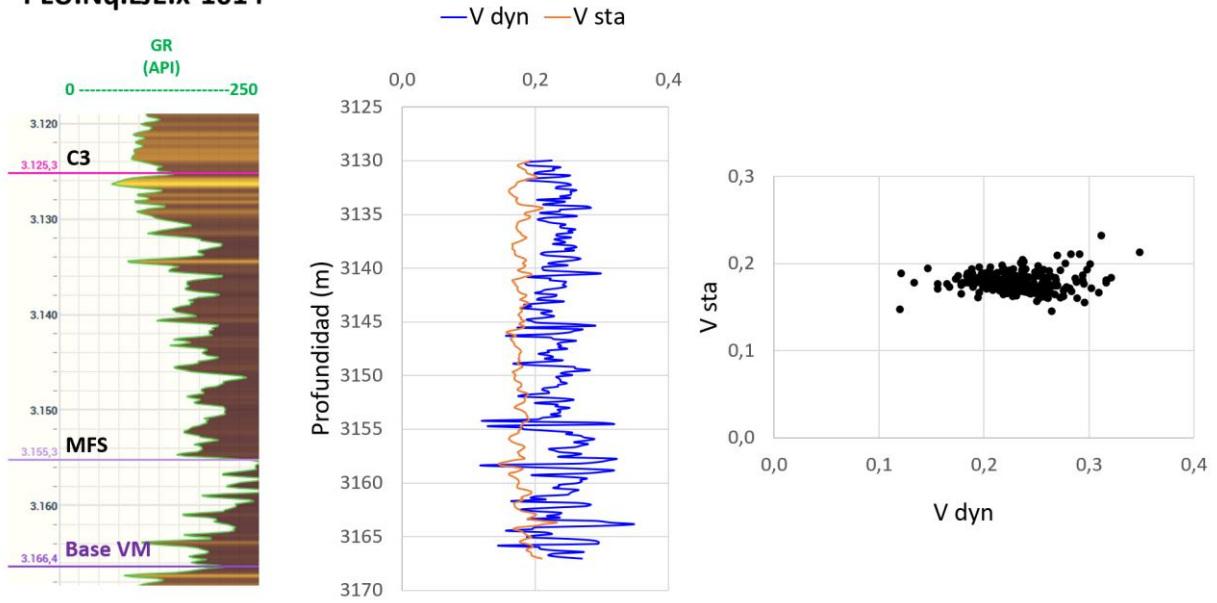


Figura 45: Variación de la Relación de Poisson dinámica y estática en función de la profundidad, para el pozo PLU.Nq.LJE.x-1014. También se muestra la comparación entre ambas variables.

PLU.Nq.LJE.x-1014

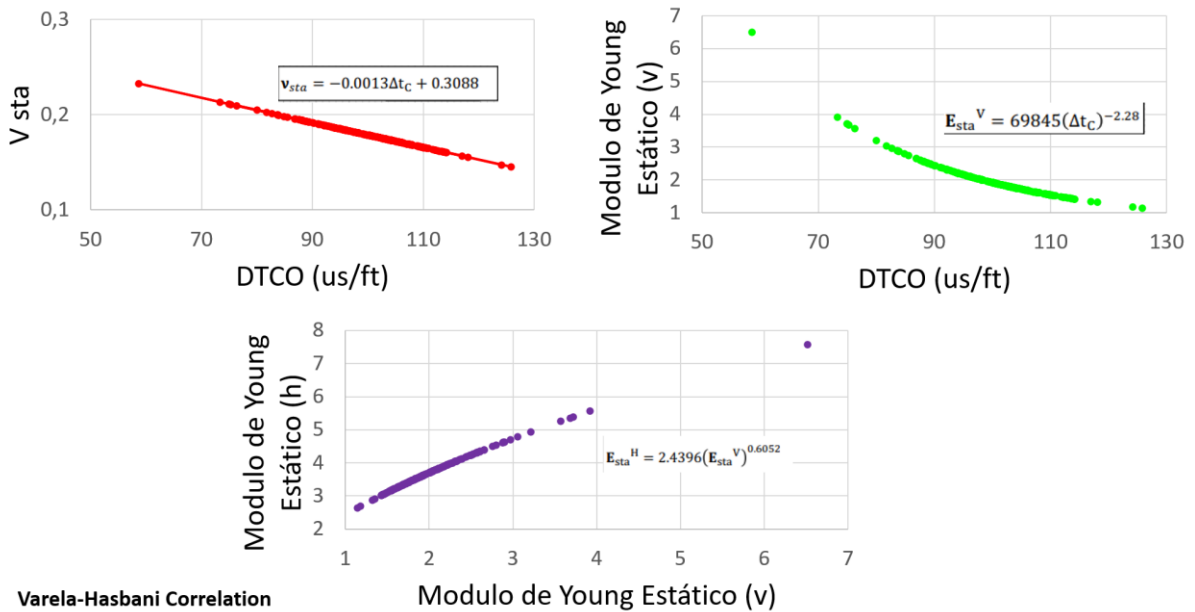


Figura 46: Variables estáticas de Modulo de Young y Relación de Poisson, según la correlación de Varela-Hasbani, para el pozo PLU.Nq.LJE.x-1014.

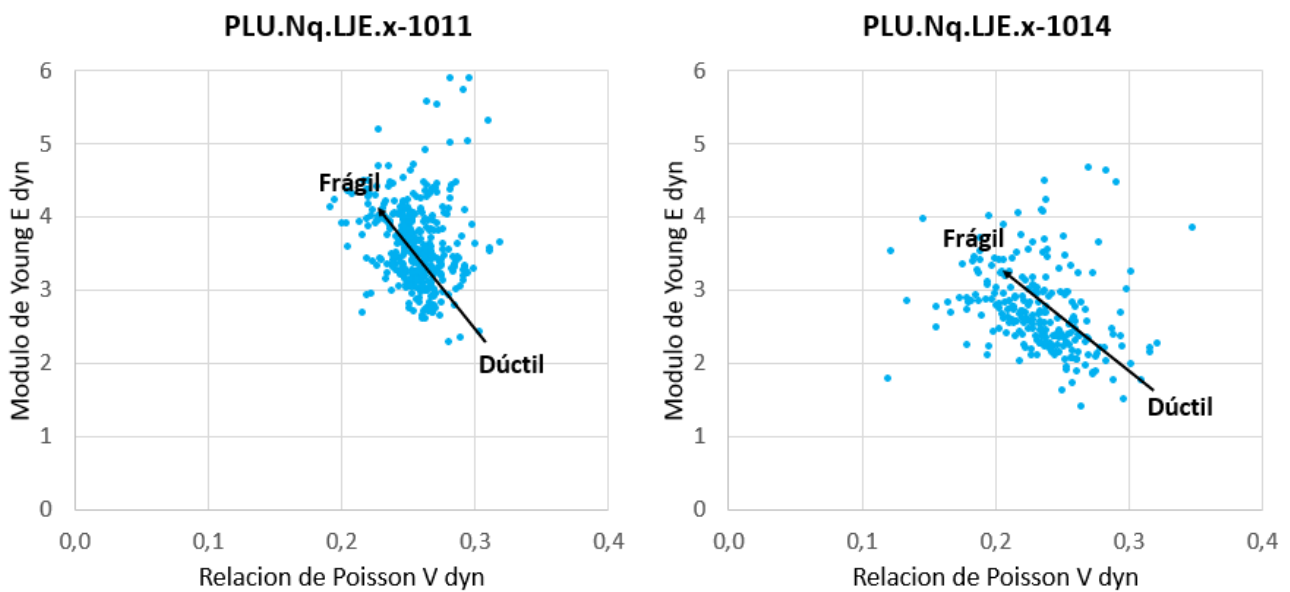


Figura 47: Relación de Poisson vs Modulo de Young, para los pozos PLU.Nq.LJE.x-1011 y PLU.Nq.LJE.x-1014.

En la figura 47, se observa que el índice de fragilidad tiende a aumentar para valores bajos de Relación de Poisson y valores altos de Módulo de Young.

Hoy en día, en la industria, todavía no se llega a un acuerdo sobre si hablar del término fragilidad de una roca, como es el caso de Rickmann et al. (2008), mientras que otros autores prefieren usar el termino de rigidez de la roca.

Hay muchas formas de caracterizar la fragilidad del shale, una de ellas se obtiene indirectamente de la relación entre los minerales frágiles (calcita, dolomita, cuarzo, feldespato K y plagioclasa feldespato) y los constituyentes totales de la roca, incluidos todos los minerales arcillosos y la materia orgánica. El índice de fragilidad (*BI - Brittleness Index*) es un término que generalmente se usa para cuantificar la fragilidad de la masa rocosa. Para realizar su cálculo, a partir de datos mineralógicos y geoquímicos, se pueden utilizar tanto la fórmula de Jarvie (2007) como la de Wang y Gale (2009), las cuales se presentan a continuación:

$$BI_{\text{Jarvie (2007)}} = \frac{Qz}{Qz+Ca+Cly}$$

$$BI_{\text{Wang (2009)}} = \frac{Qz+Dol}{Qz+Dol+Ca+Cly+COT\%}$$

Donde:

Qz es cuarzo en % de peso.

Dol es dolomita en % de peso.

Ca es calcita en % de peso.

Cly es arcilla en % de peso.

COT% es carbono orgánico total en % de peso.

A continuación, en la tabla, se muestra la clasificación de las rocas según su BI y los colores con los que se asocian los distintos intervalos de fragilidad (Perez y Marfurt 2014).

BI	Clasificación
$BI > 0.48$	Frágil
$0.32 < BI < 0.48$	Menos Frágil
$0.16 < BI < 0.32$	Menos Dúctil
$BI < 0.16$	Dúctil

Tabla 6: Clasificación de las rocas según el valor del BI. (Perez y Marfurt 2014)

Los cálculos de este índice de fragilidad BI, se realizaron para el intervalo de testigo corona del pozo PLU.Nq.LJE.x-1010, cuyos valores se muestran en la tabla 7.

Los resultados obtenidos reflejan que, para el intervalo en evaluación, tiende a ser menos frágil a frágil, con dos niveles menos dúctiles a 3103,89 m y 3106,44 m, donde el contenido de arcilla aumenta.

Profundidad (m)	Índice de Fragilidad (Jarvie)		Interpretación	Índice de Fragilidad (Wang)		Interpretación
3049,4	BI = $\frac{39}{39+12+30,90}$	0,48	Frágil	BI = $\frac{39+0}{39+0+12+30,9+3,9}$	0,45	Menos Frágil
3095,48	BI = $\frac{32}{32+12+32,30}$	0,42	Menos Frágil	BI = $\frac{32+0}{32+0+12+32,30+3,9}$	0,40	Menos Frágil
3096,49	BI = $\frac{29}{29+15+35,5}$	0,36	Menos Frágil	BI = $\frac{29+2}{29+2+15+35,5+3,9}$	0,36	Menos Frágil
3096,83	BI = $\frac{23}{23+15+38,7}$	0,30	Menos Dúctil	BI = $\frac{23+8}{23+8+15+38,7+3,9}$	0,35	Menos Frágil
3099,74	BI = $\frac{29}{29+15+21,2}$	0,44	Menos Frágil	BI = $\frac{29+23}{29+23+15+21,2+3,9}$	0,56	Frágil
3101,12	BI = $\frac{34}{34+21+27,5}$	0,41	Menos Frágil	BI = $\frac{34+0}{34+0+21+27,5+3,9}$	0,39	Menos Frágil
3101,93	BI = $\frac{35}{35+15+17,2}$	0,52	Frágil	BI = $\frac{35+16}{35+16+15+17,2+3,9}$	0,59	Frágil
3102,31	BI = $\frac{31}{31+17+30,9}$	0,44	Menos Frágil	BI = $\frac{31+0}{31+0+17+30,9+3,9}$	0,37	Menos Frágil
3103,89	BI = $\frac{22}{22+41+22,9}$	0,26	Menos Dúctil	BI = $\frac{22+0}{22+0+41+22,9+3,9}$	0,24	Menos Dúctil
3105,42	BI = $\frac{50}{50+9+25,7}$	0,59	Frágil	BI = $\frac{50+3}{50+3+9+25,7+3,9}$	0,58	Frágil
3106,44	BI = $\frac{26}{26+23+31,2}$	0,32	Menos Dúctil	BI = $\frac{26+1}{26+1+23+31,2+3,9}$	0,32	Menos Dúctil
3107,56	BI = $\frac{31}{31+28+23,1}$	0,38	Menos Frágil	BI = $\frac{31+2}{31+2+28+23,1+3,9}$	0,38	Menos Frágil
3109,32	BI = $\frac{10}{10+10+7,6}$	0,36	Menos Frágil	BI = $\frac{10+64}{10+64+10+7,6+3,9}$	0,77	Frágil
3110,41	BI = $\frac{35}{35+24+24,5}$	0,42	Menos Frágil	BI = $\frac{35+0}{35+0+24+24,5+3,9}$	0,40	Menos Frágil
3111,89	BI = $\frac{26}{26+12+29,2}$	0,39	Menos Frágil	BI = $\frac{26+17}{26+17+12+29,2+3,9}$	0,49	Frágil

Tabla 7: Calculo de Índices de Fragilidad de Jarvie y Wang para el intervalo de testigo corona del pozo PLU.Nq.LJE.x-1010.

Cabe aclarar que los shales con alto porcentaje de cuarzo y carbonato tienden a ser más frágiles y se fracturan más fácilmente que aquellos con alto contenido arcilloso, los cuales se comportan de manera dúctil. Se utiliza un valor de corte de 40% de contenido de arcilla para considerar una roca como proclive a fracturarse en el marco de una caracterización como reservorio shale. Adicionalmente, la ausencia de arcillas expandibles facilita la estimulación hidráulica.

En este caso, según la caracterización mineralógica llevada a cabo, los silicatos predominan en comparación con los carbonatos y arcillas, indicando una zona relativamente frágil a menos frágil.

CAPÍTULO IV

Integración de resultados

Evaluación de Niveles con Potencial Productivo

La recopilación y análisis de la información de cada pozo en este trabajo, permitió identificar niveles en la Fm. Vaca Muerta, los cuales presentan un interesante potencial productivo, y pueden ser recomendados para su futuro desarrollo.

Estos niveles de interés productivo pueden ser reconocidos como posibles Sweet Spots, es decir, aquellas zonas que presentan una alta calidad de reservorio y una alta calidad de completación (fragilidad, presencia de fisuras naturales, condiciones de estrés favorables, presión de poros).

En la siguiente sección de correlación (Figura 48), horizontalizada al nivel MFS1, se identificó un nivel (en color celeste), en el cual se interpreta la presencia de hidrocarburo y, además, se representó con estrellas amarillas, en el pozo PLU.Nq.LJE.x-1010, las profundidades que registraron rastros de hidrocarburo en zaranda. Además, teniendo en cuenta el cálculo de COT en función del método Passey, se determinó muy buen contenido de COT para este nivel.

Por otro lado, si se observan algunos niveles superiores (dentro del intervalo C), que muestran buena resistividad y buen contenido de COT.

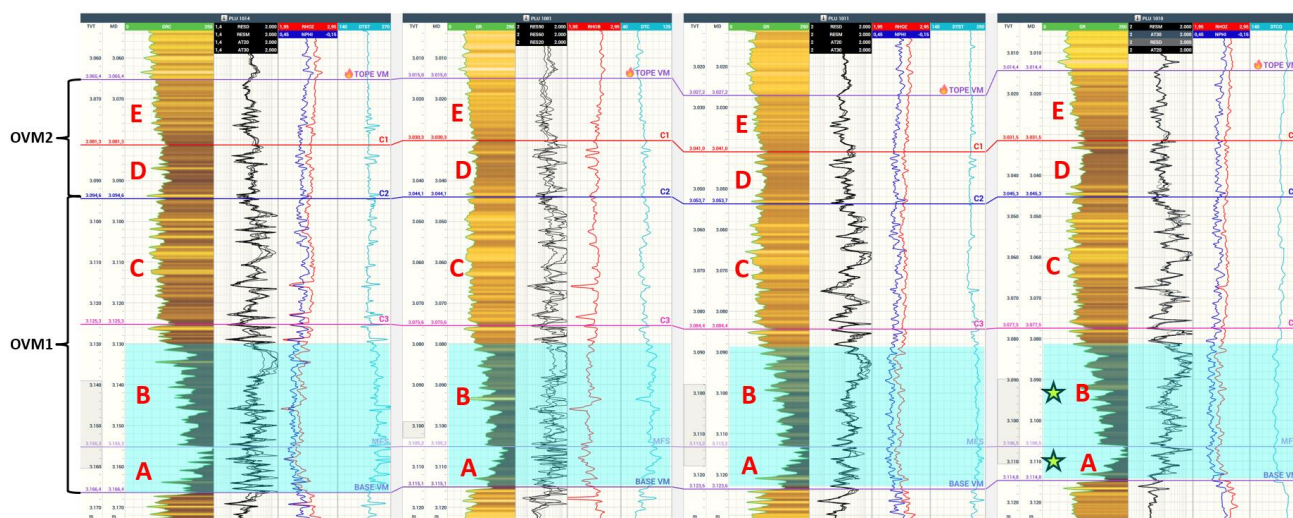


Figura 48: Sección de Correlación de los pozos PLU.Nq.LJE.x-1001, PLU.Nq.LJE.x-1010, PLU.Nq.LJE.x-1001 y PLU.Nq.LJE.x-1014.

En la figura 49, se remarcó la zona (en color verde) en la cual se encontraron los valores más altos de saturación total y efectiva de gas del pozo PLU.Nq.LJE.x-1010, dicha zona fue extrapolada al resto de los pozos, a través de correlación. En comparación con la evaluación petrofísica del pozo PLU.Nq.LJE.x-1014 (Figura 20), claramente se observa que la saturación de petróleo y gas aumenta desde los 3130 metros de profundidad hacia la base de la Fm. Vaca Muerta.

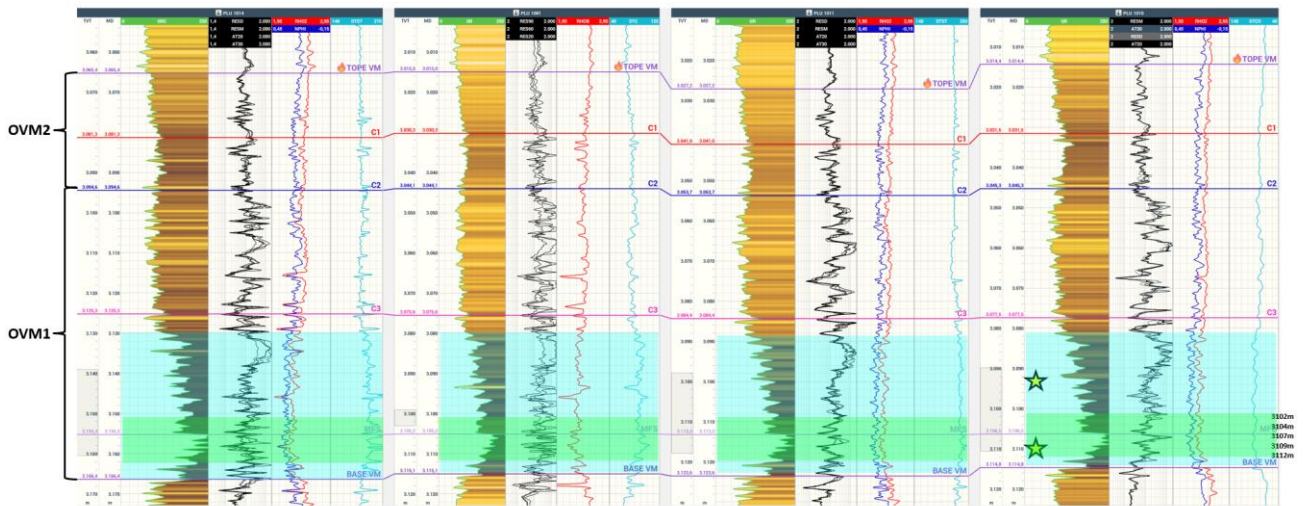


Figura 49: Sección de Correlación de los pozos PLU.Nq.LJE.x-1001, PLU.Nq.LJE.x-1010, PLU.Nq.LJE.x-1001 y PLU.Nq.LJE.x-1014.

A partir de toda esta información, se han podido discriminar y reconocer varios intervalos de interés, pero a los fines de proponer un nivel potencialmente productivo, se les dio importancia a los horizontes con alta saturación efectiva de petróleo, altos valores de GR, buena resistividad, alto contenido de COT, buena rigidez de la roca y a los niveles donde se encontró rastros de hidrocarburo. De esta manera, se propone una ventana de geonavegación (en color violeta), de 6 metros de espesor, que se muestra en la siguiente figura:

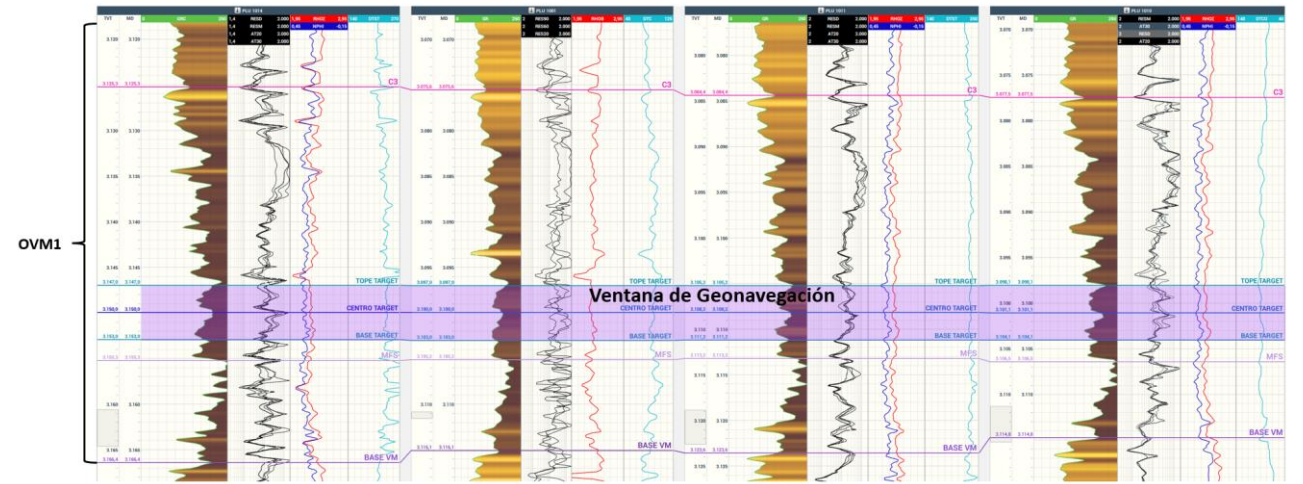


Figura 50: Sección de Correlación de los pozos PLU.Nq.LJE.x-1001, PLU.Nq.LJE.x-1010, PLU.Nq.LJE.x-1001 y PLU.Nq.LJE.x-1014, donde se muestra la ventana de geonavegación propuesta.

Evaluación de Mapas Estructurales, de COT y Espesores.

Una vez definidas las ventanas de geonavegación, se evaluaron los mapas estructurales y de propiedades del área de Loma Jarillosa Este, con el propósito de definir áreas interesantes para la propuesta y perforación de un pozo horizontal con objetivo en la Fm. Vaca Muerta.

El mapa estructural al tope de la Fm. Vaca Muerta (Figura 51) muestra como sube la estructura hacia el ESE, donde se encuentran localizados los pozos en estudio. Además, se destaca la presencia del sistema de fallas en échelon, de más de 1km de longitud, con sentido NW-SE, que segmentan la zona de estudio. Las mismas están vinculadas a estructuras extensionales de synrift (hemigrábenes) generadas en el basamento, por lo que en esta área se distinguen dos sistemas de fallas diferentes. Las zonas más favorables para la perforación de un pozo horizontal serían las lejanas a estas fallas.

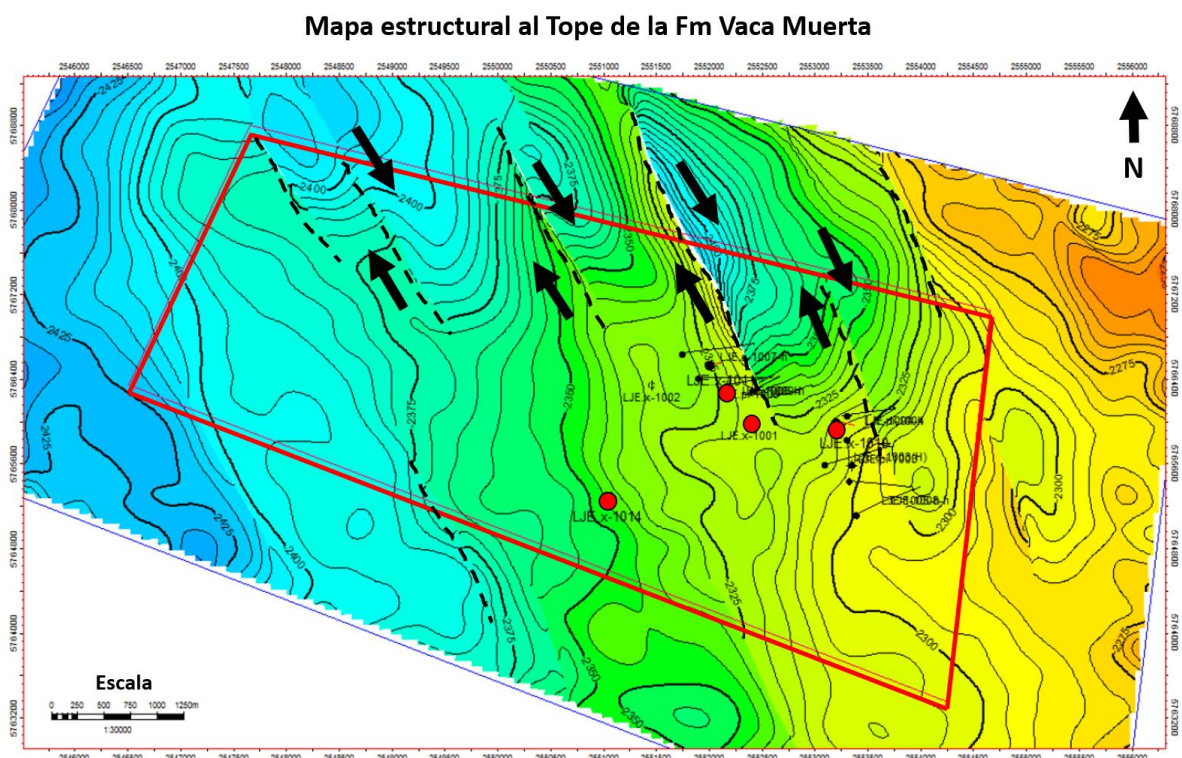


Figura 51: Mapa Estructural al tope de la Fm. Vaca Muerta, para el área de Loma Jarillosa Este.

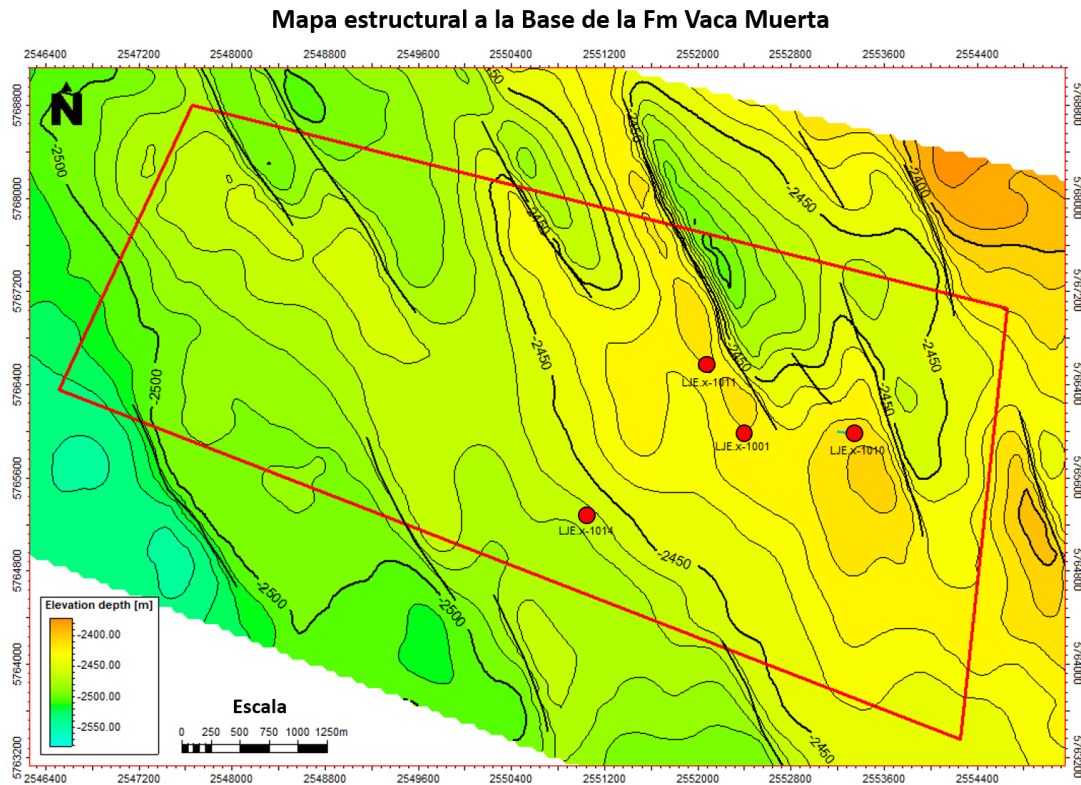


Figura 52: Mapa Estructural a la base de la Fm. Vaca Muerta, para el área de Loma Jarillosa Este.

El mapa isopáquico de la Fm. Vaca Muerta (Figura 53), muestra las variaciones de espesor en el área de estudio, en la cual se reconocen zonas con poco espesor, cercanas a las fallas, en el sector ONO, en colores verdes a amarillos (según escala), mientras que en el sector S y E se encontrarían las zonas de mejor espesor, en colores azules.

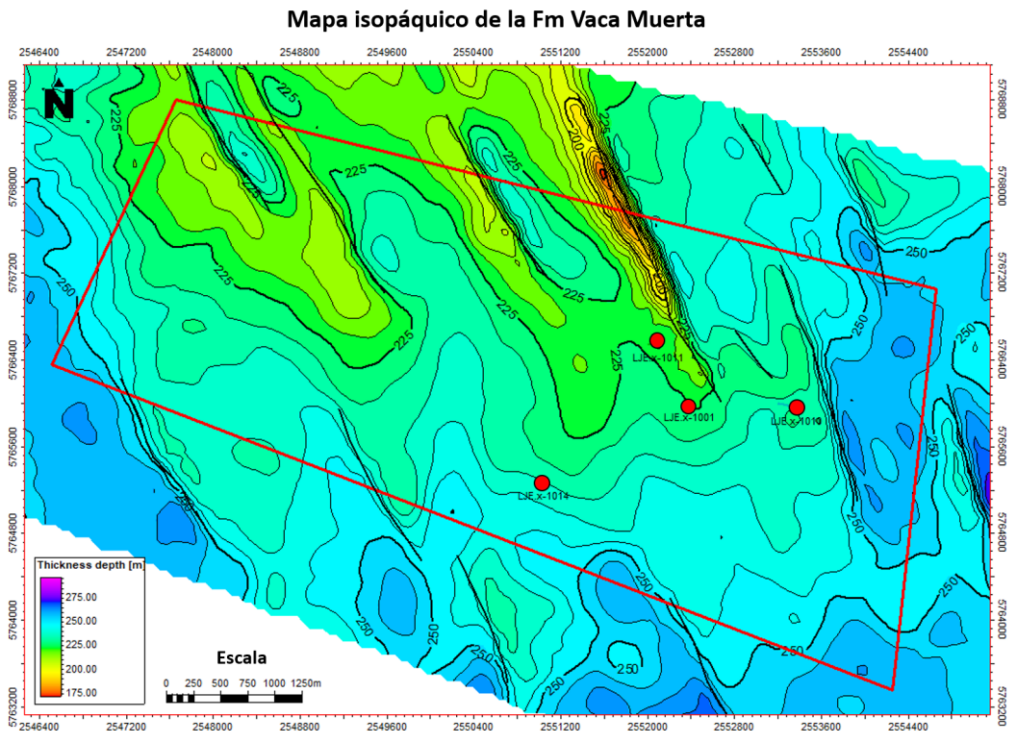


Figura 53: Mapa Isopáquico de la Fm. Vaca Muerta, para el área de Loma Jarillosa Este.

El mapa de TOC de la Fm. Vaca Muerta (Figura 54), muestra las variaciones de dicha propiedad en el área de estudio, en la cual se observan valores de COT < 4.3, en colores verdes a celestes (según escala), y valores de COT > 4.3, en colores amarillos a rojos, según escala. El valor de cut off de COT elegido es mayor a 4.3, con el fin de resaltar las zonas de mayor interés (Figura 55).

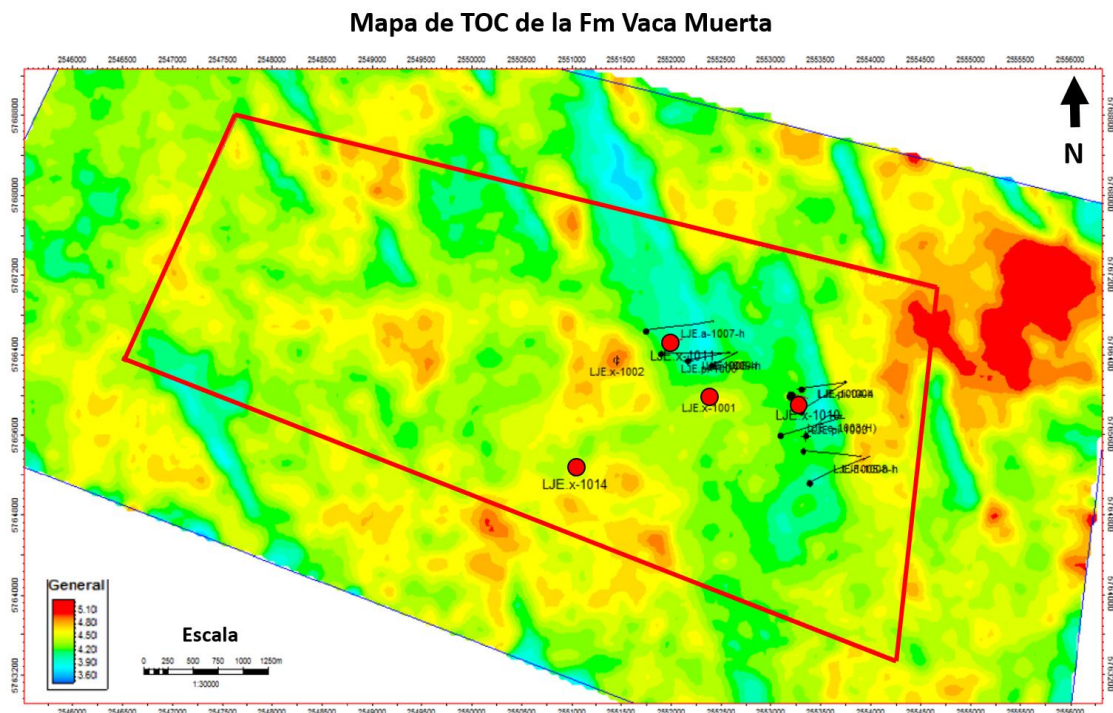


Figura 54: Mapa de TOC de la Fm. Vaca Muerta, para el área de Loma Jarillosa Este.

Propuesta de Pozo Horizontal

Uno de los objetivos de este trabajo es proponer la perforación de un nuevo pozo horizontal en el área de Loma Jarillosa Este, el cual tendría como propósito desarrollar el potencial hidrocarburífero de las ventanas de geonavegación propuestas en la Fm. Vaca Muerta.

De esta manera, se evaluaron las zonas más favorables para su localización a través de la superposición de los distintos mapas analizados en el apartado anterior. Por lo tanto, considerando las zonas con mayor contenido de COT y lejanas a las fallas, se llegó a la conclusión que las mejores ubicaciones para este pozo serían las representadas con las letras A, B y C en el mapa de la figura 56. Teniendo en cuenta esto, se eligió la ubicación B, por estar en una posición lejana a las fallas y cercana al pozo PLU.Nq.LJE.x-1014, el cual sería utilizado como pozo offset.

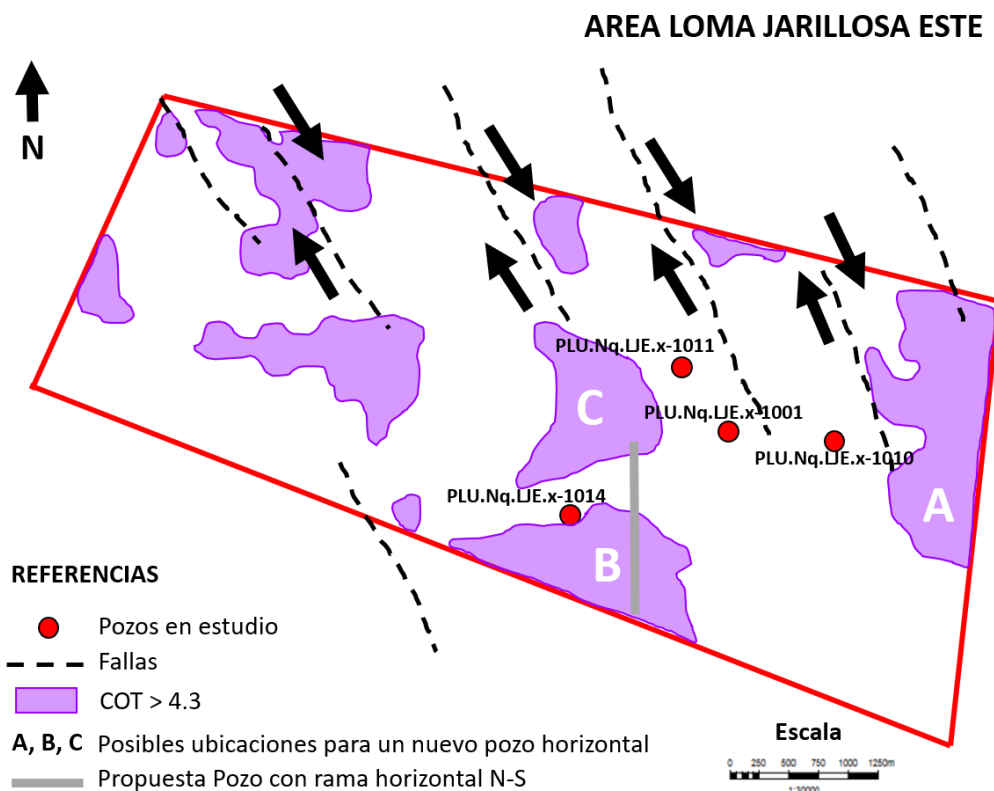


Figura 56: Mapa del área Loma Jarillosa Este, que muestra zonas estructuralmente más altas, zonas de mayor espesor de la Fm. Vaca Muerta, y zonas de mayor contenido de COT.

Por otra parte, un estudio regional establece que, para un pozo de 2000m de rama horizontal por 40 etapas de fractura, el valor de EUR (*Estimated Ultimate Recovery*) es de alrededor de 900mil barriles de petróleo, es decir, 143mil m³ o 0,09MMbbl; este valor se trata de una acumulada regional. Teniendo en cuenta una cantidad de 30 pozos, espaciados unos 250m, la acumulada daría un total 2,7MMbbl.

Información general del pozo

Nombre del pozo: PLU.Nq.LJE-2023

Clasificación de pozo: Desarrollo

Tipo de Pozo: Shale-Oil

Clasificación de perforación: Pozo horizontal Rumbo N-S

Yacimiento: Loma Jarillosa Este

Locación: Loma Jarillosa Este

Coordenadas de superficie: X=5.764.500 Y=2.552.000

Objetivo: Fm. Vaca Muerta

Profundidad final: 4655 MD (Rama vertical + LP=3155m) + (Rama horizontal 2000m)

Landing Point: 3155 MD

Pozo offset: PLU.Nq.LJE.x-1014

Pases formacionales esperados:

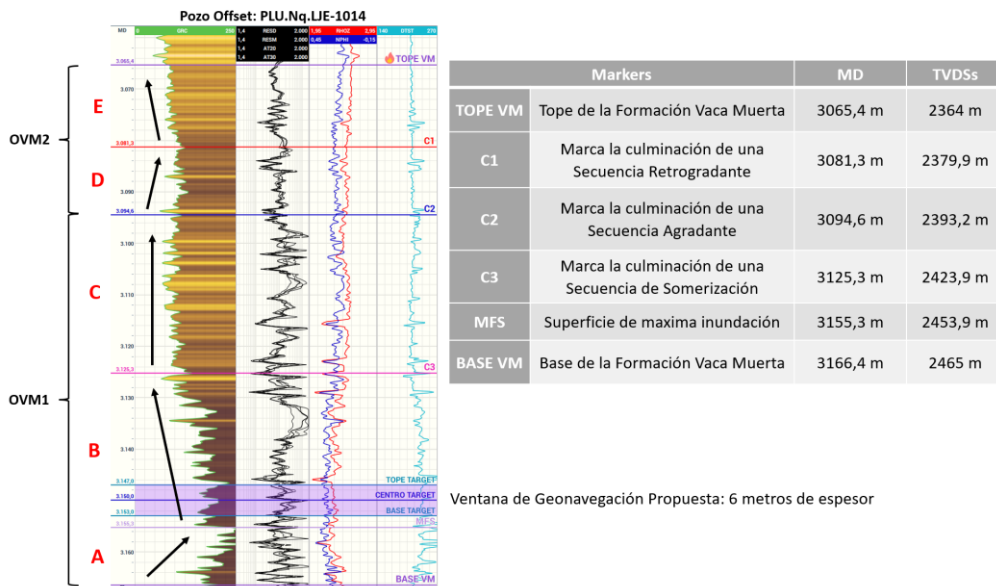


Figura 57: Pozo Offset PLU.Nq.LJE.x-1014, donde se muestra los markers esperados y la ventana de geonavegación propuesta.

Datos de la formación objetivo:

Fm. Vaca Muerta: Margas que gradan desde el tope con un color castaño amarillento oscuro y hacia la base con un color negro castaño oscuro, de aspecto bituminoso. Aisladas calizas y algunos intervalos de limoarcilita y arcilita calcárea.

HC esperados: Mayormente Petróleo, según perfiles de pozo.

CONCLUSIONES

El trabajo que aquí se ha presentado consistió en la evaluación del potencial hidrocarburífero dentro del área de Loma Jarillosa Este, con el objetivo de identificar niveles de interés y proponer la perforación de un pozo horizontal para desarrollar dichos horizontes.

Dentro de la zona de estudio, solo se encuentran los niveles OVM1 y OVM2, correspondientes a la Fm. Vaca Muerta, los cuales fueron reconocidos en las secciones de correlación de los pozos analizados, como así también el nivel de máxima inundación denominado MFS1, caracterizado por un alto valor de GR y COT.

El análisis llevado a cabo en este trabajo permitió determinar varios intervalos potencialmente productivos, los cuales se unificaron en ventanas de geonavegación. Estas unidades mostraron buenas características petrofísicas, cromatográficas y buenas respuestas en los perfiles de pozo. Específicamente, con respecto a los resultados cromatográficos, se determinó que el fluido predominante es petróleo. Además, las curvas de resistividad mostraron altos valores que delataban la presencia de un fluido resistivo.

Los datos geomecánicos obtenidos claramente reflejan una buena fragilidad para el nivel de interés buscado. Es importante mencionar que para realizar los cálculos de variables dinámicas se utilizaron datos de perfiles de pozo. Considero necesario la aplicación de ensayos de laboratorio en muestras para ampliar y analizar en detalle el comportamiento geomecánico.

De esta manera, con todos los datos recopilados, junto con el análisis de mapas estructurales y de propiedades como COT y espesores, se pudo realizar la propuesta de un pozo horizontal dentro del área en estudio, con objetivo en dos niveles de interés productivo. La orientación de dicho pozo, N-S, se determinó en función del régimen de esfuerzos actual.

Para cerrar este trabajo y abrir nuevas propuestas de investigación se afirma que, de acuerdo a la cantidad de datos aportados, se logró una caracterización de la Fm. Vaca Muerta dentro del área de Loma Jarillosa Este, la cual se debe mejorar y complementar con estudios geofísicos, un modelo depositacional, comportamiento de los fluidos, datos geoquímicos, y datos geomecánicos en detalle, temas que exceden al presente trabajo. Por otro lado, añadir una sección sísmica podría ayudar a definir grillas estructurales muy utilizadas en la geonavegación, junto con un mapeo de fallas en profundidad.

Además, sería bueno perfeccionar este estudio con una evaluación de pozo tipo, lo cual requiere del análisis de historia de producción y/o ensayos lo cual conlleva una demora en el tiempo, son datos menos accesibles y también dependen de aspectos operativos (largo de rama horizontal, número de fracturas, tipo de estimulación, etc.).

Finalmente, se cumplió con los objetivos propuestos de manera satisfactoria y sería muy enriquecedor poder participar en un futuro de la planificación y desarrollo de este nuevo pozo horizontal.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Askenazi Andrés, Biscayart Pedro, Cánova Matías, Montenegro Soledad y Moreno Marcos. 2013. *Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU*. Society of Petroleum Engineers.

Blalda Claudia, De Sousa Leonardo, Chadwick J., Martinez G., Rearte F., Pelligra M.; 2008. *Optimizar el desarrollo de reservas mediante pozos horizontales, Loma Jarillosa Un caso exitoso Cca Neuquina – Argentina*. VI INGEPET.

Capuano José Luis. 2014. *Vaca Muerta, desde el cubo sísmico al modelo geomecánico*.

Decheng Zhang, P.G. Ranjith, M.S.A. Perera. 2016. *The brittleness indices used in rock mechanics and their application in shale hydraulic fracturing: A review*.

Desjardins Patricio, Fantín Manuel, Tomassini Federico González, Reijenstein Hernán, Sattler Federico, Domínguez Fabián, Kietzmann Diego, Bande Alejandro, Benoit Sandra, Borgnia Marcela, Vittore Franco, Simo Toni, Minisini Daniel, 2016. *Capítulo 2 Estratigrafía Sísmica Regional. Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. Integración y correlación de la sísmica hacia la roca*.

Desjardins Patricio, Aguirre Hugo, 2016. *Capítulo 6 Sierras Blancas. Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. Integración y correlación de la sísmica hacia la roca*.

Dominguez R. Fabián.; Lanusse Noguera Iván; Continanzia Maria J.; Mykietiuik Karina; Ponce Cintia; Pérez Gustavo; Guerello Rodolfo; Caneva Matías; Di Benedetto Matías; Octavian Catuneanu; Cristallini Ernesto. 2016. *Organic-rich Stratigraphic Units in the Vaca Muerta Formation, and their Distribution and Characterization in the Neuquén Basin (Argentina)*.

Feinstein Enrique Horacio, Gabriel de la Cal Hernán, 2016. *Capítulo 7 Coiron Amargo. Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. Integración y correlación de la sísmica hacia la roca*.

Hasbani José Gabriel, 2022. *Geomechanics for Drilling: An introductory course*. Vista Energy.

Hood. A, Gutjahr. C. C. M., Heacock R. L. 1975. *Organic Metamorphism and the Generation of Petroleum*. AAPG Bulletin.

Manuel A. Fantín y Rubén I. González. 2014. *Primeros pasos en la evaluación de la Formación Vaca Muerta como reservorio no convencional en el bloque El Trapial*.

Maraggi Leopoldo Matías Ruiz. 2016. *Aspectos de Ingeniería de Reservorios en la Analogía entre la Formación Vaca Muerta y los Principales Shale Gas / Oil Plays de Estados Unidos*.

Mariano Marzo. 2008. *Recursos Convencionales y No Convencionales de Petróleo y Gas. Catedrático de Estratigrafía. Facultad de Geología, Universidad De Barcelona*.

Massaro Agustin Sosa, Frydman Marcelo, Barredo Silvia. 2018. *Estratigrafía mecánica de detalle aplicada al modelado geomecánico elástico anisotrópico en la Formación Vaca Muerta*.

Mosquera, A. y Ramos, V.A. 2006. *Intraplate deformation in the Neuquén Embayment*. En Kay, S.M. y Ramos, V.A. (eds.) *Evolution of an Andean margin: A tectonic and magmatic view from the Andes to the Neuquén Basin (35°-39°S lat)*, Geological Society of America Special Paper 407: 97-123.

Mosquera Ramos, V.A., Folguera A., Morabito García, E., 2011. *Evolución tectónica de los Andes y del engolfamiento neuquino adyacente. Relatorio de la Provincia de Neuquén (2010) (Leanza Ed.): 335-348*.

- Schmidt Nicolás Gutiérrez, 2014. *El Shale de la Formación Vaca Muerta: Integración de datos y estimación de recursos de petróleo y gas asociado, Provincia de Neuquén.*
- Sieben Guido. 2017. *Caracterización geológica y geoquímica de la Formación Vaca Muerta en seis pozos del centro de la Cuenca Neuquina. Una contribución a la prospección.*
- Reijenstein Hernán M., Posamentier Henry W., Fantin Manuel, González Tomassini Federico, Lipinski Christopher. 2014. *Vaca Muerta Seismic Stratigraphy and Geomorphology: Regional Architectural trends for unconventional exploration.*
- Pángaro Francisco, Martínez Ricardo, Sattler Federico y Bettini Fernando H. 2011. *El Flanco Oriental. XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén.*
- Pángaro Francisco, Martínez Ricardo, Sattler Federico y Bettini Fernando H. 2011. *El Bajo de Añelo. XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén.*
- Passey, Q., Creaney, S., Kulla, J., Moretti, F. and Stroud, J., 1990. *A practical model for Organic richness from porosity and resistivity logs. American Association of Petroleum Geologists, V 74 N 12, 1777-1794.*
- Perez Roderick, Marfurt Kurt. 2014. *Mineralogy-based brittleness prediction from surface seismic data: Application to the Barnett Shale.*
- Ponce José Juan, Montagna Omar Aldo, Carmona Noelia. 2015. *Geología de la Cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros. Una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo. YPF Informe de Divulgación.*
- Varela, R.A., Hasbani, J.G, 2017. *A rock mechanics laboratory characterization of Vaca Muerta formation.*
- Vittore Franco, Licitra Diego, Quiroga Juan, Hernández Carlos. 2018. *Geología y desarrollo de la Formación Vaca Muerta en el yacimiento Loma Campana, Cuenca Neuquina.*
- Usman Ahmed and D. Nathan Meehan. 2016. *Unconventional Oil and Gas Resources: Exploitation and Development. Baker Huges.*
- Wang, F.P.; Gale, J.F.W. 2009. *Screening criteria for shale-gas systems.*
- World Stress Map: <https://www.world-stress-map.org/>