

**ESTRATEGIAS DE DESARROLLO DE UN CAMPO DE CRUDOS PESADOS
A PARTIR DE LA CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA Y DINÁMICA.
LA IMPORTANCIA DE UN MODELO GEOLÓGICO INTEGRADO.
GRUPO NEUQUÉN, YACIMIENTO LLANCANELLO, MALARGÜE, MENDOZA**

Esteban M. Pieroni¹, Ariel R. Buchini², Diego M. Cattaneo^{3,7}, Diego Moglia⁴,
Gustavo G. Becerra⁵, Aldo O. Montagna^{6,8}

1: YPF S.A. esteban.pieroni@ypf.com

2: YPF S.A. ariel.r.buchini@ypf.com

3: YPF S.A. diego.m.cattaneo@ypf.com

4: YPF S.A. diego.moglia@ypf.com

5: YPF S.A. gustavo.g.becerra@ypf.com

6: YPF S.A. aldo.montagna@ypf.com

7: Universidad Nacional de Cuyo

8: Universidad Nacional de Río Negro

Palabras clave: Llanquanello, Crudos Pesados, Grupo Neuquén, Caracterización Estática

ABSTRACT

Llanquanello is a heavy oil field located in Malargüe department, southern of Mendoza province. The field is operated by YPF S.A. (100% of participation). The oil is a heavy to extra heavy one with around 12 API degrees and 2.000 to 10.000 cP at reservoir temperature. First wells were drilled in 1937 and field development was intermittent up to 2010 when drilling activity was resumed.

Llanquanello presents many challenges; seventy five percent of the area is in a natural reserve called Laguna de Llanquanello (RAMSAR site). OPEX is elevated mainly because of high energy requirement associated with the high viscosities (Oil Liquefied Gas is used to heat and power the entire production system and surface facilities, and oil production is delivered by truck).

Currently the electrification of the entire field is under construction with the main objective of reduce OPEX. Field development and optimization planning involves the use of downhole heaters to reduce oil viscosity and enhanced its mobility; geosteering multilateral wells to increase contacted reservoir; drilling appraisal wells in areas with higher productive potential associated with the influence of the geothermal gradient.

The structure corresponds to a reverse faulted anticline, slightly asymmetric and elongated in NW-SE direction, with a maximum displacement along the fault plane up to one hundred meters (the hanging wall is to the west part and the foot wall to the east part of the fault surface).

Reservoirs are related to alluvial fans (sandstones and conglomerates) located in the upper part of the Neuquén Group. Stratigraphically they make an arrange of three electro-sequences informally named (from the bottom to the top) Blue, Olive and Green. These units are hydraulic isolated from each other by two sealing layers called Shale I and Shale II (these are fine to medium grain sandstones with a pelitic matrix).

Integration of existing with the new data acquired in the last years (cores, mudlogging, and electrical logging) allowed to enrich the rock-log relationship and therefore getting a better understanding of the reservoir characteristics: sedimentological, stratigraphic, structural, and diagenetic; all of these are very important aspects for reservoir characterization as well as in geosteering new wells.

This is the first of two papers in which the workflow for grid construction and probabilistic property modelling for the static model is presented. The second paper is focused on the dynamic model and how the uncertainties were assessed in the workflow with probabilistic approach.

INTRODUCCIÓN

El yacimiento Llanquanelo, ubicado en el departamento de Malargüe de la provincia de Mendoza, es actualmente el único campo de crudos extrapesados explotado por YPF en Argentina (12° API). En el área, las manifestaciones superficiales de petróleo, aguas sulfurosas y gas combustible han sido reconocidas desde su descubrimiento, siendo los primeros proyectos exploratorios de los años '30, con la perforación de los dos primeros pozos (LL.x-1 y LL.x-2), que comprobaron petróleo en niveles del Terciario. Sin embargo, por las características de su petróleo y por sus limitaciones en superficie, que seguidamente serán descriptas, la historia de producción del yacimiento fue pobre hasta el año 2010, (alrededor del 10% de la producción actual) momento en el que se planteó la necesidad de una revisión integral del modelo estático/dinámico existente, que honrara la información del campo y minimizara el riesgo de atravesar zonas de baja calidad de reservorio mediante la perforación de pozos dirigidos cuya finalidad fuera la de encontrar una trayectoria más efectiva para el desarrollo del campo. Además, se propuso la incorporación de un análogo de afloramiento, a los fines de definir dentro del modelo aspectos tales como tamaño y geometría de cuerpos, sucesiones de facies y distribución de propiedades petrofísicas. A la información existente se suma aquella adquirida, en la última campaña (2019-2020), a partir de la perforación de pozos nuevos.

Llanquanelo plantea una serie de desafíos particulares: por un lado, la mayor parte del área (75%) se extiende dentro de una zona natural protegida (por leyes provinciales) asociada al humedal de la Laguna de Llanquanelo (sitio Ramsar). También cuenta con una pobre información de subsuelo obtenida a partir de pozos y unas pocas líneas 2D (no se cuenta con sísmica 3D). Por otra parte, los costos operativos son elevados debido a las altas viscosidades del petróleo que obligan a un gran consumo de energía in situ con GLP, y a la evacuación de la producción mediante camiones.

A fin de revertir la situación, el proyecto de desarrollo del campo se basa actualmente en llevar adelante la electrificación del yacimiento y en la necesidad de utilizar nuevas tecnologías como el empleo de calentadores de fondo para incrementar la movilidad del crudo, la perforación de pozos horizontales, tanto multidirigidos como de una sola rama, con el fin de acrecentar la cantidad de metros de espesor útil.

Durante la última campaña de perforación 2019-2020 se observaron cambios estructurales relevantes que motivaron la actualización del modelo estático que se detalla en este trabajo.

Ubicación geográfica y Medioambiente

El Yacimiento Llancanelo se encuentra ubicado en el sector norte de la Cuenca Neuquina (borde de Cuenca), en la provincia de Mendoza, a 37 km al sudeste de la ciudad de Malargüe, próxima al margen oeste de la laguna Llancanelo, vecino al “Área Natural Protegida Laguna Llancanelo” (Ley 7824) (Figura 1).

La superficie total del área de concesión abarca 95,92 km².

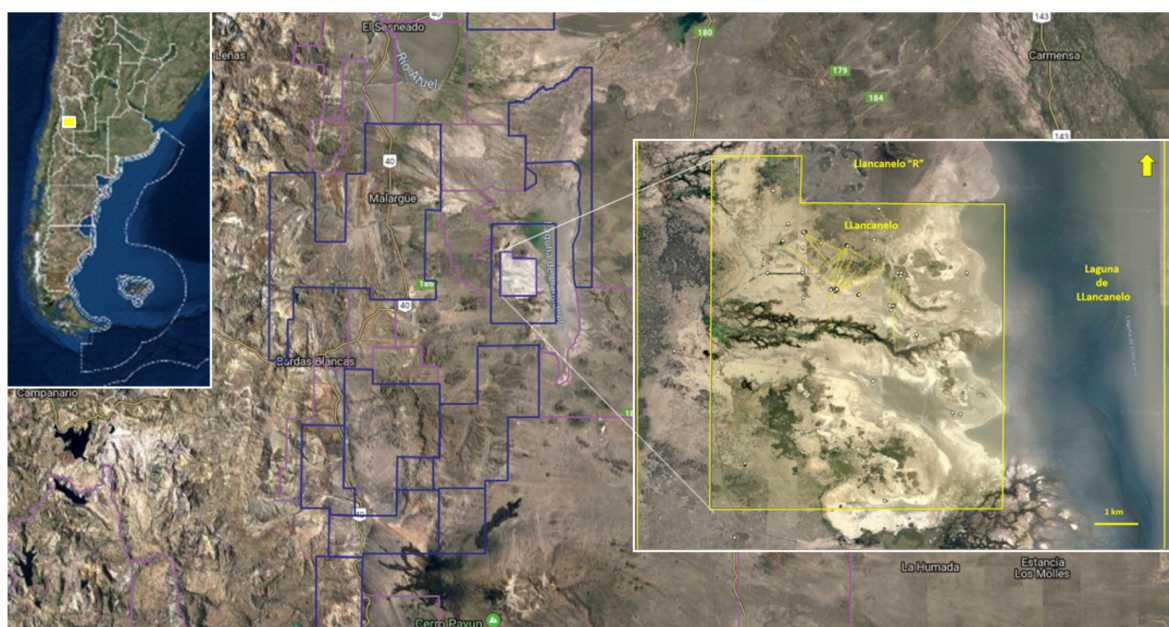


Figura 1. Localización del Yacimiento Llancanelo.

Breves consideraciones ambientales

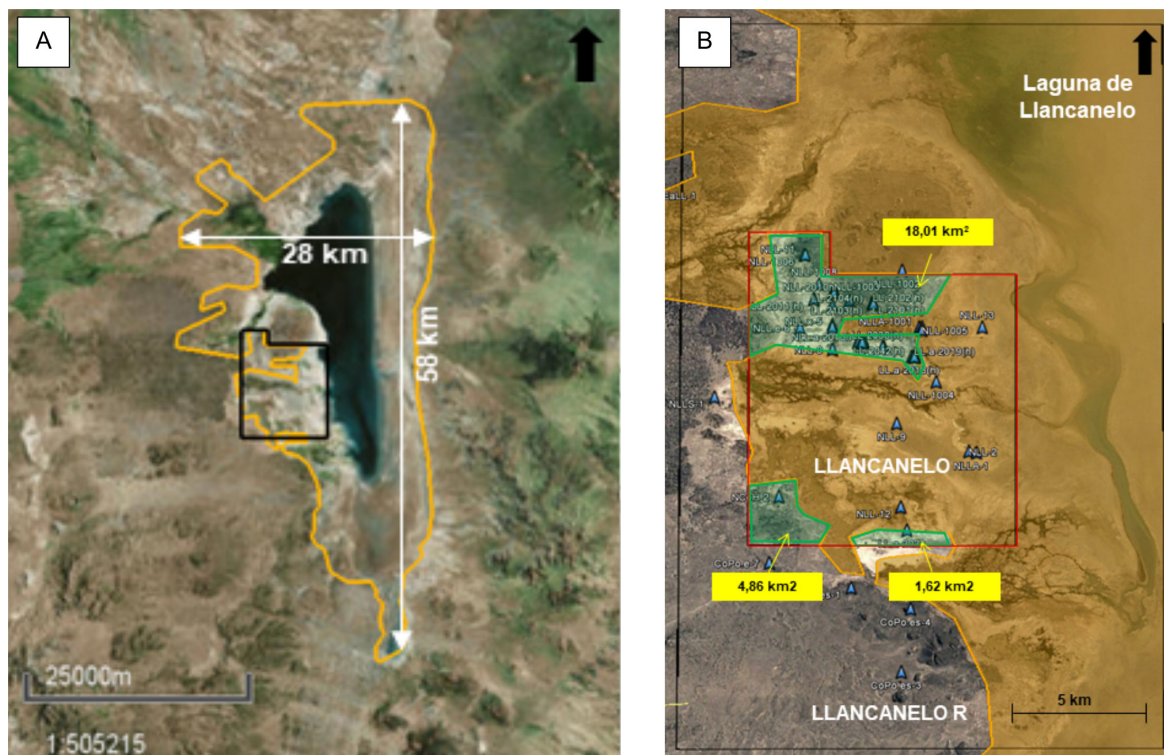
La Convención sobre los Humedales (Ramsar, Irán, 1971) entró en vigor para la Argentina el 4 de septiembre de 1992, fecha en que designó como sus tres primeros humedales de importancia internacional (sitios Ramsar) Parque Nacional Laguna Blanca, Parque Nacional Río Pilcomayo y Monumento Natural Laguna de los Pozuelos (Sitio *Web Misión Ramsar*).

La Laguna de Llancanelo fue designada como el sitio Ramsar No. 759 el 8 de noviembre de 1995, y está localizada en la Provincia de Mendoza, cubriendo una superficie de 65.000 ha. Es igualmente una Reserva Provincial de Fauna Silvestre.

La Laguna de Llanquanelo es una laguna salada de ambiente semidesértico ubicada en una depresión al pie de la Cordillera de los Andes Centrales que forma parte de una cuenca endorreica. En este sistema se albergan poblaciones de hasta 150.000 individuos, pertenecientes a 74 especies de aves acuáticas.

El 2 de julio de 2001 el Gobierno de Argentina solicitó formalmente la inclusión de Laguna de Llanquanelo en el Registro de Montreux –agrupa aquellos sitios Ramsar donde es necesaria una atención urgente para garantizar su conservación–. Asimismo, solicitó a la Oficina de la Convención, la aplicación de una “Misión Ramsar de Asesoramiento” con el fin de recibir sugerencias tendientes a solucionar los problemas que se presentaban en el lugar.

Entre los 2000 y 2010, como consecuencia de los recursos de amparo presentados por distintas ONG, la Justicia Provincial provocó la detención y retraso del plan de desarrollo del yacimiento. En el año 2008 se publicó en el Boletín Oficial la ley 7824 en el cual se definieron nuevos límites, para el área natural protegida “laguna de Llanquanelo” (Figura 2A), marcando en superficie las zonas accesibles para operaciones petroleras los cuales implican una restricción ambiental de un 75% del área total del bloque de concesión (Figura 2B). Además de la restricción en superficie, la ley contempla una restricción en profundidad por la cual se prohíbe realizar actividad física entre la superficie y los 600 m de profundidad.



Antecedentes de producción y evolución de estrategias de desarrollo

A lo largo de la historia del campo, la evolución en el conocimiento del subsuelo ha sido acompañada por cambios en las estrategias de desarrollo planteadas. En esta sección se presenta un breve repaso histórico de las mismas.

Previamente a la perforación del pozo descubridor del área Llanquanello se conocen sectores que presentan manifestaciones de petróleo en superficie, aguas sulfurosas y gas combustible. La historia de producción de Llanquanello se remonta a 1937 con la perforación de los primeros pozos exploratorios en el área: LL.x-1 y LL.x-2 comprobando petróleo en niveles Terciarios. En 1965, YPF perforó el pozo NLL.x-5 siendo el pozo descubridor para el Gr. Neuquén. Hasta 1977 se perforaron 13 pozos en el área de explotación y 3 pozos exploratorios fuera de la misma. En 1981 el yacimiento fue otorgado en contrato de riesgo a un consorcio que tenía a la Union Oil Co. como operador. Entre 1981 y 1985 se perforaron 8 (ocho) pozos verticales implementando la inyección cíclica de vapor de agua. En 1985, Union Oil Co. decidió abandonar la operación. Si bien desde el punto de vista técnico/productivo la aplicación de esta tecnología tuvo relativo éxito, las condiciones económicas con un precio del petróleo muy bajo inviabilizaron el proyecto. En este punto cabe aclarar que en la actualidad retomar una estrategia de este tipo con las nuevas regulaciones ambientales, en un entorno altamente sensible, y considerando la escasa disponibilidad de agua dulce en la zona, resultaría de una complejidad muy elevada.

Y en 1993 APASA obtuvo la totalidad de la concesión del área y a partir de 1998 comenzó una larga historia de asociaciones entre YPF y diferentes empresas. Actualmente, y desde el año 2018 YPF opera el área con el 100% de la concesión. Salvo en casos excepcionales estos pozos han presentado baja productividad debido al escaso espesor útil contactado.

Luego de la finalización del proyecto de inyección de vapor, y volviendo YPF a tener la participación mayoritaria (51%) y la operación del área, se perforaron algunos pozos verticales convencionales en otras zonas y a fines de 1999 se perforó el primer pozo horizontal. Luego, como se mencionó anteriormente, se impuso un recurso de amparo asociado a la implementación del área natural protegida que interrumpió el desarrollo por un período de aproximadamente 10 años.

En el año 2010 se retomó la actividad y se implementó un nuevo cambio estratégico significativo: con el objetivo de aumentar el espesor útil contactado, se proyectó un desarrollo completo del campo con pozos horizontales, geométricos, de aproximadamente 1000 m de longitud de rama productiva entubada con *liner* ranurado, atravesando ambos niveles productivos de base a tope, y de tope a base, intercaladamente.

En el año 2015 se llevó a cabo un trabajo multidisciplinario (Azcurrea *et al.* 2016) que representó un nuevo avance en el conocimiento de subsuelo redefiniendo la estructura y el ambiente sedimentario, que incluso ha servido de base para el trabajo aquí presentado.

A fines de 2017 se instaló como prueba piloto el primer calentador eléctrico de fondo en un pozo horizontal en Llancanelo. El objetivo fue reducir la viscosidad del petróleo en el entorno de la rama productiva para así mejorar la movilidad y aumentar la productividad. El piloto resultó exitoso con un incremento de la producción significativo. El alto consumo de energía de estos dispositivos, generada in situ utilizando GLP (gas licuado de petróleo), condicionó la economicidad de la masificación de estos.

En el año 2018 se inició una obra para electrificar el campo que actualmente se encuentra en finalización. Esta obra permitirá reducir el costo operativo del campo completo, pero también viabiliza la instalación de varios calentadores de fondo adicionales. La limitada disponibilidad de potencia eléctrica a través de la línea construida obliga a acotar la cantidad de calentadores que es posible mantener en funcionamiento.

A fines de 2019, con YPF asumiendo el 100% de la participación del área, se perforaron 4 pozos, dos pozos de avanzada (uno en el Bloque Bajo y uno de la Zona Oeste) y dos pozos multi-dirigidos de 5 ramas cada uno (un pozo a cada nivel productivo). En esta actividad se implementó un nuevo cambio conceptual estratégico impulsado por el conocimiento del subsuelo. Se abandonó el diseño de pozos geométricos atravesando los niveles productivos en todo su espesor y se optó por geonavegar los pozos en ventanas muy acotadas siguiendo el desarrollo de subniveles dentro del Grupo Neuquén con mejores propiedades y saturaciones de petróleo. De esta manera se minimizó la perforación de metros estériles atravesando zonas de pobres propiedades o incluso atravesando el sello al pasar de un nivel productivo al otro, aumentando significativamente el NTG contactado promedio de las 10 ramas productivas perforadas en la campaña.

En cuanto a los pozos multi-dirigidos de 5 ramas, los mismos constituyeron un hito siendo los dos primeros pozos de este tipo perforados en el país. El diseño consistió en la perforación de cinco ramas horizontales de 900 m de longitud, cada una a partir de un único *Landing Point*, cuasi paralelas y geonavegadas en un mismo nivel estratigráfico. La rama central fue entubada con liner ranurado, mientras las cuatro ramas laterales fueron completadas a pozo abierto (con incertidumbres de riesgo de colapso y/o arenamiento). La estrategia de desarrollo del campo basada en la perforación de este tipo de pozos representa una importante reducción del impacto ambiental, con un menor número de locaciones y de instalaciones de superficie, y además, el incremento de productividad puesto que la longitud efectiva de los pozos multidirigidos es mucho mayor a la de los pozos horizontales estándar. Finalmente la completación a pozos abierto de las ramas laterales resultó en problemas de arenamiento temprano al producir los pozos, lo que ha impulsado la búsqueda de un diseño alternativo de pozos con dos ramas entubadas que actualmente se encuentra en estudio.

Los resultados de esta campaña sumaron nueva información de subsuelo con la detección de cambios estructurales significativos respecto del modelo vigente en esa fecha principalmente en la zona este del bloque “*Main Field*” y en el Bloque Bajo (aclarar). Además, el pozo de avanzada

perforado en la Zona Oeste del yacimiento con el objetivo de profundizar el LKO (*Lowest Known Oil*) del campo en el nivel *Olive*, mostró una productividad excepcional respecto al resto de los pozos del campo.

La reconstrucción del modelo estático tuvo como objetivo incorporar en el mismo la nueva información obtenida en la campaña 2019. Además, se adoptó un enfoque probabilístico para considerar las numerosas incertidumbres que presenta el campo dada la escasez de información disponible. Analizando en conjunto el presente trabajo y el trabajo complementario presentado en este mismo congreso, enfocado en el modelo dinámico (Moglia *et al.* (2022)), resultará evidente la relevancia que ha tenido la actualización del modelo en la definición de la nueva estrategia de desarrollo, enfocada en la zona oeste del yacimiento, en el nivel *Olive*, con mayor profundidad y temperatura que la zona actualmente desarrollada.

MODELO ESTÁTICO

Modelo estructural

La estructura del área está dominada por un anticlinal fallado ligeramente asimétrico cuyo eje tiene un rumbo aproximado NO-SE. Con igual sentido y paralelo al eje del anticlinal existe una falla inversa que varía entre 70 y 140 m de rechazo. Relacionada con la falla principal se desarrolla un sistema de fallas antitéticas y sintéticas de alto ángulo; el modelo de entrapamiento es definido como de tipo estratigráfico-estructural, conformando la trampa el anticlinal asimétrico fallado que define un bloque elevado al O-SO- y un bloque hundido hacia el E-NE, con los niveles del Grupo Neuquén que se acuñan y adelgazan hacia el E contra el alto estructural, mientras que el sello lo constituirían los niveles pelíticos basales de la Fm. Loncoche.

La adquisición sísmica, en el área, presenta limitaciones, tanto por su ubicación en zona de humedales (con suelos pocos consolidados) y afloramientos de depósitos asociados a actividad volcánica, como por la limitación ambiental antes mencionada. Por esta razón no existe un cubo sísmico 3D y solo se cuenta con algunas líneas sísmicas 2D de calidad buena a regular, registradas en diferentes campañas de adquisición previas a las leyes de protección ambiental vigentes.

En la Figura 3 se muestra la interpretación geológico-estructural de la línea sísmica un81-113 adquirida por la Cía. Union Oíl en los años 80; esta línea de orientación O-E resulta de especial interés por su orientación perpendicular a la estructura principal del campo, a la vez de contar con información de pozos que permiten ajustar los pases formacionales con una ley de velocidad adecuada. Se observa la falla inversa principal delimitando los bloques alto y bajo, junto con el acuñamiento hacia el Este de las secuencias sedimentarias contra el basamento económico, interpretando la existencia de un área de aporte original desde el ENE previa a la inversión tectónica de edad Terciaria.

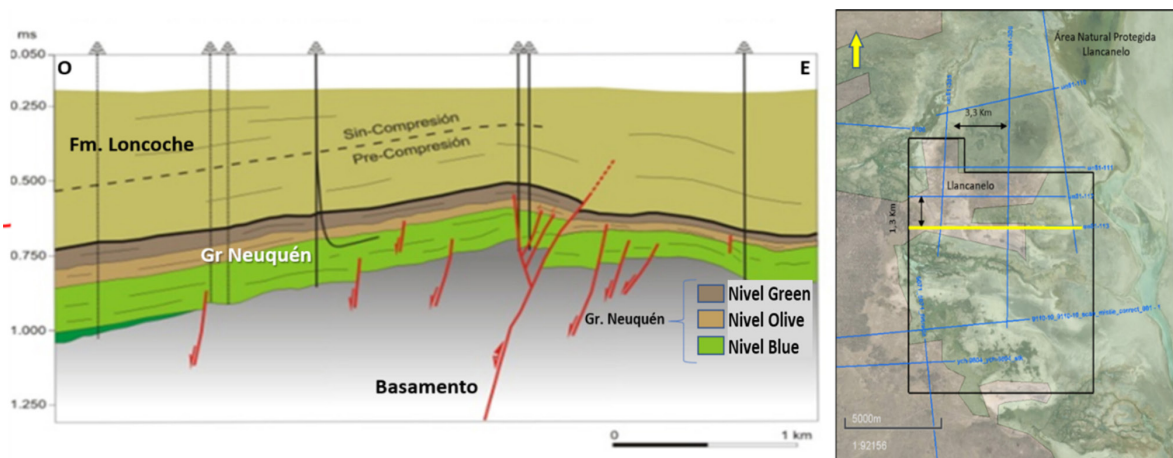


Figura 3. Interpretación estructural línea sísmica un81-113, con orientación O-E. A la derecha se observa el juego de líneas sísmicas 2D y remarcada en amarillo la línea mencionada en esta Figura.

En las líneas sísmicas 2D disponibles se pueden interpretar una serie de fallas menores, que fueron asociadas a lineamientos NO-SE en la zona del desarrollo principal del Área Llancanelo, donde se concentra la mayor parte de la información.

En cuanto a la ubicación exacta de las fallas son muy pocos los pozos que atraviesan fallas interpretadas, y las mismas no tienen una respuesta evidente en perfiles eléctricos, aunque sí podrían corresponderse con picos de gas registrados por control geológico durante la perforación de los pozos.

La integración de los datos disponibles de pozos, de superficie con la interpretación de líneas sísmicas (10 líneas) y gravimétrica, permitió confirmar el modelo estructural de “paired bend” el cual fue utilizado como input para la construcción del modelo estático 3D (Figura 4a).

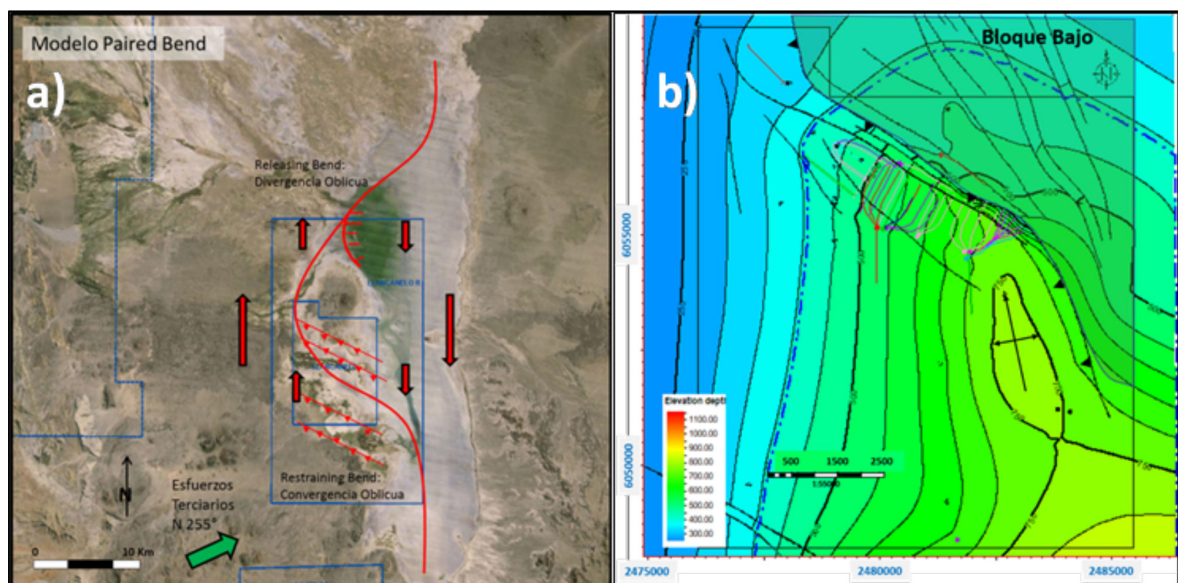


Figura 4. a) El modelo tipo Paired Bend, explica mejor los altos que generan los yacimientos y el bajo que se observa al norte, donde se encuentra la Laguna Llancanelo. b) Interpretación estructural al tope del Grupo Neuquén (Nivel Green). Obsérvese en la cota 407 el contacto Agua – Petróleo para este nivel (línea punteada azul). Para el Nivel Olive (Gr. Neuquén) todavía se desconoce la ubicación del contacto.

Por su parte en la Figura 4b se muestra la interpretación estructural al tope del Grupo Neuquén (nivel *Green*) realizada luego de la actividad del año 2019/2020; se observa la orientación de la estructura principal en geometría de rampa oblicua delimitando el bloque alto definido por un anticlinal frontal, objetivo de esta primera etapa del desarrollo, diferenciada del bloque bajo a investigar con futuros pozos de avanzada.

Modelo estratigráfico

El Yacimiento Llanquanello se encuentra dentro del ámbito norte de la Cuenca Neuquina, en una posición de borde de cuenca; la columna estratigráfica tipo para la zona del yacimiento se detalla en la Figura 5. En el área del yacimiento la columna estratigráfica se inicia con las vulcanitas permo-triásicas del Grupo Choiyoi, las que constituyen el basamento económico de la cuenca. Sobre ellas se depositan los niveles clásticos y carbonáticos del Grupo Cuyo y Grupo Mendoza, al que le preceden los niveles de la Fm Diamante + Huitrín (Grupo Rayoso) sobre el que apoyan discordantemente las areniscas y conglomerados del Grupo Neuquén, de edad Cenomaniana-Campaniana (94 a 80 Ma); estos tienen un espesor promedio en el área de unos 200 metros aproximadamente.

Mediando una discordancia se encuentran depósitos de yeso, calizas, margas, arcillitas y limolitas arenosas del Grupo Malargüe, representado por la Fm. Loncoche y Roca, con un espesor promedio de unos 70 m los cuales actúan de sello de las areniscas conglomerádicas del Grupo

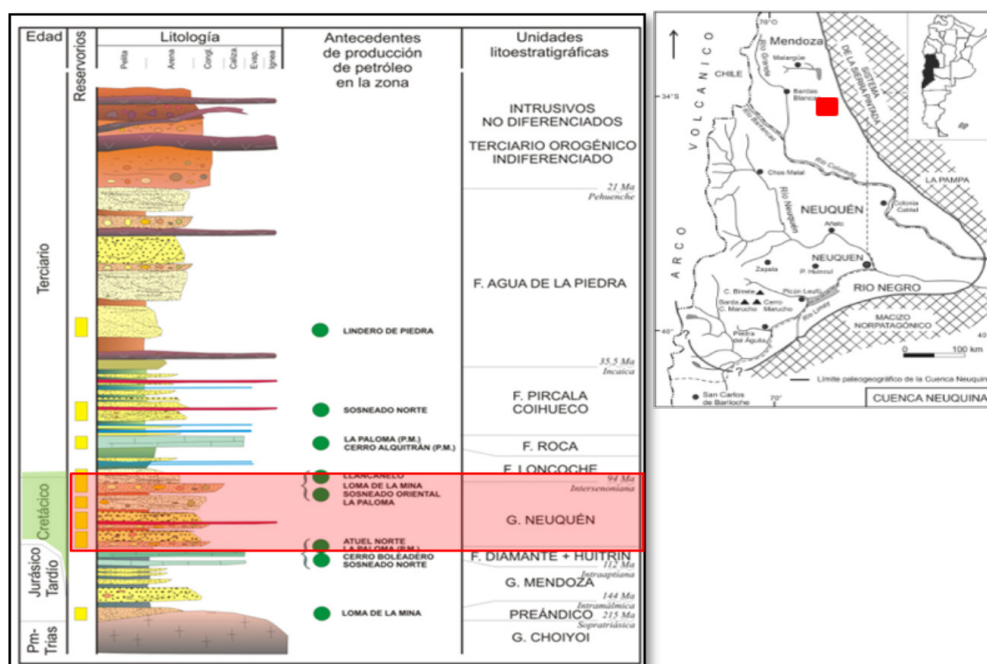


Figura 5. Columna estratigráfica para el Área de Llanquanello. En rojo se resalta el nivel de interés: Gr. Neuquén. A la derecha se muestra la ubicación del área de Llanquanello, dentro de la cuenca Neuquina, con un polígono rojo.

Neuquén. La columna sedimentaria culmina con depósitos espesos continentales terciarios que alcanzan una potencia máxima de 1.000 m. Asimismo, en diferentes secciones de la secuencia se intercalan algunos cuerpos basálticos de edad terciaria, principalmente el denominado Basalto Inferior, de unos 40 m de espesor ubicado entre 70 y 100 m por encima del tope del Grupo Malargüe, junto con un Basalto Superior terciario-cuaternario de unos 30 m de espesor, ubicado a pocos metros por debajo del nivel del terreno.

Modelo Sedimentario

Los conglomerados y las areniscas del Grupo Neuquén constituyen los principales reservorios del yacimiento Llancanelo. En esta unidad se han reconocido al menos tres electro-secuencias denominado de abajo hacia arriba, en la columna, como *Blue*, *Olive* y *Green* (Figura 6). En muchos pozos la electro-secuencia *Blue* presenta una sección basal ligeramente grano-creciente que ha sido denominada *Sub-Blue* por los geólogos de la Union Oíl. La secuencia *Blue* + *Sub-Blue* se apoya directamente sobre las vulcanitas del Grupo Choiyoi y en ocasiones sobre el Grupo Mendoza en el sector occidental del yacimiento, y posee un espesor que oscila entre 37 m y 290 m, mostrando un espesamiento progresivo hacia el SW; toda la secuencia está integrada por areniscas gruesas y conglomerados cuyas porosidades promedian el 18%.

El arreglo de las electrofacies y su distribución espacial de espesores sugieren que los sedimentos se habrían depositado en un ambiente de abanico aluvial de alta energía en borde de cuenca, con un alto estructural local que habría actuado como zona de aporte del material, ubicado hacia el NE del área del yacimiento. Las electro-secuencias muestran un claro sentido progradante para los niveles inferiores *Blue* y *Sub-Blue*, y retrogradante para los superiores, de mayor interés petrolero, *Olive* y *Green* (Azcurra *et al.* 2016), marcado por un arreglo grano-estrato decreciente, las que a su vez pueden subdividirse internamente en sub-ciclos también grano-estrato-decrecientes. Cada ciclo individual comienza en su base con niveles de areniscas finas con abundante matriz arcillosa que lo limita con el ciclo subyacente, culminando en el techo con areniscas gruesas a medianas mal a moderadamente seleccionadas y conglomerados matriz-soporte, generalmente con abundante contenido de cemento calcáreo (sobre todo en el nivel *Olive*). Los espesores individuales oscilan entre 30 m y 70 m con porosidades del orden de los 16 al 20%.

En los años 2015/2016 se realizó y presentó un trabajo de integración de datos sedimentológicos, petrofísicos y geoquímicos en un nuevo modelo geológico conceptual del Grupo Neuquén para este yacimiento, sobre el que se apoya el actual estudio, prosiguiendo en esa dirección (Azcurra *et al.* 2016).

Los datos sedimentológicos fueron obtenidos a partir de un análogo de afloramiento y datos de subsuelo provenientes de testigos corona y *cutting*. A partir de los perfiles de afloramiento, donde se definieron facies de flujos densos que gradan a flujos encausados con matriz arenosa, y

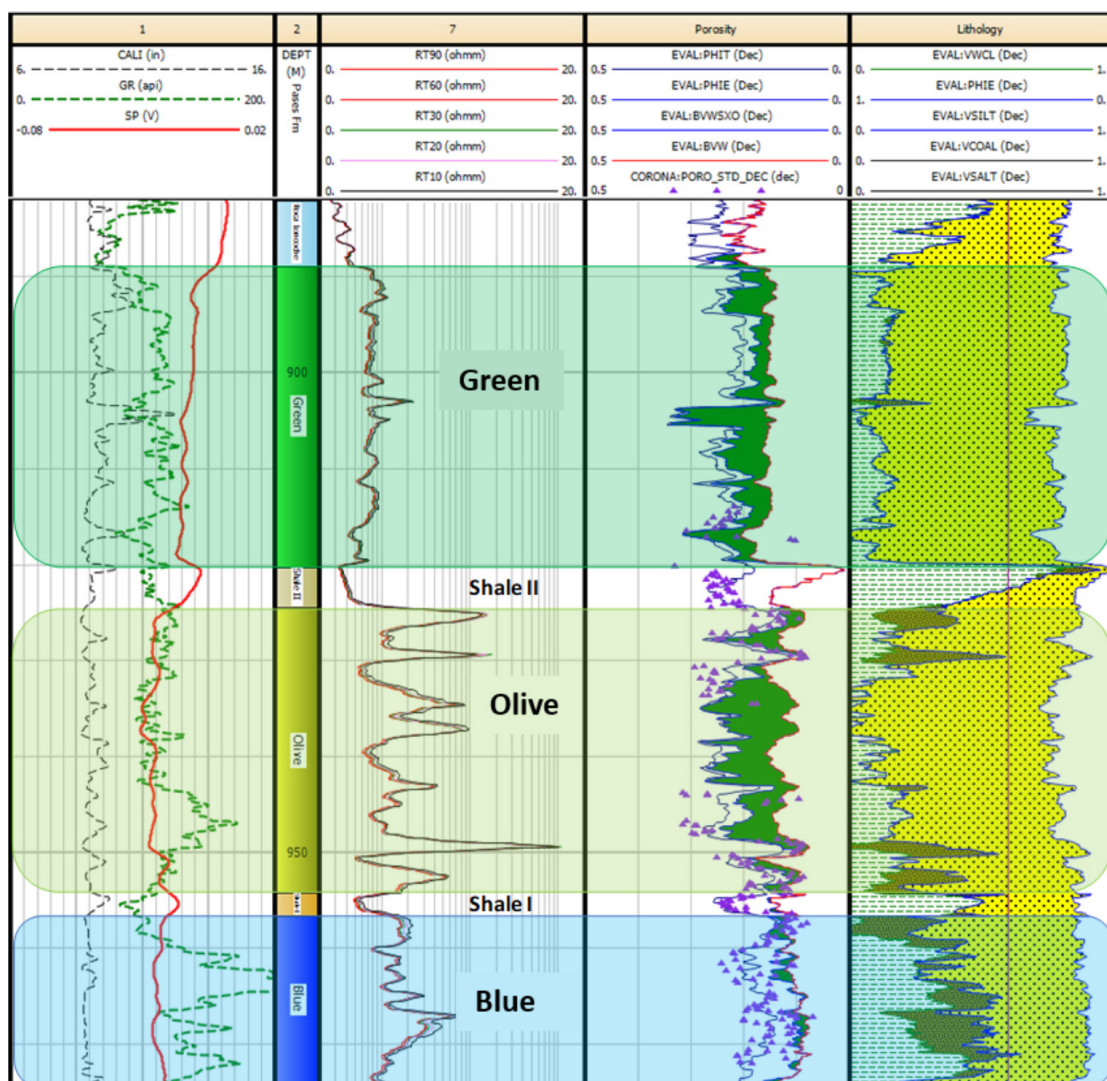


Figura 6. Grupo Neuquén: Niveles Reservorio y Sellos. Nomenclatura propia del Área Llancanello – Pozo Bloque Bajo.

que culminan como flujos canalizados con evidencia de exposición sub-aérea al tope, se interpretó migración lateral de abanicos aluviales y sistemas fluviales efímeros superpuestos.

La correlación con subsuelo se realizó mediante el análisis del perfil de rayos *gamma* y datos de Fluorescencia de Rayos X (FRX), ambos obtenidos con equipos portátiles, el primero en campo con un equipo RS-125 y el siguiente en laboratorio con un equipo Nitton XL3t. Tanto en afloramiento como en testigos corona, se observó que no existe un control exclusivamente granulométrico para la carga de hidrocarburos, sino que los controles están dados por el grado de cementación carbonático en primera instancia, el contenido de arcillas y la presencia de fisuras en segunda instancia, como vías de carga tanto dentro de la matriz como de los clastos. El estudio de FRX (Fluorescencia de Rayos X) puso en evidencia una correlación entre el contenido de elementos como vanadio con presencia de petróleos biodegradados, de molibdeno con hidrocarburos de

mayor movilidad, y de estroncio como marcador geoquímico de niveles arenosos con matriz limoarcillosa con comportamiento sellante entre los principales reservorios, denominados informalmente *Shale* II y *Shale* I; esto es representado en un modelo tridimensional del campo a partir de simulación secuencial gaussiana, obteniendo una distribución espacial de elementos químicos (Astesiano 2016).

Comparando los datos de Difracción de Rayos X (DRX) y petrofísica se observa un incremento de la permeabilidad en las zonas donde disminuye el contenido de calcita y arcillas. Para el nivel *Olive* se observa un mayor grado de cementación carbonática en alternancia con el tipo de facies, mientras que en el *Green* no se observa tanta calcita. En cuanto a la fracción arcilla, se distinguen esmectitas, caolinitas e illitas principalmente y en menor medida clorita, en donde las primeras dos muestran un comportamiento variable según el nivel que se analice y la última se distingue principalmente en el nivel *Olive*. En el nivel *Green* se distingue, además, un aumento del feldespato potásico y las plagioclasas. Para este nivel también se observa yeso, evidenciando condiciones de mayor aridez (Azcurrea *et al.* 2016)

El modelo de electrofacies, obtenido a partir de los perfiles sísmico y resistivo (Figura 15), mostró propiedades petrofísicas sensibles a variaciones en arcillosidad, cementación y saturación de hidrocarburos. Las cinco electrofacies discriminadas muestran estrecha relación con las litofacies definidas en coronas y con patrones de elementos obtenidos a partir de FRX (Figura 14).

Recientemente, a partir del trabajo de observación, descripción e interpretación de la corona extraída en un pozo perforado en el Bloque Bajo (Montagna 2020), durante la última campaña de perforación 2019/2020, además del trabajo previo ya antes mencionado (Azcurrea *et al.* 2016), en función de las facies y asociación de facies, tamaño y límites de cuerpos, y revisión de estructuras sedimentarias, se pudo corroborar que el paleo-ambiente corresponde a abanicos aluviales fuertemente dominados por flujos de detritos, los cuales se encuentran intercalados por pequeños espesores (muy subordinados) que se pueden asociar a flujos hiperconcentrados y concentrados que actúan como sello.

Se estima que los flujos de detritos (contenido de sedimentos entre 60 a 80%), son no cohesivos, con un comportamiento hidrodinámico de pasta aguada ("*slurry*"), altamente viscosa, capaz de sostener en suspensión partículas del tamaño de gravas a bajas velocidades o aún, en condiciones estáticas, que generan depósitos muy mal seleccionados (del orden del centímetro a 8 – 10 cm), y de composición variable, con nula a escasa estratificación, que a lo sumo pueden presentar, indistintamente, gradación normal y/o inversa con clastos orientados al azar; relacionado con la clásica depositación en pulsos (sobre todo en clima árido), donde cada onda puede transportar materiales de diferente granulometría y composición.

Por su parte, los flujos hiperconcentrados tienen un menor volumen de sedimentos (40 y 60%), y pueden transportar grandes volúmenes de arena en tracción / suspensión dinámica (según velocidad y turbulencia). Los depósitos resultantes presentan clastos menos angulosos, selección

pobre a muy pobre, leves y difusas estratificaciones horizontales (aunque lo que gobierna es la masividad como estructura), con grandes clastos de grava individuales y lentes (Montagna 2020).

Del primer análisis realizado del tramo coroneado en el pozo perforado en el Bloque Bajo, la acción de estos dos tipos de flujos generó una asociación de facies caracterizada por tres litotipos, los conglomerados clasto sostén (flujo de detritos); los conglomerados matriz sostén (flujo de detritos); y las areniscas conglomerádicas con participación pelítica (flujos hiperconcentrados). Es necesario destacar que ambas facies relacionadas a los flujos de detritos pueden o no presentar condiciones de reservorio en función de la diagénesis diferencial actuante; mientras que los depósitos asociados a flujos hiperconcentrados funcionarían como sellos hidráulicos (niveles denominados “*shale*”)

La geoforma mayor resultante del acomodamiento lateral y vertical de las secuencias mencionadas es la de abanicos aluviales dominados por flujos de gravedad. Estos se desarrollan principalmente en climas áridos, presentan dimensiones variables, y elevadas pendientes. El espesor es variable con un arreglo vertical pobre, con escasa o nula estratificación, dominados por conglomerados y brechas matriz y clasto sostén. Existen varios análogos actuales donde estos abanicos pueden presentar intercalaciones laterales y verticales de depósitos eólicos y depósitos de flujos fluidos de retrabajo.

En la misma dirección del flujo, el desarrollo de las secuencias que conforman el cuerpo presenta cada vez mayor extensión areal de abajo hacia arriba, originado por una suerte de “progradación” de los cuerpos superiores sobre los inferiores. Esto, en el esquema estratigráfico informal que se tiene en Llanquanello (*Blue, Olive, Green* en orden ascendente), hace que la unidad superior sea la más mantiforme, aunque si se relaciona la longitud de los tramos horizontales de los pozos con las dimensiones de los depósitos, no habrá mayores problemas de discontinuidades o heterogeneidades en ninguna de las tres secuencias.

En sentido transversal al flujo, la situación es similar, puesto que el material que transporta estos flujos es homogéneo (mayoritariamente psefítico con participación psamítica subordinada). El hecho de tener poco desarrollo areal paralelo al frente montañoso muchas veces es compensado por la coalescencia lateral de varios cuerpos de abanicos.

Diagénesis

Sobre la base de la descripción de las coronas utilizadas en la confección del trabajo ya mencionado, se definieron cinco litofacies principales que engloban las características litológicas más conspicuas: conglomerados gruesos cementados sin hidrocarburos (LF3), conglomerados medios parcialmente impregnados (LF2), areniscas conglomerádicas con parcial impregnación de hidrocarburos (LF1b), areniscas medias a gruesas totalmente impregnadas (LF1) y areniscas finas con matriz arcillosa sin hidrocarburos (LF4) (Azcurrea *et al.* 2016). Estas litofacies serán luego

utilizadas en el modelo petrofísico para identificar la correspondencia con las electrofacies (Figura 14) (Pieroni *et al.* 2020).

Posteriormente, en el trabajo de observación, descripción e interpretación del material de roca del pozo del Bloque Bajo, realizado en 2020, (el análisis de facies general se detallará en el apartado de Petrofísica), en primera instancia se observa que, dos de las litofacies definidas corresponden a conglomerados clasto sostén (con y sin impregnación) y dos a conglomerados matriz sostén (con y sin impregnación), ambas genéticamente relacionadas a flujos de detritos (Pieroni *et al.* 2020). El grado de impregnación se encuentra asociado a la diagénesis que regula la cementación carbonática. Las facies No impregnadas se encuentran fuertemente cementadas, mientras que las facies impregnadas (sean clasto o matriz sostén), no presentan cementación carbonática (en realidad, parece haber escaso cemento de cualquier tipo). En estas últimas, la impregnación es marcada, en parte exudando hidrocarburos, posiblemente favorecida por estructuras de deformación sinsedimentarias, por presencia de fisuras tanto dentro de la matriz como en los clastos, y/o superficie de contacto clasto-matriz (Figura 7 y 8) dándole una textura un tanto friable a las rocas.

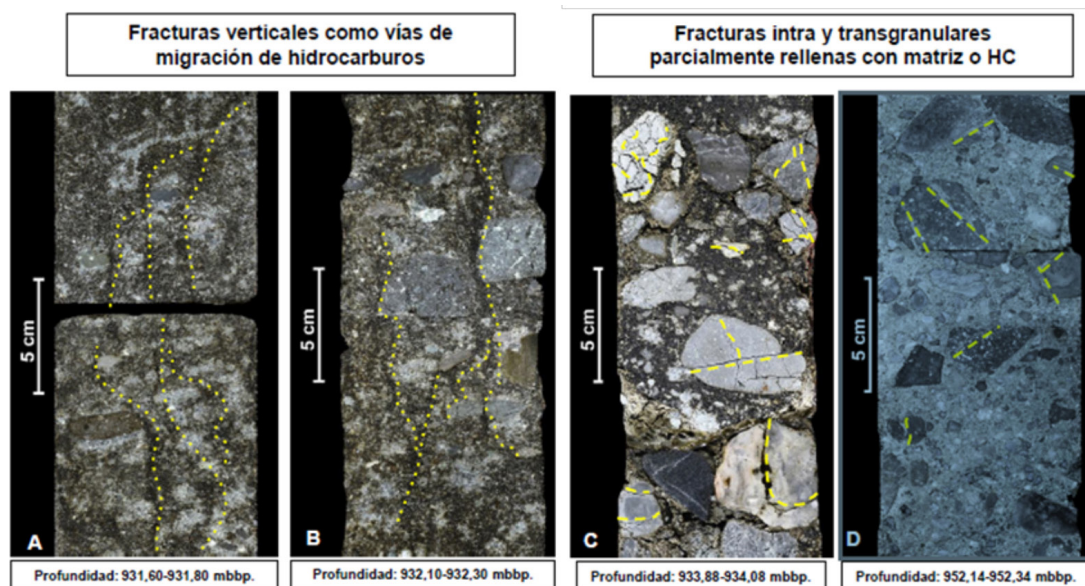


Figura 7. Corona Pozo Bloque Bajo- A y B- Fracturas verticales, de forma irregular, que concentran el hidrocarburo. Esto evidencia que son vías de migración de este. Tienen gran continuidad. En ocasiones rodean los granos mayores (líneas amarillas punteadas). C y D - Fracturas intra y transgranulares que, en ocasiones, se observan rellenas con hidrocarburos o con material circundante (líneas amarillas discontinuas).

Las facies no impregnadas muestran un mayor y variable grado de cementación (cuantificable en función del nivel de reacción al ácido clorhídrico, que puede ser leve, moderado o fuerte), que se estima evitó la carga de la roca. Al cotejar los datos de DRX con la permeabilidad se observó una relación inversamente proporcional entre la abundancia de calcita y la permeabilidad, es decir

que el cemento está condicionando negativamente la permeabilidad tanto para el nivel *Green* como para el *Olive*. Se observa para el *Olive* una alta coincidencia entre la zona más impregnada y permeable con un nivel con altos contenidos de dolomita.

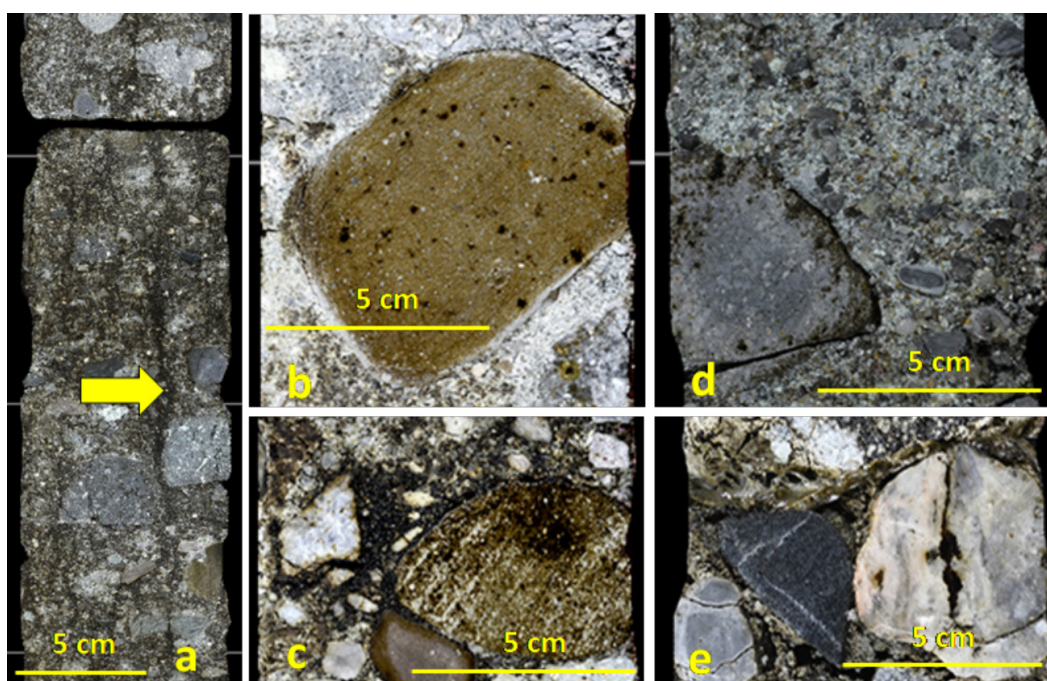


Figura 8. Pozo Bloque Bajo - b y c) Clastos con "motas de hidrocarburos, d y e) Clastos rodeados con abundantes impregnaciones de hidrocarburos, a veces partidos o fisurados rellenos con hidrocarburos.

Estos niveles con menor diagénesis y carga de hidrocarburos son muy visibles y fácilmente identificables en los datos de roca, aunque no tienen un correlato directo con las otras fuentes de información del subsuelo (control geológico y registros eléctricos de pozo). Este es uno de los pasos a seguir que se definirán en el plan de acción derivado informe interno de análisis de la corona que está en preparación. Además, otro punto a considerar es tratar de precisar la mecánica de los procesos diagenéticos actuantes y el tiempo de su ocurrencia en relación con la carga de hidrocarburos, para poder determinar arealmente su distribución e influencia.

Una quinta litofacies fue definida como areniscas finas a medias con participación conglomerádica y pelítica subordinada (relacionada a la acción de flujos hiperconcentrados) Tampoco presenta impregnación; aunque la razón de ello no es la cementación carbonática (la roca no reacciona al contacto con ácido clorhídrico) sino la baja permeabilidad debida a la presencia de material pelítico, posiblemente ligado a una alta saturación de agua irreductible. La condición de baja permeabilidad está además sustentada por el rol que cumplen niveles sello, enteramente constituidos por esta litofacies, que aíslan hidráulicamente a los niveles *Green* y *Olive* (Pieroni *et al.* 2020).

Relación Roca - Perfil

A partir de la observación y análisis de la corona del pozo del Bloque Bajo, realizado, en el 2020, no se pudo determinar una relación de ritmicidad o ciclicidad en la distribución de las facies, posiblemente porque para su definición, identificación y descripción se utilizaron tantos criterios primarios (granulometría y textura, que si puede responder a cambios propios del sistema), cómo secundarios (grado de impregnación que responde a procesos diagenéticos que generalmente no presentan un patrón de ocurrencia definido). Si se descarta la impregnación como indicador y limitante en la definición de facies, las tres facies resultantes (conglomerados clasto sostén, conglomerados matriz sostén y areniscas mal seleccionada), se podría interpretar una distribución vertical en función de las características hidrodinámicas del flujo, pudiéndose relacionar la ocurrencia de una u otra facies con la relación agua/sedimento presente. De esta manera, un flujo de detritos con muy poca participación de agua sería responsable del depósito del conglomerado clasto sostén, y a medida que aumenta la proporción acuosa, se depositarían los conglomerados matriz sostén, llegando a las areniscas mal seleccionadas en el caso de estar en presencia de un flujo hiperconcentrado. A su vez, la mayor participación de agua en los flujos puede deberse a variaciones en las precipitaciones estacionales dentro de un clima árido.

Con respecto a los vínculos entre las facies, no se observan límites netos que pudiesen asociarse con una secuencia conformada por depósitos correspondiente a varios flujos; sino que los límites son transicionales (aunque bastante bien definidos), lo que hace pensar en un único flujo multiepisódico. Esto abona la hipótesis de un fenómeno alocíclico como un aumento de pluviosidad como el responsable de las variaciones de las “facies” primarias.

En cuanto a la relación roca-perfil, en un primer esbozo de vinculación se podría agrupar en 3 las 5 litofacies descriptas, cómo se indica a continuación en la Figura 9.

Facies	GR	Resistividad	Tiempo de tránsito
Conglomerados clasto sostén impregnados Conglomerados matriz sostén impregnados	Variable	Media / Alta (4 – 10 ohm/m)	Alta (Mayor a 90 us/ft)
Conglomerados clasto sostén sin impregnación Conglomerados matriz sostén sin impregnación	Variable	Alta (Más de 6 Ohm/m)	Baja (Menor 90 us/ft)
Arenisca mal seleccionada sin impregnación	Medio (100 – 120 ° API)	Baja (Menos 3 Ohm/m)	Alta (Mayor a 100 us/ft)

Figura 9. Relación roca – perfil. En el cuadro se observan a la izquierda las 5 litofacies descriptas en el pozo del Bloque Bajo, agrupadas en 3, cada una con sus respectivos rangos en perfiles.

Si se analiza con un poco más de detalle la respuesta eléctrica de los perfiles frente a las distintas facies, de acuerdo con lo observado en la corona, se podría afirmar que, en principio,

la heterogeneidad en los valores del perfil de rayos gamma presentes en las facies “gruesas” (conglomerados clasto y matriz sostén) está íntimamente vinculada con la litología de los clastos. En caso de supremacía de líticos provenientes de rocas ígneas (plutónicas y/o volcánicas) y/o piroclásticas félsicas, la alteración del feldespato potásico a arcillas provoca una respuesta de mayor radioactividad de la roca. En caso contrario, de ser predominantemente ígneos mesosilícicos, la respuesta de los rayos *gamma* será más baja. En el caso de las facies areniscas mal seleccionada, la respuesta del registro es mucho más acotada y definida, posiblemente por una mayor madurez litológica de la roca, relacionada con un mayor transporte de sedimentos.

Con respecto al perfil de resistividad, en la facies de areniscas mal seleccionadas la respuesta es bien distintiva, no superando los 3 Ohm/m (salvo en niveles con espesores por debajo de la resolución de la herramienta). Esta (muy) baja resistividad, probablemente, esté vinculada con una elevada saturación de agua irreducible, la que a su vez estaría relacionada con una menor granulometría y, fundamentalmente, con una muy pobre selección de la roca. Para las facies gruesas, la firma eléctrica es bien característica: la resistividad definida como media / alta en los conglomerados impregnados (4-10 Ohm/m) está emparentada con la respuesta al fluido presente en los poros, mientras que la respuesta especificada como alta (más de 6 Ohm/m) para las facies no impregnadas está relacionado con la influencia de la roca en la lectura de resistencia eléctrica (Figura 9). Esto último quedaría comprobado si sumamos la respuesta del perfil sísmico que, justamente, es inversa a lo especificado para la resistividad de formación. De esta forma, por un lado, la roca impregnada muestra aceptables valores de porosidad sísmica (por lo que la

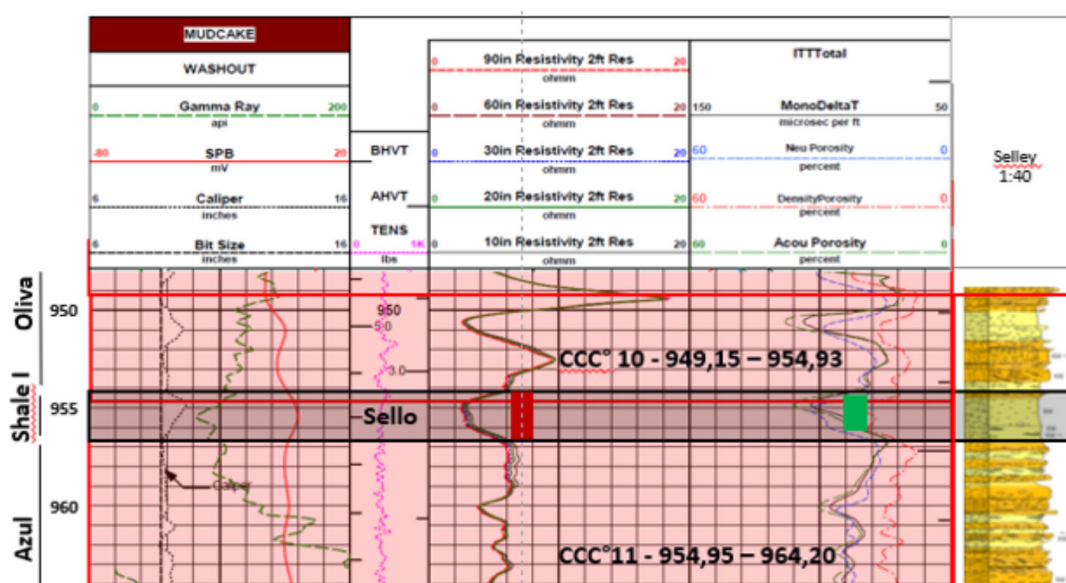


Figura 10. Pozo Bloque Bajo (2020) - Relación roca – perfil en el tramo de las carreras 11 y 10 correspondiente al nivel sello I (*shale* I). Las líneas negras indican el nivel sello, observado en la corona (954,7 a 956,5 m.), mientras que el rectángulo rojo indica su identificación de acuerdo con la resistividad siguiendo los valores de corte definidos en la Figura 9 (menos de 3 ohm/m), mientras que el rectángulo verde representa la identificación de este nivel de acuerdo con la respuesta del perfil sísmico (mayor a 100 us/ft). Se puede apreciar que la conjunción de ambos indicadores permite conocer, con un buen grado de ajuste, el sello mencionado.

relación resistividad-fluido está sustentada) y, por otro lado, la roca no impregnada mostraría valores de baja porosidad sónica (debido a la relación resistividad-roca). La alta porosidad de las facies areniscas mal seleccionada se asocia a porosidad total y no efectiva (Figura 10 y 11).

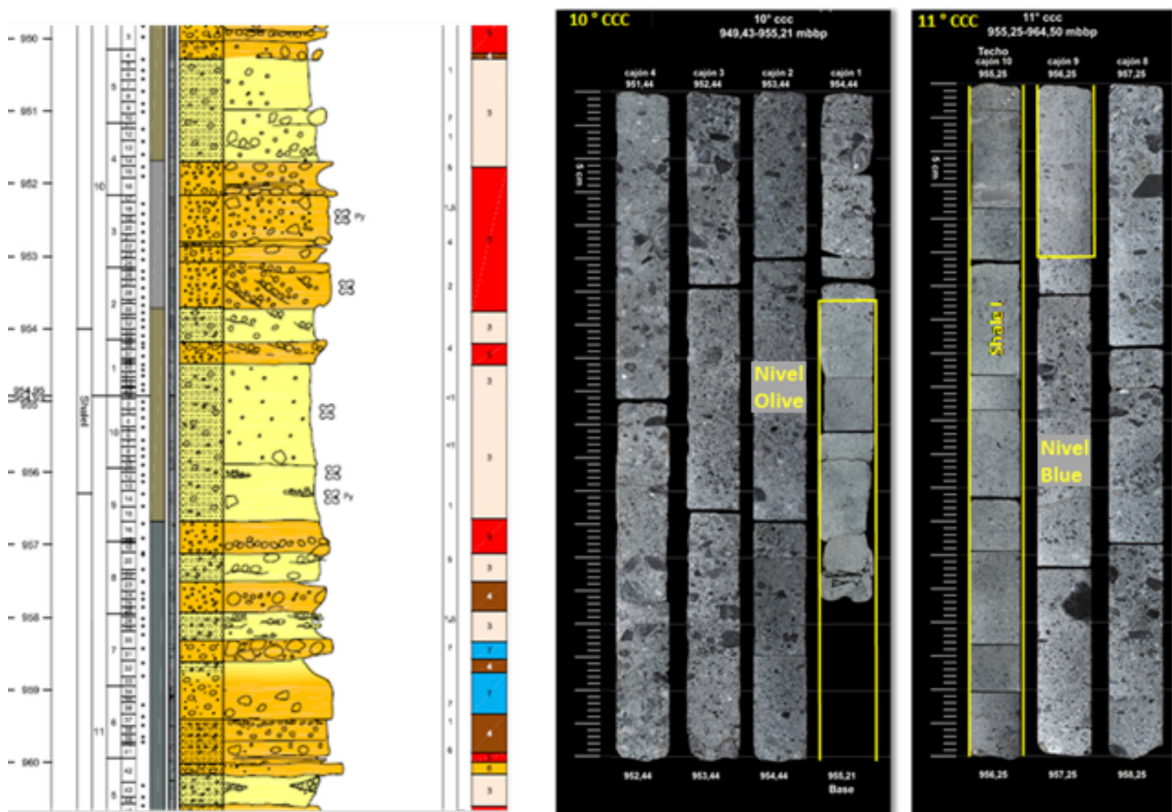


Figura 11. CCC° 10 y 11. En rectángulos amarillos se puede apreciar la composición y espesor del Nivel sello denominado *Shale I*. La Figura muestra los conglomerados del Tope del Nivel *Blue* y los de la Base del Nivel *Olive*. Aunque no se observa en la Figura porque el Nivel *Blue* está parcialmente representado (sólo los 2 metros superiores), en general existe una mayor participación y tamaño de clastos grandes, tanto en las facies de conglomerados clasto sostén como matriz sostén en este nivel con respecto al *Olive*.

Esta primera diferenciación eléctrica a partir de los datos de roca es fundamental, ya que permitirá llevar este modelo de asociación roca-perfil a los otros pozos del yacimiento en los que no tengamos datos de coronas; permitiendo que varias de las tareas que conforman la caracterización estática de reservorios (determinación de espesor útil, cómputo de N/G productivo, cálculo de hidrocarburo *in situ*, etc.), tengan un sustento mucho mayor. Inclusive, ajustando el tema de resolución de las herramientas, este esquema puede ser usado para la geonavegación de los siguientes pozos horizontales. Es importante destacar la necesidad de ratificar/rectificar este modelo roca-perfil con mayor cantidad de datos de roca, involucrando coronas existentes o planificando extracción de coronas en pozos siguientes.

Modelo petrofísico

El desafío consiste en representar las facies litológicas heterogéneas presentes en el ambiente deposicional. En laboratorio se identificaron 5 litofacies que se encuentran en los horizontes objetivo.

La heterogeneidad mencionada pudo resolverse con un modelo robusto y propagable, seleccionando solo dos curvas de registros eléctricos: Sónico (DT) y Resistividad (RS), y soportado con una extensa gama de datos de laboratorio.

Arcillosidad

El índice de arcilla se obtuvo a partir del grafico cruzado de las curvas DT (us/ft) y RS (ohm.m), donde en valores teóricos de cada curva se puede representar la dirección del vector incremental de este volumen. Así, para bajos valores de RS y altos valores de DT, se obtiene el mayor índice de arcillosidad, lo cual es congruente con el dato de Difracción de Rayos X (XRD) extraído del análisis de laboratorio (Figura 12).

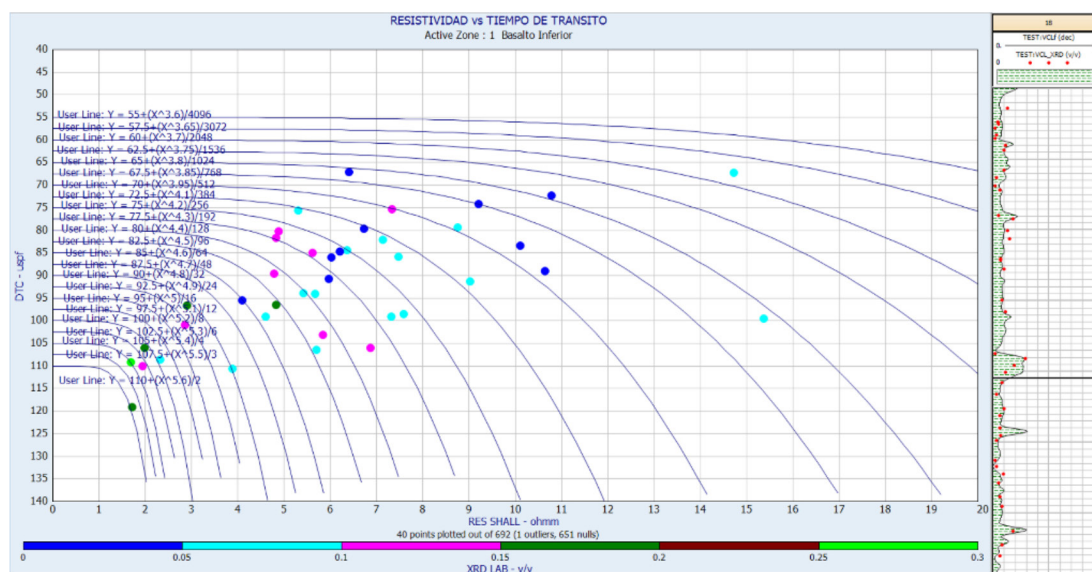


Figura 12. A la izquierda se observa el grafico cruzado de las curvas DT (40-140 us/ft) y RS (0-20 ohm.m), A la derecha la comparación entre índice de arcillosidad vs XRD.

Porosidad

La curva escogida para derivar la porosidad, adquirida en la mayoría de los pozos, es DT. A través de la ecuación de Wyllie y la selección de parámetros que correspondan a cada litología, se utilizan valores que promedian las tablas petrofísicas de laboratorio. No obstante, algunas

litologías presentan valores promedios que no se corresponden con los valores teóricos. La solución a este inconveniente, más los demás módulos petrofísicos, serán nuevamente tratados al abordar el modelo de facies.

Saturación

A través de la ecuación de Simandoux y parámetros petrofísicos de laboratorio, se obtuvieron los valores de Saturación de Agua (SW) promedio para cada nivel productivo. Los parámetros más representativos, afectados por la componente deposicional y diagenética, se extrajeron de laboratorio. Del análisis se extrajeron dos parámetros: factor de cementación (m) y exponente de saturación (n) promediada para cada horizonte, quedando valores muy cercanos a los usados por defecto (Figura 13).

Core #	Depth (MD)	Corr Depth (MD)	NOBP (psi)	Φ (v/v)	K (mD)	m	n
2.00	813.38	811.28	1250	0.182	37.56	1.60	2.08
3.00	820.25	818.25	1250	0.207	587.30	1.88	2.13
4.00	828.62	824.02	1250	0.144	606.70	1.79	2.14
7.00	850.77	848.77	1250	0.143	5.83	1.49	2.00
7.00	845.03	843.03	1250	0.081	8.26	1.77	2.03
8.00	853.68	851.28	1250	0.127	28.16	1.76	2.07
10.00	872.71	870.11	1250	0.109	9.01	1.59	2.04
10.00	865.90	863.30	1250	0.127	4.80	1.70	2.01
						1.685	2.06

Figura 13. Tabla de laboratorio con valores petrofísicos.

Con el objetivo de representar la heterogeneidad de saturaciones en el modelo, y considerando la producción prácticamente despreciable de agua del campo, se adoptó el criterio de establecer como SW inicial el valor crítico para cada celda. En el trabajo de Ingeniería (Moglia *et al.* 2022) se presenta la correlación obtenida entre SW_{irr} y la raíz cuadrada del cociente de la permeabilidad absoluta sobre la porosidad efectiva, que se utilizó para estimar las saturaciones iniciales de acuerdo con el criterio mencionado.

Los valores de SW_{irr} se obtuvieron experimentalmente a partir de ensayos de estados restaurados realizados sobre 48 muestras extraídas de la corona de un pozo de avanzada perforado en 2019. Se identificó la facies correspondiente a cada una de las 48 muestras y se obtuvo la curva de presión capilar representativa para cada facies (diferenciando reservorio de Alta y Media calidad en *Olive* y *Green*, y unificando la facies No Reservorio en ambos niveles).

Litofacies – Electrofacies

Hasta aquí hemos presentado dos descripciones diferentes de litofacies, la primera de ellas realizada en el año 2016 sobre la corona de un pozo ubicado en la zona central del desarrollo actual (Azcurra *et al.* 2016), la segunda descripción se realizó en el año 2020 sobre la corona del primer pozo de avanzada perforado en el sector denominado Bloque Bajo, ubicado al norte del desarrollo actual, en una posición más proximal del abanico. Las diferentes posiciones de los pozos, dentro del paleoambiente analizado, dan origen a la aparición de facies diferentes en ambas descripciones (en la primera, del 2016, aparecen areniscas que no se observan en la segunda del 2020). Sin embargo, la unificación de estos dos modelos muestra la misma posición petrofísica dentro del gráfico cruzado DT vs RS (Figura 15). La respuesta observada con la incorporación del segundo modelo se encuentra en buen acuerdo con los parámetros que delimitan las diferentes electrofacies derivadas del primer análisis, motivo por el cual se decidió mantener la identificación de las electrofacies originales

Los diferentes grados de cementación calcárea y contenido de Arcilla son los principales controles de calidad del reservorio e impregnación de la roca. A mayor presencia de cementación/ Arcillosidad la K se ve afectada y la impregnación es nula (Azcurra *et al.* 2016).

FOTO LITOLOGIA LABORATORIO - FACIE LITOLOGICA (descriptas en LCV-2016)		ELECTROFACIE MATEMATICA (Modelo Estático)		PETRO-FACIES (Modelo Dinámico)
	LF3: CONGLOMERADO gris con clastos conglomerádicos entre 1-5 cm de pobre selección matriz arenosa Cementada No impregnados RESISTIVIDAD alta (> 6ohm.m) SÓNICO con bajo tiempo de tránsito (< 80 us/ft)	ELECFAC = 3		PETROFAC = 3 (NR)
	LF2: CONGLOMERADO: gris, clastos conglomerádicos <3cm. pobre selección, matriz arenosa Cementada Parcialmente impregnada RESISTIVIDAD media <6 ohm. m SÓNICO con tiempo de transito medio (< 120 us/ft >80 us/ft)	ELECFAC = 2		PETROFAC = 2 (R MEDIA)
	LF1b: ARENISCA CONGLOMERADICA gris, clastos conglomerádicos abundante matriz arcillo-arenosa. Escaso cemento, friable. Parcialmente Impregnada RESISTIVIDAD media <6 ohm. m SÓNICO con tiempo de transito medio (< 120 us/ft >80 us/ft)	ELECFAC = 1.5		PETROFAC = 1 (R ALTA)
	LF1: ARENISCA: granulometría media a gruesa con clastos aislados Escaso cemento, friable. Impregnada RESISTIVIDAD alta (> 6ohm.m) SÓNICO con tiempo de transito medio (< 120 us/ft >80 us/ft)	ELECFAC = 1		
	LF4: ARENISCA: gris verdosa de granulometría fina con matriz arcillosa No impregnada RESISTIVIDAD baja <4 ohm.m SÓNICO con tiempo de transito bajo (>100 us/ft)	ELECFAC = 4		PETROFAC = 3 (NR)

Figura 14. De izquierda a derecha se observa el modelo original de Litofacies de Laboratorio (Azcurra *et al.* 2016), construcción de Electrofacies para el Modelo Estático (Pieron *et al.* 2020) y petrofacies para el modelo dinámico (Moglia *et al.* 2022).

Identificadas las posiciones de las litofacies en el grafico cruzado DT vs RS, se trazaron regresiones lineales permitiendo realizar una asociación con electrofacies de perfiles (Azcurra *et al.* 2016) (Figura 15A).

El modelo final de litofacies concuerda con el Selley de laboratorio (Figura 15B), lo que permite que las ecuaciones se definan como el modelo a propagar. De estas electrofacies también se determinan, en un grupo aún más reducido, 3 petrofacies que serán la base del modelo dinámico: No Reservorios y Reservorios de Alta y Media Calidad.

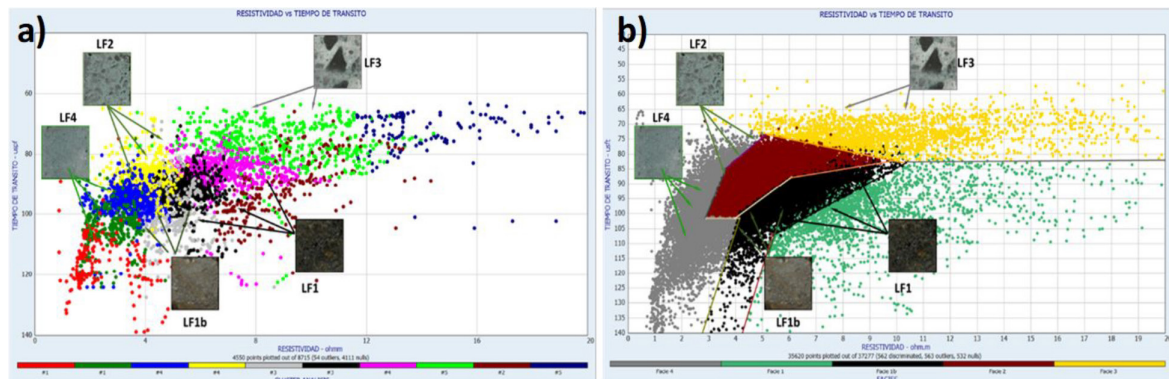


Figura 15. a) Gráfico cruzado, DT (40-140 us/ft) vs RS (0-20 ohm.m) discretizado con litofacies. b) DT vs RS, con las mismas escalas, discretizado con electrofacies.

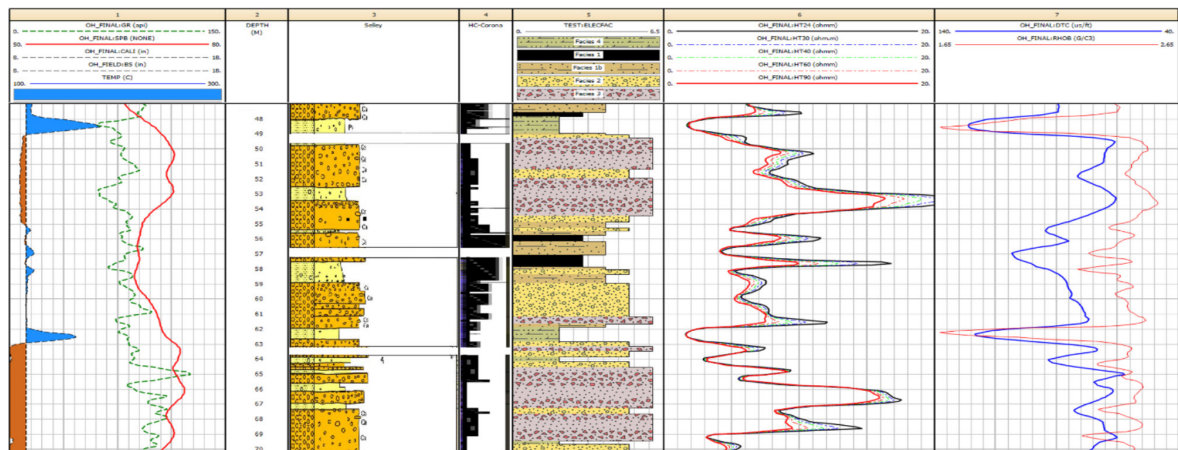
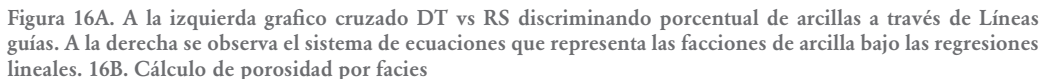


Figura 15B. Correlación del modelo de Litofacies (Pista 3) y el modelo matemático de Electrofacies (Pista 5), las restantes pistas representan los registros eléctricos del pozo clave.

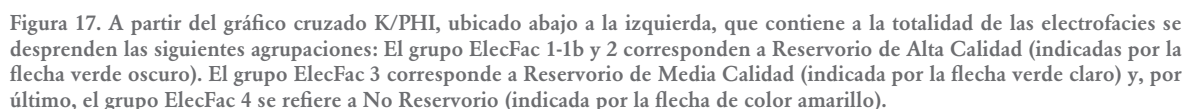
Una vez concretada la propagación de electrofacies, se corrigieron las curvas petrofísicas PHI, SW utilizando como base la discretización de la selección en 5 juegos de parámetros para cada facie contemplada, a partir de la cual quedan expresadas las ecuaciones para cada facies (Figura 16A).

El índice de Arcillosidad queda expresado en una ecuación con múltiples “If” anidados. En consecuencia, la porosidad se verá afectada por el Índice de Arcillosidad de cada facies (Figura 16B).



ElecFac 1 – 1b → m = 1.5 – 1.6 (areniscas poco consolidadas. Fuertemente impregnadas)
ElecFac 2 → m = 1.7 (areniscas/conglomerados moderadamente consolidados. Impregnación leve)
ElecFac 3 → m = 2.0 – 2.1 (areniscas arcillosas. Sin impregnación)
ElecFac 4 → m = 2.3 (areniscas/conglomerados muy consolidados y cementados. Sin impregnación)

Concluido el cómputo de Saturaciones y Porosidades para cada nivel productivo, siguiendo la misma metodología, se obtuvieron Leyes K/PHI (Figura 17) para diferentes litofacies denominadas “Petrofacies” mencionadas en el punto anterior (D’Odorico y Astesiano, 2016).



Poblado de propiedades

Una vez construida y chequeada la grilla estructural, se procedió al poblado de propiedades de acuerdo con la siguiente secuencia:

Paso 1: Se realizó el *Upscaling* de Petrofacies comprendiendo 3 facies (reservorio de alta calidad, reservorio de media calidad y no reservorio). El modelo de facies se propagó a la grilla mediante Krigging (Figura 18).

En segunda instancia se realizó, de manera análoga, el *Upscaling* de Porosidad Efectiva y la propagación a la grilla mediante Krigging condicionado al modelo de facies (Figura 18)

Por último, se realizó el *Upscaling* de NTG interpretado como propiedad continua para permitir mayor conectividad hidráulica. Propagación a la grilla mediante Krigging condicionado al modelo de facies (Figura 18).

El procedimiento descripto se realizó paso a paso para el modelo Base. Se realizaron chequeos de consistencia para el poblado de propiedades resultantes comparando las volumetrías obtenidas con los valores en libro, previos a la actualización del modelo.

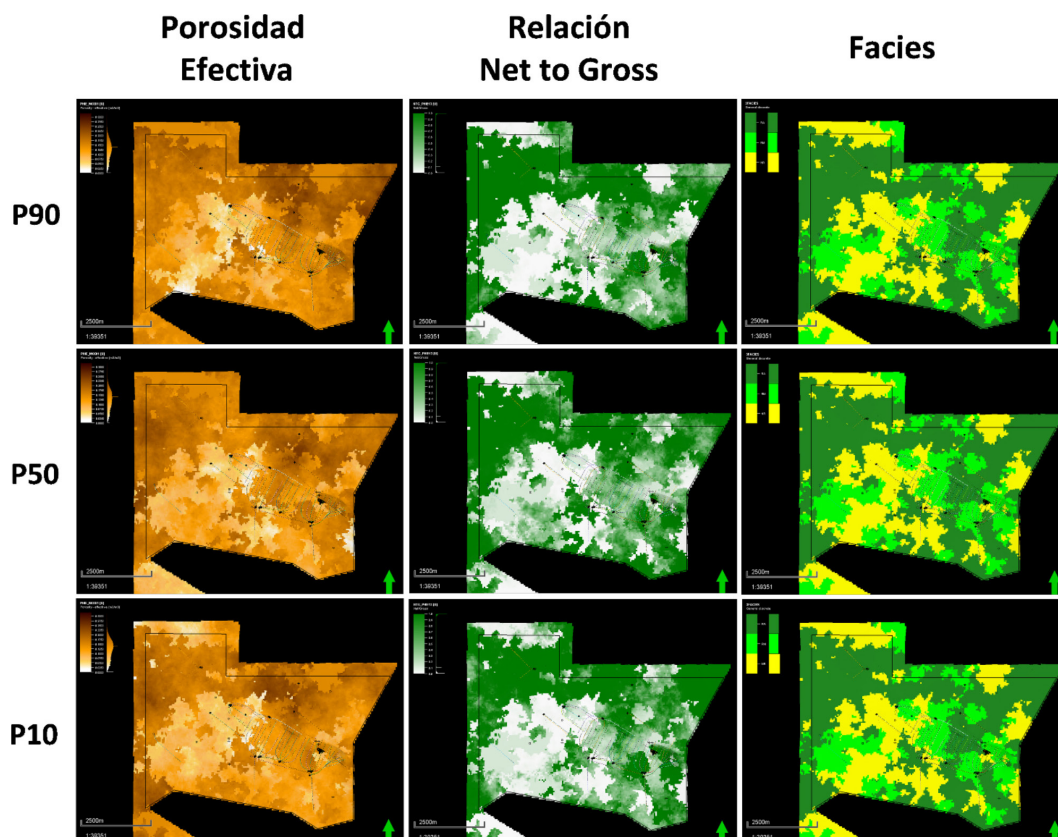


Figura 18. De izquierda a derecha se muestra el poblado de Porosidad Efectiva, NTG y Facies. De arriba hacia abajo se muestran las geo realizaciones equiprobables identificadas con las volumetrías P90, P50 y P10 (las imágenes corresponden a una misma capa en el centro del nivel Olive).

Habiendo validado los volúmenes resultantes para el caso base, se procedió con la generación de las 30 geo-realizaciones equiprobables (GRE). Para ello se generó un flujo de trabajo automático que se presenta en la siguiente representación (Figura 19).

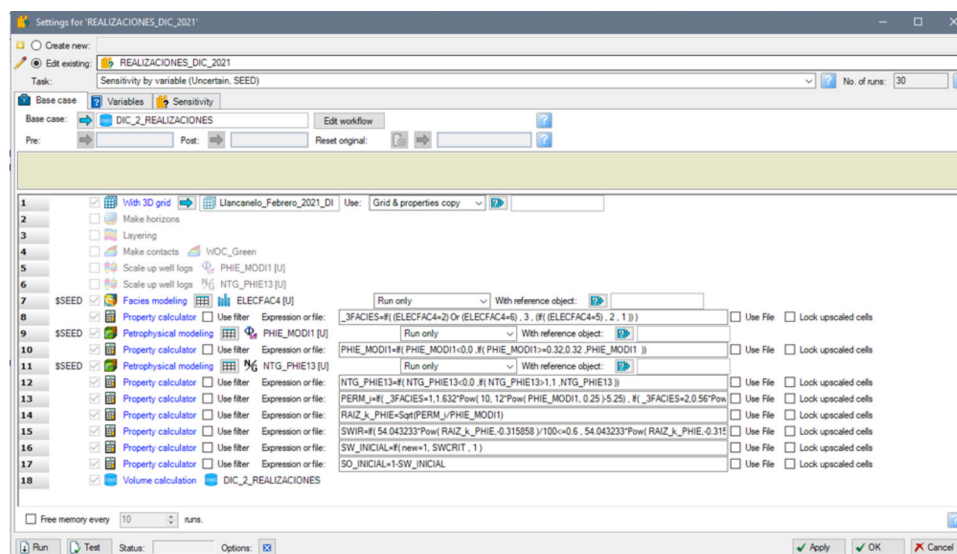
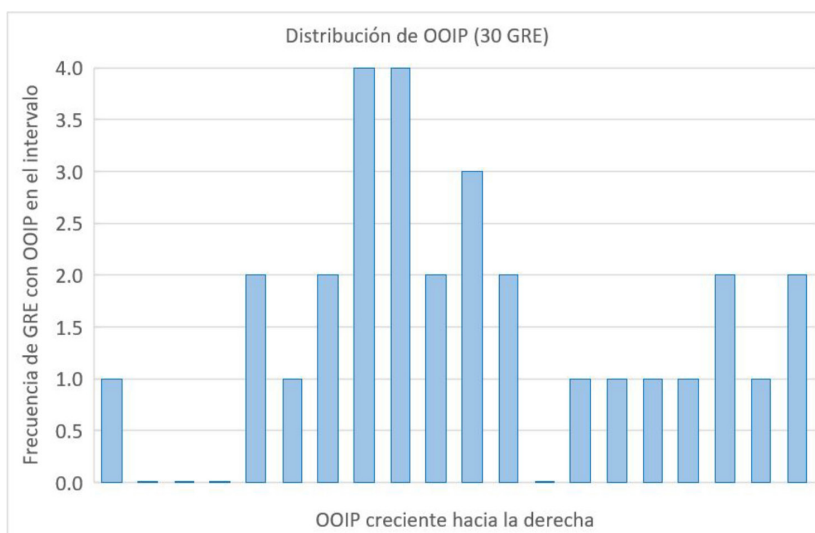


Figura 19. Generación de las geo realizaciones equiprobables – Flujo de trabajo.

Como resultado de este flujo de trabajo se obtuvieron las grillas de facies, porosidad efectiva y NTG para las 30 GRE (Figura 18). Además, se calculó el OOIP correspondiente a cada caso. Esto nos permitió dar un tratamiento estadístico a la volumetría obteniendo los valores P10, P50 y P90 del OOIP. En la Figura 20 se presenta la distribución obtenida para el OOIP de las 30 GRE generadas. Por razones de confidencialidad no es posible mostrar la escala de volúmenes, pero se puede observar una distribución tendiente a la normal.

Figura 20. Distribución de OOIP de las 30 GRE generadas en orden creciente hacia la derecha (no se presentan los valores volumétricos por cuestiones de confidencialidad). Se observa un ordenamiento tendiente a una distribución normal.



CONCLUSIONES

Como se mencionó en el inicio, la definición de nuevas estrategias para el desarrollo de este desafiante campo siempre ha sido impulsada por la ampliación del conocimiento del subsuelo. En línea con esto, la reconstrucción del modelo estático y el trabajo interdisciplinario entre geología, petrofísica e ingeniería de reservorios, para actualizar el modelo dinámico y aplicar el tratamiento probabilístico al modelo en su conjunto, permitió ampliar el conocimiento y detectar nuevas oportunidades de desarrollo que han significado un nuevo cambio en la estrategia del proyecto. En el segundo trabajo complementario presentado en el este mismo congreso (Moglia *et al.* 2022) se muestra como la actualización de modelo estático aquí presentada, junto con la incorporación del gradiente geotérmico al modelo, capturando la gran variación de temperatura a lo largo de la estructura, ha ayudado a “explicar” la alta productividad del pozo de avanzada perforado en la zona profunda, más caliente. Tal como se ha mencionado previamente, en base a estos resultados la estrategia de desarrollo se ha enfocado en la zona oeste con pozos horizontales simples de mayor productividad que en la zona del desarrollo central denominada Main Field.

Como próximos pasos, en cuanto al modelo estático en particular, se propone continuar y extender el estudio mediante trabajo de campo en un análogo moderno para lograr una mejor comprensión de las facies y asociaciones de facies, cuenca hídrica, geoformas adyacentes, etc., a fin de comparar y ajustar el modelo sedimentario propuesto para el intervalo de estudio.

En cuanto a la relación entre el ambiente de sedimentación y el diseño de pozos horizontales, uno de los elementos a estudiar con el análisis del testigo corona extraído del reciente pozo perforado en el Bloque Bajo, es el rumbo más apropiado de las trayectorias para el desarrollo del campo (Montagna 2020).

En función de lo expuesto en el apartado “Modelo sedimentario”, y solamente teniendo en cuenta el ambiente de sedimentación propuesto, sumado a la longitud de los tramos horizontales de los pozos (alrededor de 900 m), es posible que no se observen diferencias (en cuanto a espesores y facies), perforando los pozos en la dirección de aporte o transversal a la misma. Esta conclusión se hace más evidente y certera hacia la parte alta de la secuencia (Nivel *Green*).

En cuanto a la heterogeneidad en la carga de los reservorios, es necesario hacer un análisis de los cortes delgados y difractogramas existentes, para entender la secuencia diagenética desarrollada. Para intentar precisar los productos diagenéticos en la vertical, se planifica un trabajo de adquisición, procesamiento y análisis de datos de refracción de rayos X (FRX). Trabajar con algunos elementos (Ca, Na, K, C, etc.), o relaciones entre ellos (Ca/Na, C/Ca, Si/Al, etc.), pueden transformarse en excelentes indicadores para individualizar y caracterizar la variabilidad del carbonato de calcio y la arcillosidad.

En cuanto a la interacción multidisciplinaria, se encuentra actualmente en desarrollo la Optimización Robusta que combina el uso del modelo probabilístico con diferentes parámetros dinámicos y estáticos (geo-realizaciones equiprobables), para optimizar las trayectorias de referencia (Target) para la geo-navegación de los pozos de desarrollo con el conocimiento disponible.

REFERENCIAS CITADAS

- Astesiano, D., Azcurra, M., Barberis, R., Bernhardt, C., Boggetti, D., D'Odorico, A., Grasetti, G., Larriestra, C., Lo Forte, G., Manceda, R., Noya, M., Rodríguez, E., Vargas, M. y Vill, a N. 2016. Integración de datos en un nuevo modelo geológico para el yacimiento Llancanelo, Malargüe, Mendoza. Reunión Argentina de Sedimentología. Actas, p.22, Santa Rosa, La Pampa, Argentina.
- Azcurra, M., Boggetti, D., D'Odorico, A., Larriestra, C. y Noya, M. 2016. Integración de datos en un nuevo modelo geológico para el yacimiento Llancanelo, Malargüe, Mendoza. Congreso de Producción, IAPG. 6to. Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos. Poster. Argentina.
- D'Odorico A. Astesiano D. Jun 2016. - Caracterización Petrofísica de Reservorios de Petróleo Pesado: XVIII Jornada de Evaluación de Formaciones, SPWLA Cap Argentina.
- Misión RAMSAR de Asesoramiento, 2002, Sitio Web de la Convención Ramsar, https://www.ramsar.org/sites/default/files/documents/library/ram48s_arg_llancanelo.pdf.
- Montagna, A., Pieroni, E., Buchini, A. y Cattaneo, D. 2020. Algunas consideraciones sobre la posible relación entre el ambiente de sedimentación y los procesos diagenéticos y el diseño de pozos horizontales. Caso de estudio: Grupo Neuquén, Llancanelo. YPF. Informe inédito.
- Moglia, D., Becerra, G.G., Lara, V., Pieroni, E.M. y Buchini, A.R. 2022., Flujo de trabajo con enfoque probabilístico para modelado estático y dinámico de un campo de crudos pesados. Yacimiento Llancanelo, Malargüe, Mendoza. IAPG. 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Argentina.
- Pieroni, E., Montagna, A., Buchini, A. y Cattaneo, D. 2020 Informe preliminar de la observación, descripción e interpretación de la corona extraída del pozo LL.a-xx(h) y las electrofacies construidas a partir de la relación roca – perfil., Gr. Neuquén, Llancanelo. YPF. Informe inédito.
- SAIJ, 2008. Sitio Web del Sistema Argentino de Información Jurídica: <http://www.saij.gob.ar/7824-local-mendoza-limites-area-natural-protogada-humedal-llancanelo-departamento-malargue-lpm0007824-2007-11-27/123456789-0abc-defg-428-7000mvmorpyel>.

