

MODELO PREDICTIVO DE LITOFACIES PARA LA FORMACIÓN LAJAS EN EL YACIMIENTO LOMA DE MARÍA, ÁREA LOMA NEGRA, CUENCA NEUQUINA, RÍO NEGRO, ARGENTINA

Ignacio Conci¹, Abraham Balaguera² y Ornella López³

1: Capex. ignacio.conci@grupocapsa.com.ar

2: Capex (Hoy Gondwanaland-services). abalaguera@gondwanaland-services.com

3: Capex. ornela.lopez@grupocapsa.com.ar

Palabras clave: Cuenca Neuquina, Fm. Lajas, Estratigrafía Secuencial, Loma Negra, Reservoirio

ABSTRACT

Lajas Reservoirio is the name of an informal reservoir sandstone unit, that belongs to the basal section of Lajas Formation in the Loma Negra block located in the eastern part of the Neuquén Basin.

The reservoir is divided into two sections. The upper section with better petrophysics conditions is filled with gas whereas the lower section has non reservoir conditions. The upper section pinches out to the east part of the field, together with a gradual reduction of the net pay.

The Lajas Reservoirio – Precuyo interval is defined with seismic data as a depositional sequence. The interval was divided into parasequences through the presence of thin muddy levels. The lower parasequence shows a gradual improvement in its petrophysics characteristics to the east. Seismic interpretation of the 3D cube indicates that the parasequence present in the east part of the field is the lower one. This was one of the arguments to support the proposal of a new well to the east despite the upper section with reservoir conditions is absent.

Finally the Lajas Reservoirio – Precuyo interval is defined as a transgressive regressive cycle. The lower parasequence has a retrogradational pattern belongs to the transgressive cycle whereas the upper parasequences show a progradational pattern and belongs to the regressive cycle.

INTRODUCCIÓN

A nivel mundial el consumo de gas natural ha venido teniendo un crecimiento sostenido y se espera que en las próximas décadas siga aumentando. Un informe de la Agencia Internacional de Energía asevera que el consumo de gas natural aumentará a un promedio de 1,6% anual durante los próximos 5 años (<https://www.iea.org/gas2021/>).

De esta situación de alta demanda y poca oferta, no se escapa la realidad energética de la República Argentina. Los yacimientos tradicionales (entrampamientos estructurales) ya han

venido disminuyendo su producción, quedando por explotar acumulaciones de hidrocarburo en trampas más complejas, de tipo estratigráfico y/o mixto, donde la falta de continuidad lateral y vertical de las propiedades de los reservorios es el factor común en ellos, dificultando de forma directa el reconocimiento y la extensión de los recursos energéticos en el subsuelo.

Uno de los reservorios con estas características de entrampamientos geológicos mixtos y con producciones de gas relevantes, son los asociados a las unidades más tempranas de la Fm. Lajas, conocida informalmente como Lajas Reservorio, ubicados al sur del Área Loma Negra. La composición geológica de dichos reservorios demuestra la alta heterogeneidad tanto vertical como horizontal respecto a la permeabilidad y porosidad, lo cual dificulta la ubicación de pozos que logren alcanzar los máximos rendimientos y por consiguiente no se optimice el desarrollo del campo.

Entendiendo esta problemática y considerando la necesidad de la compañía en elaborar un plan de explotación que resulte en un aumento sostenido de la producción gasífera, se decidió diseñar una campaña de adquisición de información geológica y geofísica bastante completa. La finalidad fue poder elaborar un modelo geológico capaz de predecir la distribución de la roca reservorio dentro del Yacimiento Loma de María, siendo uno de los mayores retos, lograr conocer y predecir la distribución vertical y lateral de las facies con mejor calidad de reservorio,

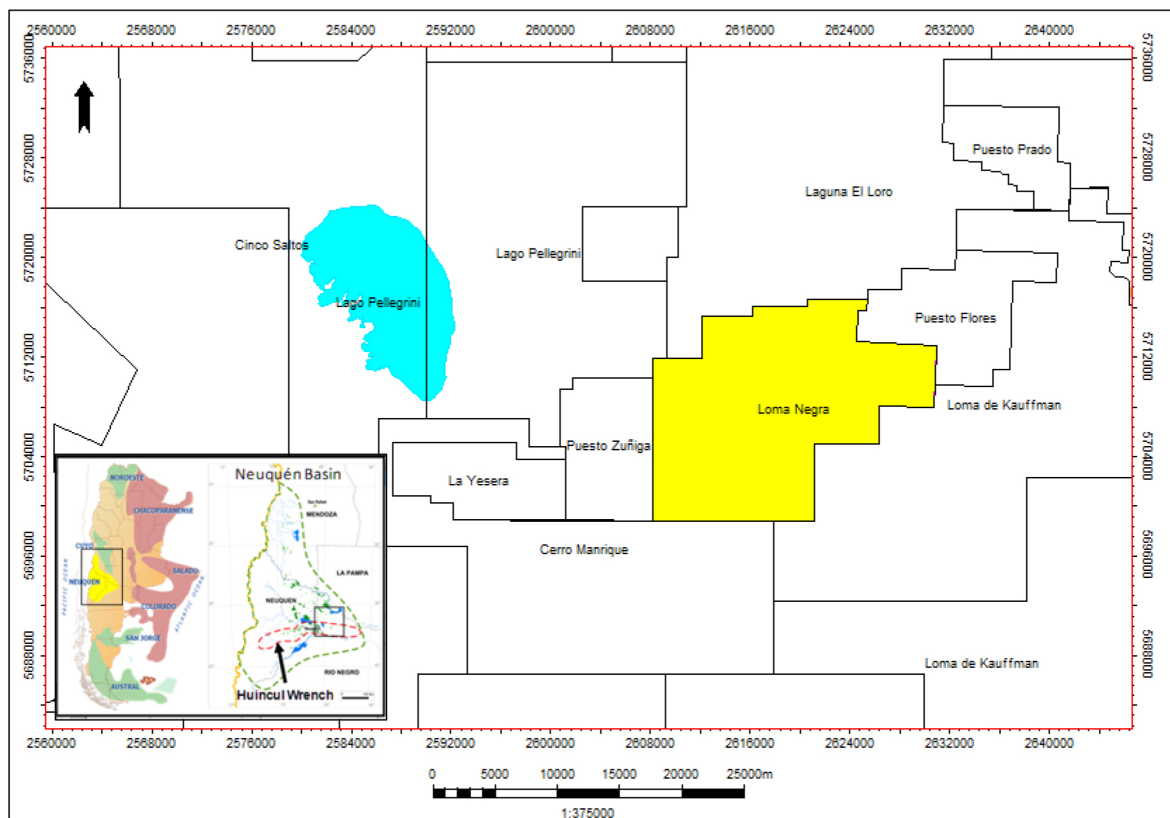


Figura 1. Mapa de ubicación del Área Loma Negra. En el recuadro inferior izquierdo se resalta la ubicación de la Cuenca Neuquina y la zona de la Dorsal de Huincul (polígono rojo). La Figura principal resalta el Área Loma Negra respecto de los bloques vecinos.

a partir de pocos pozos y de información sísmica de media resolución. Por lo cual este artículo pretende exponer los logros alcanzados en cuanto a la construcción de dicho modelo de facies, junto con el flujo de trabajo y otros resultados.

UBICACIÓN

El Yacimiento Loma de María se ubica en el sector sur del Área Loma Negra. Este último está ubicado en la parte sud oriental de la Cuenca Neuquina, ya en el ámbito de la provincia de Río Negro (Fig.1).

MARCO GEOLÓGICO

En Loma Negra la columna estratigráfica comprende un complejo de basamento integrado por rocas graníticas (Fm. Huechulafquén) y por rocas volcánicas y volcanoclásticas (Grupo Choiyoi) y un relleno sedimentario mesozoico (Orchuela y Ploszkiewicz (1984, en Limeres *et al.* 2005).

El Ciclo Precuyano está dividido en dos secciones (Orchuela y Vega 1996, en Limeres *et al.* 2005): La Sección Inferior, compuesta de tobas y rocas volcánicas en la base y por pelitas lacustres en el tope. En tanto la Sección Superior, donde se concentran los niveles reservorio, está compuesta de conglomerados y areniscas gruesas intercaladas con pelitas grises y castaño claro interpretadas como de ambientes de abanicos aluviales y fluviales. El fallamiento activo al momento de la sedimentación controla el espesor y las variaciones locales de facies. (Pángaro *et al.* 2002).

El Gr. Cuyo está conformado por las formaciones Los Molles, Lajas y Punta Rosada. La Fm. Los Molles está documentada sólo en el oeste del área y con espesores reducidos. Está compuesta de limoarcilitas castaño oscuro intercaladas con areniscas muy finas con restos carbonosos, asignada a un ambiente marino. La Fm. Lajas es la principal unidad productiva, está conformada por areniscas y pelitas. La sección inferior fue interpretada por Murut *et al.* (2001) como depositada en un ambiente marino marginal en tanto que su parte superior está representada por limolitas de ambiente transicional. Regionalmente, esta unidad se afina progresivamente hacia el este, principalmente disponiéndose en *onlap* sobre el tope del Precuyo.

La Fm. Punta Rosada está compuesta de una sucesión de areniscas, conglomerados y pelitas de origen aluvial y fluvial (Malone *et al.* 2002). La deposición de esta unidad se desarrolló en un período de intensa actividad tectónica. La inversión del sistema de fallas de Gandulme-Puesto Flores generó discordancias angulares que permiten la división de la Fm. Punta Rosada en dos secciones. Una sección inferior limitada en el tope por la discordancia angular, identificada como discordancia Intra Punta Rosada. Esta sección inferior posee importantes variaciones de espesor en tanto que la sección superior muestra variaciones de espesor mucho menos pronunciadas. Los

niveles productivos de Punta Rosada pertenecen principalmente a la sección inferior donde la trampa es de tipo combinada estructural-estratigráfica. Los niveles arcillosos intercalados en la Fm. Punta Rosada proporcionan el sello de características regionales.

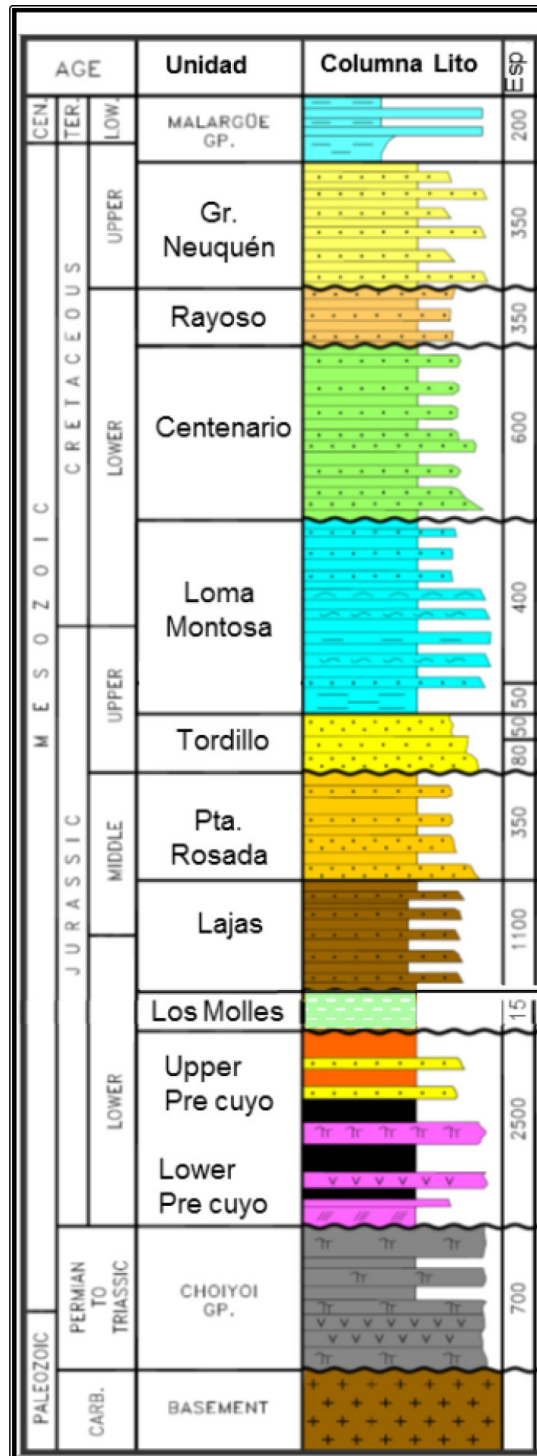


Figura 2. Columna estratigráfica del Área Loma Negra (Modificado de Chevron 2016).

La columna continua con la Fm. Tordillo conformada por areniscas interpretadas como de ambientes eólicos y fluviales, la Fm. Loma Montosa compuesta por calizas y dolomitas de plataforma y evaporitas supramareales hacia la base y por depósitos clásticos correspondientes a ambiente costeros y continentales en el tope. Continúan la Fm. Centenario, el Gr. Rayoso y el Gr. Neuquén cuyos depósitos corresponden a ambientes continentales. Finalmente, cubre la secuencia el Gr. Malargüe compuesto por sedimentos continentales y marino marginales (Malone *et al.* 2002), (Fig. 2).

INFORMACIÓN DISPONIBLE

El área cuenta al momento de la realización de este estudio con 8 pozos perforados. La distribución de los mismos puede verse en el mapa de la Figura 3.

El set de perfiles habitual es de inducción, rayos gamma, densidad, neutrón, sónico compresional y presiones. En cuanto a los perfiles especiales 4 pozos cuentan con registro de imagen resistiva, 6 con sónico dipolar y 2 con perfil de VSP. Con respecto a la información de control geológico 7 pozos poseen datos de litología. Para este estudio se utilizaron los 8 pozos.

El bloque está cubierto en su totalidad por información sísmica 3D, adquirida en el año 2000, reprocesada en 2019, de buena a regular calidad, cuenta con migración *pre-stack* PSDM tanto en tiempo como en profundidad, teniendo una resolución vertical de 30 a 40 metros a nivel del objetivo de Lajas Reservorio.

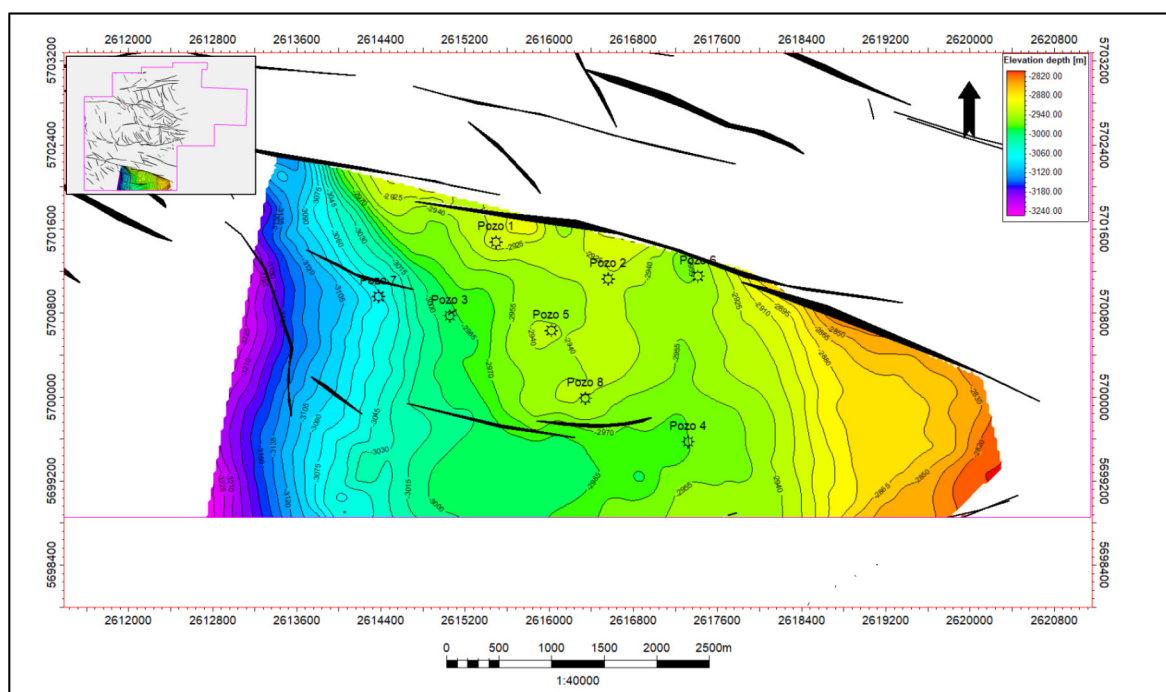


Figura 3. Mapa estructural al tope de Lajas Reservorio en el Yacimiento Loma de María. En el recuadro superior izquierdo se resalta la ubicación del Yacimiento Loma de María dentro del bloque Loma Negra.

FLUJO DE TRABAJO

A partir de los datos disponibles se estableció el siguiente flujo de trabajo con el fin de lograr el objetivo propuesto en esta investigación (Fig. 4).

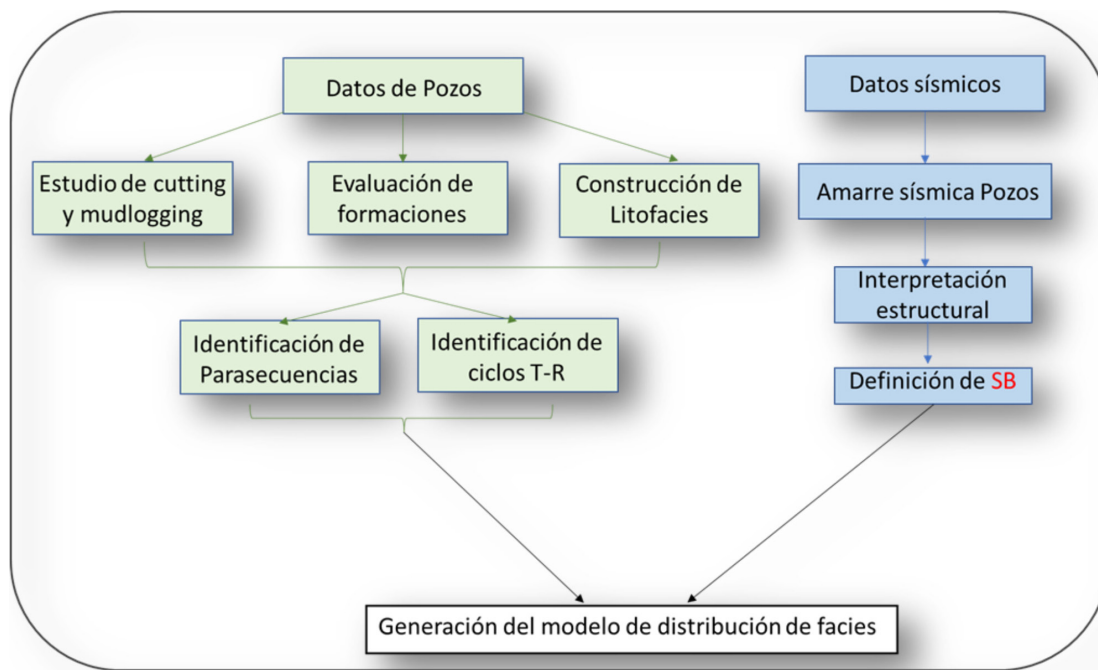


Figura 4. Flujo de trabajo establecido para el desarrollo de la investigación.
(T-R: Transgresivo-Regresivo. SB: Sequence Boundary)

DESCRIPCIÓN DEL RESERVORIO

El Yacimiento Loma de María produce gas de la zona inferior de la Fm. Lajas de un cuerpo de areniscas denominado informalmente como Lajas Reservoir. Los pozos perforados arrancan con un caudal inicial de gas cercano a los 150.000 m³/d, produciendo además unos 30 m³/d aproximadamente de condensado. Las producciones acumuladas de gas, estimadas a fin de la vida útil, varían entre 120 y 180 MM m³.

En base al análisis de los perfiles, se identifica a la sección superior de Lajas Reservoir como la zona productiva del yacimiento. La misma está caracterizada por la presencia del cruce densidad neutrón, bajas saturaciones de agua y presencia de altos valores de gas en la curva de gas total. Hacia la base las condiciones petrofísicas desmejoran como lo atestiguan la disminución de la porosidad efectiva, el aumento de la saturación de agua y la menor permeabilidad (Fig. 5).

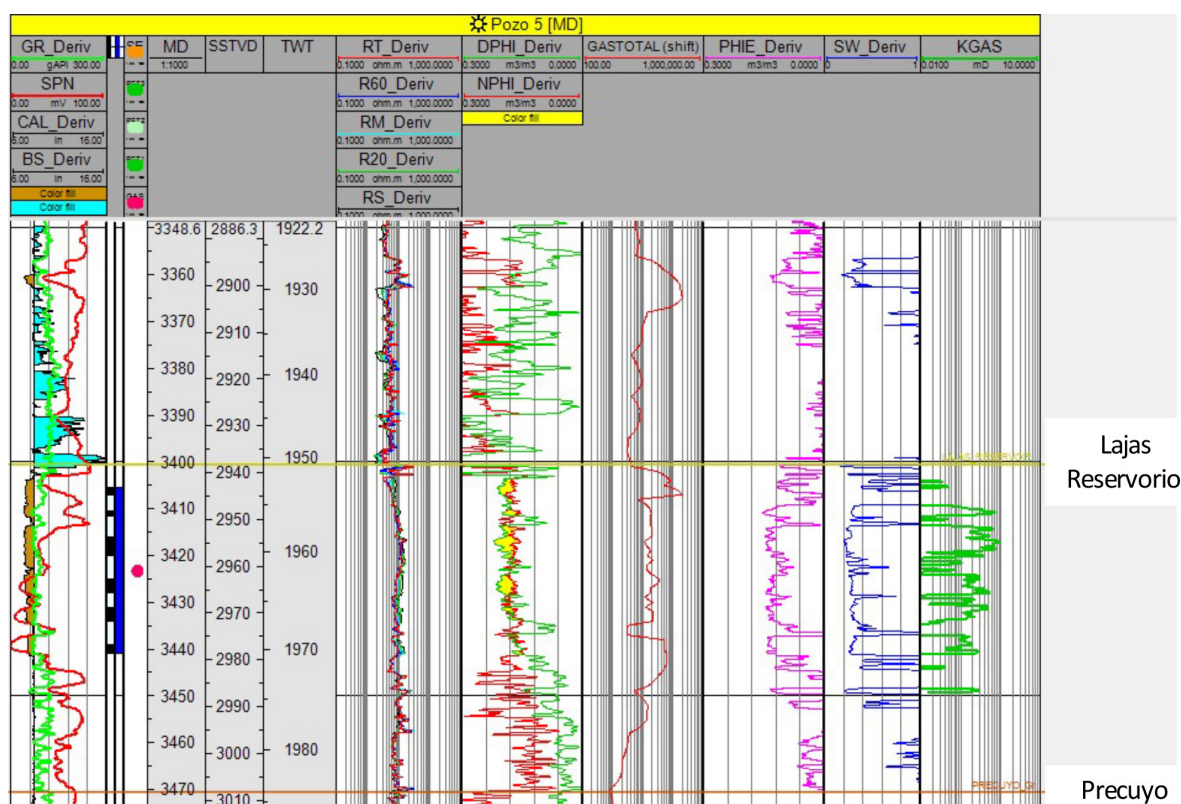


Figura 5. Identificación de la zona mineralizada dentro del intervalo Lajas Reservorio-Precuyo. En el segundo track en líneas discontinuas negras y blancas se indica el intervalo punzado.

El reservorio disminuye su espesor hacia el este como lo atestiguan los pozos perforados hasta el momento y la interpretación sísmica, la cual muestra el acuñamiento del intervalo productivo (Figs. 6 y 7). Esto genera la problemática de que pozos ubicados hacia el oriente tendrían menor espesor útil, repercutiendo en su econ  micidad.

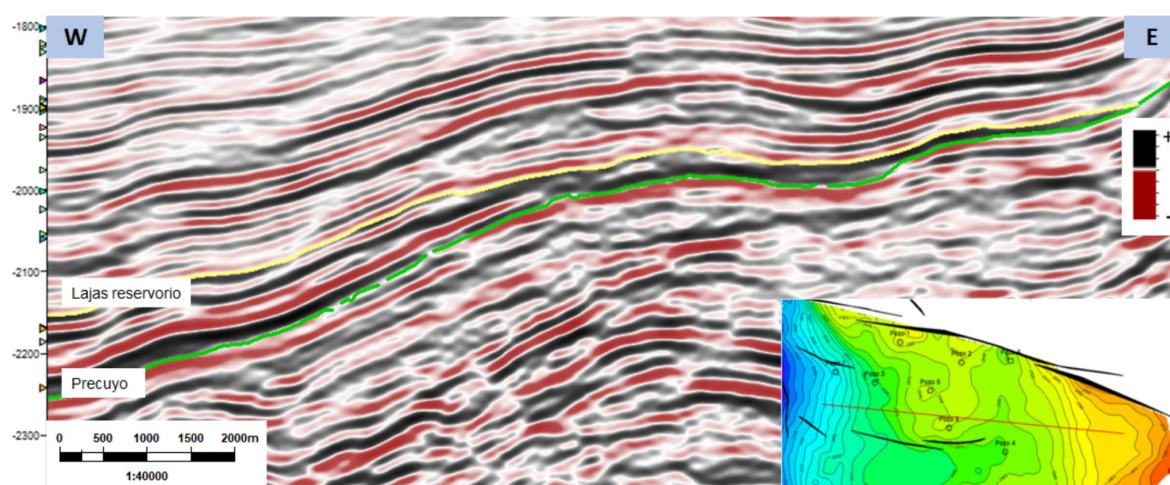


Figura 6. Sección sísmica oeste-este mostrando la reducción de espesor y pinchout del reflector sísmico asociado a Lajas Reservorio.

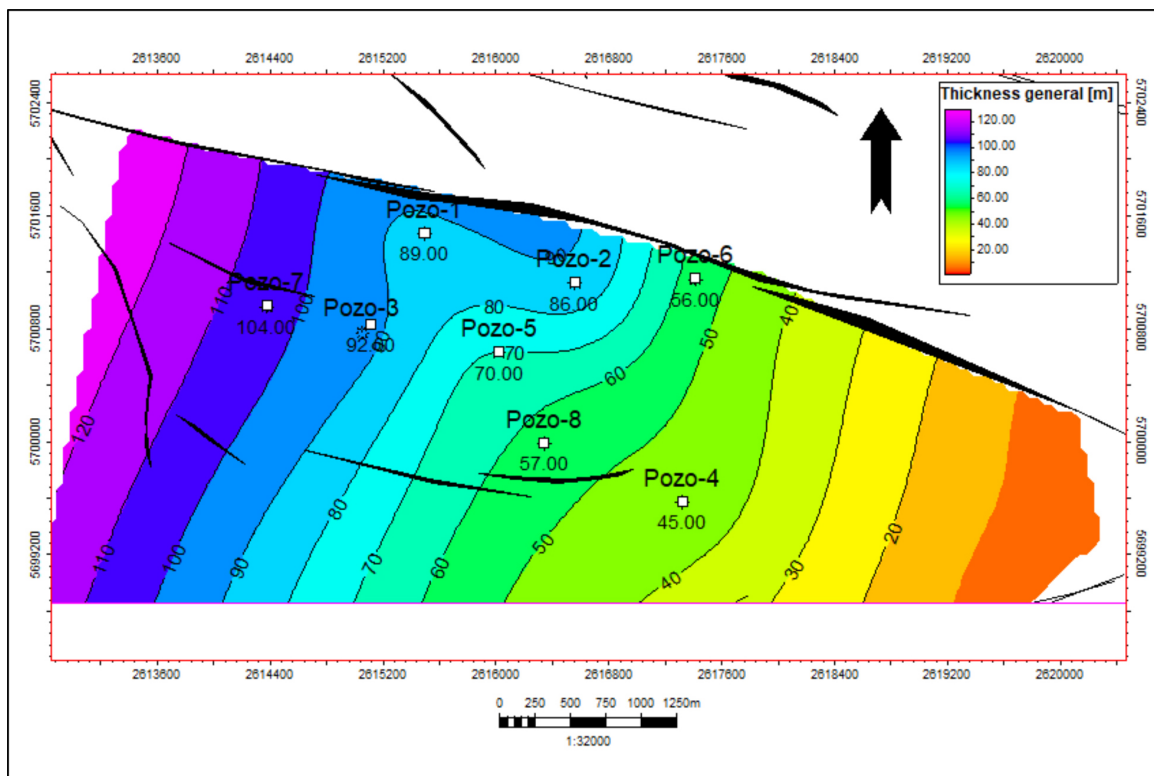


Figura 7. Mapa de espesor total (metros) del intervalo Lajas Reservoir. Notar la disminución de espesor hacia el este.

MODELO PREDICTIVO

Lajas Reservoir fue definido sísmicamente como una secuencia, delimitada entre dos límites de secuencia (SB, por sus siglas en inglés), correspondiendo el límite inferior al Precuyo y el superior al tope de Lajas Reservoir. Cada SB está definido por terminaciones sísmicas tanto por encima de tipo onlap, como por debajo de tipo truncación (Fig. 8).

Estos SB corresponden a discordancias angulares que se habrían originado como respuesta a la estructuración de la comarca. Durante la etapa de deformación los estratos superiores (por debajo del SB) fueron propensos a la erosión, evidenciado hoy por las truncaciones sísmicas, mientras que en los períodos de calma tectónica, el relleno sedimentario, logró cubrir el paleorrelieve, representado por los onlaps sísmicos.

Con el fin de lograr un entendimiento de la distribución de la unidad geológica Lajas Reservoir se procedió a elaborar un esquema estratigráfico basado en la estratigrafía secuencial de alta resolución, usando perfiles de pozo y datos de *cuttings*.

Para ello, a partir del perfil de *rayos gamma* se identificó el tipo de patrón de apilamiento (color amarillo, agradable, color azul retrogradante y color verde progradante). (Fig 9, track 8). Adicionalmente se cargó la litología descripta en el control geológico, discriminando en el caso

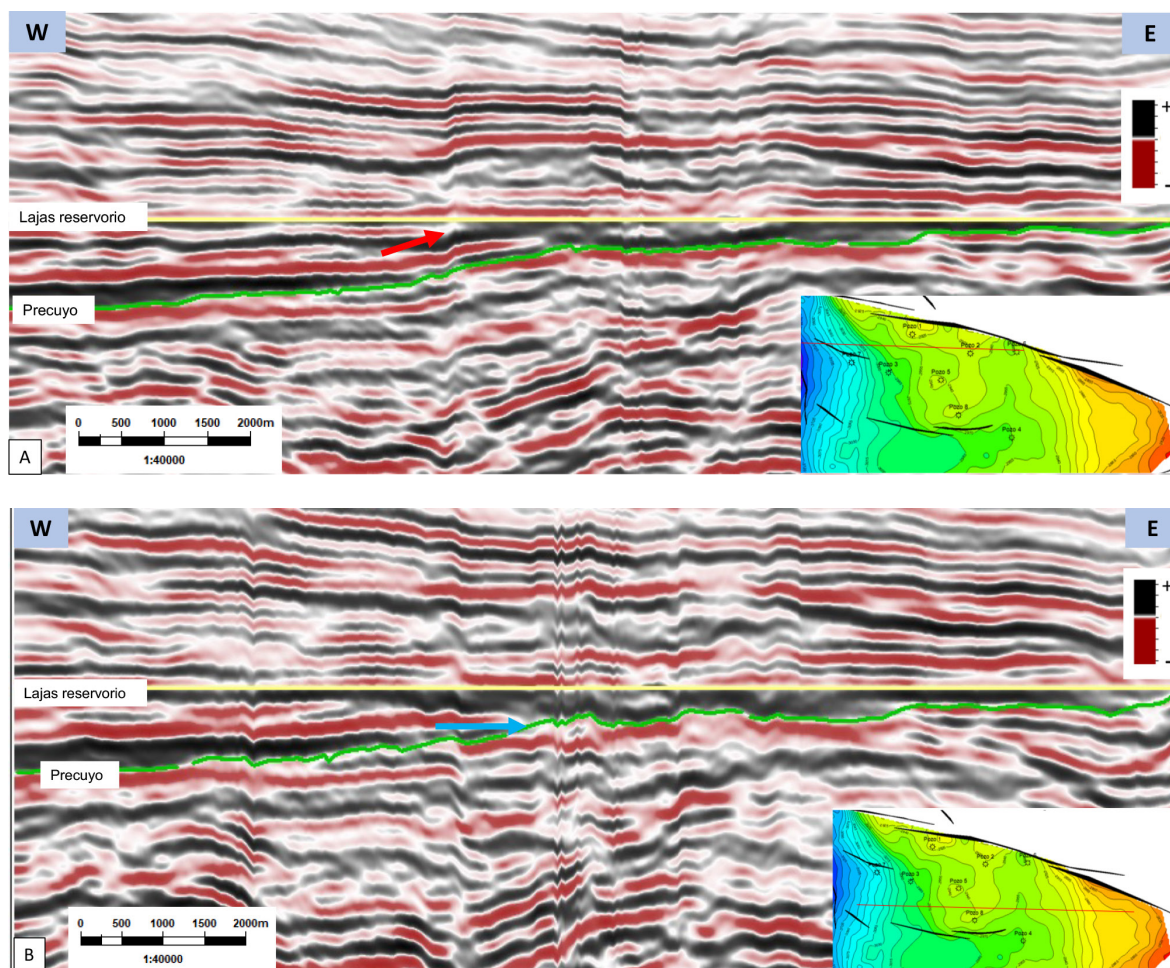


Figura 8. Secciones sísmicas horizontalizadas al tope de Lajas Reservorio. Se muestran las terminaciones sísmicas para el intervalo Lajas Reservorio (amarillo)-Precuyo (verde). Figura 8A: Terminación de truncación contra el tope de Lajas Reservorio. Figura. 8B: Terminación de tipo *onlap* de la base de Lajas Reservorio sobre el Precuyo.

de las areniscas las de granulometría fina, media y gruesa (Fig 9, *track* 9). Además, se confeccionó una curva de facies discriminado entre arenas y arcillas a partir de la curva de volumen de arcilla. (Fig. 9, *track* 7).

En base al patrón de apilamiento en los intervalos de tipo retrogradantes y coincidentes según el perfil de rayos gamma con litologías pelíticas se definieron las superficies limitantes que separan el registro en distintas parasecuencias denominadas PS-1, PS-2, PS-3 y PS-4, a fin de dividir verticalmente la unidad. Estas intercalaciones pelíticas detectadas con los perfiles fueron identificadas en el único testigo corona con el que cuenta el área de estudio, avalando así un buen ajuste roca-perfil. (Fig.8)

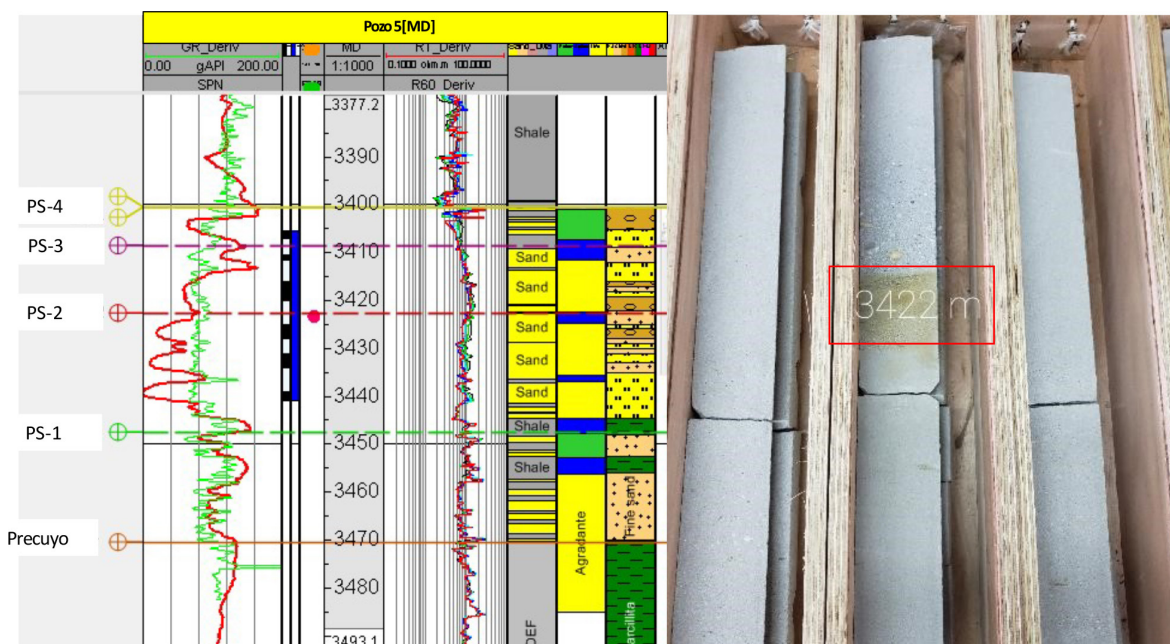
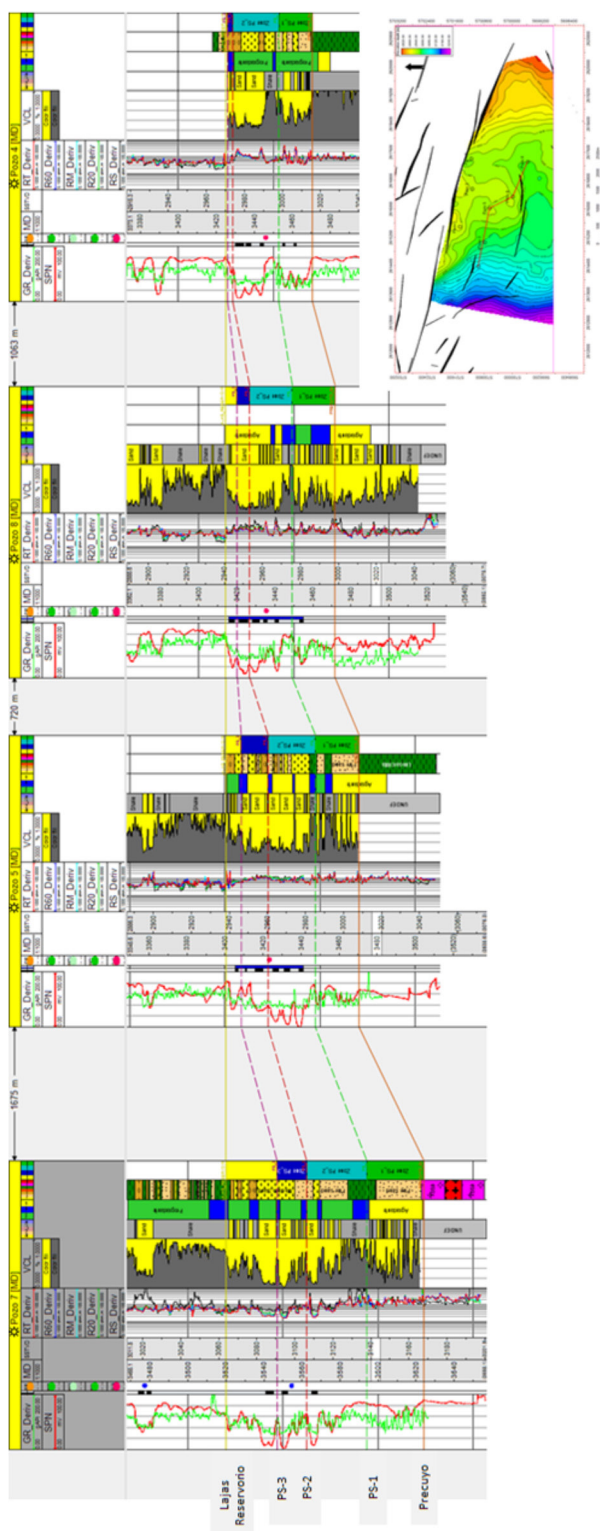


Figura 9. Identificación de las superficies estratigráficas de interés en el perfil y el ajuste con corona. Notar como el aumento de la curva de Gr y la deflexión del SP en 3422 m coinciden con el intervalo pelítico en la corona resaltado en un rectángulo rojo. Track 1: SP-GR, Track 2: Punzados, Track 3: Intervalo ensayado, Track 4: Resultado del ensayo (gas), Track 5: profundidad MD, Track 6: curvas de resistividad, Track 7, curva de facies, Track 8: patrón de apilamiento, Track 9: Litología.

Posteriormente se elaboró un corte geológico de orientación NW-SE a través del yacimiento el cual permitió identificar un mejoramiento de la facies reservorio para la parasecuencia inferior (Fig. 10).

Empezando por el pozo más occidental (Pozo 7) para la PS-1 se observa un relleno areniscas muy finas intercaladas con pelitas con una relación de *Net/Gross* de 0,39, que muestran muy poca deflexión de la curva de SP, indicando condiciones de baja permeabilidad. El próximo pozo hacia el este (Pozo 5), ubicado a dos distanciamientos, presenta un aumento de la relación *Net/Gross* arrojando un valor de 0,47. El perfil de SP defleja apenas un poco más indicando un leve mejoramiento de la permeabilidad, aunque continúa con valores muy bajos con respecto a los niveles mineralizados superiores. A un distanciamiento más y en dirección sureste (Pozo 8) la columna se hace un poco más arenosa, con valores de *Net/Gross* de 0,62 y la curva SP aumenta levemente su deflexión indicando nuevamente una mejora de la permeabilidad. Parte de este intervalo fue punzado en la terminación, dada las mejores condiciones petrofísicas. En este pozo no se muestra la litología por no haberse registrado el servicio de control geológico durante la perforación. El pozo más al este de todos (Pozo 4) muestra para el intervalo inferior la primera aparición de dos delgados niveles de areniscas con granulometrías de grano medio. La curva de SP presenta una mayor deflexión, la máxima para este nivel inferior con una relación *Net/Gross* de 0,5. Además la curva de resistividad indica, en coincidencia con los dos niveles de areniscas de grano medio, valores altos, juntamente con un aumento de la porosidad promedio

Figura 10. Corte estratigráfico nivelado al tope de Lajas Reservoir mostrando las superficies límites denominadas PS-1, PS-2, PS-3 y el tope de Lajas Reservoir.



que llega al 10%. Esto junto a otros parámetros petrofísicos se tomó como indicativo de que las mismas adquieren ya condiciones como roca reservorio cargadas con gas. En el mapa de la Figura 11 se muestra la variación de la relación Net/Gross para la PS-1. La Figura 12 muestra el mapa

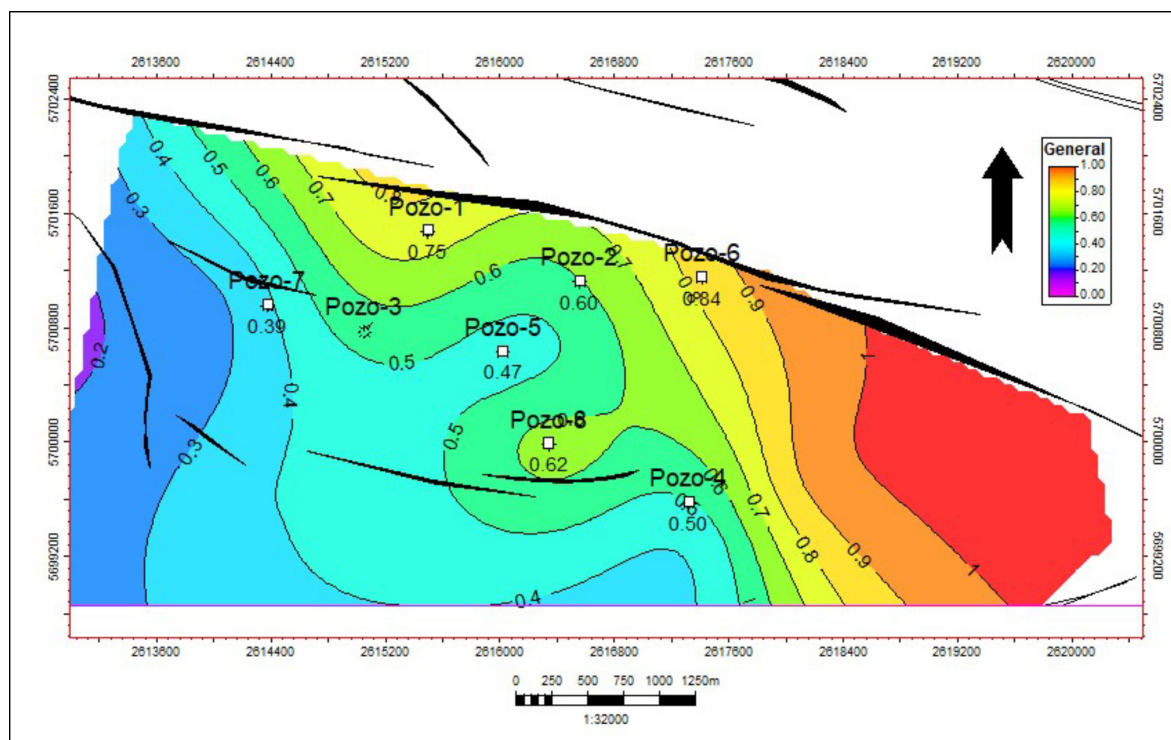


Figura 11. Mapa de la relación Net/Gross de la PS-1.

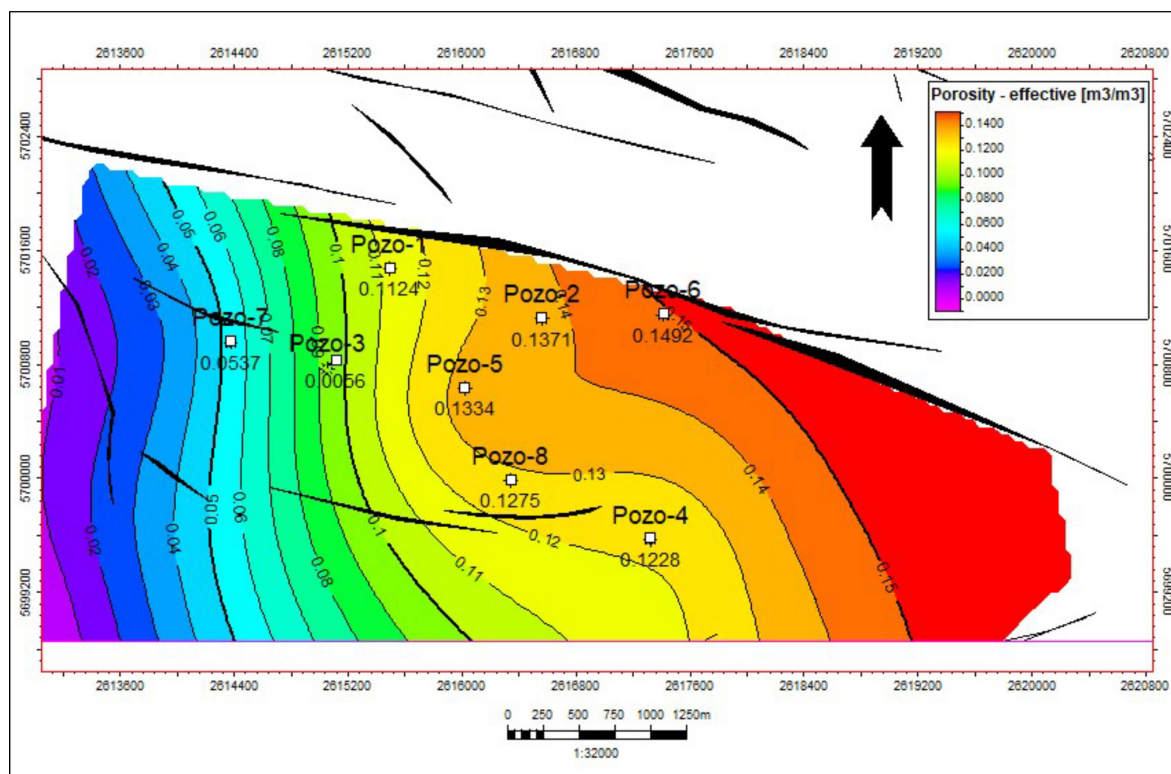


Figura 12. Mapa de porosidad máxima correspondiente a la PS-1.

de porosidad máxima correspondiente a la PS-1, el cual muestra una tendencia creciente hacia el este. Sin embargo, aún a pesar de la mejora de las condiciones de la PS-1 como reservorio no alcanza a igualar al reservorio productivo de las parasecuencias superiores ya que las areniscas presentan granulometrías más gruesas, y poseen mayores porosidades y permeabilidades.

Una vez identificados los topes de las parasecuencias en los pozos se propagó el dato al cubo sísmico. Hacia el este la interpretación está avalada exclusivamente por los markers debido a que la disminución de espesor impacta en la resolución sísmica. Producto de dicha interpretación se pudo observar que la parasecuencia 1 se preserva hacia el este, mientras que las superiores se van truncando. (Fig. 13)

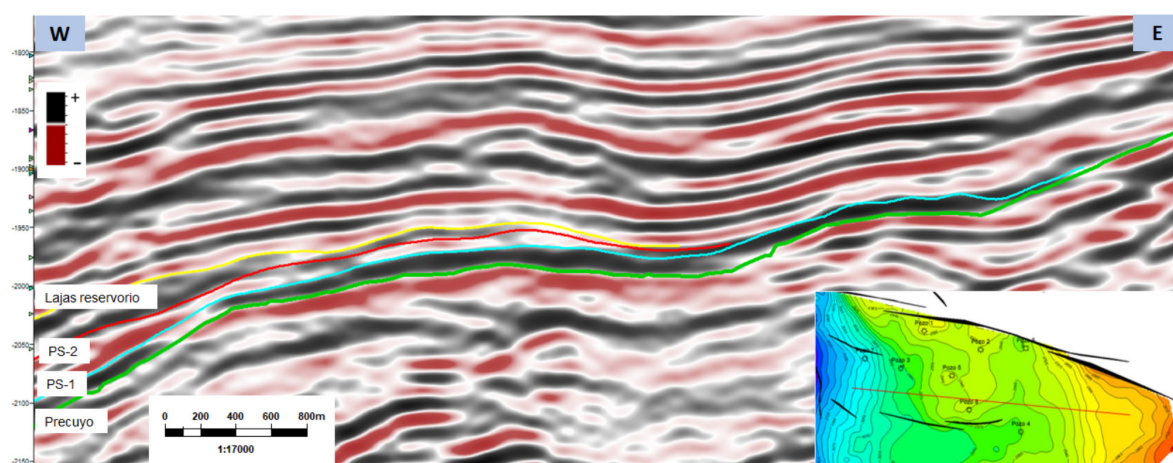


Figura 13. Sección sísmica oeste este mostrando los reflectores que pasan hacia el este (en color verde: Precuyo, en celeste la PS-1, en rojo la PS-2 y en amarillo el tope de Lajas Reservorio)

Dentro del marco de la estratigrafía secuencial (Van Wagoner *et al.* 1988) se podría interpretar al Lajas Reservorio como un ciclo transgresivo regresivo. El sistema transgresivo estaría formado por la parasecuencia inferior, PS-1, coincidente en términos litoestratigráficos con el tope de las Fm. Los Molles en el único pozo donde pudo definirse (Pozo 7). Se interpreta para esta parasecuencia un tipo de arreglo de carácter retrogradante. En tanto las parasecuencias superiores muestran un arreglo de tipo progradante configurando así el ciclo regresivo (Fig. 14).

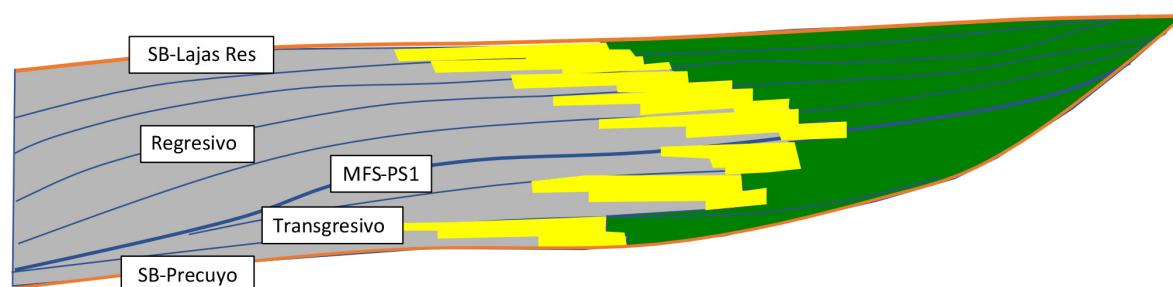


Figura 14. Esquema conceptual de un sistema transgresivo-regresivo dentro del marco de la estratigrafía secuencial, al cual puede adaptarse el comportamiento de Lajas Reservorio. SB: Sequence Boundary, MFS: Maximum Flooding Surface.

A partir de lo analizado anteriormente, es decir combinando la interpretación sísmica y el análisis secuencial que surge de la información aportada por los pozos, se puede concluir que hacia la zona oriental del yacimiento habría condiciones favorables para soportar un prospecto de perforación, ya que en el nivel preservado (PS-1) las condiciones geológicas indicarían una mejora en la calidad de la roca como reservorio, compensando así la pérdida de *Net Pay* de la sección superior, productiva en los pozos perforados más al oeste.

CONCLUSIONES

1- El intervalo Lajas Reservorio fue definido como una secuencia depositacional, siendo su límite inferior el Precuyo y el superior el tope de Lajas Reservorio.

2- Se pudieron definir cuatro parasecuencias a partir de los registros eléctricos previamente calibrados con datos de corona, donde se puede evidenciar que las condiciones petrofísicas de la Parasecuencia 1 mejoran hacia el este.

3- La interpretación sísmica permitió definir que la parasecuencia 1 es la más continua, siendo ésta la única que pasa hacia el este, hacia la zona de reducción de espesor.

4- Lajas Reservorio puede ser interpretado en términos secuenciales como un ciclo transgresivo regresivo. La parasecuencia 1, con un patrón de apilamiento de tipo retrogradante, pertenece al sistema transgresivo y las parasecuencias superiores, caracterizadas por un patrón de apilamiento de tipo progradante, al sistema regresivo.

5- Se logró construir un modelo de facies para las unidades reservorio en Loma de María con el uso de técnicas de estratigrafía secuencial, empleando principalmente datos de pozos y en menor medida información sísmica, permitiendo reducir la incertidumbre en la ubicación de zonas prospectivas.

AGRADECIMIENTOS

A Gabriela Bustos por sus valiosos comentarios y aportes que enriquecieron el contenido de este trabajo.

A Luciana Sassali por su colaboración en la redacción del texto. A Ernesto Schwarz por su colaboración con la bibliografía.

REFERENCIAS CITADAS

Chevron, 2016. Loma Negra Complex Asset Development Plan. Informe Interno.

I.E.A., 2021, Website of Agency International of En-

ergy, <https://www.iea.org/gas2021/>, Report global energy review 2021. Acceso 10 de Febrero de 2022.

- Limeres, M., Dajczgewand, D. y Orchela, I., 2005. Estilo de entrapamiento en el Yacimiento Loma Negra, Cuenca Neuquina, Provincia de Río Negro. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, p.383-390, Mar del Plata, Argentina.
- Malone, P., Saavedra, C., Vergani, G., Ferrero, J.C., Limeres, M. y Schiuma, M., 2002. Los Reservorios del Grupo Cuyo Superior. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina, p. 277-302, Mar del Plata, Argentina.
- Murut, C.A, Gordon, A., y Orchuela, I., 2001. Facies Catalog Lajas Fm. Chevron San Jorge. Informe Inédito.
- Pángaro, F., Corbera, R., Carbone, O., y Hinterwimmer, G., 2002. Los Reservorios del Precuyano. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina, p. 229-254, Mar del Plata, Argentina.
- Van Wagoner, J.C., Posamentier, H.W, Mitchum, R.M., Vail, P.R., Sarg, J.F., Loutit, T.S., Hardenbol, J., 1988. An overview of sequence stratigraphy and key definitions. En: Wilgus, C.K., Hasting, B.S., Kendall, C.G., St.C., Posamentier, H.W., Ross, C.A. Van Wagoner, J.C.(Eds.), Sea Level Changes – An Integrated Approach. SPEM

Special Publication 42, p39-45.