

LOS RESERVORIOS DE LA SERIE TOBÍFERA EN LA ESTRUCTURA DICKY/ JAUKE, BLOQUE FELL, CUENCA AUSTRAL/MAGALLANES, CHILE

Ernesto Destéfani¹, Dalmiro Zolezzi Mir², Juan E. Musso¹, Ignacio Ortega¹

1: Geopark. edestefani@geo-park.com, jmusso@geo-park.com, iortega@geo-park.com

2: Consultor Independiente. dalmirozolezzi@gmail.com

Palabras clave: Serie Tobífera, Reservoirio Naturalmente Fracturado, Rocas Volcanoclásticas, Yacimiento Gasífero, Cuenca Austral/Magallanes

ABSTRACT

The Serie Tobífera is composed by volcanic and volcanoclastic rocks and is made up of several filling events controlled by the development of half-grabens at the syn-rift stage of the basin during Mid to Late Jurassic. The reservoirs, associated mostly with ignimbrites and rhyolitic lavas, are frequently found in the first 50 m at the top of the sequence and can be classified based on the origin of their porosity in "primary", related with the emplacement and cooling of these rocks, and "secondary", which are generally associated with processes of dissolution and/or fracturing.

In the case of the Dicky/Jauke structure, two exploratory wells have been drilled recently obtaining gas flow rates over 160.000 m³/day. In addition, another productive level located 150 m below the Serie Tobífera top has been documented, setting an interesting precedent for the history of the basin.

As a result of this work, we can draw the following conclusions for the reservoirs in Dicky/Jauke structure: 1) they correspond to vitric tuffs characterized as weakly welded ignimbrites, 2) main described porosity is intraparticle (primary), with variable participation of dissolution and microfractures, 3) they show an intense degree of silicification, 4) their seismic response corresponds to relative high acoustic impedance anomalies, and 5) the high productivity evidenced at the wells do not correspond with the poor petrophysical conditions observed in sidewall cores and electric logs, probably due to the presence of naturally fractured reservoirs.

INTRODUCCIÓN

Son conocidos los esfuerzos exploratorios por encontrar rocas capaces de producir en la Serie Tobífera. Los primeros pozos productores datan de la década de los 70's en Argentina (yacimientos Del Mosquito, El Indio, Punta Loyola, etc.), y luego en los 80's en Chile (Flamenco, Gaviota Norte), aunque previamente Thomas (1949) ya había mencionado presencia de gas en el tope de la Serie Tobífera en el pozo Manantiales-11 y manchas de petróleo en el pozo San Sebastián-1. En el caso del bloque Fell (Fig. 1), los yacimientos Yagán, Yagán Norte, Konawentru (petróleo) y

Aché (gas), son algunos de los ejemplos de acumulaciones comerciales en la Serie Tobífera, que sumados a una serie de campos menores alcanzan una producción acumulada de 1 MMm³ de petróleo y 445 MMm³ de gas hasta la fecha (Julio de 2022).

La estructura Dicky/Jauke (Fig. 2) es una antiforma regional elongada en dirección NE-SO, de aprox. 7 km de largo, 4 km de ancho y hasta 200 m de relieve estructural. Su estructuración tuvo varias fases, comenzando en el Jurásico con el *rift* de la cuenca, donde se configuraron altos locales de la Serie Tobífera que controlaron la depositación de las suprayacentes areniscas transgresivas de la Fm. Springhill (Musso *et al.* 2018). Posteriormente, en el Cretácico Temprano tuvieron lugar pulsos compresivos que generaron una inversión parcial de la estructura, reactivando algunas fallas preexistentes (Zolezzi Mir *et al.* 2022). Tanto la fase de *syn-rift* como la de los pulsos de inversión generaron una estructura altamente compartimentalizada (Fig. 2), donde distintos bloques fueron invertidos en mayor o menor medida dependiendo la orientación de las fallas respecto a la variación en el campo de esfuerzos principales. La inversión prosiguió en menor medida con la orogenia Andina durante el Cretácico Tardío - Terciario, generándose un basculamiento regional hacia el suroeste producto de la formación de la cuenca de antepaís.

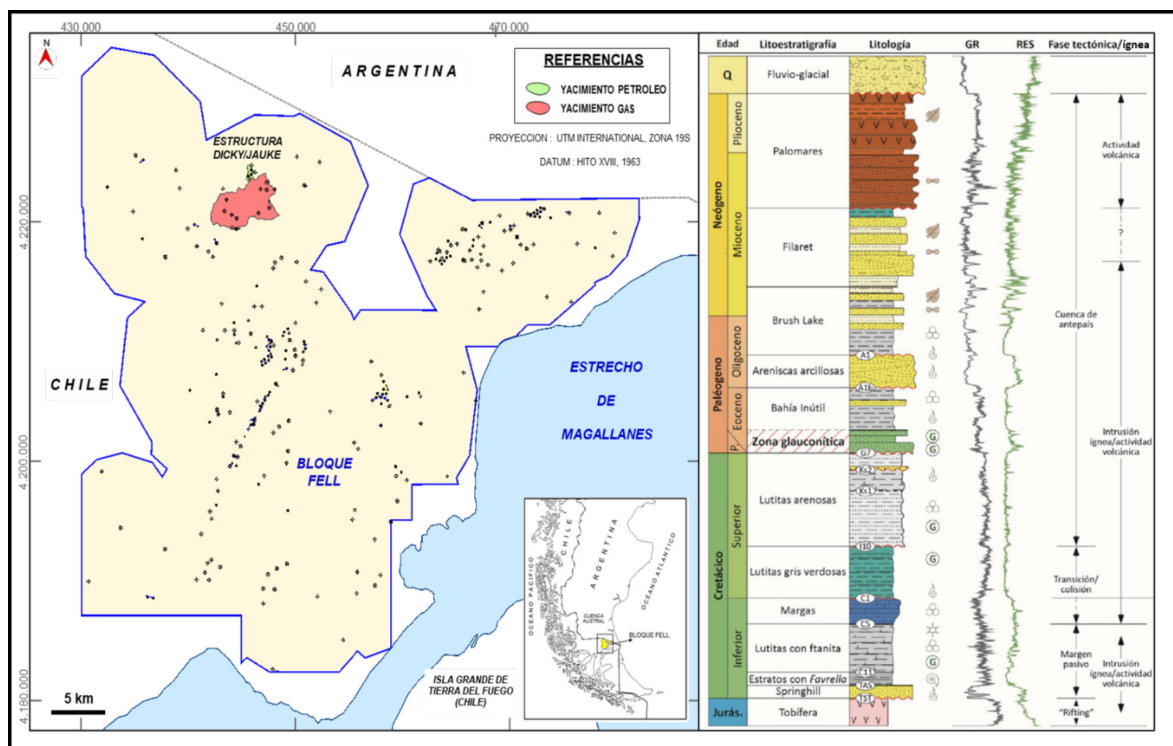


Figura 1. Mapa de ubicación de la estructura Dicky/Jauke y columna estratigráfica con markers eléctricos de un pozo tipo en la cuenca Magallanes (González González *et al.* 2018).

Fue ENAP la compañía que en los 70's inició la exploración en el área, mediante la perforación de un total de 14 pozos que descubrieron gas en el flanco oriental de la estructura (Dicky-2) y

petróleo en el flanco nororiental (Dicky-6, 7 y 8). Estos pozos ubicados en los flancos se enmarcan en un concepto exploratorio exitoso en la cuenca, el *pinch-out* de las areniscas de la Fm. Springhill contra los altos de la Serie Tobífera. ENAP también perforó algunos de los altos locales de la estructura, tal es el caso de los pozos Dicky-1 y 12, pero fueron abandonados pocos metros después de atravesar una Fm. Springhill de escaso desarrollo y pobres propiedades de reservorio, sin investigar mayormente la Serie Tobífera.

GeoPark adquirió la concesión del bloque Fell en el año 2006 y continuó el desarrollo de las areniscas de la Fm. Springhill en los flancos de la estructura, perforando los pozos Dicky-15, 16 y 18. En el año 2016, y luego de una revisión completa de la estructura, decidió probar otro concepto: la presencia de las areniscas de la Fm. Springhill en una posición estructural más alta, un bloque elevado a partir de inversión tectónica (Musso *et al.* 2018). Fue así como se descubrió un nuevo compartimiento con gas al perforar Jauke-1.

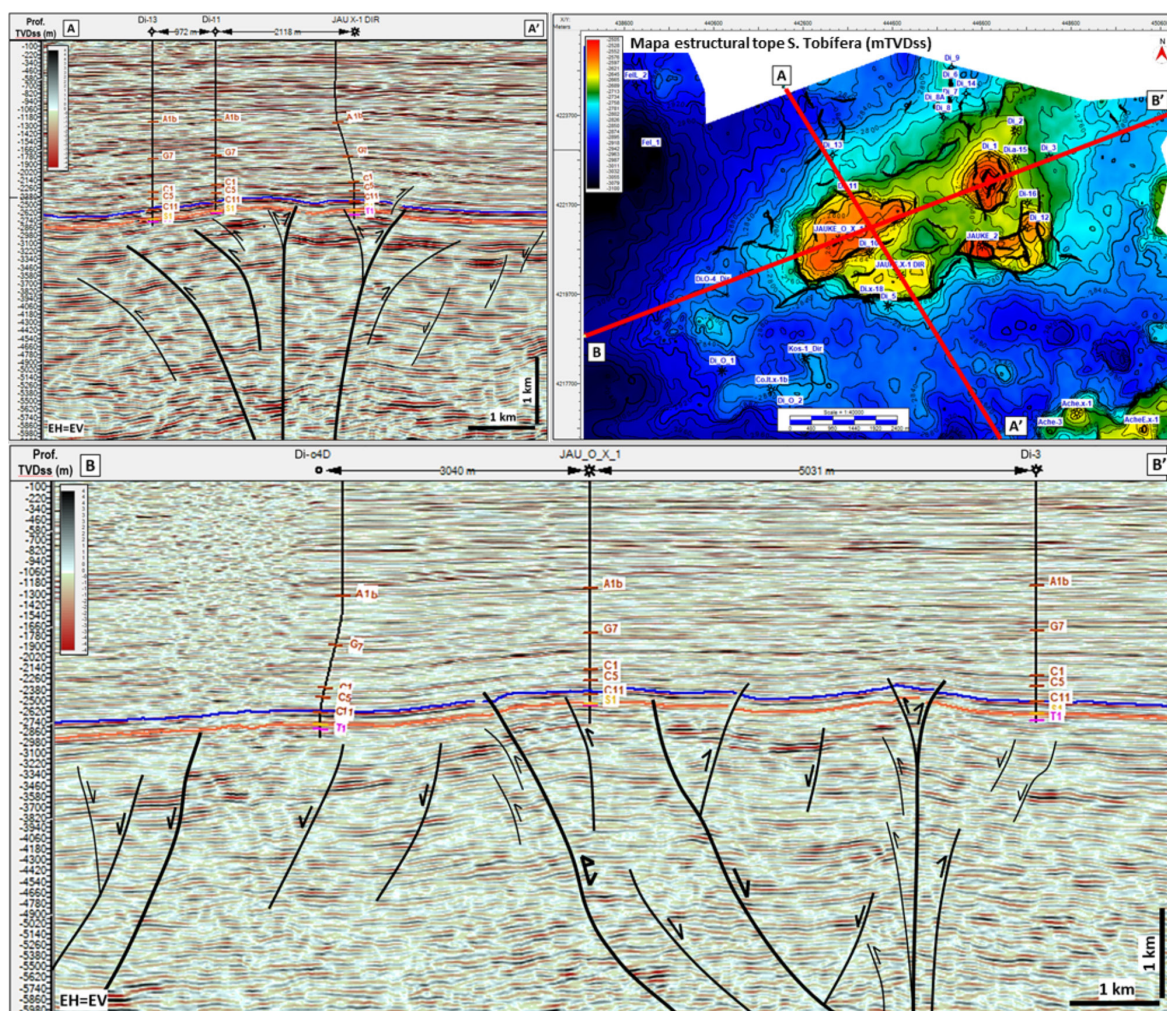


Figura 2. Mapa estructural al tope de la S. Tobífera (Serie Tobífera) y secciones estructurales de Dicky/Jauke en profundidad (misma escala vertical y horizontal). Horizontes de referencia: Azul: Tope Fm. Estratos con Favrella (C11), Naranja: Tope Fm. Springhill (S1).

A partir de dicho éxito se plantearon nuevos pozos en la parte alta de la estructura, siguiendo un modelo estratigráfico y un mapeo de anomalías de baja impedancia acústica (Musso *et al.* 2018). Esto llevó a la perforación del pozo Jauke-2, donde contrariamente a lo esperado, se atravesó un alto estructural sin depositación de la Fm. Springhill, y la llamativa ausencia de la base de la Fm. Estratos con Favrella. Sin embargo, se decidió investigar con el pozo la Serie Tobífera, hallando niveles de reservorios asociados a disolución y fracturas, productores de gas. Este pozo disparó así el actual desarrollo de la Serie Tobífera en la estructura, con la perforación en 2019 de un segundo pozo productor de gas, el Jauke Oeste x-1 en otra de las culminaciones de la ahora llamada estructura Dicky/Jauke.

SISTEMA PETROLERO

Las acumulaciones hidrocarburíferas del yacimiento Dicky/Jauke se enmarcan en el sistema petrolero “Inoceramus Inferior-Springhill/Tobífera”. La roca madre, Fm. Estratos con Favrella o Palermo Aike Inferior está compuesta por arcilitas y pelitas, con un COT bajo a moderado entre 0.6 – 2 %, con kerógeno que varía entre II/III y ocasionalmente III/IV. Se encuentra madura en la parte occidental del bloque Fell, donde se halla el yacimiento, y en ventana temprana de generación hacia su parte oriental. La generación y migración pudo haber comenzado en el Cretácico Tardío y haber continuado hasta la actualidad (Rodríguez y Miller 2005).

La migración regional del hidrocarburo ocurre a través del *carrier* principal de las areniscas de la Fm. Springhill, que subyace a la roca madre. La carga de los reservorios de la Serie Tobífera suele darse en los denominados “altos pelados”, donde estas areniscas hacen pinch-out o bien empeoran su calidad como reservorio (Hinterwimmer 2002; Aspiroz *et al.* 2018). Las trampas asociadas a estos reservorios suelen corresponder a cierres en cuatro direcciones o tres direcciones contra falla (Rodríguez *et al.* 2008).

El sello regional para los niveles reservorio de la Serie Tobífera, así como para las areniscas de la Fm. Springhill, está constituido por las arcilitas de la Fm. Estratos con Favrella. Niveles impermeables intra-Tobífera correspondientes a rocas volcánicas y/o volcanoclásticas (e.g. tobas de caída) también pueden oficiar de sellos para reservorios más profundos (Bravo y Herrero 1997).

RESERVORIOS DE LA SERIE TOBÍFERA EN DICKY/JAUKE

La Serie Tobífera conforma un conjunto litológico variado compuesto por rocas volcánicas, lavas riolíticas e ignimbritas, así como tobas y tufitas (Thomas 1949), que se asocian a varios eventos de relleno, controlados por la generación de grábenes y hemi-grábenes en la etapa de rift de la cuenca durante el Jurásico Medio a Tardío.

Los reservorios, asociados principalmente a depósitos ignimbríticos y lavas riolíticas, suelen encontrarse en los 50 m superiores de la secuencia. Estos pueden ser clasificados respecto al origen de su porosidad en Primarios, a partir del emplazamiento de las rocas volcánicas y su enfriamiento post-emplazamiento y Secundarios, normalmente producto del fracturamiento y/o procesos de disolución de estas rocas (Hinterwimmer 2002). En ocasiones se ha observado que también hay reservorios cuya porosidad responde a una historia más compleja que combinó varios de estos procesos.

En la zona de estudio, las rocas perforadas se corresponden generalmente con tobas vítreas de composición riolítica, compuestas mayormente por trizas y fragmentos pumíceos preservados, las cuales se interpretan como depósitos ignimbríticos con bajo grado de soldadura.

Evaluación de perfiles y testigos rotados

El pozo Jauke-2 investigó un total de 226 m de la Serie Tobífera. Los niveles productivos encontrados en el pozo se hallan en los 40 m superiores. Estos niveles muestran valores de resistividad muy altos, alrededor de 200 ohm.m (los más altos con relación al resto de la columna investigada) y cruces en el registro densidad-neutrón, con numerosos “valores anómalos altos” en el perfil de densidad que podrían relacionarse a niveles fracturados (Fig. 3). También se registraron en este intervalo los valores máximos de gas total, por encima de las 400.000 ppm.

De la evaluación de perfiles se obtuvo un espesor neto de 81 m y un *Net Pay* de 17 m. Los valores de porosidad obtenidos de los registros de densidad-neutrón oscilan entre el 10 y 27 %, siendo 16.2 % la porosidad efectiva promedio en la zona definida como *Pay*. Del cálculo de la S_w (Archie) fue obtenido un valor promedio de 33.6 % para el *Net Pay*.

Se tomaron testigos laterales rotados para la caracterización del reservorio, describiendo tobas vítreas asociadas a depósitos ignimbríticos. Presentan valores de porosidades entre 5 y 14 %, y permeabilidades de 0.01 a 0.06 mD. La porosidad descrita en los testigos es principalmente intraparticular, asociada sobre todo a vitroclastos (*fiammes* y trizas) y en menor medida porosidad por disolución, tanto móldica como de los fragmentos vítreos, y por microfracturas. El principal proceso de alteración descrito se refiere a un proceso de intensa silicificación.

Siguiendo este modelo exploratorio, se prosiguió con la perforación del pozo Jauke Oeste x-1 en la culminación occidental de la estructura. El pozo atravesó 197 m de la Serie Tobífera, encontrando escasos 15 m de la Fm. Springhill por encima de la misma, con regulares condiciones de reservorio.

La evaluación de perfiles en la Serie Tobífera indica un espesor neto de 33 m y un *Net Pay* de 12 m. Los valores de porosidad obtenidos de los registros de densidad-neutrón oscilan entre el 12 % y 19 %, siendo 16.6 % la porosidad efectiva promedio en la zona definida como *Pay*. El cálculo de la S_w (Archie) en el *Net Pay* arroja un valor promedio de 37.7 % (Fig. 4).

Se pudieron determinar tres intervalos bien diferenciados: una zona superior (1), equiparable al perforado en el pozo Jauke-2, donde se encuentran las mejores porosidades y buenas manifestaciones de gas, 2) una zona media caracterizada por presentar una porosidad por perfiles menor al 5 % y numerosas fracturas en el perfil de imágenes, y 3) una zona inferior donde se obtuvo la mayor manifestación de gas del pozo, cercano al límite de saturación del equipo de gas (1.000.000 ppm), recuperándose en los testigos laterales rotados una muestra descripta como una brecha tobácea.

Se describen en los testigos laterales recuperados para la zona superior (1) tobas vítreas, con los mejores valores de porosidad y permeabilidad registrados para el pozo (porosidad efectiva entre 5 y 13 %, y permeabilidad del orden de 0.01 mD).

El mayor aporte a la porosidad, aunque no efectiva, está dado por la microporosidad en arcillas. Es importante la porosidad móldica, asociada a disolución de vitroclastos, que en algunas muestras explica el 40 % de la porosidad total. Se describe también porosidad por microfisuras en menor medida.

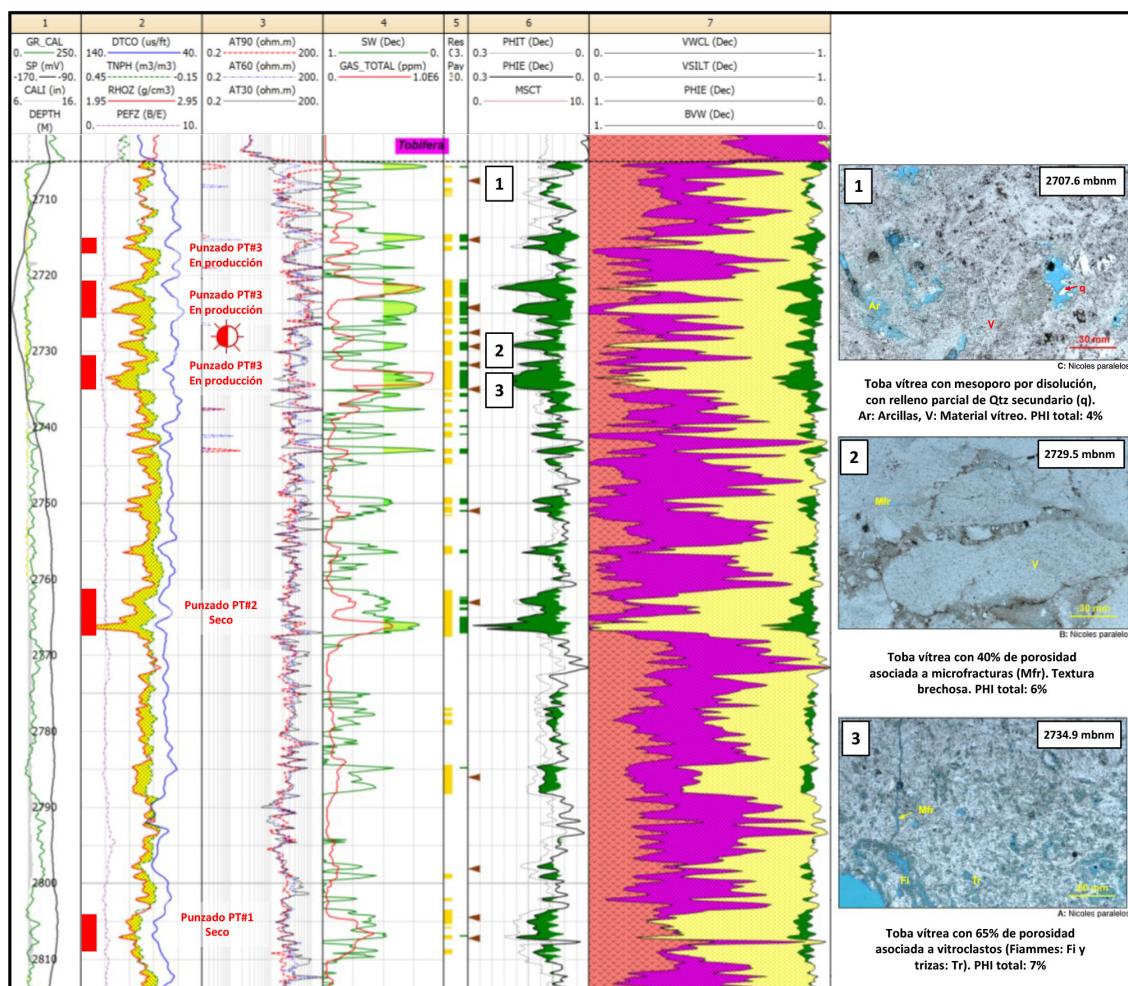


Figura 3. Perfiles eléctricos y evaluación petrofísica de la zona de interés en el pozo Jauke-2. En la margen derecha se observan cortes delgados de los testigos laterales con nicóles paralelos donde se describen los principales tipos de porosidad.

La zona media (2) muestra tobas vítreas con una disminución en la porosidad, con valores entre 5 y 6 %, y permeabilidades en el orden de la zona superior. Se describe en estas muestras una mayor presencia de microfisuras y un predominio de la silicificación como alteración principal. La mayor parte de la porosidad (micro) es explicada por las microfisuras, que se las reconoce en “familias”, de diferente cronología, con distintos rellenos (calcedonia, óxidos, pirita) y tamaños de entre 0.05 y hasta 4 mm de ancho.

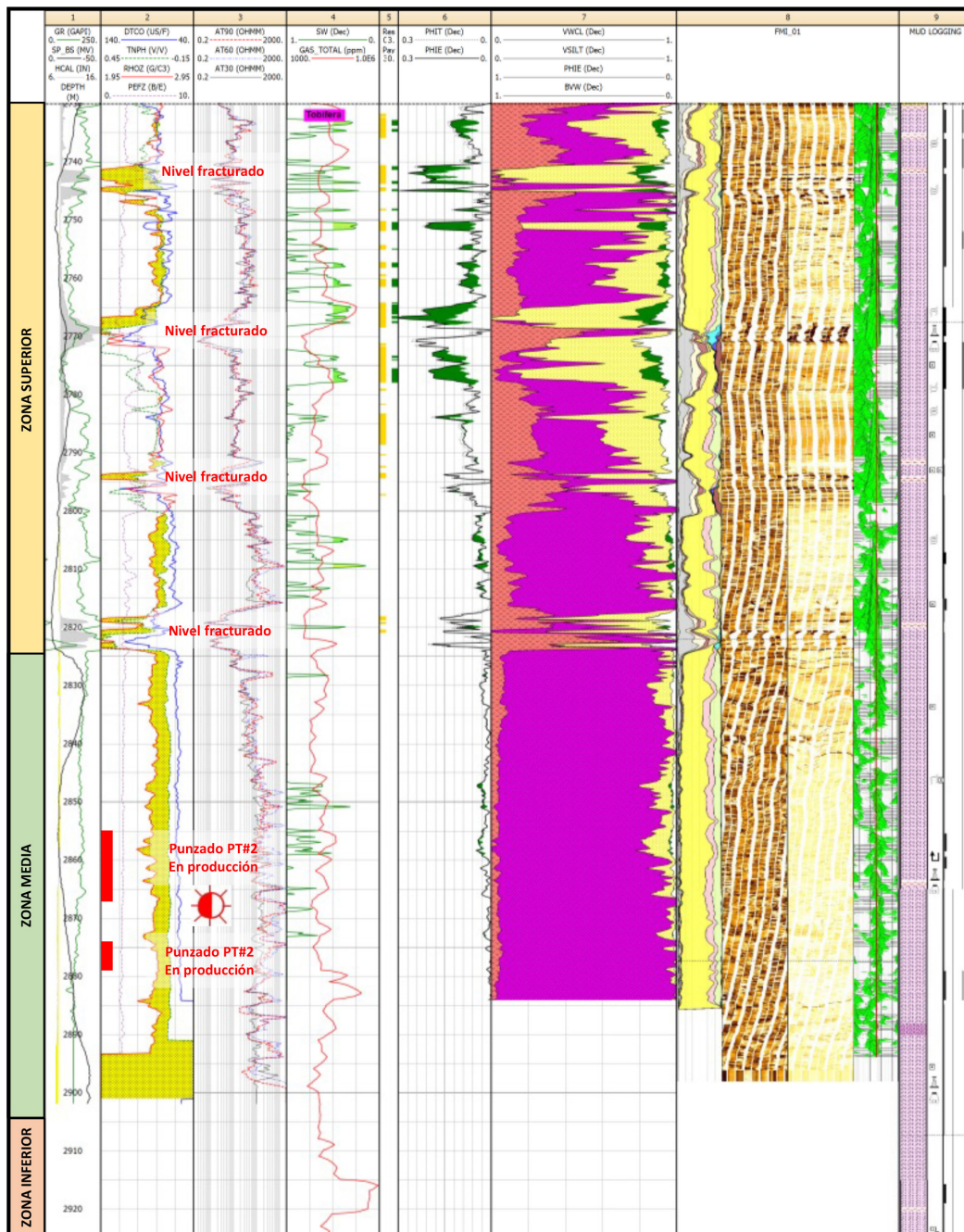


Figura 4. Perfiles eléctricos y evaluación petrofísica del espesor atravesado en la Serie Tobífera en el pozo Jauke Oeste x-1. Notar zonas de fracturas con lecturas de valores anómalos en perfiles.

La zona inferior (3) presenta mayor variedad litológica, hallándose una toba cristalina con abundancia de feldespato potásico, cuya disolución parcial explica un 60 % de la porosidad de la muestra. Se describe luego una brecha tobácea, donde se advierten macroporos producto de porosidad intercrystalina. La porosidad para estas muestras varía entre 6 y 8 %, mientras que la permeabilidad disminuye un orden de magnitud respecto a las zonas superiores, entre 0.002 y 0.008 mD.

Cabe destacar la presencia de al menos cuatro niveles intensamente fracturados (Fig. 4) que fueron atravesados por el pozo, interpretados en los perfiles como zonas de severas cavernas, con lecturas anómalas de la mayor parte de los perfiles.

Del estudio de cortes delgados de los testigos laterales rotados correspondientes a la Serie Tobífera de los pozos Jauke Oeste x-1 y Jauke-2 (Cresta *et al.* 2019; García *et al.* 2020), se obtuvo la siguiente secuencia diagenética:

1. Desvitrificación del material vítreo.
2. Disolución.
3. Silicificación.
4. Crecimiento Secundario (microcristales de cuarzo).
5. Argilización.
6. Relleno de piritas.
7. Oxidación.
8. Microfracturamiento.

Esta secuencia es determinante para comprender las principales características petrofísicas de estos reservorios. Los procesos secundarios tienden en general a disminuir la porosidad primaria, sin embargo, la disolución, desvitrificación y el fracturamiento pueden contribuir a un mejoramiento de la porosidad total y la permeabilidad (Sruoga y Rubinstein 2007).

Control estructural del reservorio

La estructura de Dicky/Jauke tiene una orientación oblicua respecto a los principales depocentros del Jurásico de la cuenca Austral/Magallanes. Dado que su orientación es paralela a estructuras como el Lineamiento Yagán (Zolezzi Mir *et al.* 2022), se propone que en la zona de Dicky/Jauke existe un lineamiento o anisotropía de basamento que controló fuertemente la evolución estructural de las secuencias suprayacentes.

La evolución de Dicky/Jauke tuvo tres eventos principales de estructuración. Durante el *syn-rift* Jurásico, la extensión regional en dirección E-O a ENE-OSO dio lugar a una serie de grábenes y hemi-grábenes de rumbo N-S a NNO-SSE. Las anisotropías de basamento con dirección NE-SO, fueron reactivadas de manera transcurrente con una cinemática senestral durante la extensión, actuando como zonas de transferencia entre grábenes (Fig. 6). Durante el Cretácico Temprano, tal

como se documentó en las estructuras del Lineamiento Yagán (Zolezzi Mir *et al.* 2022), se dieron pulsos de inversión tectónica los cuales generaron inversión de algunas fallas preexistentes, dando lugar a pliegues tipo pop-up dispuestos en forma escalonada y elongados en dirección N-S a NE-SO. También posibilitó la generación de nuevas fallas y plegamientos asociados a este cambio en el campo de esfuerzos principales (Figs. 2 y 7). Finalmente, durante el Cretácico Tardío - Terciario, la estructura fue en menor medida, levantada y basculada hacia el antepaís asociado a pulsos de la Orogenia Andina.

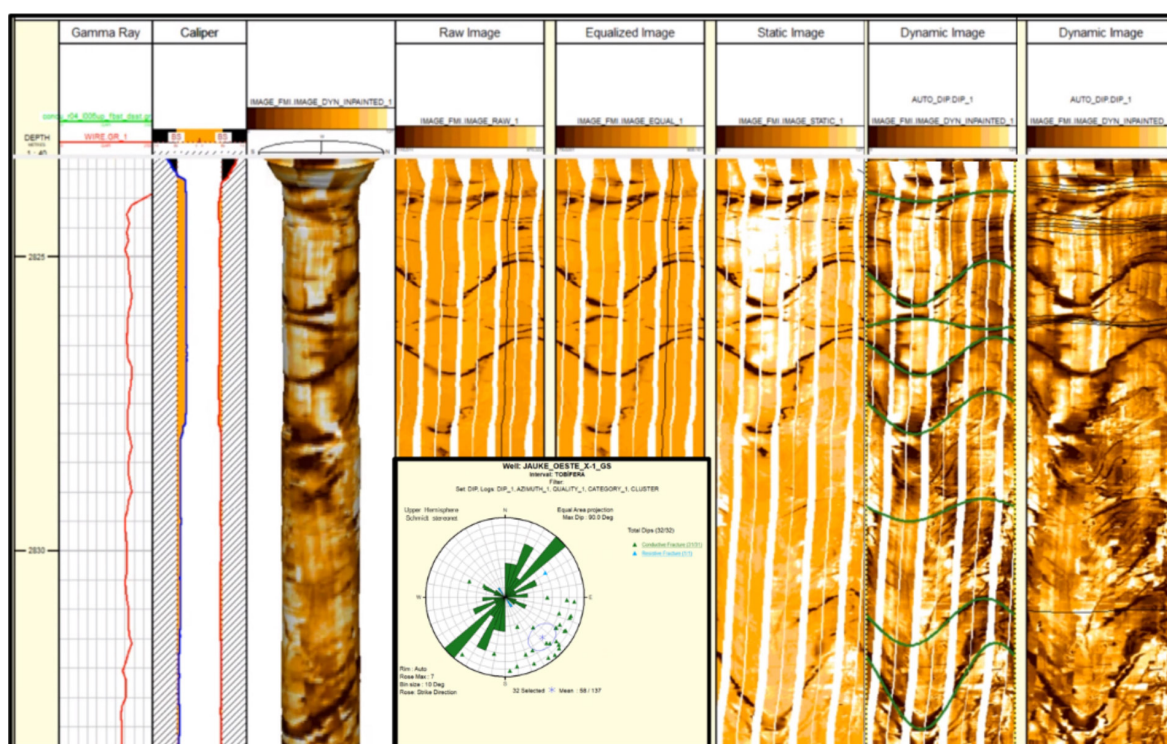


Figura 5. Interpretación de fracturas en el perfil de imágenes resistivas del pozo Jauke Oeste x-1. Se adjunta diagrama de roseta donde se advierte el rumbo predominante de las fracturas abiertas (NE-SO).

A partir del estudio estadístico de fracturas interpretadas del perfil de imágenes resistivas del pozo Jauke Oeste x-1, se obtuvo una familia predominante de fracturas conductivas con un azimuth promedio de 047° (NE-SO) e inclinación de 58° al SE (Fig. 5). Cabe destacar que es a esta familia de fracturas a la que se asocia el intervalo productivo en el pozo (PT#2, Fig. 4), lo cual indicaría que, en este caso, las fracturas conductivas pueden ser interpretadas como abiertas.

Se proponen dos hipótesis de generación de estas fracturas de interés productivo:

1) Se generaron durante el *syn-rift* Jurásico, producto de la transcurrancia generada sobre el eje de la estructura Dicky/Jauke con una componente senestral (Fig. 6). La dirección predominante de las fracturas presenta un *off-set* de 10 a 15° en sentido antihorario respecto de dicho lineamiento.

De ser así, las fracturas podrían estar asociadas a fallas de cizalla tipo R o Riedel sintéticas y/o asociadas a espacios dilatantes generados por flexuras izquierdas (Fig. 6).

2) Las fracturas se generaron en el Cretácico Temprano durante los pulsos de reactivación transpresiva de las anisotropías NE-SO. En este caso, las fracturas podrían asociarse a fallas de cizalla tipo P generadas por el movimiento dextral del eje de la estructura Dicky/Jauke (Fig. 7).

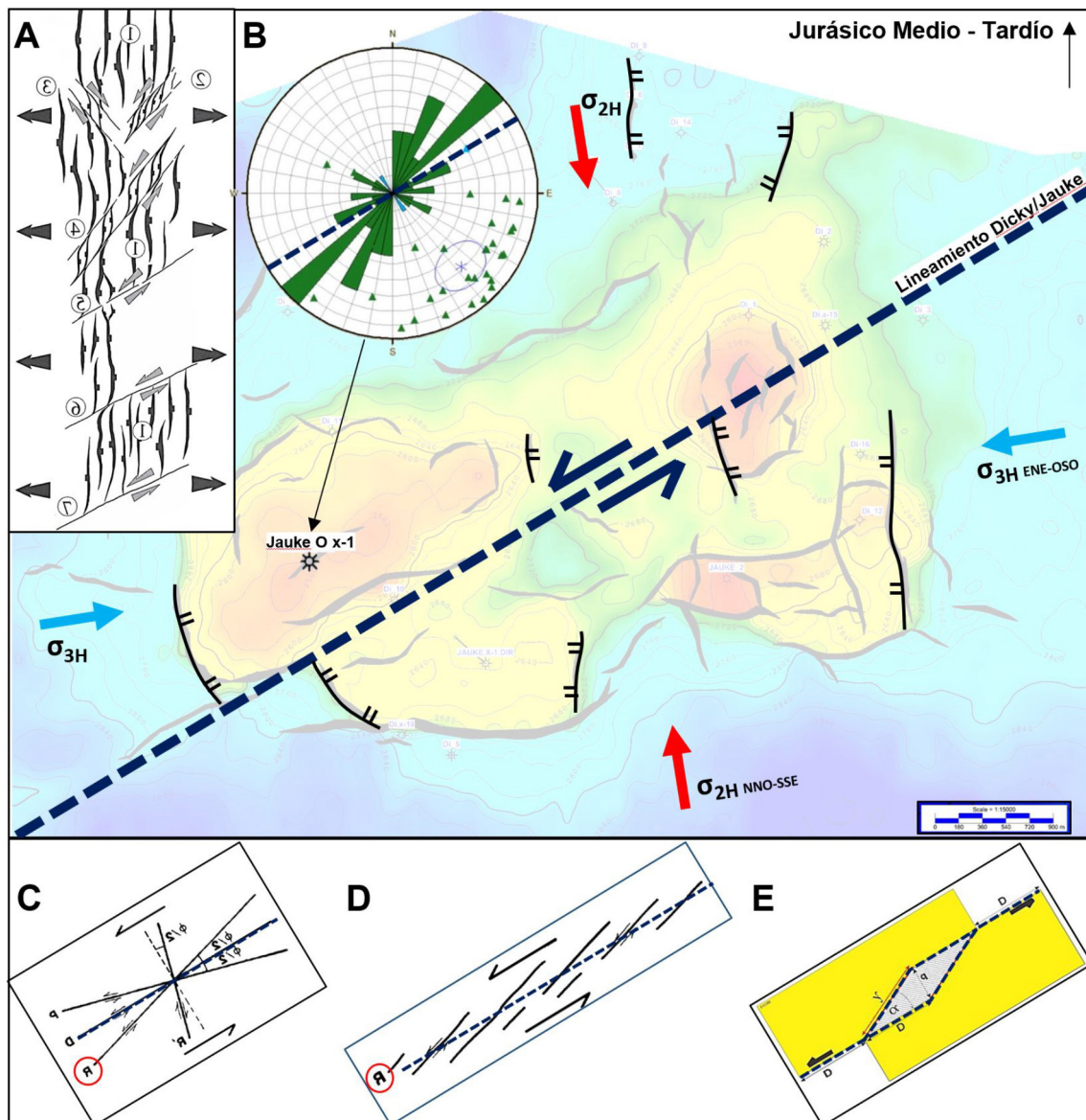


Figura 6. Anisotropía de basamento interpretada en el eje de Dicky/Jauke. A) Ejemplo de cinemática en anisotropías de basamento reactivadas en el rift de Kenia (Le Turdu *et al.* 1999). B) Principales rasgos estructurales de Dicky/Jauke y campo de esfuerzos durante el Jurásico Medio - Tardío. C, D) Fallas de cizalla tipo R o Riedel sintéticas generadas a partir de una cizalla senestral (Woodcock y Fischer 1986). E) Generación de espacios dilatantes a partir de curvaturas o flexuras izquierdas en una falla (Rossello 2010).

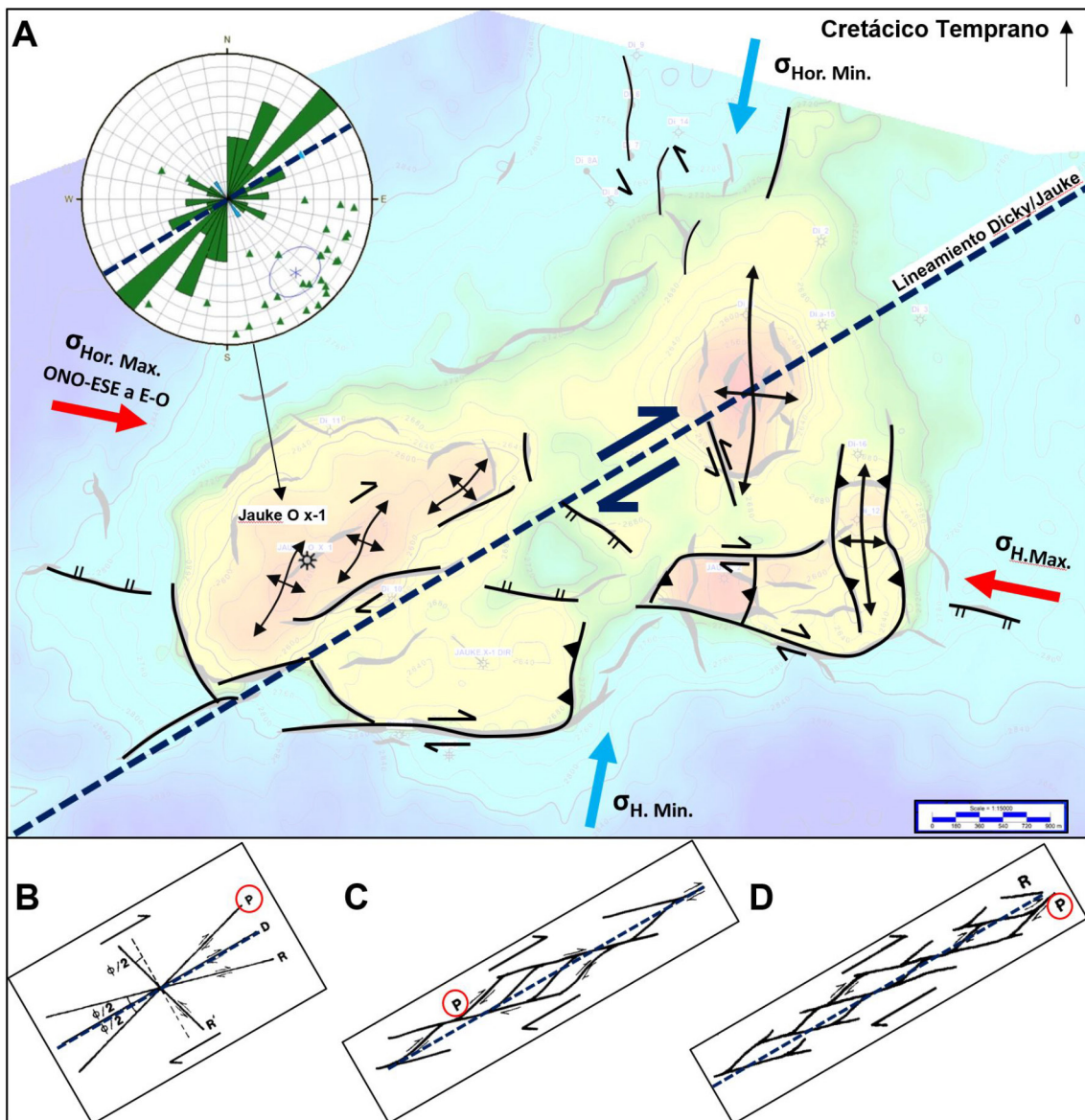


Figura 7. Anisotropía de basamento interpretada en el eje de Dicky/Jauke. A) Principales estructuras de Dicky/Jauke interpretadas y campo de esfuerzos propuesto para el Cretácico Temprano. B) Fallas de cizalla tipo P generadas a partir de una cizalla dextral (Woodcock y Fischer 1986). C) y D) Escenarios alternativos de propagación de fallas de cizalla a partir de un desplazamiento dextral (Woodcock y Fischer 1986).

Otra alternativa es que las fracturas pudieron haberse generado en el Jurásico y verse afectadas (obturadas o dilatadas localmente) durante el Cretácico Temprano.

Relación entre los reservorios y la Impedancia Acústica

Se comprobó que los niveles productivos hallados en la Serie Tobífera se corresponden con zonas de alta impedancia acústica (Fig. 8), lo cual en principio contrasta con la impedancia acústica que se esperaría para ignimbritas de bajo grado de soldadura. Sin embargo, se interpreta que la

intensa silicificación observada en los testigos laterales genera un aumento de la velocidad sísmica y por ende de la impedancia acústica (Mwenifumbo *et al.* 2004).

Al mismo tiempo la silicificación conferiría un comportamiento más frágil de las rocas favoreciendo la generación de fracturas que aportan a la porosidad y permeabilidad de estos reservorios. Esto es soportado por la secuencia diagenética: disolución - silicificación - microfracturamiento observada en los testigos.

Se observó además una consistencia entre los máximos de impedancia acústica y los altos estructurales en Dicky/Jauke (Fig. 8). En esta línea, se propone que los altos contienen las rocas con mayor grado de silicificación dado que allí se encuentra la mayor densidad de fracturas que pudieron oficial de conductos para la circulación de fluidos hidrotermales.

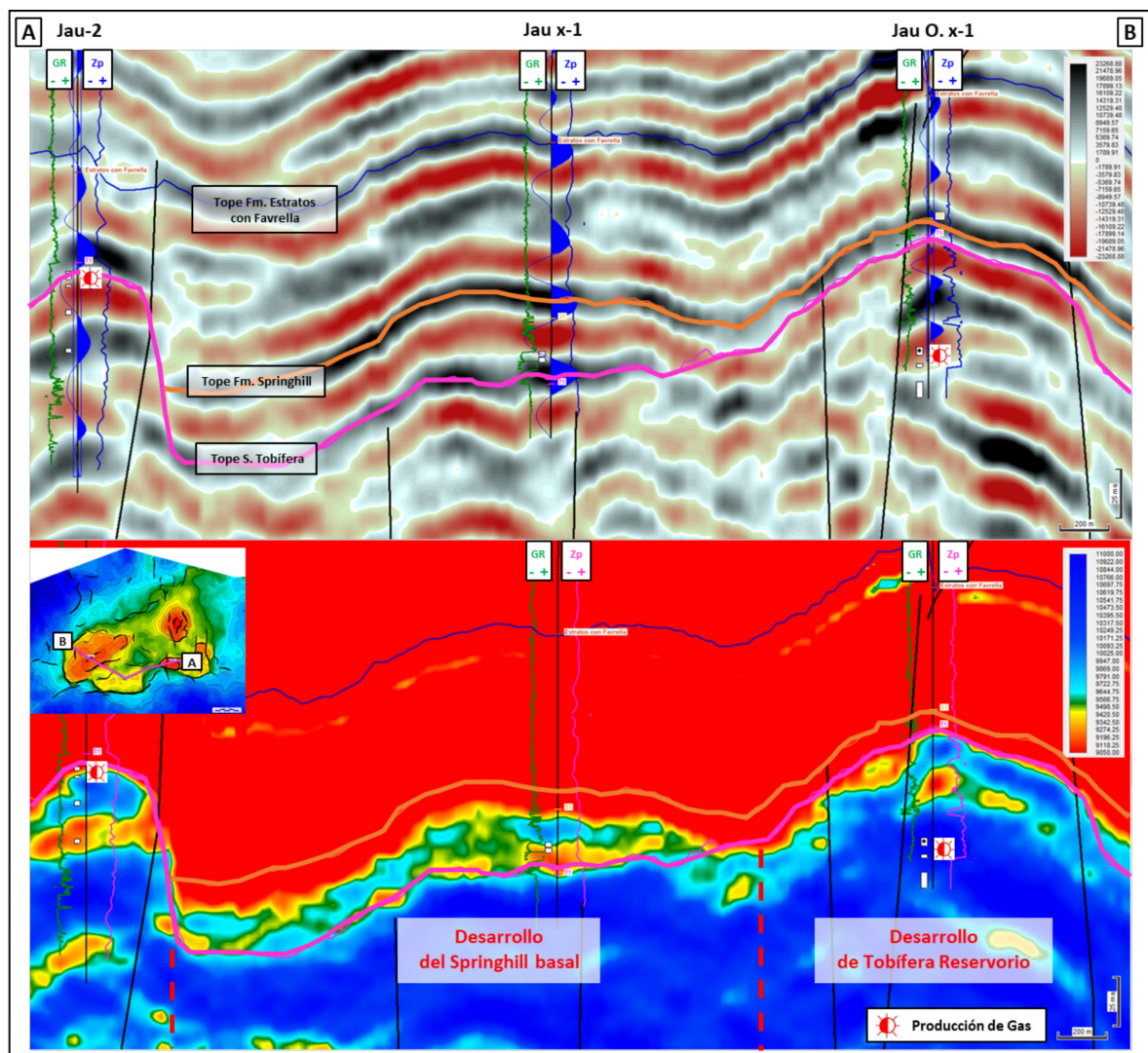


Figura 8. Sección superior: sección arbitraria con los pozos calibrados Jauke-2, Jauke-1 y Jauke Oeste x-1 en cubo PSTM. Sección inferior: misma sección en el cubo de impedancia acústica. Notar que ambos intervalos productivos coinciden con niveles de alta impedancia acústica. Si bien el rasgo en la impedancia acústica es similar para la Fm. Springhill y la Serie Tobifera (anomalía de máxima seguida de mínima), las anomalías para la Serie Tobifera son de relativa mayor impedancia y menor frecuencia.

Terminación y ensayo de pozos

En el pozo Jauke-2 fueron definidos tres niveles de interés en la Serie Tobífera, los cuales se punzaron con cañones de 4" (Fig. 3). Los punzados inferior y medio fueron ensayados por separado resultando sin admisión. Luego de aislarlos se punzó el intervalo superior compuesto por 10.5 m donde se habían registrado las mayores manifestaciones de gas (PT#3 en Fig. 3). El pozo surgió y fue ensayado por orificios de 6,8 y 10 mm arrojando con este último un caudal de 170.000 m³/d con una presión de fluencia en boca de 150 kg/cm².

Tras 58 horas de fluencia se cerró el pozo para efectuar un registro de *Build Up* con el cual se pudo arribar a las siguientes conclusiones (Fig. 9):

- Presión de reservorio: 290 kg/cm².
- Ajuste de kh 142 mD.m considerando un espesor útil de 16 m y un *skin* dependiente del caudal.
- Ajuste con modelo de doble porosidad.

El análisis PVT de recombinación del gas de separador y del condensado clasifica al fluido como gas retrógrado con presión de rocío en 230 kg/cm² con un máximo de condensación en reservorio menor 1 %. El CGR inicial fue de 3.7E-5 m³/Sm³ manteniéndose igual tras 76.5 MMm³ acumulados en tres años de historia.

Al perforar el pozo Jauke Oeste x-1, con objetivo al intervalo productivo del Jauke-2 se encontraron dos intervalos de interés adicionales. El intervalo inferior (Zona inferior en Fig. 4) fue ensayado a pozo abierto, resultando sin entrada y fue aislado. En el intervalo medio se cañonearon un total de 17 m (Punzado PT#2 en Fig. 4) y tras no surgir se pistoneó logrando surgencia con leve gas. Tras dos pruebas de admisión se logró un caudal de 20 Mm³/d lo cual incentivó a estimular hidráulicamente.

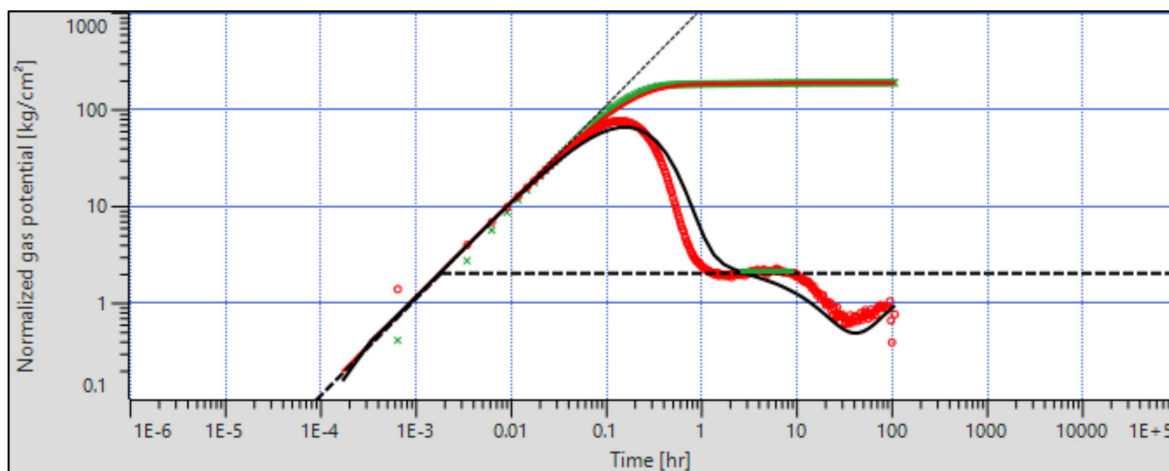


Figura 9. Gráfico Log-Log. Análisis de Build-Up pozo Jauke-2. Se logró un buen ajuste con modelo de doble porosidad con Omega 0.15 y Lambda 3.9 E-7.

Previo a la fractura, al realizar el bombeo de diagnóstico se notó una muy baja eficiencia de fluido (14 %). Al momento de realizar el tratamiento principal habiendo bombeado tan solo 158 sacos, de un programa de diseño de 600 sacos, se decidió desplazar por riesgo de arenamiento prematuro. El gradiente de fractura calculado fue de $0.15 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ similar a los registrados durante el bombeo de diagnóstico como a los de las pruebas de admisión.

Se inició el *flowback* de pozo por orificio de 4 mm y luego se ensayó por 50 horas por orificios de 6,8 y 10 mm registrando para este último un caudal de $190.000 \text{ m}^3/\text{d}$ y $14 \text{ m}^3/\text{d}$ de condensado de 57°API , con una presión de fluencia en boca de 158 kg/cm^2 . En este caso las muestras obtenidas para el análisis PVT notaron respecto al Jauke-2 un mayor porcentaje de C7 y un mayor CGR.

Tras el ensayo con corrida de orificios se cerró el pozo para registro de *Build Up* con las siguientes conclusiones:

- Presión de reservorio: 297 kg/cm^2 .
- Ajuste de kh 496 mD.m considerando un espesor útil de 17 m y un *skin* de 32.

No se logró un buen ajuste con ningún modelo por presentar ruidos y disturbios relacionados con presencia de líquido, aunque lo que si puede evidenciarse es la importante mejora atribuida a la fractura llevando el k.h pre-fractura de 43 mD.m a los 496 mD.m mencionados como también una reducción de daño skin de 155 a 32 en orden con el gran aumento de productividad.

Un hecho a destacar en este pozo es que tras un año de producción comenzó a aportar agua de formación mostrando un incremento en forma abrupta y acelerada. Tras meses de monitoreo y de declinación de presión fluyente en boca y de caudal de gas, se realizaron los gráfico de análisis de Chan (1995), el WGR y su derivada contra el tiempo transcurrido llegando a la conclusión que la entrada de agua es de tipo canalización (Fig. 10).

Como conclusión, se evidencia en estos pozos la presencia de reservorios con propiedades de naturalmente fracturados, ya sea por el ajuste de modelo de doble porosidad en Jauke-2 como por el aumento en productividad, no correlativo con la escasa estimulación, y la posterior

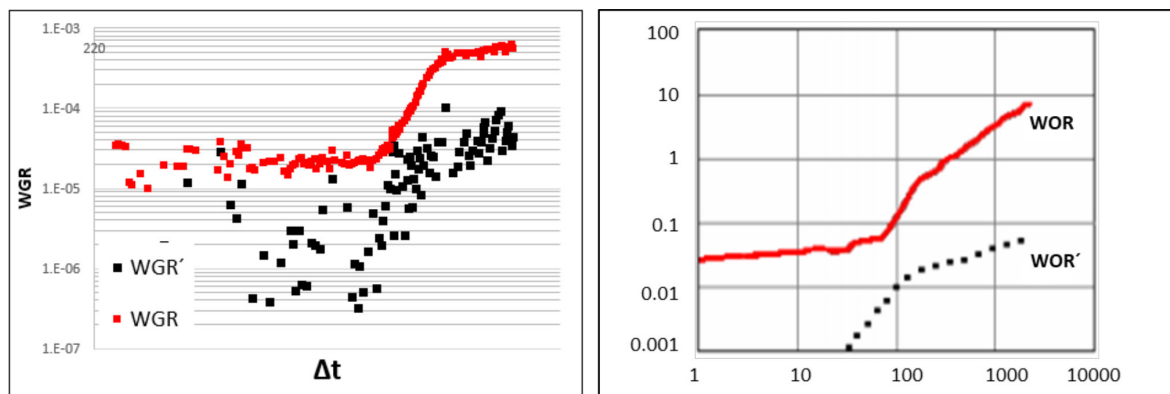


Figura 10. A la izquierda, gráfico WGR y derivada primera de WGR- tiempo para el pozo Jauke Oeste x-1. A la derecha, patrón tipo de canalización según Chan (1995). Se concluye un diagnóstico de tipo canalización para la entrada de agua en el pozo.

canalización de agua en el Jauke Oeste x-1. Adicionalmente, los eventos observados durante la operación de estimulación hidráulica en este último pozo (baja eficiencia de fluido, riesgo de arenamiento prematuro con gradiente de fractura bajo) también podrían ser indicativos de este tipo de reservorios.

DISCUSIÓN

La presencia de fracturas cumple un rol fundamental en estos reservorios como fue evidenciado en los perfiles eléctricos, testigos laterales y ensayos de pozo. En base a estas evidencias, se han descripto fisuras generadas a partir de diversos mecanismos tales como hidrotermalismo y tectónica. Esta última reviste mayor interés ya que permiten relacionar los rasgos observados a nivel pozo con eventos de una envergadura más regional. En el registro de imagen resistiva del pozo Jauke Oeste x-1 se puede advertir la presencia de fracturas de alto ángulo con una orientación preferencial NE-SO que coincide mayormente con el rumbo de las fallas interpretadas para la posición del pozo. Este rasgo es importante dado que nos otorga una herramienta prospectiva y podría ayudar a alcanzar una mayor productividad mediante el diseño de pozos direccionales orientados en dirección perpendicular al rumbo de dichas fracturas (NO-SE).

Se plantea también una temporalidad para la génesis de estas fracturas abiertas, pudiéndose haber formado tanto en Jurásico como en el Cretácico Temprano. A partir de la secuencia diagenética descripta en cortes delgados proponemos que lo más probable es que hayan tenido lugar en un período post-emplazamiento, es decir, durante el Cretácico Temprano, dado que las microfracturas se describen en un orden posterior al resto de los eventos descriptos (disolución, silicificación, etc.). Durante el Jurásico también se generaron fracturas abiertas que pudieron oficiar de conductos para la circulación de fluidos y alterado las rocas preferentemente en los altos estructurales, rellenando parcialmente las mismas.

Es interesante destacar la importante manifestación de gas descripta en los niveles más profundos del pozo Jauke Oeste x-1, alcanzando las 913.000 ppm de gas total por sobre un *background* de 12.000 ppm. Esto reviste un interés particular dado que se desarrolla en un nivel por debajo del *spill point* identificado para la estructura (-2720 mbnm). En el *mud logging* se describe una toba gris verdosa claro, alterada, con gradación a una toba arenosa, con aislados rastros de hidrocarburo, secos, en pátinas y algunos rellenando fisuras. Si bien no ha sido posible perfilar este intervalo, se puede tomar un testigo lateral donde se describe una brecha tobácea con una porosidad del 6% y permeabilidades de orden de los 0,008 mD. Cabe destacar, a diferencia de otros testigos de la Serie Tobífera, este presenta un 40% de macroporos, asociados principalmente a porosidad intercrystalina. Se describe también la presencia de fracturas en dicha muestra.

Aunque este nivel no ha podido ser puesto en producción, esta manifestación podría indicar una acumulación unos 30 m por debajo del *spill point* de la estructura, con lo cual se podría

pensar en una trampa independiente de la trampa mapeada para el tope de Serie Tobífera. El nivel “medio” descrito en el pozo, que se corresponde con una toba dura con porosidad menor al 5%, podría ser un sello para estos niveles de brechas subyacentes.

Asimismo, la carga de hidrocarburos en estos niveles podría asociarse a una fuente más profunda de la Serie Tobífera y no al aporte del *carrier* regional de la Fm. Springhill. La posibilidad de una roca madre jurásica ha sido mencionada por autores como Cagnolatti *et al.* (1996) y Bravo y Herrero (1997), quienes describen posibles niveles generadores en Tierra del Fuego. En ese sentido, en el mismo bloque Fell se encuentran antecedentes que soportan esta hipótesis, como el caso del pozo Tandy-8, que recuperó petróleo en niveles 750 m debajo del tope de la Serie Tobífera y el petróleo de origen no marino recuperado en los yacimientos Ovejero, Alakaluf y Guanaco, que se correlaciona tentativamente con esta roca madre (Villar 2019).

CONCLUSIONES

La presencia de rocas reservorio en la Serie Tobífera en la estructura Dicky/Jauke permitió abrir un nuevo horizonte exploratorio para una estructura que ya había sido perforada en los años 70's. El cambio de modelo exploratorio de *pinch-out* de las areniscas de la Fm. Springhill, a presencia de estas en bloques invertidos y finalmente reservorios en la Serie Tobífera invita a una revisión completa del portafolio exploratorio para la cuenca, a modo de reactivar las actividades de exploración y desarrollo de viejas estructuras con características similares.

Los reservorios de la Serie Tobífera en la estructura Dicky/Jauke se corresponden mayormente con tobas vítreas, interpretadas como ignimbritas de bajo grado de soldadura. La porosidad observada en los testigos laterales rotados de los pozos perforados varía en un rango de 5 a 14 % y su origen es principalmente de tipo intraparticular, aunque el aporte de procesos como disolución y fracturamiento son importantes en la generación de porosidad secundaria y fundamentales en la mejora de la permeabilidad.

La silicificación, uno de los principales procesos diagenéticos descritos en testigos rotados, habría ocasionado un aumento de la dureza y fragilidad de estas rocas, favoreciendo el desarrollo de fracturas tectónicas. Asimismo, genera un aumento de la velocidad de las ondas P que se traduce en un aumento de la impedancia acústica para estos reservorios como pudo verse en los perfiles de pozo y en el cubo de impedancia acústica. Estos máximos de impedancia suelen correlacionar con las culminaciones dentro de la gran estructura Dicky/Jauke.

Los datos de ensayos y producción indican la presencia de reservorios naturalmente fracturados en base al ajuste del modelo de doble porosidad observado en Jauke-2, o bien por el importante aumento de productividad ante una escasa estimulación y la posterior canalización de agua evidenciados en el pozo Jauke Oeste x-1.

Del análisis de imágenes de pozo se pudo determinar la presencia de fracturas conductivas que se interpretan abiertas con un rumbo NE-SO. Se propuso en este trabajo una génesis tectónica para esta familia de fracturas, asociadas ya sea al proceso transtensivo/*rifting* del Jurásico, o bien, a la transpresión/inversión descrita para el Cretácico Temprano. Si bien la secuencia diagenética ubica a la generación de microfracturas como el último evento y, por ende, se lo podría relacionar a un *timing* Cretácico Temprano, no se descarta la generación de sucesivas fracturas en ambos tiempos geológicos.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a la gerencia de GeoPark por poner a disposición la información y alentarnos a publicar este trabajo, así como a todo el equipo del área de geociencias por las observaciones y el apoyo recibido. Nos gustaría también agradecer a Mario Outon, Boris Ploszkiewicz y Leonardo Grossi por sus aportes y sugerencias.

REFERENCIAS CITADAS

- Aspiroz, G., Covellone, G., Mykietiuk, K., Simonetto, L., Atencio, M., Tórtora, L., Ancheta, D., Meissinger, V. y Pedro E., 2018. Exploración del Play Serie Tobífera en el ámbito de Tierra del Fuego, Cuenca Austral, Argentina y Chile. En Gandini M., Gómez M., Manceda R., Ayoroa M. L., Limeres M., Peroni G., Cruz C. E., Malone P. y Villar H. (eds.), Sesiones Generales, 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, pp.143-155, Mendoza, Argentina.
- Bravo, P. y Herrero, C., 1997. Reservorios naturalmente fracturados en rocas volcánicas jurásicas, Cuenca de Magallanes, Chile. 6º Simposio Bolivariano, Exploración en las Cuencas Subandinas, Tomo 1: pp.66-84, Cartagena de Indias, Colombia.
- Cagnolatti, M. J., Martins, R. y Villar, H. J., 1996. La Formación Lemaire como probable generadora de hidrocarburos en el área Angostura, Provincia de Tierra del Fuego, Argentina. XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas I: pp.123-139, Buenos Aires, Argentina.
- Chan, K.S., 1995. Water Control Diagnostic Plots. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas.
- Cresta, J. I., Frigerio, P., Cabello, E. D., Bodaño, M. y Ferraresi, P., 2019. Sondeo GPK.XII.MAG. Jauke-2, Testigos laterales, Chile, Serie Tobífera. Estudio litológico, petrográfico, mineralógico y petrofísico. LCV. GeoPark, informe inédito.
- García, L., Cabello, E. D., Ferraresi, P., 2020. Sondeo GPK.XII.MAG.Jauke Oeste.x-1. Testigos laterales. Chile, Fm. Springhill y Serie Tobífera. Estudio litológico, petrográfico, mineralógico y petrofísico. LCV. GeoPark, informe inédito.
- González González, A., Valderrama, J. M., Gschaidner, C. T., Adaros Cárcamo, R., Verdugo Dobronic, M., Canessa Di Santo, N. D., Pérez Pérez, A., Velásquez Arauna, A., Sánchez Ojeda, J., Ahumada

- Villar, M. y González Vidal, M., 2018. Desarrollo del play tight gas Zona Glauconítica, Bloque Arenal, Cuenca de Magallanes – Chile: caso estudio. En Santiago, M., Fantín, M., Vallejo, M. D., González Tomassini, F., Estrada, S., Marchal, D., Aguirre, H. y López, S. (eds.), Recursos No Convencionales, Simposio del 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, pp.455-477, Mendoza, Argentina.
- Hinterwimmer, G., 2002. Los reservorios de la Serie Tobífera. En Schiuma, M., Hinterwimmer, G., Vergani, G. (eds.), Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas Argentinas, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, pp.27-47, Mar del Plata, Argentina.
- Le Turdu, C., Tiercelin, J. J., Richert, J. P., Rolet, J., Xavier, J. P., Renaut, R. W., Lezzar, K. E. y Coussement, C., 1999. Influence of preexisting oblique discontinuities on the geometry and evolution of extensional fault patterns: Evidences from Kenya Rift using SPOT imagery. En Morley, C. K. (ed.), Geoscience of Rift Systems-Evolution of East Africa: AAPG Studies in Geology 44, pp.173-191.
- Musso, J. E., Rossi, G. C. y Vila, M. A., 2018. Estratigrafía y caracterización de la Formación Springhill en sector NW del bloque Fell, Cuenca de Magallanes, Chile. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, pp.857-875, Mendoza, Argentina.
- Mwenifumbo, C. J., Elliot, B. E., Jefferson, C. W., Bernius, G. R. y Pflug, K. A., 2004. Physical rock properties from the Athabasca Group: designing geophysical exploration models for unconformity uranium deposits. *Journal of Applied Geophysics*, 55, pp.117-135.
- Rodríguez, J. F. y Miller, M., 2005. Cuenca Austral. En Chebli, G., Cortiñas, J., Spalletti, L., Legarreta, L. y Vallejo, E. (eds.), Frontera Exploratoria de la Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, pp.307-323, Mar del Plata, Argentina.
- Rodríguez, J. F., Miller, M. y Cagnolatti, M. J., 2008. Sistemas petroleros de Cuenca Austral, Argentina y Chile. En Cruz, C. E., Rodríguez, J. F., Hechem, J. J., Villar, H. J. (eds.), Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas, Simposio del 7º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, pp.1-31, Mar del Plata, Argentina.
- Rossello, E. A., 2010. El rol y origen de ambientes estructurales dilatantes en el control espacial de depósitos geoeconómicos. Neoproterozoico de la Cuenca del Plata, II Simposio del VI Congreso Uruguayo de Geología, pp.414-417, Montevideo, Uruguay.
- Sruoga, P. y Rubinstein, N. 2007. Processes controlling porosity and permeability in volcanic reservoirs from the Austral and Neuquén basins, Argentina. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, Vol. 91, N. 1, pp.115-129.
- Thomas, C. R., 1949. Geology and Petroleum Exploration in Magallanes Province, Chile. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, Vol. 33, N. 9, pp.1553-1578.
- Villar, H. J., 2019. Reporte geoquímico: 1) Caracterización de tres petróleos crudos provenientes de los pozos Catalina-45, Calafate Este-3 y yacimiento Gorrión. 2) Revisión de información de la Formación Tobífera como roca madre en el graben Calafate. Tierra del fuego, cuenca Magallanes, Chile. GeoLab Sur. GeoPark, informe inédito.
- Woodcock, N. H. y Fischer, M., 1986. Strike-slip duplexes. *Journal of Structural Geology*, Vol. 8, N.

7, pp.725-735.

Zolezzi Mir, D., Pincheira, W., Destéfani, E. y Musso, J. E., 2022. Evidencias de inversión tectónica du-

rante el Cretácico Temprano, Bloque Fell, Cuenca Austral-Magallanes, Chile. XXI Congreso Geológico Argentino, Puerto Madryn, Argentina.

