

DESARROLLO DEL *PLAY TIGHT GAS* ZONA GLAUCONÍTICA, BLOQUE ARENAL, CUENCA DE MAGALLANES – CHILE: CASO ESTUDIO

Ángel González González¹, José Manuel Valderrama², Carlos Tomás Gschaider²,
 Rodrigo Adaros Cárcamo², Martín Verdugo Dobronic¹, Néstor Diego Canessa Di Santo¹,
 Álvaro Pérez Pérez¹, Aníbal Velásquez Arauna¹, Jesús Sánchez Ojeda²,
 Mauricio Ahumada Villar¹, Miguel González Vidal²

1: ENAP, agonzalezg@mag.enap.cl, mverdugod@mag.enap.cl, ncanessa@mag.enap.cl,
 aperezp@mag.enap.cl, mahumadav@mag.enap.cl, avelasqueza@mag.enap.cl

2: Sipetrol, jvalderrama@mag.enap.cl, cgschaid@sipetrol.cl, radaros@mag.enap.cl,
 jsanchez@sipetrol.cl, mgonzalezv@sipetrol.cl

Palabras clave: Zona Glauconítica, *Wackas*, Tight Gas, Fractura Hidráulica

ABSTRACT

Development of the Zona Glauconítica Tight Gas Play, Arena Block, Magallanes Basin - Chile: Case Study
 The zona glauconítica in the Arenal Block of Tierra del Fuego Island, in southern Chile, has been under exploitation since 2011 and currently contributes with more than 60% of ENAP's gas production in the Magallanes basin. The reservoir encompasses 40 km² of area of fine-grained marine rocks with an average gross thickness of 50 meters.

This paper presents the current state of development in this unconventional tight gas reservoir, mainly composed by interbedded wackes and siltstones. The petrophysical characterization was based on electrical well logs and well cores analysis such as: X-ray diffraction, infrared spectroscopy, and porosity and permeability measurements. It was determined that the best petrofacies corresponds to wackes with secondary porosity, due to grains dissolution. With an average low permeability (<0.1mD), the use of hydraulic fracturing for reservoir's stimulation is mandatory, in order to ensure commercial production. Fracture design is managed within a threshold of operational net pressure in order to contain the fracture within the reservoir thickness. Currently, 150 massive hydraulic stimulation treatments have been carried out (one stage per well) mainly, using treated water or hybrid (treated water and linear gel) as fracture fluid.

Based in 3D seismic, we interpret a subtle, west-southwest dipping monocline without prominent structural faulting and closures. However, a polygonal fault system (PFS) is interpreted from a combination of seismic horizon and volume attributes. PFS location have been accounted for development drilling (PAD) design as they might cause partial reservoir compartmentalization and possible control in the orientation of the induced hydraulic fractures.

Currently, there are more than 100 wells producing wet gas with a 50-60 °API condensate. Initial flow rates ranges from 20 Mm³/d to 100 Mm³/d and the most productive zone it is located to the northwest part of the reservoir area.

ANTECEDENTES Y UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La zona glauconítica es una unidad informal terciaria del subsuelo de la Cuenca de Magallanes (Fig. 1), definida por Mohr (1945) en el primer pozo exploratorio de la Isla de Tierra del Fuego en Chile (Manantiales-1), en un tramo arenoso glauconítico entre los -1314 y -1485 m.

Casi desde los inicios de la exploración y desarrollo de la Cuenca, se destaca la presencia de hidrocarburos en las unidades terciarias. En esa línea, a principios de la década del cincuenta, se recopilan y analizan las constantes manifestaciones que se observan al atravesar las unidades de la base del Terciario, durante el desarrollo de los yacimientos más profundos alojados en las unidades cretácicas y/o jurásicas (Barwick 1952; Benítez 1956). Desde el punto de vista litológico, tempranamente se visualizan significativos cambios de facies en la zona glauconítica, en el área de

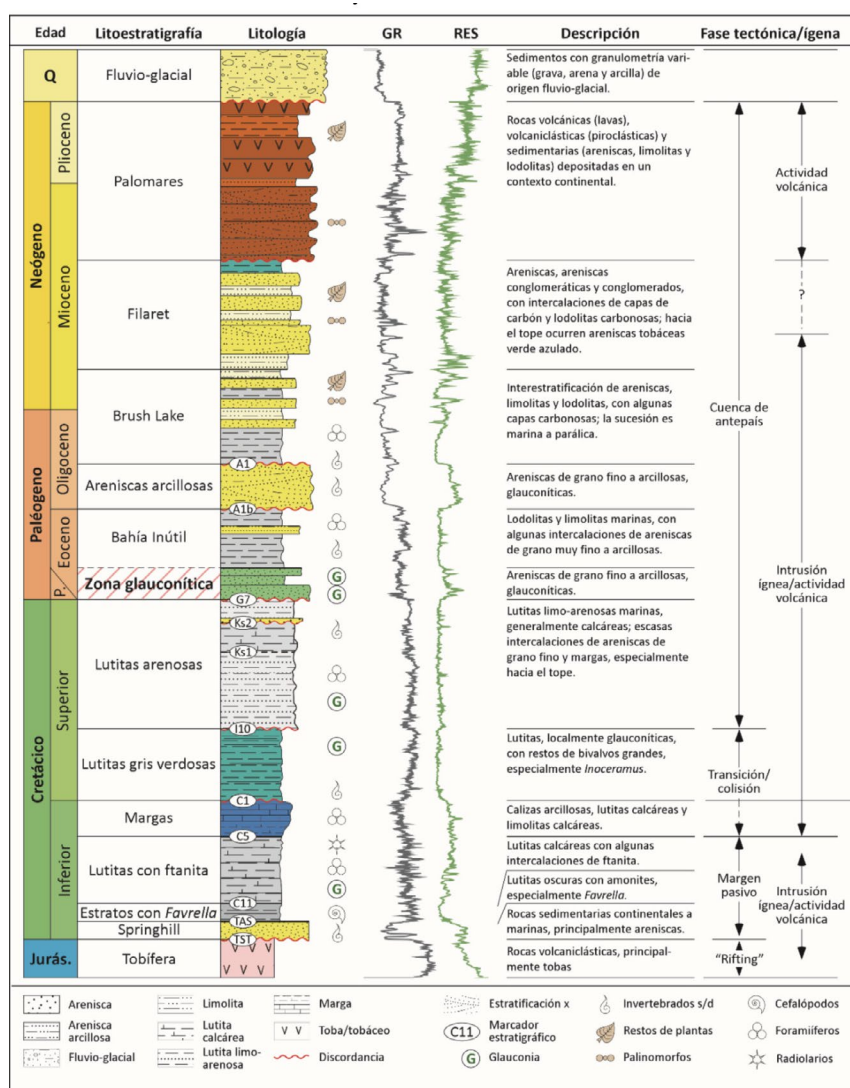


Figura 1. Columna estratigráfica tipo en el área de estudio, denotando la posición de la zona glauconítica hacia la base del Grupo Bahía Inútil.

estudio (Gallardo 1958). Sus relaciones estratigráficas son establecidas por Ávalos (1963), donde se establece su condición terciaria y discordante sobre las sedimentitas cretácicas.

Hauser (1964) investiga los principales rasgos geológicos y menciona que no es posible concluir respecto del potencial de los hidrocarburos de los depósitos terciarios en Magallanes.

Natland *et al.* (1974) realizan estudios bioestratigráficos, establecen correlaciones temporales para la cuenca y se define el carácter diacrónico de la zona glauconítica.

Se destacan los estudios sobre los “horizontes de lavas” (Di Biase 1979), capas que definimos en el área de estudio como *wackas* (*sensu* Dott 1964; Draper y Yanni, 1987) porosas con disolución de granos, siendo sumamente importantes para la exploración y desarrollo del gas en el área.

En el área de estudio (Fig. 2) y considerando que los recursos de hidrocarburos asociados al horizonte productivo principal de la Cuenca (Formación Springhill) estaban en franca declinación, Trejo y Chávez (2010) realizan un análisis con la finalidad de evaluar la prospectividad de la zona glauconítica; proponen intervenir dos pozos profundos perforados a mediados de los setenta. Como resultado se demostró la existencia de flujos no comerciales de hidrocarburos; sin embargo, la posterior operación de fractura hidráulica en dichos pozos, dio caudales de gas suficiente para gatillar la exploración del nuevo *play* (Herrero *et al.* 2012).

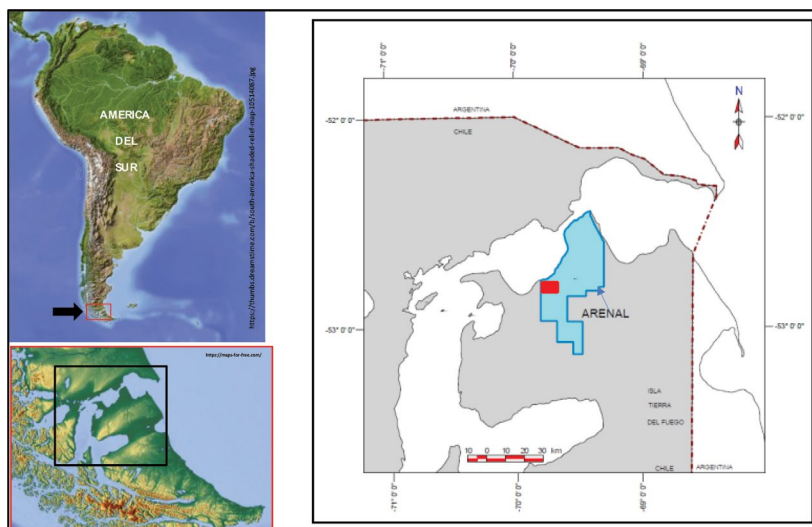


Figura 2. Ubicación del área de estudio; mapas a la izquierda muestran ubicación relativa al continente; mapa a la derecha muestra el Bloque Arenal (celeste) en la porción norte de la Isla de Tierra del Fuego en Chile; el rectángulo rojo señala el área del Yacimiento de tight gas zona glauconítica Cabaña.

A partir del éxito de las propuestas exploratorias del Bloque Arenal, se genera un informe con propuestas de desarrollo, extensión y exploración para el sector sur-sudeste del Bloque (Carpinelli *et al.* 2013). El que incluye un análisis geotectónico, tectonoestratigráfico y sismoestratigráfico detallado de la zona glauconítica. Se identifican una serie de polígonos estructurales y anomalías geofísicas, las cuales guían la exploración y desarrollo hasta el momento. Desde el punto de vista del reservorio se trabaja sobre la arquitectura depositacional, la sedimentología y la interpretación

paleoambiental, junto a un análisis petrofísico del reservorio tight y se postulan ideas sobre la migración y entrapamiento de los hidrocarburos.

Recientemente ENAP ha impulsado varios análisis geológicos generales, de exploración y de optimización para la zona glauconítica, dentro y fuera del área de desarrollo presente.

En la actualidad, en el área de estudio se han perforado más de 150 pozos verticales o de bajo ángulo, los cuales requieren de sólo una fractura hidráulica. El *play* tight gas de la zona glauconítica del Bloque Arenal de la Isla Tierra del Fuego, tiene más de 100 pozos produciendo, contribuyendo con más del 60% de la producción total de ENAP en la Cuenca de Magallanes.

CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA DE LA ZONA GLAUCONÍTICA EN EL BLOQUE ARENAL

Los rasgos estratigráficos de la zona glauconítica en el Bloque Arenal han sido caracterizados a partir de la descripción de cinco testigos que la han atravesado parcialmente, pero que en suma entregan una representación de su extensión en la vertical. La Fig. 3a muestra la distribución de los pozos, tres de los cuales están dentro del área del Yacimiento zona glauconítica (ZG) Cabaña (pozos B, C y D), mientras que los pozos A y E se encuentran fuera, a una distancia inferior a 5 km.

Patrón de apilamiento y caracterización general del reservorio

La zona glauconítica en el área de estudio, no presenta mucha variación lateral. Verticalmente, ha sido dividida a partir de la tendencia descrita en el perfil de inducción en una unidad superior, que muestra un perfil liso con un ligero aserrado y una unidad inferior, que describe un patrón “de campana” en su porción más alta y una tendencia “de embudo” en la parte baja (Carpinelli *et al.* 2013) (Fig. 3b). Litológicamente, la unidad superior corresponde a una intercalación de *wackas* y pelitas en proporciones similares más ocasionales bancos calcáreos y/o tobáceos de escaso espesor. Presenta un alto grado de bioturbación. En la unidad inferior la proporción wacka/pelita es más alta, al tiempo de contar con capas de wacka con una notoria porosidad visual secundaria. La bioturbación varía de alta a moderada.

Estas unidades han sido a su vez subdivididas según la siguiente denominación operacional: ZG_SUP-1, ZG_SUP-2, ZG_INF-1, ZG_INF-2, ZG_INF-3, ZG_INF-4, ZG_INF-5 (Sánchez *et al.* 2017). El “reservorio zona glauconítica”, es decir, la porción que constituye el foco de interés económico por estar saturada en hidrocarburos y en la cual se hará hincapié, corresponde al paquete integrado por las unidades ZG_SUP-2 a ZG_INF-4.

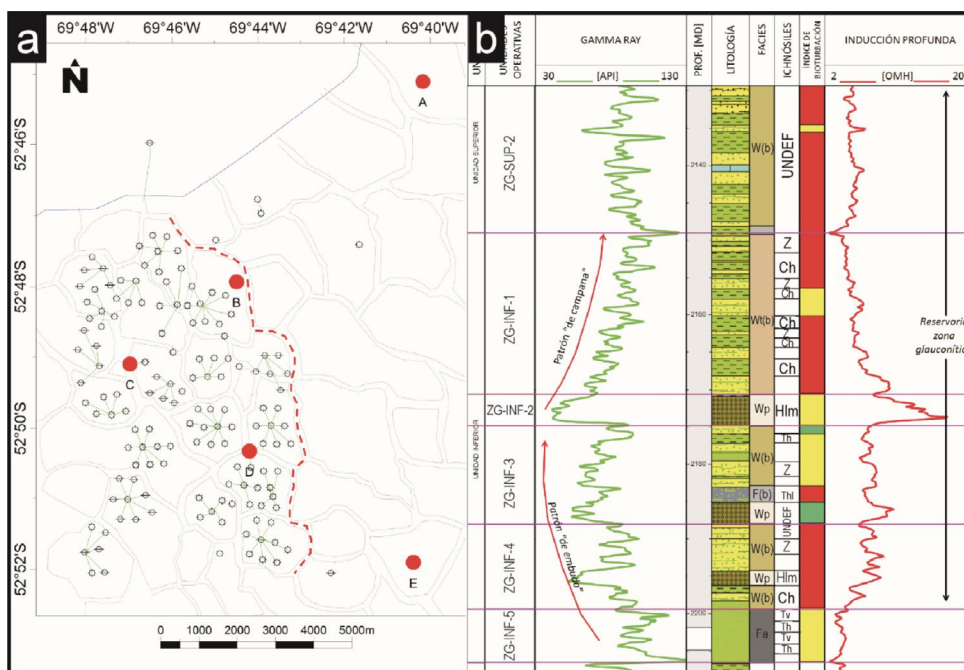


Figura 3a. Mapa de ubicación del área en desarrollo; al W de la línea entrecortada se encuentra el Yacimiento ZG Cabaña, en rojo los pozos con testigos (A, B, C, D y E); 3b. Columna tipo del "reservorio zona glauconítica" en el Yacimiento ZG Cabaña; se incluyen los registros de rayos gamma e inducción, así como la litología y las bioturbaciones más habituales: Thl= *Thalassinoides* isp., Hlm= (?)*Helminthopsis* isp., Z= *Zoophycos* isp. y Ch= *Chondrites* isp.; Índice de Bioturbación: rojo= alto, amarillo= moderado y verde= bajo; la columna en tonos pardos representa a las facies interpretadas: Wp, W(b), Wt(b) y F(b).

Definición de facies sedimentarias

A partir de la descripción macro y microscópica de testigos sumado a análisis de DRX y petrofísicos, pueden consignarse algunas características distintivas de las rocas que forman el Yacimiento, proponiendo cuatro facies sedimentarias. De estas, las más importantes como reservorio son la wacka porosa con disolución de granos [Wp] (Fig. 4a) y las *wackas* bioturbadas [W(b)] (Fig. 4b). La Tabla 1 sintetiza su caracterización.

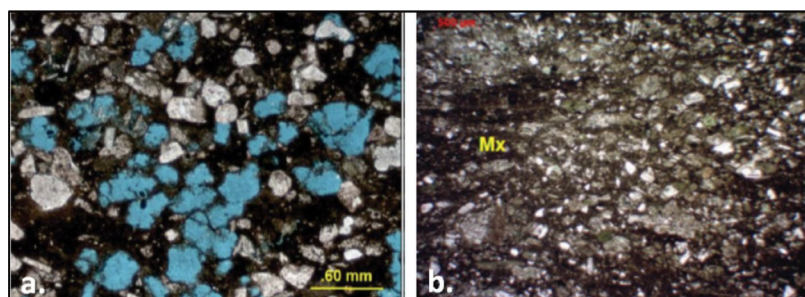


Figura 4. Facies en microfotografías. a. [Wp] Corte transparente, nicoles cruzados. Notar la porosidad móldica (en tinción celeste) por disolución de granos. Tomado de Martínez (2018); b. W(b). Corte transparente, nicoles paralelos: Mx= matriz recristalizada. Tomado de Rodríguez *et al.* (2014a).

Facies sedimentarias	Estructuras sedimentarias	Granulometría	Composición dominante		Cemento	Porosidad
			Clastos	Matriz		
Wacka porosa con disolución de granos [Wp]	Laminación difusa, <i>flaser</i> difusa, masiva; bioturbación variable.	75-70% de arena muy fina a fina; matriz pelítica.	Líticos volcánicos.	Arcillosa (clorita).	Calcita; subordinada plagioclasa autigénica.	Secundaria (10-15%); macroporos mólicos.
Wacka bioturbada [W(b)]	<i>Flaser</i> irregular, masiva; bioturbación intensa a moderada.	50-45% arena muy fina a fina con escasa arena media; matriz pelítica.	Líticos volcánicos, líticos cloritizados, bioclastos y restos fosfáticos.	Arcillosa (clorita, illita/esmectita e illita) con restos de materia orgánica.	Analcima, plagioclasa autigénica y calcita.	Secundaria (3%); microporos intergranulares y microfisuras.
Wacka tobácea bioturbada [Wt(b)]	<i>Flaser</i> , masiva; bioturbación intensa a moderada.	53-45% arena muy fina a fina con escasa arena media; matriz pelítica.	Líticos volcánicos, líticos cloritizados, bioclastos y restos fosfáticos.	Arcillosa (clorita, clorita/esmectita e illita).	Cuarzo, plagioclasa y calcita autigénica.	Secundaria (<20%); microporos.
Pelita bioturbada [F(b)]	Masiva; bioturbación intensa.	77% arcilla/limo; hasta un 23% de arena muy fina a fina.	Líticos volcánicos, bioclastos, líticos cloritizados y restos fosfáticos.	Arcillosa (clorita, illita/esmectita e illita).	Clinoptilolita y analcima.	Secundaria (<1%); microporos intergranulares y microfisuras.

Tabla 1. Facies sedimentarias de la zona glauconítica a nivel del reservorio. Compilado a partir de las descripciones de Rodríguez *et al.* (2014a, b, c) y Martínez (2018).

Se debe destacar, desde el punto de vista mineralógico, la predominancia de tectosilicatos (en general más del 60-70% de microcuarzo y plagioclasas en el total de la roca) con una menor participación de argilominerales. Entre estos últimos la clorita suele presentarse con un porcentaje de alrededor del 50% o más (hasta 90-100% en la facies Wp), siempre en detrimento de los interestratificados más una menor participación de illita. Es importanteresaltar que los análisis en curso han indicado que la composición de los clastos verdes corresponde predominantemente a clorita;prácticamente sin la presencia de glauconita en el volumen total de la roca.

Interpretación paleoambiental para la zona glauconítica en el área de estudio

Se considera que el paleoambiente general es marino somero, por debajo o cercano al límite de acción de las olas. Asimismo, la constante presencia de vitroclastos desvitrificados, supone un continuo aporte piroclástico durante la depositación de estos sedimentos (Rodríguez *et al.* 2014a, b, c).

La zona glauconítica se desarrolla sobre sedimentitas cretácicas marinas profundas, mediante una discordancia subácuea, indicando un notorio cambio tectonoestratigráfico (Mpodozis *et al.* 2011) y una somerización de los ambientes. Los depósitos de esta unidad permiten inferir un patrón muy general de agradación en un ámbito de plataforma externa, con ligeras variaciones, el cual hacia el tope presenta una transgresión/profundización.

CARÁCTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LA ROCA RESERVORIO

La caracterización petrofísica del “reservorio zona glauconítica” se ha realizado a partir de datos obtenidos de registros de última generación, así como de análisis de difracción de rayos X (DRX) y/o espectroscopía de infrarrojos (FTIR) y ensayos de muestras de testigos.

Arcillosidad y mineralogía

El registro *gamma ray* (GR) es importante en la discriminación inicial de la arcillosidad, pero en los intervalos con mayor volumen de clorita su resolución es pobre. Así, para distinguir su abundancia, se recurrió al perfil de factor fotoeléctrico (PEF), el cual demostró una importante correlación con el volumen de clorita detectado en muestras de rocas. En la Fig. 5 se observa el resultado del análisis mineralógico y de arcillosidad, así como su correcto ajuste con las mediciones hechas en testigos (en puntos negros). Notar el efecto del alto contenido de clorita cuando se calcula el volumen de arcilla a partir de GR (Vsh_GR) sin corregir con el PEF y la curva corregida (Vsh).

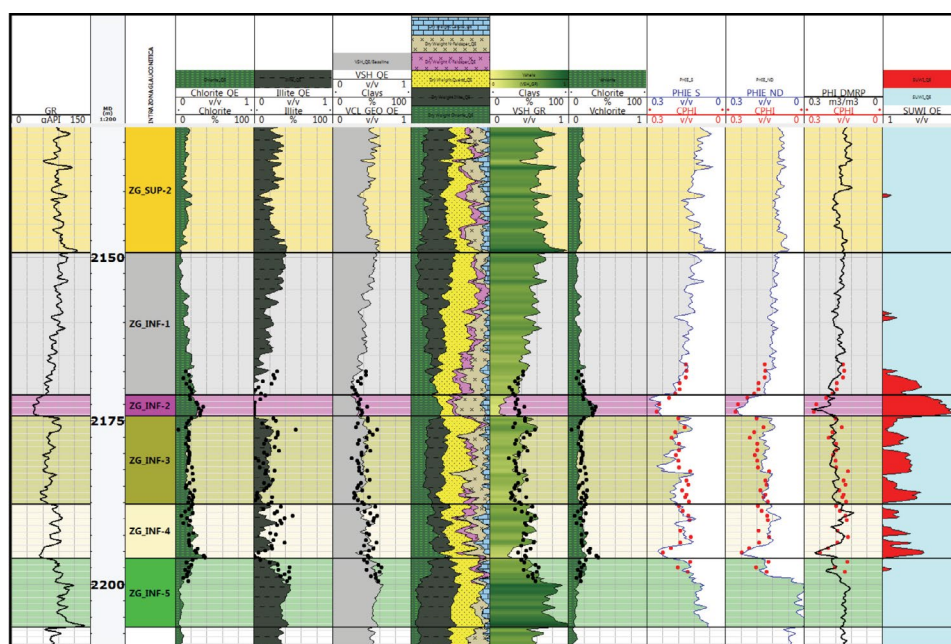


Figura 5. Resultado de análisis mineralógico, arcillosidad y evaluación petrofísica de un pozo tipo a nivel de la zona glauconítica. Los puntos negros y rojos corresponden a mediciones practicadas en testigos, mientras que las curvas son determinadas a partir de los perfiles a cable. ChI= clorita; iLL= illita; Vsh_GR= Arcillosidad a partir de GR; Vsh_ChI= Arcillosidad corregida por PEF; PHIS= porosidad a partir del sónico; PHIND= porosidad a partir de densidad-neutrón; PHI_DMRP= porosidad a partir de resonancia magnética; Sw= saturación (en celeste el agua y en rojo el hidrocarburo).

Relación permeabilidad/porosidad a partir de testigos

Análisis de testigos convencionales del “reservorio zona glauconítica” permiten unacaracterización del mismo en términos de permeabilidad (K) y porosidad ($\emptyset$). La Fig. 6 muestra que el Yacimiento ZGCabaña presenta un reservorio de baja permeabilidad (tight), debido a que el promedio de la permeabilidad está por debajo de los 0.1 md (*sensu* Holditch 2006). La Tabla 2 presenta una correlación entre las unidades operacionales del Yacimiento, las litofacies interpretadas y los resultados de los ensayos en testigos.

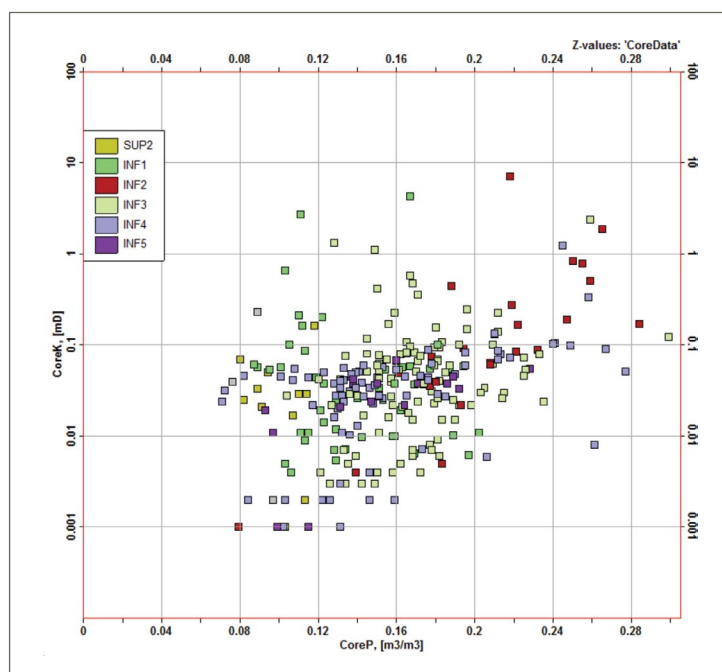


Figura 6. Diagrama K/Ø a partir de datos medidos en testigos.

Unidad operativa	Litofacies característica	Cantidad de muestras	Ø [%]	K [mD]
ZG_SUP-2	W(b)	10	≤14	$\bar{x}=0.0015$; ≥0.001
ZG_INF-1	Wt(b)	~50	$\bar{x}=11$; ≤20	$\bar{x}=0.03$; >0.1
ZG_INF-2	Wp	24	$\bar{x}=21$; >25	$\bar{x}=0.4$
ZG_INF-3	W(b), F(b) y Wp	>100	$\bar{x}=17$; ≥20	$\bar{x}=0.05$; >0.1
ZG_INF-4	W(b) y Wp	~100	$\bar{x}=16$; ≤26	$\bar{x}=0.04$; >0.1

Tabla 2. Caracterización en términos de porosidad (Ø) y permeabilidad (K). Los signos > y < indican datos extremos mínimos o máximos al valor indicado, respectivamente.

Porosidad

En general se pueden hacer buenas comparaciones entre los valores de porosidad obtenidos del laboratorio y los registros densidad, neutrón, sísmico y resonancia magnética. Para la determinación de porosidad a partir del sísmico (Fig. 5, PHIS) es necesario utilizar un DTmatrix variable, específicamente en zonas con influencia de *wackas* porosas debido al alto contenido de clorita. Para la porosidad determinada con los perfiles de densidad-neutrón (Fig. 5, PHIND), se utiliza la densidad del grano proveniente del registro de espectroscopía de captura calibrado. Donde no se dispone de este registro, se determina una relación entre densidad de grano de testigo y el registro PEF. Debido a que el perfil sísmico es el más comúnmente adquirido en el Yacimiento, la mayoría de las determinaciones de porosidad se realizan con dicho perfil. La Fig. 7a muestra la variación de la porosidad dentro del campo.

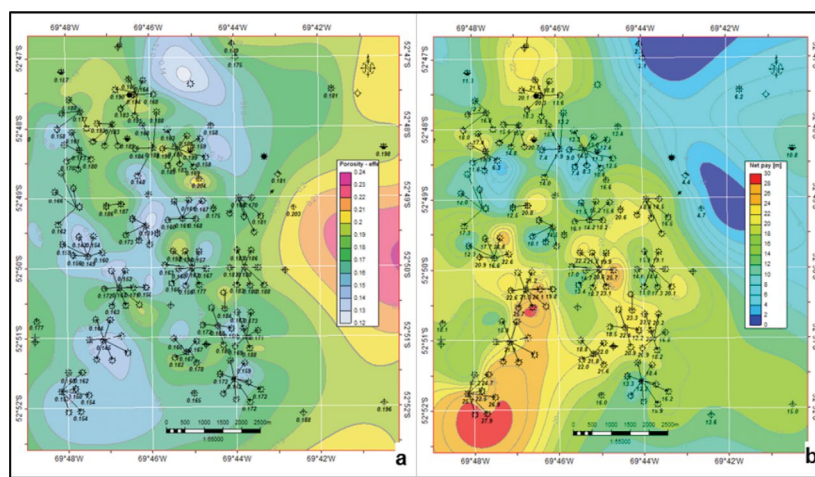


Figura 7. Mapas de características petrofísicas del área de estudio. a. Porosidad; b. Espesor Neto.

Saturación de Agua

Para la determinación de la saturación de agua (Fig. 5, S_w) se utiliza la ecuación de Simandoux modificada (Bardon y Pied 1969). Los parámetros utilizados son: $m=2.09$; $n=1.66$; $a=1$; salinidad agua de formación (NaC_{eq})= 12 y resistividad de arcillas [ohm]= 4.

Espesor neto (Net Pay)

Con la determinación de arcillosidad, porosidad y saturación de agua se estima un net pay; para ello se establecieron cutoffs de: arcillosidad (V_{cl})= 50%; porosidad efectiva ($PHIE$)= >6% y saturación de agua efectiva (S_{wi})= <65%. El espesor pagador (Fig. 7b) se usa en el diseño de punzados y fractura hidráulica.

Petrofacies

Para la caracterización del reservorio mediante la interpretación de petrofacies se utiliza un gráfico M vs N (Schlumberger 1972) obtenido a partir de los perfiles sónicos, densidad y neutrón. El gráfico permite interpretar las mismas a partir de las mezclas mineralógicas y también el efecto de gas y de porosidad secundaria (Fig. 8).

Petrofacies 1: Denominado intervalo de *wackas* porosas; caracterizado por importantes volúmenes de plagioclasas y bajos volúmenes de cuarzo; los mayores volúmenes de clorita y mínimos volumen de illita. Presenta las mejores porosidades y permeabilidades de toda la sección. Diferenciable en el registro GR, por su apariencia de arenisca medianamente limpia. Normalmente presenta la mejor saturación de hidrocarburos. La porosidad puede llegar a superar el 25% y la permeabilidad puede superar 0.1 mD. Los espesores asociados a esta petrofacies no superan los 4 metros.

Petrofacies 2: Denominado “areniscas glauconíticas”; el volumen de plagioclasa, en la mayor parte de los casos, supera el volumen de cuarzo y las ortoclasas por lo general no superan el 10%; tiene un volumen de arcillosidad del 30% y la proporción illita-clorita similar. La porosidad oscila entre 18 y 15%, mientras la permeabilidad se encuentra entre 0.01 y 0.06 mD. Registra saturaciones de hidrocarburos relevantes, pero siempre inferiores a la Petrofacies 1.

Petrofacies 3: Corresponde a una facies intermedia entre “arenisca glauconítica” y “limoarcillolita”; los volúmenes de cuarzo y plagioclasas son similares; prevalece mayor proporción de illita. La arcillosidad está entre 35 y 45% pero puntualmente puede ser mayor. Las porosidades van entre 12 y 14% aproximadamente y las permeabilidades observadas oscilan entre 0.015 y 0.075 mD. No se descarta la posibilidad de que algunos intervalos asociados a esta facies puedan estar saturados de hidrocarburo (en volúmenes inferiores a las dos primeras petrofacies).

Petrofacies 4: Niveles de “limoarcillolitas”; la presencia de plagioclasas, ortoclasas y cuarzo persiste en el sistema; la illita triplica en volumen la cantidad de clorita; La arcillosidad puede ser superior al 50%. Normalmente no están saturadas de hidrocarburo.

Petrofacies 5: Intervalos “arcillosos”. Con un volumen de arcillosidad que supera el 65%. No constituyen reservorio.

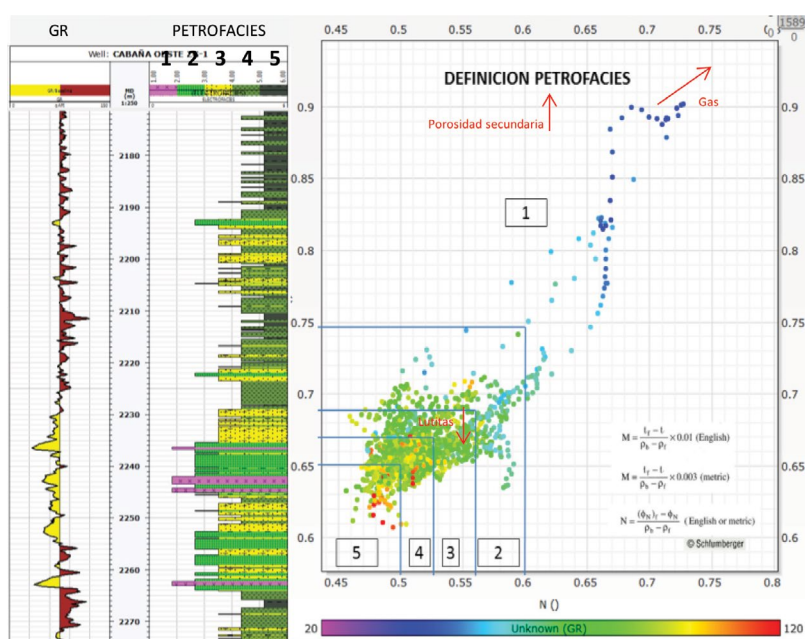


Figura 8. Gráfico de un pozo tipo con las líneas de corte que separan cada una de las cinco petrofacies.

Preliminarmente la Petrofacies 1 corresponde a la facies de wacka porosa (Wp); mientras que la Petrofacies 2 corresponde posiblemente con la facies de *wackas* bioturbadas (Wb). Sin embargo, continúan los análisis que permitirán establecer una mejor correlación roca-perfil.

GEOFÍSICA Y CARACTERIZACIÓN ESTRUCTURAL

Interpretación sísmica

El estudio estructural se inició con la identificación de los horizontes sísmicos que representan el techo y base del “reservorio zona glauconítica”; utilizando sismogramas sintéticos para definir el carácter y tiempo sísmico de los markers geológicos y su correlación con los reflectores principales en la sísmica. La mejor correlación con los sismogramas sintéticos ocurre cuando la sísmica se invierte en polaridad, de lo anterior, se interpreta que la sísmica está rotada en 180 °, con respecto a la polaridad original de la adquisición y proceso sísmico. Además, con el propósito de obtener mejor continuidad de los eventos sísmicos, se elevó el espectro de frecuencias del dato sísmico mediante la aplicación del postproceso “segunda derivada”, pudiéndose diferenciar las fallas de mayor rechazo vertical. Sin embargo, la estructura muestra sutiles fallas de alto ángulo y pocorechazo, como lo muestra la Fig. 9.

Modelo estructural

La estructura general a nivel del “reservorio zona glauconítica” está formada por un leve monoclinal con buzamiento de 2° hacia el suroeste (Fig. 9), con diferencias de cota de 250 metros entre la zona noreste y suroeste.

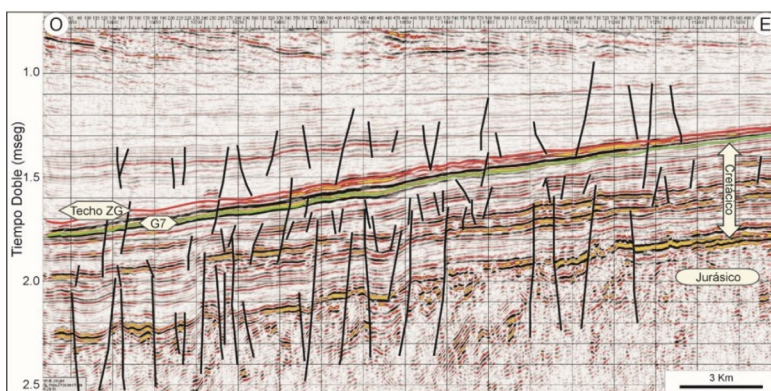


Figura 9. Sección sísmica O-E mostrando fallas (trazos negros) y horizontes interpretados: G7 (base del Terciario en verde) y techo de la zona glauconítica (Techo ZG en rojo). Ubicación de la sección en Fig. 11.

Para la interpretación del sistema de fallas poligonales (SFP), se analizaron las distintas respuestas de atributos sísmicos del tipo estructural, referidos al horizonte objetivo; como ser sweetness y dip illumination entre otros (Fig. 10).

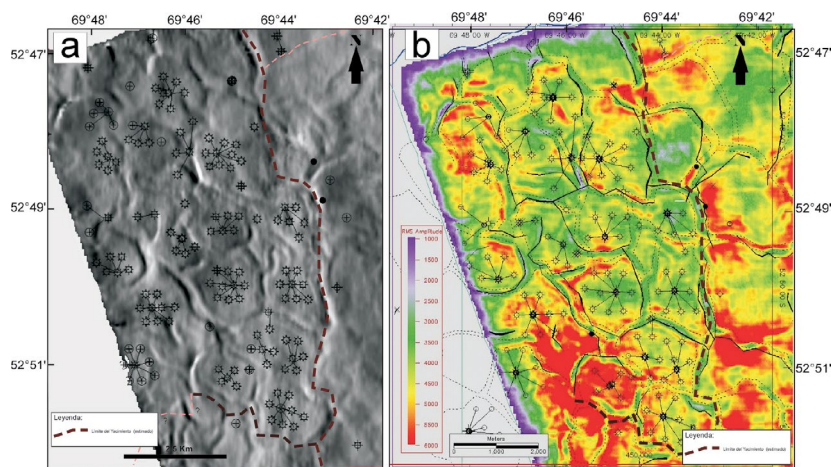


Figura 10. Mapas de atributos sísmicos mostrando el SFP a nivel del Yacimiento ZG Cabaña. a. Dip illumination; b. Amplitud RMS.

Además se generaron mapas de “atributos de horizonte”; por ejemplo amplitudes restringidas a una ventana de tiempo de 20 ms hacia arriba y 30 ms hacia abajo del horizonte “ZG_INF-1”, de los cuales el más utilizado es la amplitud RMS (Fig. 10). En el área de estudio el mayor valor de las amplitudes es de ~14000, las mejores zonas de producción de gas presentan valores de 4000. Los mapas de “atributos de horizonte” también muestran variaciones, mostrando lineamientos que corresponden con valores de baja amplitud; estos se interpretan como fallas normales distribuidas de manera geométrica, que al unirse delimitan un área poligonal de entre 1.0 km² hasta 1.5 km² de superficie.

La Fig. 11 muestra el mapa en profundidad que integra la interpretación de fallas normales a partir de líneas sísmicas y el SFP a partir de los atributos.

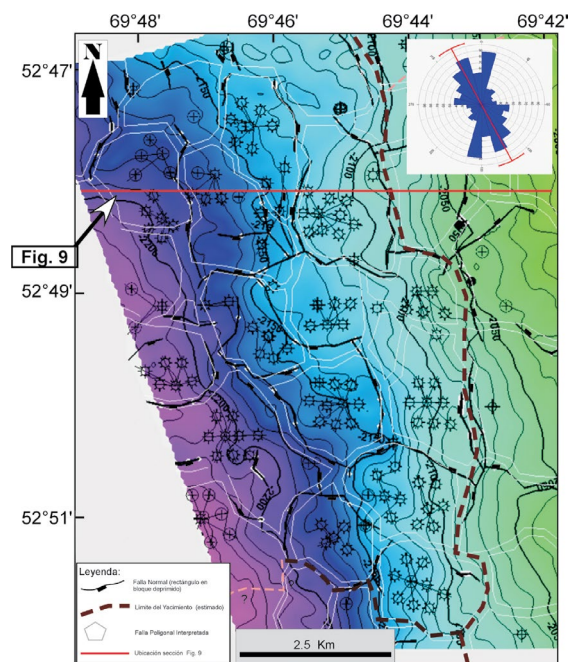


Figura 11. Mapa isobático a nivel del Yacimiento ZG Cabaña; mostrando curvas de nivel en metros, las fallas normales interpretadas y el SFP. Roseta muestra las direcciones preferenciales de las fallas interpretadas.

Las fallas normales presentan principalmente rumbo N 28° O y N 3° E y exhiben rechazos verticales de hasta 45 metros, medidos con registros eléctricos en pozos; siendo el promedio del rechazo vertical de 5 metros, por debajo de la resolución de la sísmica, de 35 metros. Lo anterior, justifica el uso de atributos sísmicos para la interpretación de fallas del SFP.

RESULTADOS DEL MONITOREO MICROSISMICO

Estudios de registros de imágenes y sónicos realizados por Carpinelli *et al.* (2013), mostraron carencia de anisotropía de estrés horizontal y concluyen que, debido a la variabilidad en las orientaciones de las fracturas interpretadas a partir de los registros de imágenes, la dirección de propagación de las fracturas hidráulicas podría no tener una orientación preferente. Debido a lo anterior, se realizó una campaña de monitoreo microsísmico en ocho pozos del área (Fig. 12).

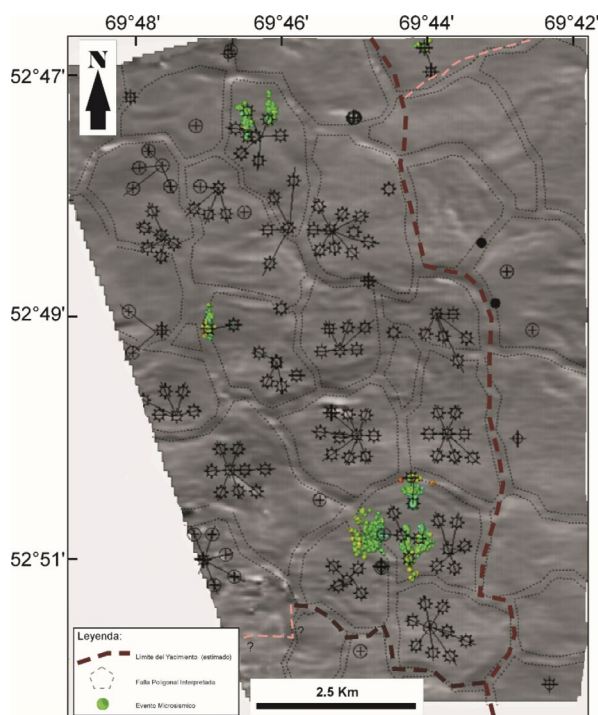


Figura 12. Mapa de atributo dip illumination con pozos perforados y resultado del monitoreo microsísmico (eventos en verde). Superpuesto se muestra la interpretación de SFP.

El análisis de los resultados permite postular que: 1) La dirección preferencial de propagación de las fracturas hidráulicas se encuentra entre el rumbo N 10° W y N 10° E, por tanto el esfuerzo horizontal máximo tiene orientación aproximada Norte-Sur; 2) La presencia de fallas poligonales en o cerca de la trayectoria de los pozos afecta la dirección de propagación de las fracturas hidráulicas, haciendo que las fracturas se propaguen paralelas a los planos de fallas poligonales; 3) Las fracturas hidráulicas no atraviesan los sistemas de fallas poligonales; 4) La geometría de las

fracturas monitoreadas presentan una altura promedio de 88 m y una longitud promedio de 471 metros (Santivañez *et al.* 2014, 2015; Grob y Maxwell 2015).

Carpinelli *et al.* (2015) tomaron en cuenta el resultado del monitoreo microsísmico para la simulación conceptual inicial del reservorio y el posterior espaciamiento (450 m) y ubicación de los pozos de desarrollo que está siendo aplicado actualmente. El plan de perforación considera la perforación de al menos un pozo vertical central (en el polígono) y seis pozos “satélites” desviados con bajo ángulo ($<17^\circ$) con perforación en PAD. Debido a que la producción de los pozos es recolectada en un PAD de producción, no es posible individualizar sus características productivas. Los análisis del reservorio se realizan a partir de datos de producción de algunos pozos individuales, datos de flowback y con datos estimados a partir de promedios.

GEOMECÁNICA DE RESERVORIO

Britt *et al.* (2016) publicó los análisis geomecánicos en muestras de testigos del área de estudio, concluyendo que “debido a que las rocas del Yacimiento ZG contienen un elevado Módulo de Young (promedio 5.48×10^6 psi), baja Relación de Poisson (promedio 0.05) y suficiente contenido de silicatos y arcillas no expansivas, el intervalo de interés posee las condiciones para la estimulación hidráulica”.

Aun cuando, los resultados de ensayos sónicos de laboratorio no se correspondieron con las lecturas de los registros sónicos dipolar de pozo a las mismas profundidades, en base a los resultados del monitoreo microsísmico y mediante un análisis petrofísico preliminar se adaptó una metodología para la estimación de las propiedades geomecánicas básicas en la zona glauconítica (Fig. 13).

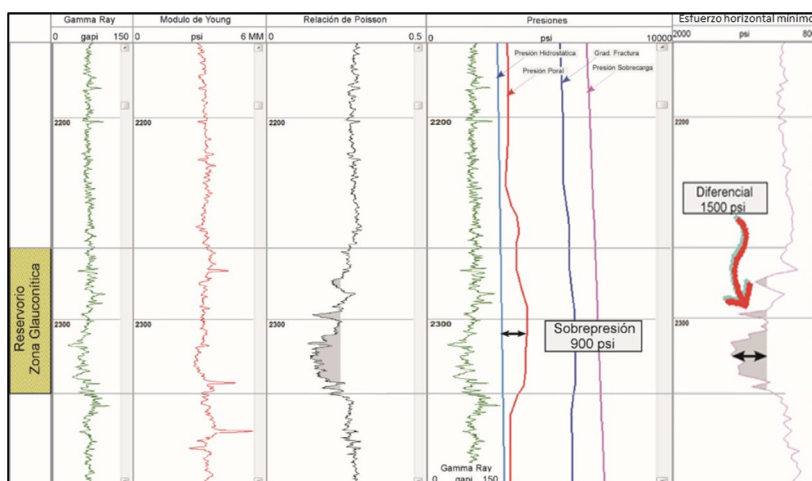


Figura 13. Curvas de *gamma ray*, Módulo de Young, Relación de Poisson y presiones estimadas para un pozo del área de estudio; mostrando espesor frágil (gris), valor de corte de 0.25 de relación de Poisson. El contraste entre curva de presión hidrostática vs presión poral denota la zona de sobrepresión de 900 psi.

Para la determinación del espesor de la zona frágil del reservorio, se utiliza el parámetro elástico de la Relación de Poisson (RP). Esta metodología aplicada corresponde a una modificación del análisis propuesto por Rickman *et al.* (2008), ajustado al área de estudio, donde se adopta un valor de corte <0.25 . Se decide utilizar RP, debido a su lectura característicamente menor en el intervalo reservorio (Fig. 13). También se realizaron análisis con el Módulo de Young; sin embargo, este último se ha presentado relativamente uniforme y con pocas variaciones diagnósticas (Fig. 13).

La Fig. 14a muestra la distribución del espesor de zona frágil en el Yacimiento ZG Cabaña, calculado a partir del análisis de RP. Se observa que hacia el noreste, fuera del Yacimiento, se presentan valores menores a 5 metros. En contraste al oeste-suroeste, se observan mayores espesores de zona frágil alcanzando los 24 metros, con la excepción de la anomalía de bajo espesor observada en la parte centro-norte.

Presiones porales

Las presiones porales fueron estimadas usando la Ecuación de Eaton (Eaton 1975) la cual considera el análisis de los perfiles sónico compresivo, resistividad, densidad y los parámetros de perforación. Si bien la presión poral estimada cambia en función de la profundidad dentro del Yacimiento, el promedio es 3900 psi a 2300 metros, con sobrepresiones promedio de 800 psi (Fig. 14b). El techo de la zona sobrepresionada es aproximadamente coincidente con el techo del “reservorio zona glauconítica” (Fig. 13). El gradiente de fractura promedio en el reservorio es de 0.8 psi/pie.

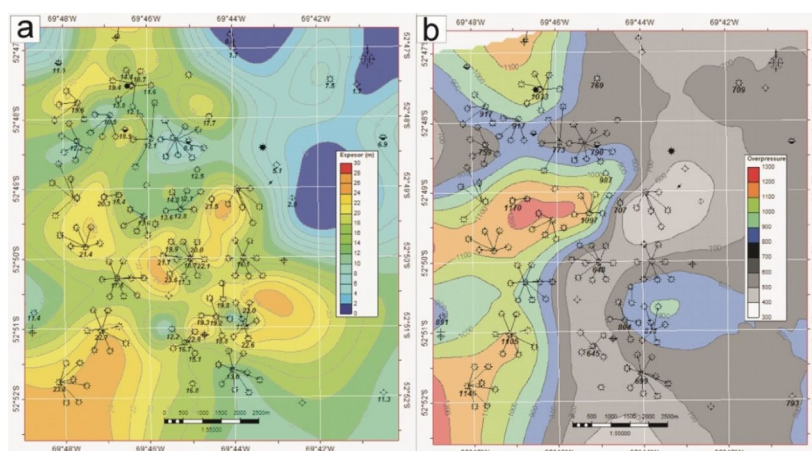


Figura 14a. Mapa de tendencia de espesor de zona frágil en el área de estudio, calculado a partir del parámetro Relación de Poisson. Se muestra la ubicación geográfica de los pozos perforados y el diseño en PAD; 14b. Mapa de tendencia de la sobrepresión en el área de estudio.

Parámetros geomecánicos para el diseño de la fractura hidráulica

A fin de estimular el reservorio, la fractura hidráulica es diseñada a partir de dos parámetros geomecánicos: la Relación de Poisson y el Módulo de Young. Estos datos son utilizados para calcular el esfuerzo horizontal mínimo (EHm), obtenido mediante la ecuación propuesta por Molaghab *et al.* (2017).

Las rocas frágiles en el reservorio se encuentran limitadas en su base y techo por rocas altamente dúctiles ($RP > 0.30$). Este contraste geomecánico (Fig. 13) permite tener una primera apreciación de la posible altura de la fractura. Junto a la curva del EHm se estima un valor de corte de presión que no supere los límites del reservorio (techo y base). En el ejemplo de la Fig. 13 (esfuerzo horizontal mínimo), el valor de corte genera una diferencial de 1500 psi. Este valor representa la máxima presión neta operacional, límite que no debe ser superado, a fin de que la fractura quede contenida en el reservorio. En el área, la presión neta operacional varía entre 200 y 600 psi.

PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO ZONA GLAUCONÍTICA CABAÑA – BLOQUE ARENAL

Características Básicas

El hidrocarburo en el área de desarrollo consiste en gas húmedo con una Relación Gas Condensado (RGC) que varía entre $25000 \text{ sm}^3/\text{m}^3$ y $5000 \text{ sm}^3/\text{m}^3$. La Fig. 15a muestra la tendencia de la RGC en el área del Yacimiento, mostrando un aumento de la misma hacia el noroeste e incremento de líquidos (condensado) en dirección sureste. La gravedad específica del gas varía entre 0.62-0.7, el condensado presente tiene un rango de °API de 50 a 60 y la temperatura está entre 210-235 °F.

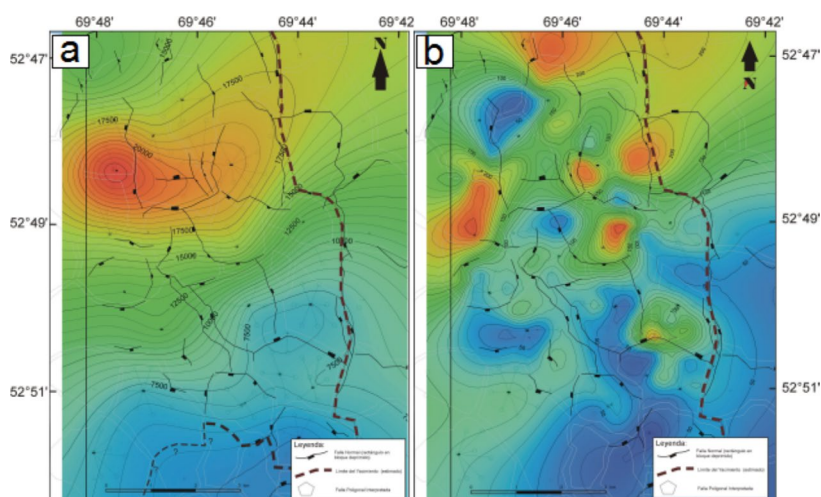


Figura 15a. Mapa de Relación Gas Condensado; 15b. Mapa de tendencia de factor $xf \cdot k^{0.5}$ (Índice de Productividad/Eficiencia de la Completación) en el Yacimiento ZG Cabaña del Bloque Arenal.

La producción inicial de los pozos del Yacimiento varía entre 20 Mm³/d y 100 Mm³/d con presiones iniciales de tubing de 1800 a 2400 psi. Análisis estadísticos para los primeros 180 días de producción muestran tres familias de pozos; los pozos con mejor desempeño productivo inician con caudales de gas por encima de 100 Mm³/d y presentan una caudal promedio de 61 Mm³/d, otros pozos con caudales medios de 45 Mm³/d y finalmente bajos, de 20 Mm³/d en promedio.

Se realizan mediciones de presión durante las Pruebas de Inyección para el Diagnóstico de la Fractura (DFIT), flowback y cierre de fractura. En la Fig. 16 se presenta un gráfico con las medidas de presión adquiridas en los pozos. Se observa que las presiones de fracturas bordean los 5000-5500 psi; se estima el gradiente de presión entre 0.56-0.57 psi/pie y presión del Yacimiento ~4000 psi.

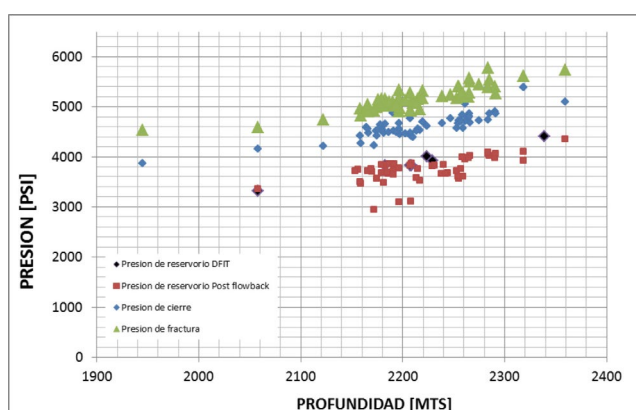


Figura 16. Gráfica de presiones vs profundidad, medidas durante las operaciones en los pozos.

Etapas productiva

La identificación de las zonas con mejor potencial productivo se realiza mediante un ranking que considera los caudales normalizados por presiones (Anderson *et al.* 2017). El índice de productividad inicial ($Q_{gas}/\Delta P$) para flujo transiente oscila entre 43 y 137 con un promedio de 84.3 m³/d-psi. Un estudio más detallado del comportamiento productivo de los pozos se realiza a través de análisis de presión transiente (RPTA); lo que permite obtener la longitud efectiva de la fractura, efectividad de la completación, generar pronósticos, calcular Estimated Ultimate Recovery (EUR) y también el factor $x_f^2 k^{0.5}$, que es considerado para evaluar la capacidad productiva de la zona y la efectividad del tratamiento de estimulación hidráulica (Fig. 15b). Otro parámetro utilizado para estimar tendencias productivas es el Índice de Productividad durante los primeros 90 días de producción (IP90).

Como se puede apreciar en la Fig. 17, la tendencia general es que hacia la zona noroeste los índices presentan un valor mayor. Esta tendencia ha aportado información para establecer el orden de explotación del Yacimiento.

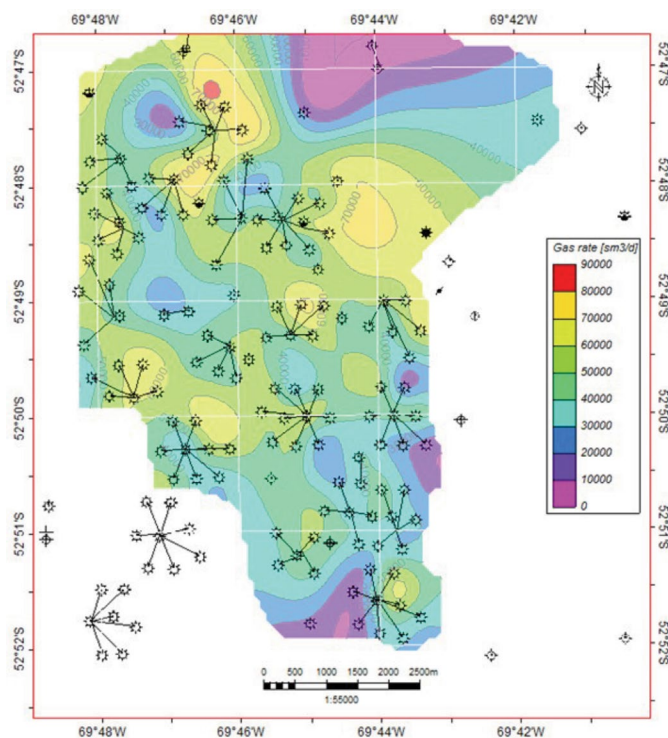


Figura 17. Mapa de IP 90 en el Yacimiento ZG Cabaña del Bloque Arenal.

Factores que controlan el rendimiento productivo

El factor $xf^*k^{0.5}$ calculado (Fig. 15b) muestra una disminución en dirección sur, donde se observan caudales menores de producción de gas, inclusive para permeabilidades de DFIT “altas”. Tomando en cuenta que, la riqueza en líquidos del gas aumenta en la misma dirección, es posible que lo anterior sea debido a los efectos de flujo multifásico tanto en la fractura como en el reservorio lo cual tiene un impacto negativo en el rendimiento del pozo (Smith *et al.* 2004; Cipolla *et al.* 2008). El gráfico de la Fig. 18 muestra el factor $xf^*k^{0.5}$ vs la RGC para pozos del área.

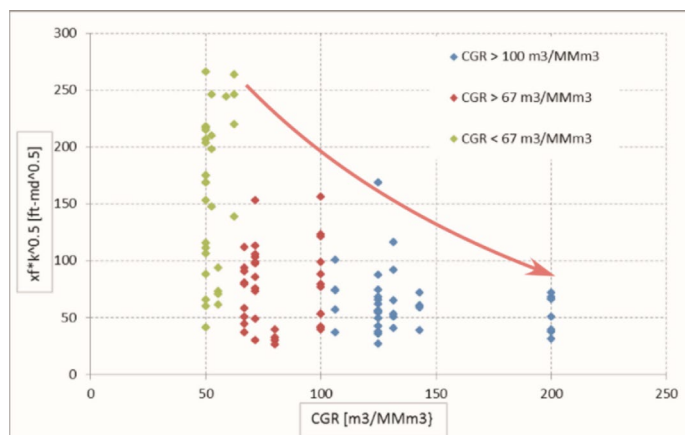


Figura 18. Gráfico factor $xf^*k^{0.5}$ vs RGC para pozos del área.

del área, donde para valores bajos de RGC ($<67\text{m}^3/\text{MMm}^3$) el factor $xf^*k^{0.5}$ alcanza valores elevados (250) mientras que a medida que se eleva la riqueza en líquidos, el factor $xf^*k^{0.5}$ disminuye.

Completación – Estimulación

Los pozos del Yacimiento ZG Cabaña del Bloque Arenal son terminados con un casing de producción de 5 1/2" N-80 y punzados con cañones convencionales. Debido a que el reservorio tiene poco espesor neto y que las condiciones económicas y operacionales así lo recomiendan, el campo ha sido desarrollado perforando pozos verticales y de bajo ángulo, estimulados con una sola fractura.

Un total de 150 tratamientos de estimulación hidráulica masiva se han realizado en los pozos del área de estudio. Los diseños de fractura hidráulica más utilizados son: agua tratada (54%) e híbridos a base de agua tratada y gel lineal (42%). El volumen promedio de fluido utilizado para el tratamiento (tubingless) es de 11000 barriles y 500000 libras de propante (malla 40/70 y 20/40) y un caudal de bombeo de 50 bpm.

En el período de flowback la producción de gas comienza a manifestarse cuando el agua de fractura devuelta a la superficie alcanza entre el 10 y 15%. Esto ocurre, en promedio, al cuarto o quinto día de iniciada la prueba. Finalizado el período de flowback, el pozo queda en producción con una columna de coiled tubing de 1.75" de diámetro externo.

Estimaciones de EUR

A partir de la producción acumulada y la tendencia de los últimos 30-40 días de los 120 pozos productores en el Yacimiento (marzo 2018) se elabora el gráfico de proyección de producción acumulada (Fig. 19), a partir del cual se puede estimar un valor de EUR para un pozo tipo del área de estudio.

Además del análisis anterior, también se realizan análisis de curvas tipo a través de metodologías de Balance de Materia fluyendo y la superposición del tiempo, siguiendo estudios realizados por Doublet y Blasingame (1996) y con la ayuda de un software especializado. También se trabajaron una serie de modelos analíticos basados en las propiedades del fluido del reservorio, la permeabilidad/porosidad de la roca, el ajuste de la historia de producción y el flujo transiente; los cuales generan pronósticos, estiman EUR y entregan información para el desarrollo de los programas de fractura.

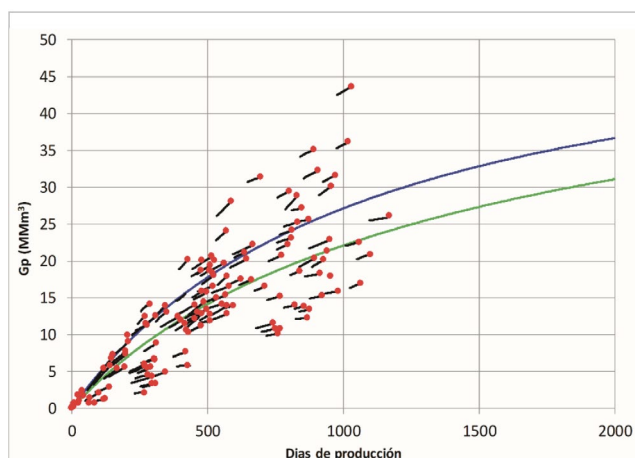


Figura 19. Gráfico de tendencia de producción acumulada por pozo y las curvas de tendencia promedio (verde) y la curva de comportamiento superior (azul), a partir de las cuales se estima el EUR.

CONCLUSIONES

El potencial productivo que exploradores visionarios de los años cincuenta habían advertido ha sido corroborado a partir del desarrollo del Yacimiento ZG Cabaña, con el uso de tecnologías modernas de explotación de reservorios no convencionales.

Las rocas que conforman el reservorio están representadas por *wackas* finas a muy finas (W) y pelitas (F) depositadas en un ambiente de plataforma externa. Dentro de la sucesión destacan las *wackas* con ~20% de porosidad secundaria por disolución y permeabilidades mayores a 0.1 mD. Las otras *wackas* tienen porosidades promedio entre 14% y 17% y permeabilidades menores a 0.1 mD. Todas las facies cuentan con una composición mineralógica óptima para la estimulación hidráulica.

En principio hay una buena correlación entre las facies sedimentarias descritas y las petrofacies interpretadas a partir de registros eléctricos. La Petrofacies 1, de mejores propiedades petrofísicas, es coincidente a la facies Wp. Las petrofacies 2 y 3, corresponderían a las facies W(b) y Wt(b). Se interpreta un espesor de netpay que varía entre 14 y 28 metros, para un espesor total promedio de 50 metros de reservorio.

El SFP fue interpretado a partir de atributos sísmicos y se está tomando en cuenta para el diseño de la perforación de desarrollo en PAD's; en la actualidad se está analizando el impacto en la compartimentalización del Yacimiento.

La baja permeabilidad obliga a realizar fracturas hidráulicas masivas, para favorecer flujos comerciales de hidrocarburos en el reservorio.

Productivamente se observan dos unidades de flujo, una que impacta la vida temprana de la producción y que se correspondería a la facies Wp/Petrofacies 1 y que funciona como unidad principal. Posteriormente el flujo es dominado por las unidades de menor calidad petrofísica W(b)

y Wt(b)/petrofacies 2 y 3, las cuales por su mayor espesor dominan el aporte de hidrocarburos, a pesar de las mejores características productivas y de saturación de la facies Wp.

Los datos productivos muestran diferencias en distribución de los fluidos (condensado) en el Yacimiento. El aumento en la producción de condensado se correlaciona con la disminución en los caudales de producción de gas.

Actualmente los análisis llevados adelante en la Cuenca de Magallanes, permiten inferir que la extensión del *play* zona glauconítica es mucho mayor que la presente área de desarrollo del Yacimiento ZG Cabaña. Por lo tanto, la metodología desarrollada, tendrá su aplicabilidad inmediata en los proyectos exploratorios en curso.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Gerencia de Exploraciones de ENAP por permitir la publicación de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Anderson, D., D. Loughheed & R. Khaksarfard, 2017, "Does flowing pressure matter? A statistical study", SPE/AAPG/SEG, Unconventional Resources Technology Conference, paper URTEC-26711558, 15 p.
- Ávalos, R., 1963, "Markers eléctricos en el Distrito Springhill", Archivo Pedrals Kardex de ENAP (inédito), 11p.
- Bardon, C. & B. Pied, 1969, "Formation water saturation in shaly sands", 10th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, Paper Z, 19 p., Houston, EEUU.
- Barwick, J.S., 1952, "A progress report on the study of prospects for tertiary oil and gas production in the Springhill Sand District", Archivo Técnico de ENAP Magallanes (inédito), 17 p.
- Benítez, J., 1956, "Manifestaciones de hidrocarburos en los estratos del Terciario del Distrito Springhill", Archivo Técnico de ENAP Magallanes (inédito), 13 p.
- Britt, L.K., G. Otzen, M. Guzman, G. Kusanovic, G. Alqatran & S. Dunn-Norman, 2016, "Hydraulic fracturing of a clay rich formation in southern Chile: The challenges & successes", SPE-181808-MS, SPE Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference, 34 p., Beijing, China.
- Carpinelli, A., A. Saá, J.P. Radic, J.M. Valderrama & E. Zurita, 2013, "Propuestas de pozo 2013-2014", Archivo Técnico de ENAP (inédito), 157 p.
- Carpinelli, A., A. Saá, E. Zurita, J.M. Valderrama, J.P. Radic, L. Soto, R. Zapata & T. Gschaider, 2015, "Propuesta de desarrollo y extensión de la zona glauconítica desde locaciones multi-pozo, Bloque Arenal", Archivo Técnico de ENAP (inédito), 91 p.
- Cipolla, C.L., E. Lolon & M.J. Mayerhofer, 2008, "Resolving created, propped and effective hydraulic fracture length", International Petroleum Technology Conference, paper 12147, 15 p.

- Di Biase, F., 1979, "Distribución de lavas andesíticas en la base de la zona glauconítica", Archivo Técnico de ENAP Magallanes (inédito), 9 p.
- Dott, R.H., 1964, "Wacke, graywacke and matrix – What approach to immature sandstone classification?", *Journal of Sedimentary Petrology*, 34, 7 p.
- Doublet, L.E. & T.A. Blasingame, 1996, "Evaluation of injection well performance using decline type curves", Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, paper SPE 35205, Midland, EEUU.
- Draper, G. & G. Yanni, 1987, "Diccionario de términos geológicos inglés/español-español/inglés", Latin American and Caribbean Center, Dialogue 85, 97 p., Miami, EEUU.
- Eaton, B., 1975, "The equation for geopressured prediction from well logs", Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE 5544, 11 p.
- Gallardo, A., 1958, "Estudio regional de sub-superficie sobre la zona glauconítica, su distribución y sus posibilidades de acumulación de hidrocarburos", Archivo Técnico de ENAP Magallanes (inédito), 7 p.
- Grob, M. & S. Maxwell, 2015, "ENAP Cabaña Oeste ZG-1, geomechanical modeling of hydraulic fracture growth", Archivo Técnico de ENAP (inédito), 56 p.
- Hauser, A., 1964, "La zona glauconítica en la Plataforma Springhill, Magallanes, Chile", Universidad de Chile, Tesis para optar al Título de Geólogo, 266 p., Santiago de Chile.
- Herrero, C., P. Mella, A. Saá, A. Carpinelli & E. Zurita, 2012, "Resumen de trabajo, presentación de ubicaciones exploratorias para zona glauconítica, bloques Dorado-Riquelme y Arenal", Archivo Técnico de ENAP Magallanes (inédito), p. 86-93.
- Holditch, S.A., 2006, "Tight gas sands", *Journal of Petroleum Technology*, p. 84-90.
- Martínez, A., 2018, "Síntesis petrográfica", en A. Martínez, E. Cabello, & M.L. Rodríguez (eds.), *Sondeos Cabaña Oeste ZG-1, Cabaña Sur ZG-1, Cabaña Norte ZG-2. Muestras de coronas, reservorio zona glauconítica. Estudio petrográfico, diagenético, mineralógico, de MEB y petrofísico, LCV*, p. 7-11, Buenos Aires.
- Mohr, C., 1945, "Columna estratigráfica Pozo Manantiales-1", Archivo Técnico de ENAP Magallanes (inédito), Carpeta de Pozo Manantiales-1, 1 p.
- Molaghab, A., M.H. Taherynia, S.M. Fatemi & A. Fahimi-far, 2017, "Determination of minimum and maximum stress profiles using wellbore failure evidences: a case study - a deep oil well in the southwest of Iran", *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, Volume 7, Issue 3, p 707-715.
- Mpodozis, C., P. Mella, & D. Padva, 2011, "Estratigrafía y megasecuencias sedimentarias en la Cuenca Austral - Magallanes, Argentina y Chile", VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio Cuencas Argentinas, IAPG, p. 97-137, Mar del Plata, Argentina.
- Natland, M.L., E. González, A. Cañón & M. Ernst, 1974, "A system of stages for correlation of Magallanes Basin sediments", *Geological Society of America, Memoir* 139, 126 p.
- Rickman, R., M. Mullen, E. Petre, B. Grieser & D. Kundert, 2008, "A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett Shale", Society of Petroleum Engineers of ATCE, SPE 115258, 10 p.
- Rodríguez, M.L., P. Clark, L. Soave & E. Cabello, 2014a, "Sondeo Arenal Oeste-1 (1a CCC), Formación zona glauconítica. Estudio sedimentológico, petrofísico, petrográfico, diagenético, mineralógico y de microscopía electrónica de barrido", LCV, 40 p., Buenos Aires.

- Rodríguez, M.L., P. Clark, L. Soave & E. Cabello, 2014b, "Sondeo Lircay-1 (1a CCC). Formación zona glauconítica. Estudio sedimentológico, petrofísico, petrográfico, diagenético, mineralógico y de microscopía electrónica de barrido", LCV, 71 p., Buenos Aires.
- Rodríguez, M.L., P. Clark, L. Soave & E. Cabello, 2014c, "Sondeo Cabaña Norte-1 (1a y 2a CCC). Formación zona glauconítica. Estudio sedimentológico, petrofísico, petrográfico, diagenético, mineralógico y de microscopía electrónica de barrido", LCV, 60 p., Buenos Aires.
- Sánchez, J., A. González, J.M. Valderrama, T. Gschaidner, M. Ahumada & N.D. Canessa, 2017, "Modelo geológico del sector "Araucano Norte" - reservorio zona glauconítica, Bloque Arenal, Isla de Tierra del Fuego, Chile", Archivo Técnico de ENAP (inédito), 83 p.
- Santivañez, R., R. Downie & A. Kazantzev, 2014, "StimMAPevaluationreport Cabaña Norte Field, Tierra del Fuego, Chile", Schlumberger para Archivo Técnico de ENAP Magallanes (inédito), 34 p.
- Santivañez, R., J. Sales, G. Brunini & M. Galaguza, 2015, "StimMAPevaluationreport Cabaña Sur Field, Tierra del Fuego, Chile", Schlumberger para Archivo Técnico de ENAP Magallanes (inédito), 49 p.
- Schlumberger, 1972, "Log interpretation. Vol. I - Principles", Schlumberger Limited, New York.
- Smith, M.B., A. Bale, L.K. Britt, L.E. Cunningham, J.R. Jones, H.H. Klein & R.P. Wiley, 2004, "An investigation of non-Darcy flow effects on hydraulic fractured oil and gas well performance", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, paper SPE 90864, 14 p.
- Trejo, S. & A. Chávez, 2010, "¿Por qué analizar la base de la zona glauconítica en el extremo sur-oeste de Arenal?", ENAP Magallanes (inédito), archivo digital.
- Zurita, E., A. Carpinelli, S. Trejo & A. Saá, 2013, "Gas resource potential from Maastrichtian-Eocene reservoir in Magallanes Basin, Chile", AAPG International Conference & Exhibition, AAPG Search and Discovery Article #90166, Cartagena, Colombia.



**10° CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**

**Energía y Sociedad
aliados inseparables
Mendoza 2018**