



Estrategia de desarrollo del yacimiento El Cerrito Norte, Cuenca Austral, Argentina

Por Raúl Gutiérrez, Denise Gabin, Federico Fernández, Martín Mallea, Mauricio Rosato y Martín Cevallos (CGC)

Este trabajo fue seleccionado en 2º lugar como el Mejor Trabajo Técnico-Premio "Lic. Eduardo Barreiro" en el 8º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG, realizado en noviembre de 2023 en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Se presenta el plan de delineación y desarrollo que trazó CGC para definir los límites y recursos del yacimiento, con el fin de poder diseñar y optimizar las instalaciones de producción del campo y su conexión a la red de producción del bloque.

El área de estudio se encuentra ubicada en el sector oeste de la provincia de Santa Cruz a unos 200 km al noroeste de la ciudad de Río Gallegos (Figura 1). El Bloque Campo Indio Este-El Cerrito (Distrito I) posee un área de 649 km² y cuenta con cinco campos productivos: El Campamento, El Cerrito, El Cerrito Norte, El Cerrito Oeste y El Puma.

El Yacimiento El Cerrito Norte fue descubierto por CGC (Compañía General de Combustibles) en abril de 2021. Este descubrimiento forma parte de la estrategia que la compañía viene realizando en el sector oeste de la cuenca, con la exploración y el desarrollo de reservorios *tight* y convencionales en las formaciones Magallanes inferior y Anita.

El miembro inferior de la formación Magallanes corresponde a una denominación informal de subsuelo, limitado a la base por la discordancia regional D3 (Intra-Maastrichtiana) y en su techo por la base de la zona carbonosa de la formación Río Turbio. Esta unidad se divide informalmente en cuatro ciclos que contienen los reservorios, numerados de techo a base como M0, M1, M2 y M3 (Cagnolatti y Miller, 2002; Jait *et al.*, 2018).

El ciclo de interés desarrollado en este trabajo corresponde a M3, productor en los yacimientos Puesto Peter, María Inés (Cagnolatti y Miller, 2002), El Cerrito Oeste y El Puma (Jait *et al.*, 2018), conformando al primer cuerpo de arenas depositados sobre la discordancia D3 (Figura 2). Paleoambientalmente este intervalo es interpretado como depósitos marinos someros (Cagnolatti y Miller, 1999; Ponce y Carmona, 2020), representando parte del relleno de antepaís de la Cuenca Austral (Saccavino *et al.*, 2005; Mpodozis *et al.*, 2011).

El pozo exploratorio CGC.SCA.ECN.x-1 (2021) comprobó la presencia de reservorio y de gas asociado a una anomalía de amplitud sísmica y respuesta de AVO Clase III con un ensayo de 81.840 m³/d de gas posfractura sin presencia de agua libre y una presión estática estimada de 120 kg/cm². Este descubrimiento representó un gran desafío para CGC por la ágil planificación en la delineación y desarrollo del yacimiento en paralelo con la definición de las instalaciones de superficie. Actualmente, el campo cuenta con diez pozos perforados: uno de exploración, tres de avanzada y seis de desarrollo.

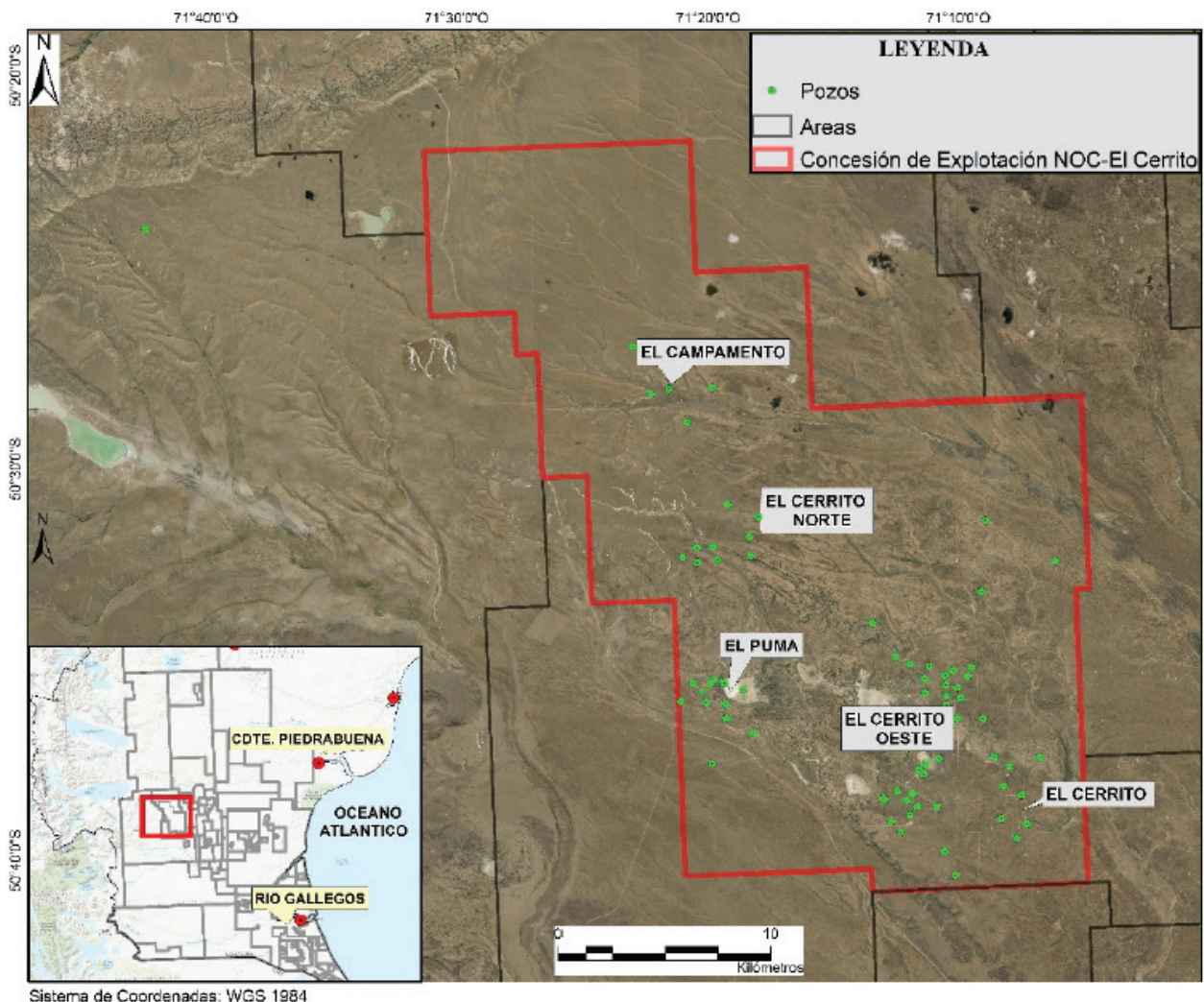


Figura 1. Mapa con la ubicación del área de estudio.

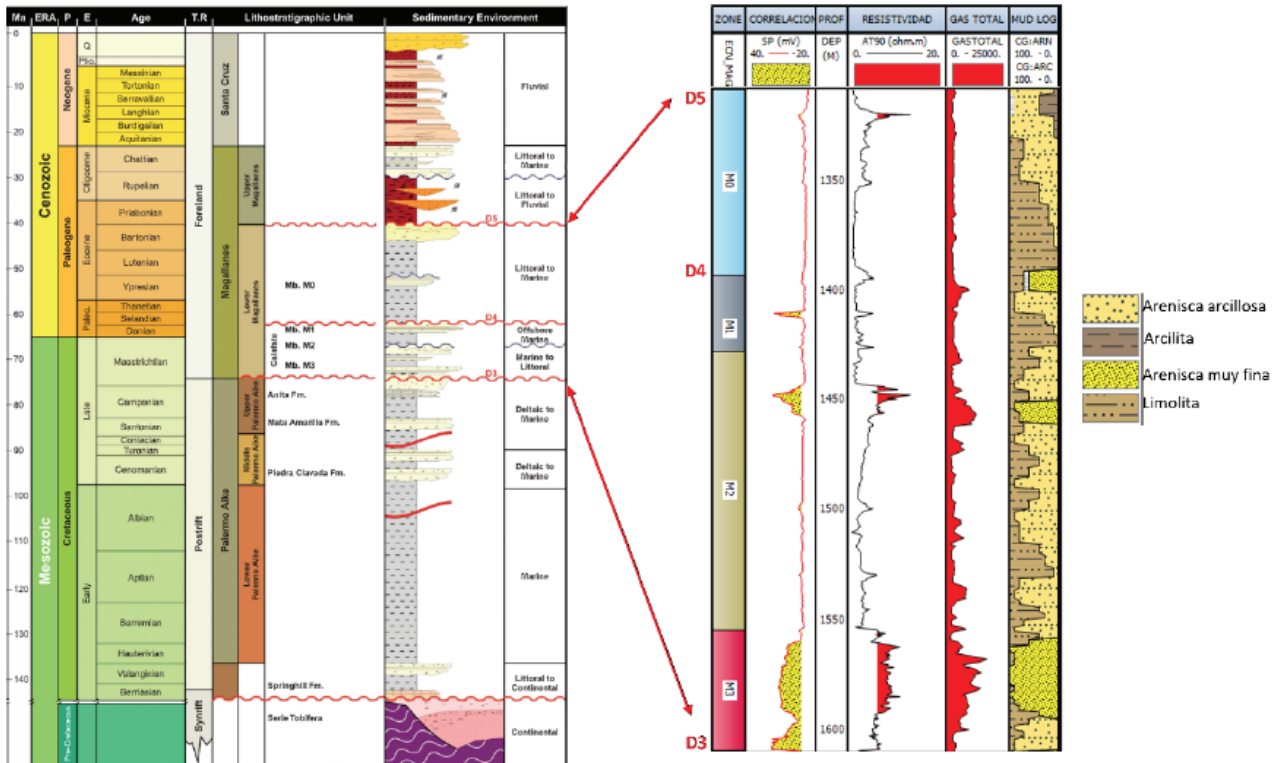


Figura 2. Columna estratigráfica representativa para el área de estudio. Modificado de Buatois et al., 2011. La imagen de la derecha corresponde al perfil eléctrico tipo en la zona del yacimiento El Cerrito Norte.

La volumetría actual estima un GOIS de 90 BCF y recursos de 140 BCF. El pozo tipo presenta un EUR de 2.58 BCF con un $Q_{gi} = 80.000 \text{ m}^3/\text{d}$. El plan de desarrollo para el resto del año incluye la perforación de ocho pozos de desarrollo y dos de delineación.

En términos de productividad, podemos dividir la acumulación en un sector Oeste donde el reservorio presenta características tipo *tight* y un sector Este donde se encontraron niveles con mejores condiciones petrofísicas que los caracterizan como reservorio tipo convencio-

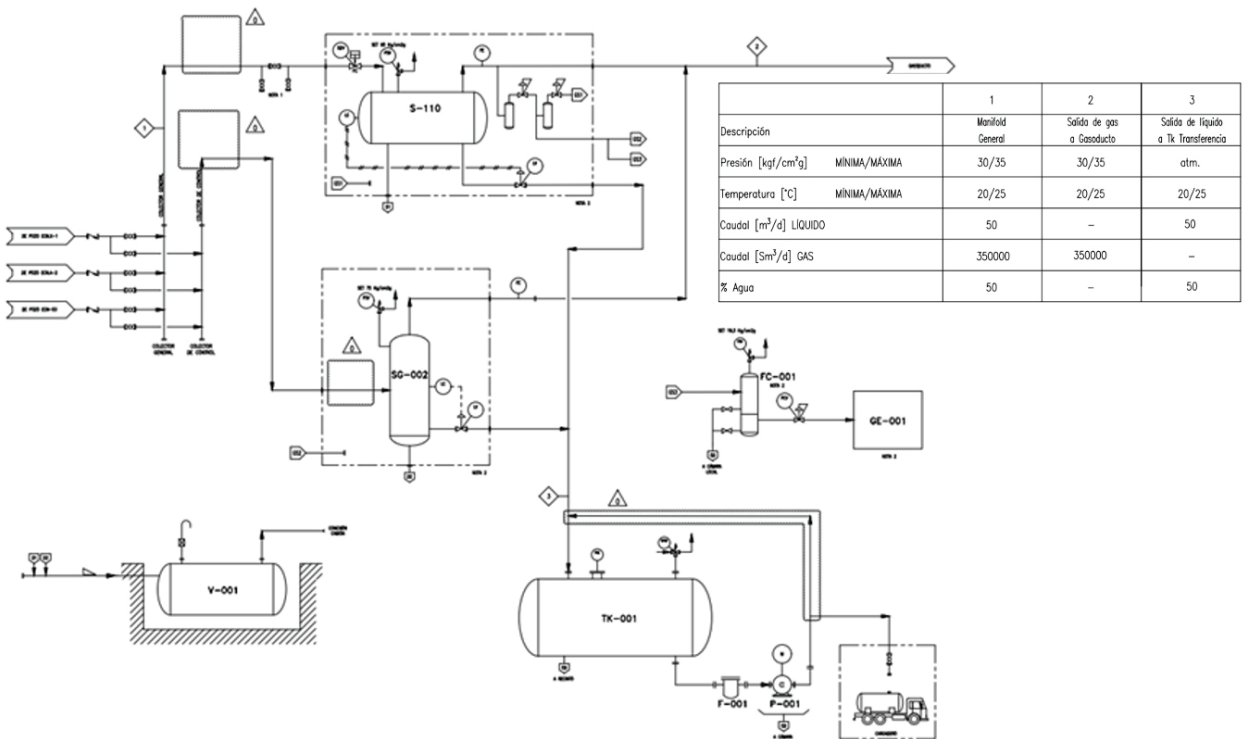


Figura 3. Diagrama de flujo correspondiente a la batería actual.

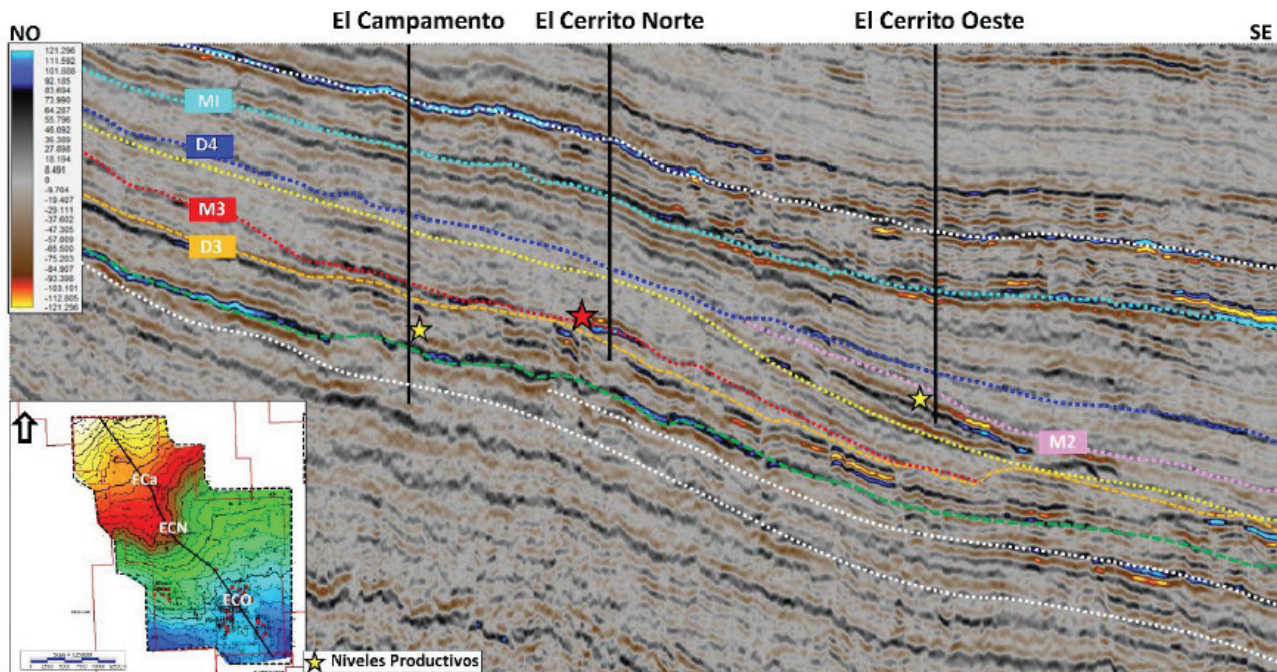


Figura 4. Sección sísmica regional NO-SE paralelo al sentido general de aporte hacia la cuenca. La estrella roja corresponde al intervalo productivo M3 en el yacimiento El Cerrito Norte.

nal. En otros campos de la cuenca ya han sido probadas variaciones en la calidad del reservorio, como el yacimiento Campo Indio.

Al día de la fecha el campo cuenta con una batería de separación primaria con capacidad para un millón de metros cúbicos día que junto con un gasoducto permite

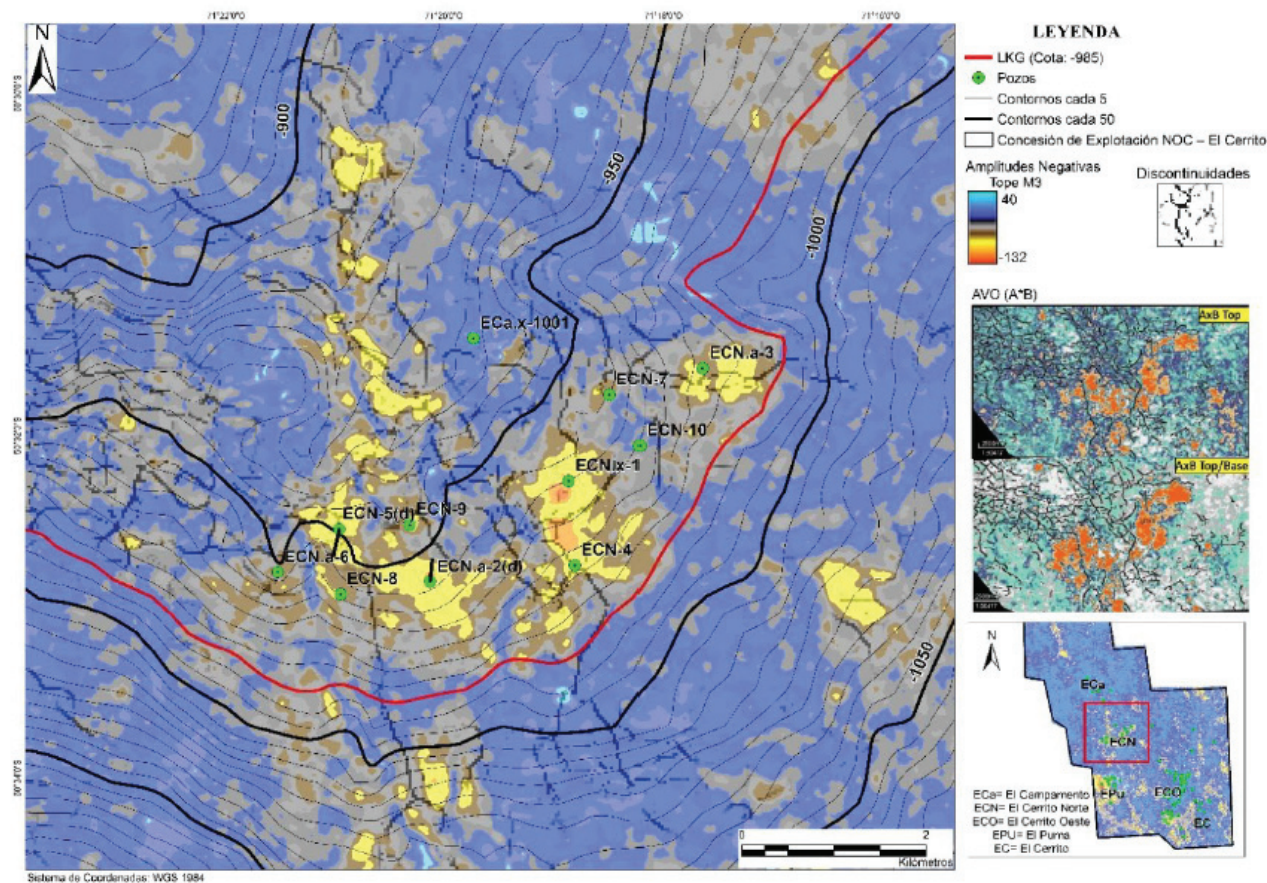


Figura 5. Izquierda: mapa de amplitudes negativas identificadas al techo de la secuencia M3. Derecha: efecto AVO (A*B), de extensión similar al mapa de amplitud.

captar la producción en alta presión y llegar a la planta de El Cerrito para ser puesto en especificación (Figura 3). Además, se espera que para el primer trimestre de 2024, la instalación de una planta de tratamiento con deshidratación y compresión que permitirá mejorar la captación con capacidad para dos millones de metros cúbicos día.

Este esquema de desarrollo llevó a tomar decisiones de manera ágil, entender las características del reservorio y su productividad al mismo tiempo en que se perforaban los pozos de delineación y avanzada.

Caracterización geofísica

La interpretación sísmica en detalle del intervalo correspondiente a la Formación Magallanes Inferior permitió definir un marco sismoestratigráfico compuesto por geometrías progradacionales de muy bajo ángulo (Figura 4), en el cual se identificaron anomalías de amplitud sísmica con respuesta de AVO Clase III, que se correlacionan con la presencia de niveles gasíferos y geometrías estratigráficas en las que puedan contener reservorios. Estos elementos, junto con el contexto geológico, han llevado en los últimos años al descubrimiento de varios campos en la cuenca (Jait *et al.*, 2018, Aimar *et al.*, 2018) y han influenciado fuertemente en las estrategias de delineación y desarrollo de estos.

En la zona de El Cerrito Norte se identifica una anomalía de amplitud sísmica y atributos AVO (A*B) (Figura 5), la cual posee conformancia estructural *downdip* siguiendo los contornos de la nariz estructural y una serie de fallas de bajo rechazo y traza. Estas observaciones dieron lugar a la definición del prospecto exploratorio

CGC.SCA.ECN.x-1, su posterior perforación y descubrimiento, junto con el plan de delimitación y desarrollo.

Reservorio productivo M3: características de la roca

Cagnolatti y Miller (2002), Saccavino *et al.* (2005), Ponce *et al.*, (2017), Aimar *et al.* y Jait *et al.*, (2018) realizaron descripciones detalladas sobre los niveles reservorios en la formación Magallanes Inferior. Para complementar la caracterización de la roca reservorio en el yacimiento el Cerrito Norte se extrajo una corona de 36,62 m en el pozo ECN-4 (1 km al sur del descubridor) abarcando la parte basal del nivel suprayacente M2 (8,6 m) y los primeros 28,02 m del reservorio M3. Se realizaron estudios sedimentológicos, petrográficos, diagenéticos, mineralógicos (difracción de rayos X, DRX), de microscopía electrónica (MEB), granulométrico, petrofísico e icnológicos.

El reservorio productivo (1560-1575 mbbp) está compuesto por areniscas finas a muy finas estratificadas y bioturbadas y areniscas arcillosas bioturbadas de aspecto masivo. Presentan valores de porosidad en condiciones estándar entre 22,40% y 29,50% y permeabilidad al gas entre 0,36 mD y 4,39 mD. La porosidad es principalmente intergranular compuesta por meso y microporos.

Petrográficamente corresponden a arenitas líticas por su abundancia en líticos alterados (Figura 6). Mineralógicamente está compuesto por 38-57% de cuarzo, 19-45% de feldespato potásico y entre 11-18% de arcillas. En la figura 7 sobre porosidad *versus* permeabilidad (en condiciones estándar) se resalta una buena correlación general de todas las muestras. El análisis granulométrico realiza-

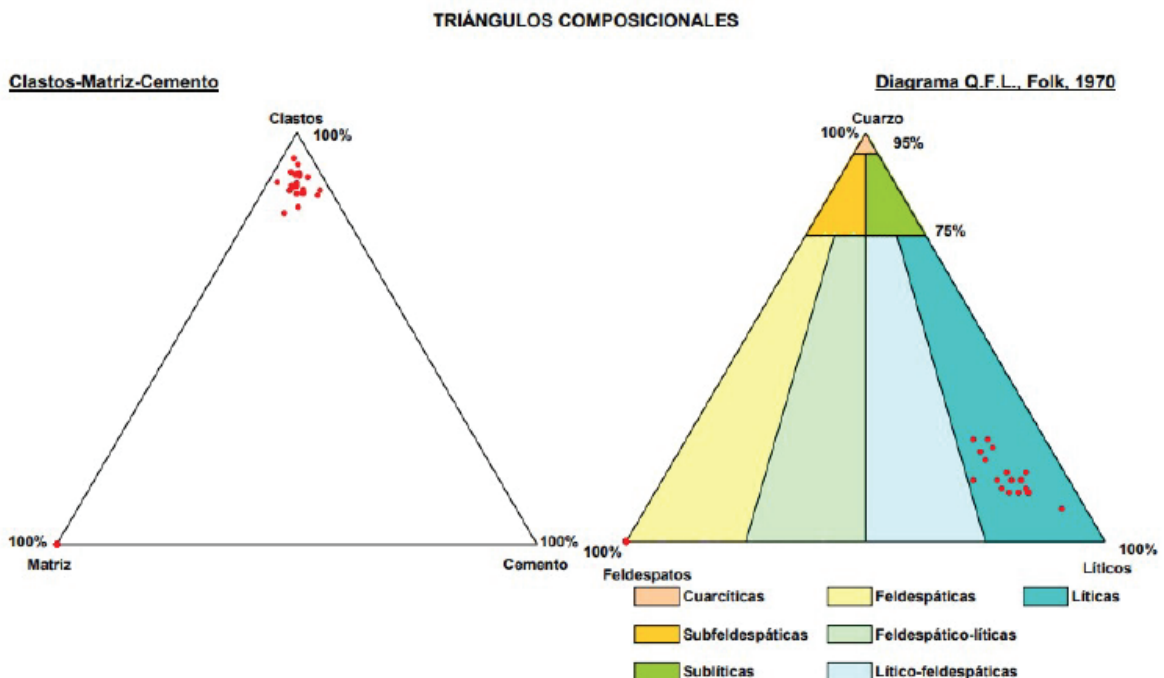


Figura 6. Triángulos composicionales sobre las muestras analizadas.

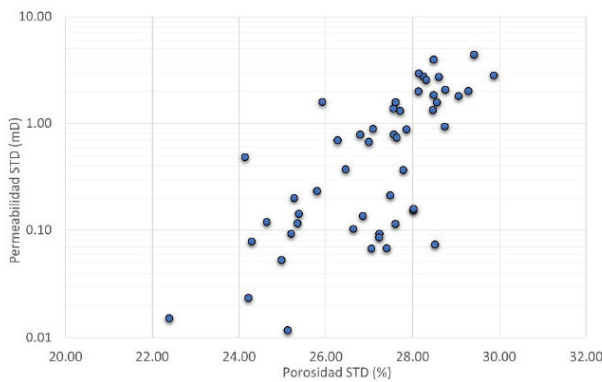


Figura 7. Permeabilidad versus porosidad con buena correlación.

do en 24 muestras (secciones delgadas) pudo comprobar el deterioro en los valores de permeabilidad por el factor granulométrico para un mismo valor de porosidad.

Los valores altos de densidad efectiva medidos en las muestras analizadas serían producto de la participación de clorita, clorita/esmectita y de abundante a muy abundante magnetita con un valor promedio de 2,86 g/cm³.

En el análisis mineralógico por DRX se observa que la proporción de minerales de arcillas varía entre el 11% y 18%. Domina la clorita de muy buena a regular cristalinidad e interestratificados clorita-esmectita de mala cristalinidad. En general illita-esmectita, illita y caolinita están subordinadas.

Estudios icnológicos realizados sobre la corona describen paleoambientes de *shoreface* inferior a *offshore* superior acumulados en una costa dominada por oleaje, donde el subambiente más recurrente son los depósitos

de *shoreface* inferior. En esos depósitos el contenido icnológico muestra distribución homogénea de icnofacies de *Cruziana* proximal, gran diversidad y abundancia de trazas fósiles (*Scolicia*, *Siphonichnus*, *Gyrolithes*) indicativos de condiciones marinas normales (Ponce y Carmo, 2023).

Interpretación de perfiles eléctricos

El análisis cualitativo de los perfiles eléctricos permite identificar el intervalo productivo por una deflexión del SP, cruce de las curvas de neutrón-densidad, resistividades superiores a los 8 ohm.m, complementado con la curva de gas total registrada durante la perforación (Figura 8). Por otra parte, la curva impedancia acústica calculada a través de las curvas del perfil sísmico y densidad en cada uno de los pozos perforados demostró una variación en sentido vertical y lateral, y variaciones en las propiedades del nivel reservorio (Figuras 8 y 9).

Otro indicador de fluido utilizado son las relaciones de las curvas VP/VS y Módulo de Poisson obtenidas en el registro del sísmico dipolar. El tiempo de tránsito de la onda *shear* disminuye mientras que el tiempo de tránsito de la onda compresional aumenta cuando las zonas saturadas de agua se encuentran cargadas con gas (Hamada, 2004).

A partir del análisis petrofísico ajustado con los datos obtenidos de la corona se obtienen valores promedios de porosidad efectiva en el orden del 25% al 29% y una saturación de agua (SW) de la zona productiva por debajo del 35% (Figura 8). Al día de la fecha, no se evidencia

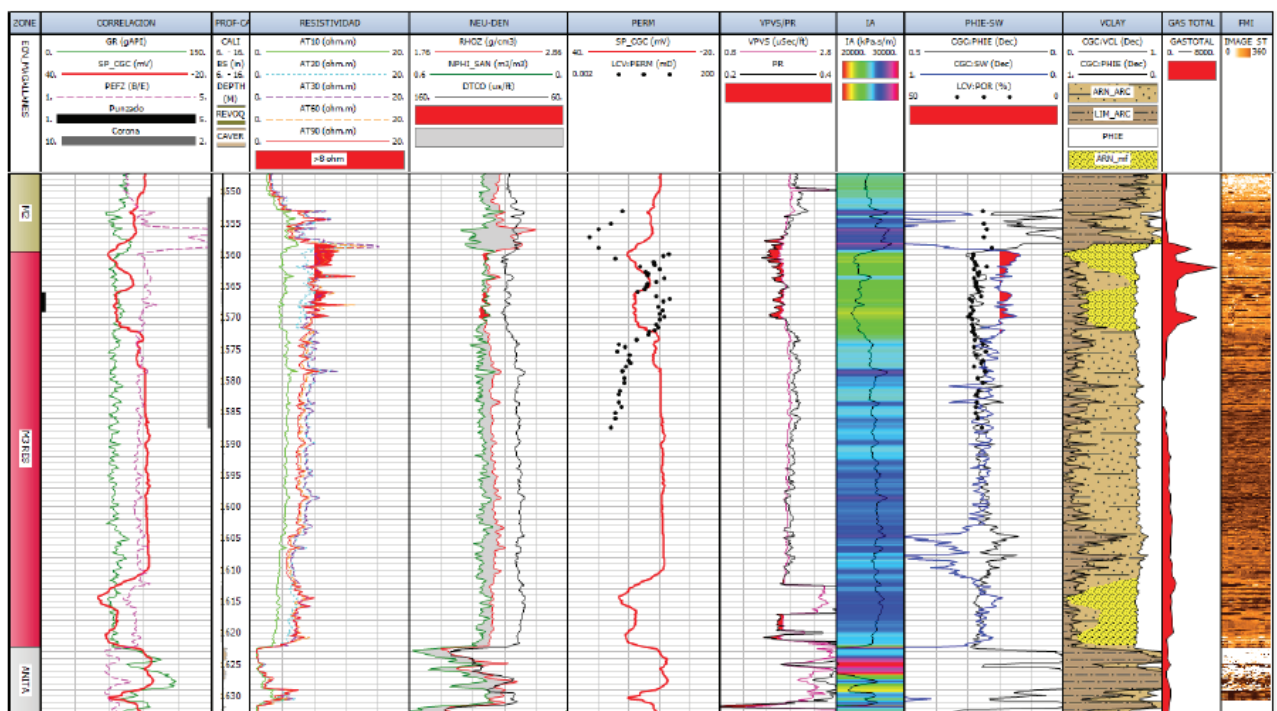


Figura 8. Análisis petrofísico pozo ECN-4.

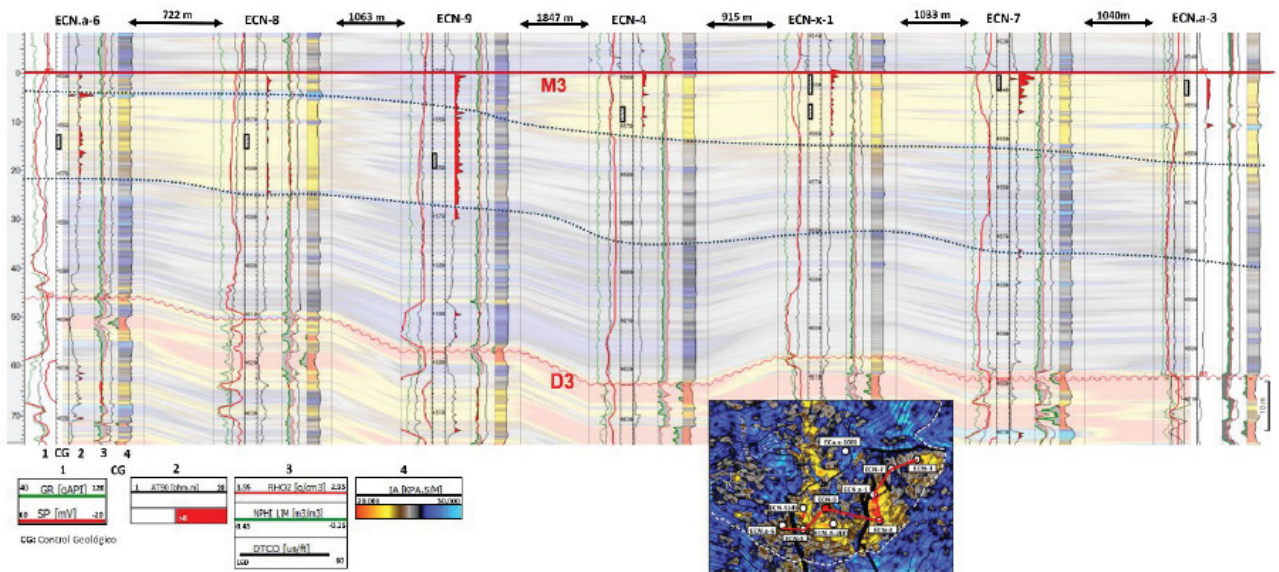


Figura 9. Correlación de pozos en sentido O-E horizontalizada al techo del intervalo M3. Las líneas punteadas representan líneas tiempo interpretadas, que marcan la variación lateral del reservorio. En rasgos generales, el intervalo productivo se corresponde con bajos valores de impedancia acústica (gama de colores amarillo).

producción de agua de formación para el intervalo M3, por lo tanto se considera que la SW estimada corresponde a agua irreductible como se ha visto en otros campos *tight* de la cuenca.

El espesor total promedio del intervalo M3 es de 60 m, y los espesores útiles obtenidos a partir de la evaluación petrofísica muestran un incremento hacia el sector oeste con valores entre 15 m y 20 m coincidente con la zona *tight*, mientras que hacia el sector convencional del lado este los valores varían entre los 8 m y 12 m. Tanto en el sector norte como en el sur, fuera del campo

productivo existen zonas prospectivas coincidentes con anomalías sísmicas de amplitud que permitirán continuar delineando el campo (Figura 10).

Terminación

Las diferencias en la calidad de la roca reservorio condicionaron el diseño de terminación según la zona, por ejemplo en el sector Oeste (no convencional) fue necesaria una estimulación hidráulica con volúmenes inyecta-

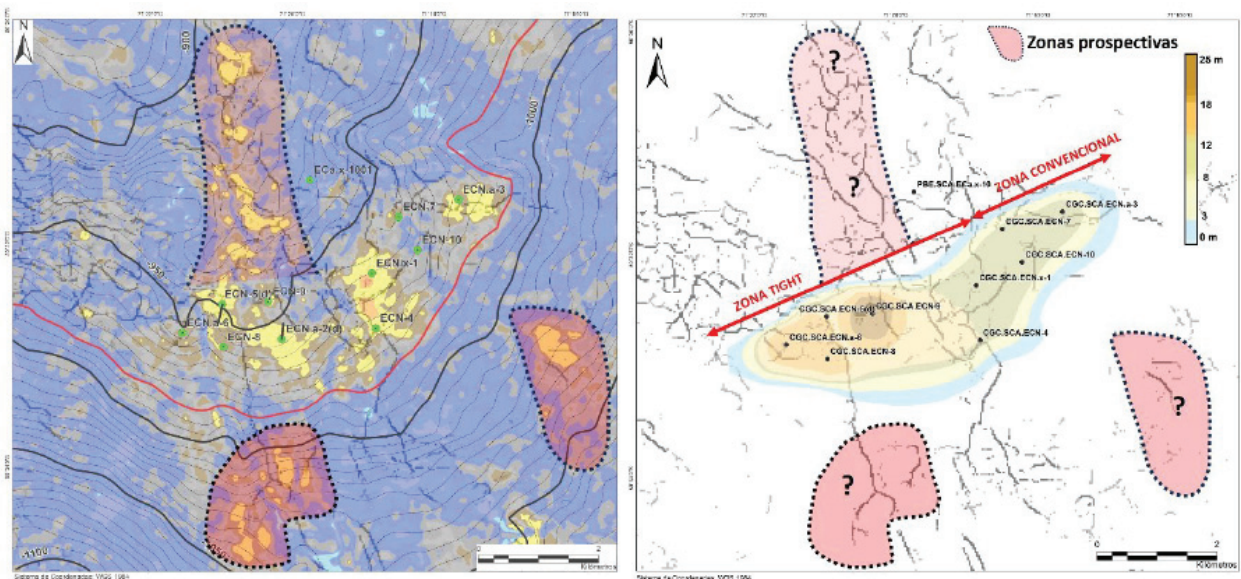


Figura 10. Mapa de espesor útil para el intervalo productivo M3. En fondo se resaltan las discontinuidades identificadas en la información sísmica.

Pozo	Espesor Punzado [mts.]	Arena en Formación (Sacos)	Volumen Total Inyectado (m ³)	Caudal Promedio (bpm)	Sistema de Fluido	Gradiente de fractura	Arena	Q1 [Mm ³ /DE]	
ECN.x-1	9	1432	184	16	Gel XL	0.54	Imp. 16/30	89	
ECN.a-2(d)	Terminado con otro objetivo								
ECN-3	3	Sin estimulación hidráulica							
ECN-4	3	3036	263.426	20	HVFR	0.55	Nac. 20/40	57	
ECN-5(d)	3	3034	333.63	21	HVFR	-	Imp. 16/30	79	
ECN.a-6	3	3085	259.042	20	HVFR	0.55	Nac. 20/40	Espera ind.	
ECN-7	3	Sin estimulación hidráulica							
ECN-8	3	3084	255.7	20	HVFR	0.53	Nac. 20/40	Espera ind.	
ECN-9	3	2998	236.444	20	HVFR	0.54	Nac. 20/40	Espera ind.	

Tabla 1. Parámetros de completación.

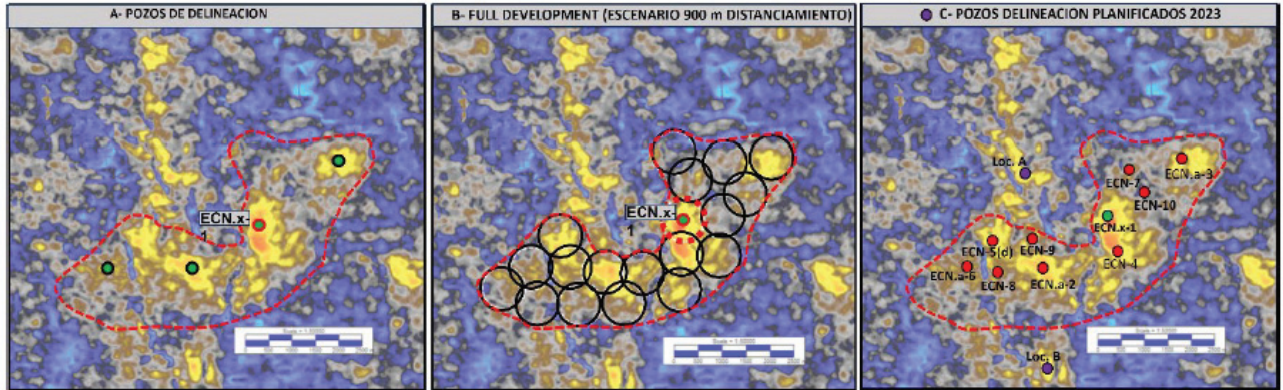


Figura 11. A) Pozos de delineación iniciales propuestos. B) Uno de los escenarios de desarrollo del *full development* con un distanciamiento de 900 m. C) Pozos perforados y locaciones de delimitación para 2023.

dos de agente sostén cercanos a las 3000 bolsas de arena, mientras que en el sector Este (convencional), la terminación se basa en realizar solamente punzados.

Para las fracturas hidráulicas de los pozos se implementaron las técnicas que CGC viene desarrollando en la cuenca, que implican usar HVFR (*High Viscosity Friction Reducer*) con arena nacional y mallas 16/30-20/40 dependiendo las características del pozo, más un aditivo

para controlar la devolución de arena. Por último, se limpia e induce con unidad de *coiled tubing*, y el *flowback* se realiza con secuencia creciente de orificios asegurando una correcta devolución de fluidos de fractura. Hoy en día se terminaron ocho pozos en el intervalo M3, de los cuales tres se encuentran a la espera de inducción. En la tabla 1 se resumen los parámetros principales de las fracturas.

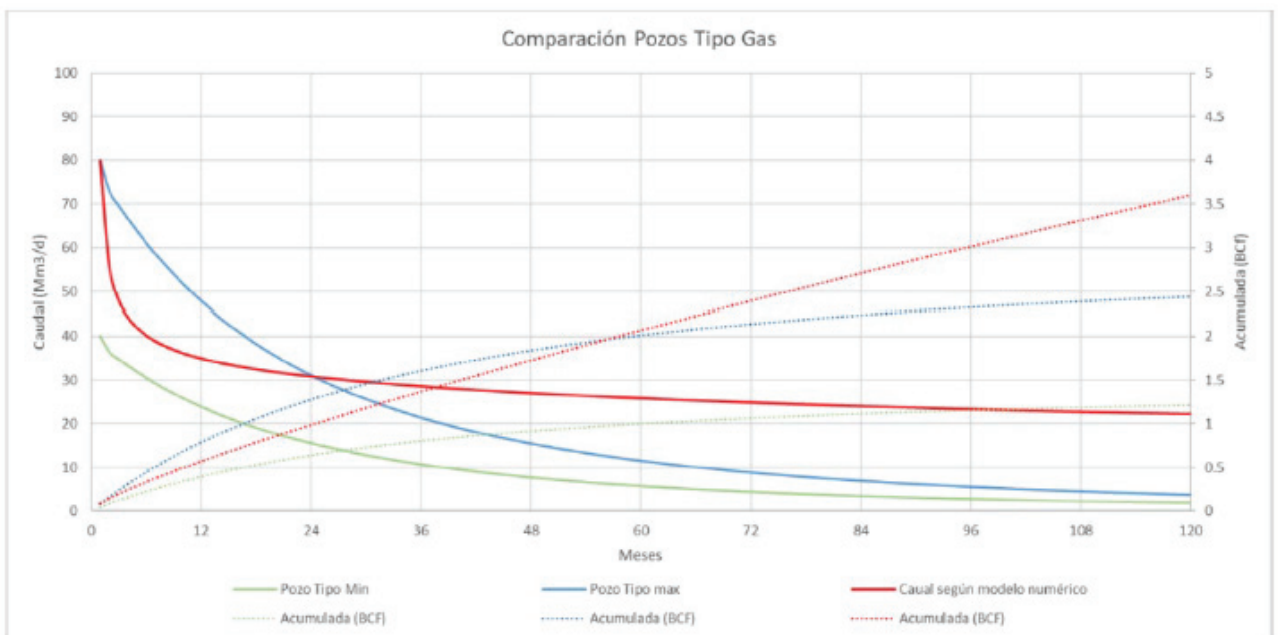


Figura 12. Comparación pozos tipo *versus* modelos numéricos.

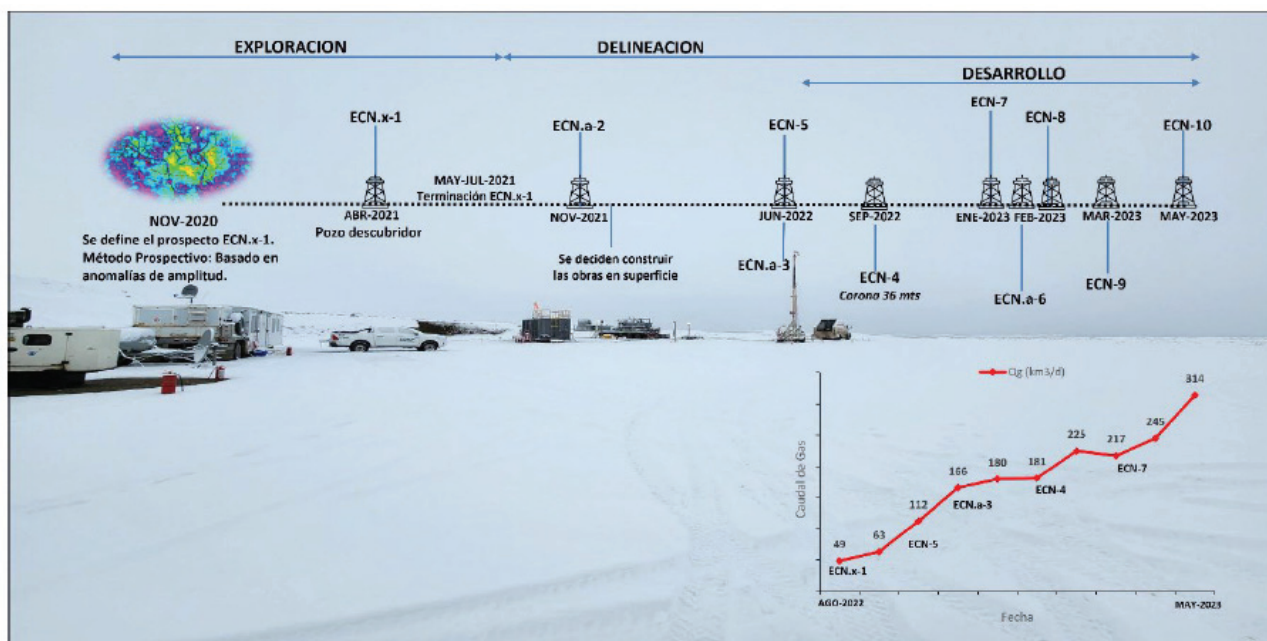


Figura 13. Línea de tiempo de perforación de pozos, desarrollo del campo y puesta en producción.

Plan de desarrollo

Comprobada la acumulación de gas con el pozo CGC.SCA.ECN.x-1 se avanzó en una volumetría inicial que permitiera visualizar la escala del desarrollo. Se utilizaron métodos analíticos, de los cuales se desprendió un desarrollo a 900 m de distancia con un EUR/pozo de 2.5 BCF, y se logró un factor de recuperación del 40%. Considerando que el campo presenta predominantemente reservorios tipo *tight* se evaluó un escenario alternativo donde se redujo el distanciamiento de pozos a 600 m y se reevaluó la economicidad del campo, ambos escenarios dieron resultados positivos (Figura 11).

Los pronósticos de producción para los pozos de estos escenarios se construyeron a partir de una simulación numérica monopozo que toma en cuenta los parámetros de reservorio y fractura obtenidos en el pozo descubridor ECN.x-1 a través de perfiles eléctricos y ensayos extendidos (Xf, Fcd, S, Sg, Phi, k, etc.). Este modelo se comparó con el pozo tipo de un campo análogo (El Cerrito Oeste). El resultado final de esta comparación fueron dos curvas para un caso de máxima y una mínima en donde se respetó el caudal inicial de la simulación y se guió el pronóstico de producción de manera que respetara la declinación del pozo tipo (Figura 12). Las acumuladas finales del caso de máxima y mínima resultan así más realistas dado que toman en cuenta heterogeneidades y condiciones operativas que la simulación no captura.

De esta manera se compararon y evaluaron las distintas alternativas en el simulador numérico y basados en pozos tipo para entender todos los escenarios esperados con su riesgo. Una vez perforado el primer pozo de delineación, asegurando un recurso mínimo económico, se comenzó con la construcción de un gasoducto y una planta de tratamiento provisoria con separación primaria.

A partir del esquema de precio actual (plan gas 5.2) y el entendimiento del reservorio, se planteó incrementar aún más la actividad, y se proyectan mejores resultados. Se plantea la perforación de pozos en *pad* de 2 y 3 pozos, al optimizar los costos de desarrollo. Los mismos cuentan con diseños de pozos verticales y desviados, con entubaciones de cañería de 5 1/2" y 2 7/8" (*monobore*) y terminaciones *rigless*.

Hoy en día se cuenta con un total de nueve pozos terminados, cinco de ellos puestos en producción, que totaliza un caudal de 314.000 m³/d de gas, con una presión de captación de 40 kg/cm², esperándose alcanzar un pico de 450.000 m³/d de gas para fin de año. Se proyecta conectar gran parte de los pozos para el primer trimestre de 2024 con la planta con compresión y deshidratación instalada tres pozos en agosto, uno en septiembre). Al mismo tiempo se perforarán tres Pad con un total de ocho pozos, los cuales se terminarán y conectarán para el primer trimestre de 2024 con la planta con compresión y deshidratación.

Este esquema de desarrollo agresivo y acelerado llevo a tomar decisiones rápidas, entender las características del reservorio y su productividad al mismo tiempo en que se perforaban los pozos de delineación y avanzada (Figura 13).

Conclusiones

La integración de todas las escalas de trabajo, sísmica, petrofísica, correlación de pozos, estudios de testigo corona y datos iniciales de producción permitieron tener una mejor comprensión del contexto regional y local para el intervalo M3 de la formación Magallanes Inferior.

El reservorio M3 es productor de gas seco y litológicamente corresponde a areniscas arcillosas de caracterís-



ticas convencionales hacia el sector este del yacimiento y características *tight* hacia el sector oeste. Esta variación en la calidad del reservorio llevo a plantear un diseño diferente de terminación. El método prospectivo basado para su identificación y actual desarrollo está basado en la presencia de anomalías de amplitud y respuesta de AVO Clase III. Se han identificado oportunidades de extensión del campo en zonas cercanas fuera de la cota del LKG (*Lowest Known Gas*) hacia el sector sur del yacimiento y la posibilidad de continuar delineando el campo hacia el sector norte donde mejora la posición estructural.

Los resultados alentadores de los primeros dos pozos perforados llevaron a tomar la decisión de duplicar las instalaciones de superficie al mismo tiempo que se continuaba la delineación y el desarrollo del campo. Este proyecto representó un gran desafío para CGC por su ubicación en la parte occidental de la cuenca donde las condiciones climáticas en invierno alcanzan unos -20°C , además de la lejanía y la falta de infraestructura.

Este escenario de desarrollo implica una constante actualización de los modelos con la incorporación de datos duros y el seguimiento de la performance de los pozos productores, lo que lleva a tomar decisiones de manera ágil asumiendo ciertos riesgos. Para fines de 2023 se espera perforar ocho pozos de desarrollo y dos pozos de delineación.

Referencias

Aimar, E.; Cevallos, M.; Cangini, A.; Cattapan, F. y Vega, V. (2018). Extensión y desarrollo de los reservorios de baja permeabilidad del yacimiento Campo Indio, Formación Magallanes (Maastrichiano Tardío-Daniano), Cuenca Austral, Argentina. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina.

Buatois, L. A.; Saccavino L. L. & Zavala, C. (2011). Ichnologic signatures of hyperpycnal flow deposits in Cretaceous river-dominated deltas, Austral Basin, southern Argentina, In R. M. Slatt and C. Zavala, eds., *Sediment transfer from shelf to deep water-Revisiting the delivery system: AAPG Studies in Geology* 61, pp. 153-170.

Cagnolatti, M. y Miller, M. (2002). "Los reservorios de la formación Magallanes: Rocas reservorio de las cuencas productivas de Argentina", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 91-115, Mar del Plata, Argentina.

Jait, D.; Cevallos, M.; Molinari, M.; Cangini, A.; Cattapan, F. & Vega, V. (2018). Exploración y desarrollo de reservorios de baja permeabilidad de la Formación Magallanes en el bloque El Cerrito, Cuenca Austral, Argentina. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina.

Hamada, G. (2004). Reservoir Fluids Identification Using Vp/Vs Ratio? *Oil & Gas Science and Technology-revue, L Institut Francais Du Petrole, OIL GAS SCI TECHNOL.* 59. 649-654. 10.2516/ogst:2004046.

Ponce J. J. y Carmona N. (2020). "Análisis sedimentológico e icnológico en testigos corona de la Formación Magallanes Inferior (Reservorios M3 y M2), Cuenca Austral", Informe interno.

Ponce J. J. y Carmona N. (2023). "Análisis sedimentológico e icnológico del testigo corona ECN-4 de la Formación Magallanes, Cuenca Austral", Informe interno.

Saccavino, L. L.; Echeverría, C.; Gutiérrez, F.; Cagnolatti, M.; Marteau, V. M.; Pedrazzini, M. y Barcat, C. (2005). "Las trampas de hidrocarburos de la Formación Magallanes, Cuenca Austral, República Argentina", VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mar del Plata, Argentina.