

EVOLUCIÓN DE UN PROYECTO NO CONVENCIONAL GREENFIELD EN LA FM. VACA MUERTA, YACIMIENTO LA CALERA, CUENCA NEUQUINA

Sebastián María¹, Lisandro G. Rodríguez¹, Juan M. Herrera¹ y Juan M. Reynaldi¹

1: Pluspetrol S.A. smaria@pluspetrol.net, lrodriguez01@pluspetrol.net,
jherrera2@pluspetrol.net, jreynaldi@pluspetrol.net

Palabras clave: Gas y Condensado, Multilanding, Curva de Aprendizaje, Incertidumbres

ABSTRACT

In the last decade, Vaca Muerta Formation has become a world-class example of an Unconventional reservoir. Globally, the development optimization of these kind of *plays* imply a continuous progress along the projects Learning Curves. This work presents a summary of the Greenfield evolution of La Calera Field, identifying the main uncertainties existing in each phase of the project and dimensioning its impact on the field performance. Early identification of uncertainties promoted high level empirical tests planning, limiting risks and maximizing profits.

La Calera is a 230 km² unconventional asset operated by Pluspetrol S.A. (in partnership with YPF S.A.) around the embayment sector of the Neuquén basin. The geological characteristics of Vaca Muerta Formation within the block could be summarized as: i) 180 m of net thickness, ii) 4% of average Total Organic Carbon (TOC) of the prospective zone, iii) 1.5% of average thermal maturity (Ro), iv) Kerogen type II, and v) Gas and condensate fluid. Three geological segments were identified in the area based on their seismostratigraphic and petrophysical features: Segment A, with affinity for distal environments; Segment B, distal to prograding environments with proximal influence; and Segment C, proximal prograding environments. Main interest Vaca Muerta interval in the study area is centered on Segments A and B, currently developed through 3 *landing* levels. Until June, 2022; 3 vertical and 37 horizontal wells were drilled during the Exploration, Pilot and Development phases of the project, allowing the transition from original ideas onto economically profitable development proposals. The Exploratory phase has been accelerated. The numerous drilled conventional wells that already pass through this Formation served as a basis for constraining its extension, being the reservoir properties, type of fluid, and the productive potentiality of the different *landings* the main uncertainty. Thus, information had to be acquired to optimize the construction and stimulation of future wells. The Pilot phase answered other critical uncertainties, such as the *landing* levels position, the horizontal wells spacing, the fluids distribution (GOR Map) and the type well production curve. These mentioned variables would latterly support the Development phase, defining the wells *stacking*, the number of wells per pad, the production forecast, the facilities sizing, the development strategy and the required investment.

INTRODUCCIÓN

Desde la década de 1940, la Cuenca Neuquina ha sido una de las principales productoras de hidrocarburos del país a partir del desarrollo de reservorios de diversas características. Hoy,

el interés se centra en la Formación Vaca Muerta como reservorio y productor de petróleo y gas no convencional. Las producciones acumuladas alcanzadas al presente (51,3 MMm³ de Gas y 181,2 Mbbl de Petróleo; secretaría de Energía de la Nación, abril 2022) permiten pensar en lograr el autoabastecimiento nacional a corto plazo, y convertir nuevamente a la Argentina en un país exportador de hidrocarburos. Estos planes, sustentados en la rápida evolución dentro de la curva de conocimiento técnico, permiten que los proyectos migren rápidamente desde su Fase Exploratoria al Desarrollo. La acelerada curva de aprendizaje lograda en la Fm Vaca Muerta se sustentó en los cientos de pozos existentes que la atravesaban, y en los múltiples estudios regionales realizados, facilitando la delineación e identificación de las zonas con mayor potencial (*sweet spots*).

El bloque La Calera está ubicado en el sector central de la cuenca Neuquina (Fig. 1). Es una concesión de desarrollo no convencional de 230 km² operada por Pluspetrol S.A. (en sociedad con YPF S.A.) donde se perforaron, entre 2017 y junio de 2022, 3 pozos verticales y 37 pozos horizontales. Las características geológicas de la Fm. Vaca Muerta en el bloque se podrían resumir como: i) Espesor total de 400 m, ii) Espesor útil promedio de 180 m, iii) COT (Carbono Orgánico Total) promedio de la zona prospectiva de 4%, iv) madurez térmica promedio (Ro) de 1.5%, vi) Kerógeno tipo II, vii) Ventana de gas y condensado, viii) Porosidad total promedio de 12%, ix) Porosidad efectiva promedio de 10.5%, ix) Saturaciones de agua del orden de 35%, y x) Permeabilidades de 1000 nD. Litológicamente, corresponde a sucesión de rocas silicoclásticas y carbonáticas cuya distribución de facies sedimentarias es compleja. El modelo geológico inicial del área se construyó sobre la base de sísmica 3D (reprocesada en 2016), 5 pozos verticales previos y pozos de áreas vecinas. Durante la ejecución del proyecto se perforaron 3 pozos verticales piloto con objetivo a la Fm. Vaca Muerta, donde se incorporó información geológica de calidad (perfiles eléctricos completos, testigos laterales rotados y 83 m de corona continua) que permitió ajustar el modelo.

La Fm. Vaca Muerta fue dividida en 3 segmentos geológicos en base a sus características particulares, Segmento A (basal, agradante, de baja variabilidad, alto COT, 2 *landings*), B (intermedio, progradante, de propiedades variables, moderado COT, 1 *landing*) y C (superior, progradante, alta concentración de facies carbonáticas y bajo COT). Los segmentos A y B presentan interés productivo demostrado por las perforaciones ejecutadas, mientras que el C, por su alta proporción de rocas carbonáticas y bajo COT, lo convierten en un objetivo de menor relevancia.

El presente trabajo detalla los avances logrados en las tres fases de evolución del proyecto La Calera (Exploración, Piloto de Producción y Desarrollo Fase I), llevados adelante entre 2017 y 2022. El objetivo es presentar las principales incertidumbres identificadas y las medidas adoptadas para su reducción durante el avance de las perforaciones. A modo resumen, la Fase inicial de Exploración perforó un pozo piloto vertical y un horizontal de 1500 m al “Orgánico

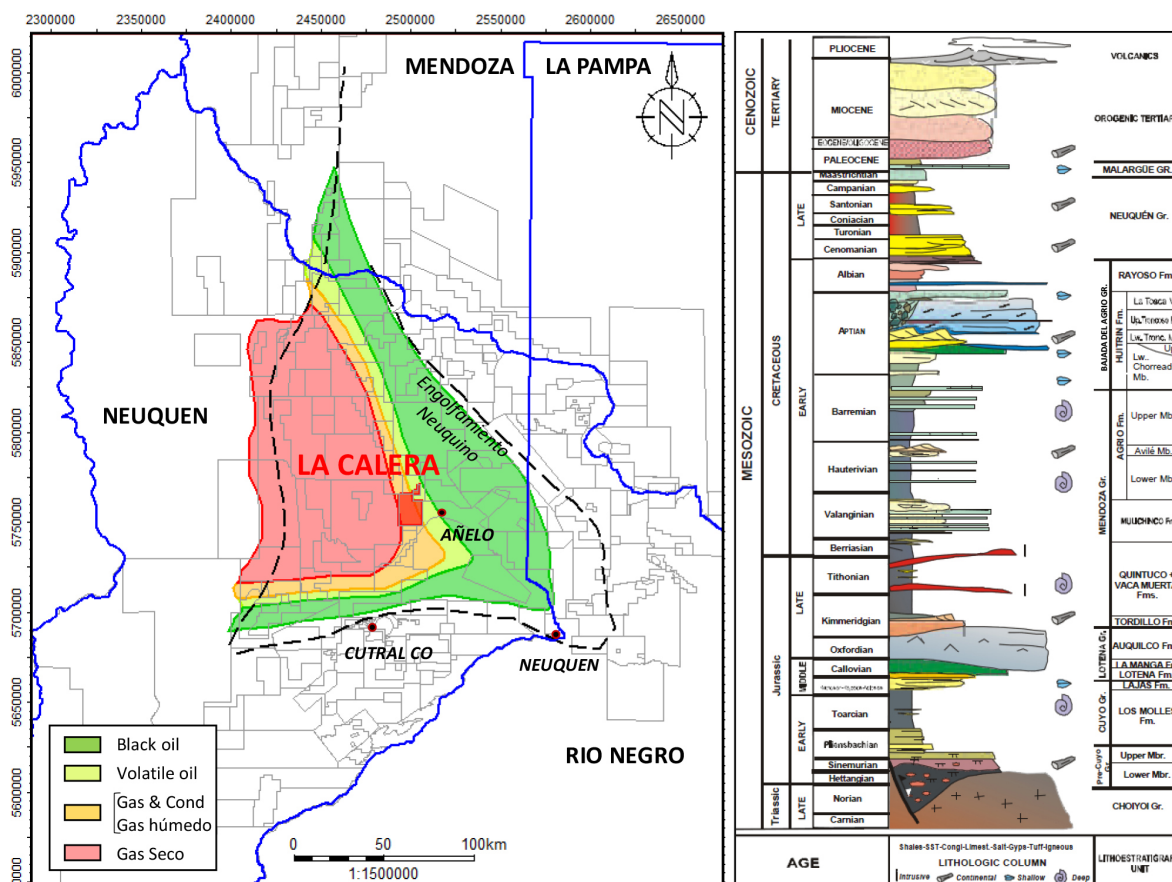


Figura 1. Mapa de ubicación del bloque La Calera dentro de la cuenca Neuquina. Se detalla el mapa regional de distribución de fluidos de la Fm. Vaca Muerta y la columna estratigráfica (modificado de Brisson y Veiga, 1999) asociada a posiciones del engolfamiento. (Coordenadas Planas, Campo Inchauspe).

Inferior A (OIA)”. Los resultados productivos permitieron avanzar luego sobre la Fase de Piloto de Producción donde, además de perforar pozos al OIA, se exploraron los niveles “Cocina (CO)” y “Orgánico Inferior B (OIB)”. Los excelentes resultados productivos de los pozos testeados, en línea con el pozo exploratorio, facilitó avanzar a la Fase de Desarrollo con Pads de 3 pozos horizontales (uno a cada *landing*). El trabajo detalla además los aprendizajes logrados en cada fase, compilando sus resultados en una tabla esquematizada como una curva de aprendizaje (*Learning Curve*) de referencia del proyecto. Aún con incertidumbres por resolver, se puede concluir que se cuenta con un proyecto no convencional de 3 *landings* comprobados, con una proyección estimada de 700 a 1000 pozos horizontales, dependiendo de su distanciamiento y longitud de rama horizontal.

Para poder resolver ciertos interrogantes fue necesaria la inversión en instalaciones de superficie que posibilitaran aumentar el tiempo activo de producción y capitalizar las inversiones. Inicialmente se instaló una “*Early Production Facilities*” (EPF) con capacidad de procesamiento de 3 MMm³/d de gas y 700 m³/d de condensado. Posteriormente, ésta se amplió a 5 MMm³/d y

1000 m³/d respectivamente. Actualmente, la planta trabaja al máximo de su capacidad, tratando la producción de 31 pozos horizontales. Para complementar la visualización del estado actual, la Figura 2 muestra la curva de producción del campo y cómo fue su evolución en el tiempo.

Geológicamente, la caracterización estática del reservorio requiere de la integración de variables en forma ordenada, haciendo un correcto manejo de escalas de trabajo, a modo de lograr resultados confiables. Con ello, se logra mayor precisión en la identificación de los niveles de navegación (Alvarez *et al.* 2022), el distanciamiento entre pozos, su patrón de apilamiento, el efecto *parent – child*, la variación horizontal de propiedades de reservorio, y la definición de nuevos *landings*.

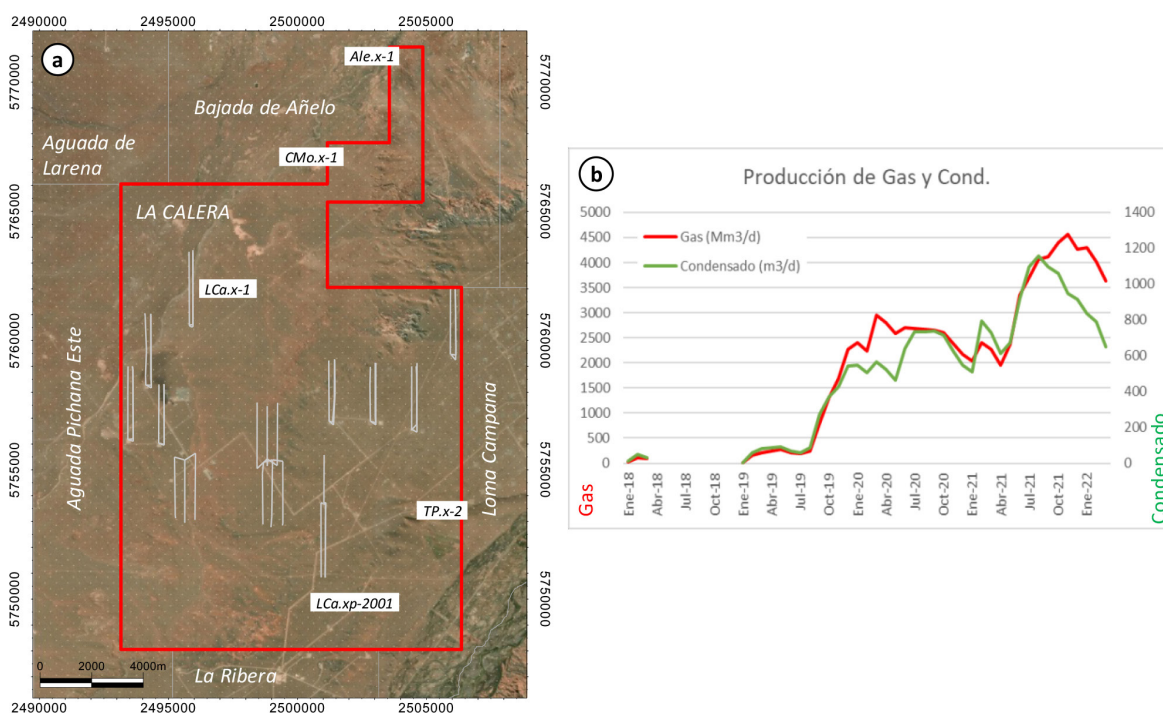


Figura 2. a) Mapa de ubicación del bloque La Calera con el detalle de los pozos ejecutados hasta junio de 2022. b) Curva de producción de Gas y Condensado.

CARACTERIZACIÓN DEL SUBSUELO

En todo proyecto petrolero la caracterización del reservorio es la base para visualizar su potencial productivo. Los modelos iniciales requieren mediciones estáticas (perfiles eléctricos, coronas, estudios de laboratorio, etc.) que posteriormente son calibradas con datos de producción. Entre las principales características que definen a los reservorios no convencionales se destacan: i) Distribución Areal, ii) Espesor, iii) Contenido de COT, iv) Madurez Térmica (Askenazi *et al.* 2013), v) Porosidad Matricial vs. Orgánica (Marcial *et al.* 2017), v) Heterogeneidades Litológicas.

(González Tomassini *et al.* 2017; Wegener *et al.* 2017, De Barrio *et al.* 2018), y vi) Anisotropía Geomecánica (Sosa Massaro *et al.* 2017), entre otras (ver Giusiano *et al.* 2011 y Askenazi *et al.* 2013, y referencias allí citadas). A la caracterización geológica debe sumarse la completación (generación de fracturas hidráulicas), considerando la interacción reservorio-fractura y los resultados productivos. Finalmente, la integración de todas estas variables define un caso base, que marca el inicio para proyectar nuevos pozos. En este sentido, conocer las incertidumbres se vuelve crítico para lograr planificar ensayos empíricos que ayuden a mitigarlas durante las etapas tempranas del proyecto, a modo de optimizar el drenaje del campo y los planes operativos de desarrollo.

La Fm. Vaca Muerta es una unidad litoestratigráfica cuya distribución de facies sedimentarias es compleja. Sus variaciones geométricas laterales expresan cambios en los ambientes de sedimentación y, por ende, en las asociaciones de facies presentes (Reijenstein *et al.* 2017; Rodríguez y María 2022). Desde el punto de vista geomecánico, se debe mencionar un marcado control litológico de las propiedades elásticas sumado a la presencia de sobrepresión, lo cual aporta variables adicionales de control al momento de evaluar el desarrollo óptimo del yacimiento.

Regionalmente, Domínguez y Catuneanu (2017) analizaron una gran cantidad de pozos y sísmica 3D e identificaron tres sets de secuencias progradantes (*Low Frequency depositional Sequences*, o LFS). Estas secuencias quedaron enmarcadas por límites de secuencia de expresión regional (Sequence Set Boundary, o SSB) siendo las más importantes la discordancia Intramálmica (154 Ma), con el inicio de la depositación de la Fm. Tordillo, y la Intravalanginiana (128 Ma) que representa el fin de la sedimentación de la Fm. Quintuco. Internamente, se identifican dos límites de secuencia, el primero observado con claridad en la zona de La Calera y el bloque Aguada Pichana Este (SSB de 145 Ma) asociado a una caída del nivel del mar que ocasiona la erosión de los depósitos de Vaca Muerta (La Calera) y la posterior depositación de un LST (*Lowstand System Tract*, también denominado cortejo sedimentario de mar bajo) en el área de Aguada Pichana Este. El segundo SSB corresponde a una discordancia angular identificada en la zona noroeste de la cuenca al norte del Dorso de los Chihuídos.

En la zona de estudio, la Fm. Vaca Muerta se enmarca dentro del primer set de secuencias progradantes (LFS1). La base de la formación corresponde a un evento transgresivo ocurrido hace 151 Ma (T1, Desjardins *et al.* 2016), mientras que el límite de secuencia S9 se ubica en 145 Ma (B1), representando el límite superior de la formación (Fig. 3). En lo que respecta a las facies dentro de las secuencias se desarrollan depósitos de plataforma, talud e interior de cuenca. Las secuencias suprayacentes se asocian a la Fm. Quintuco y se relacionan únicamente con depósitos de plataforma.

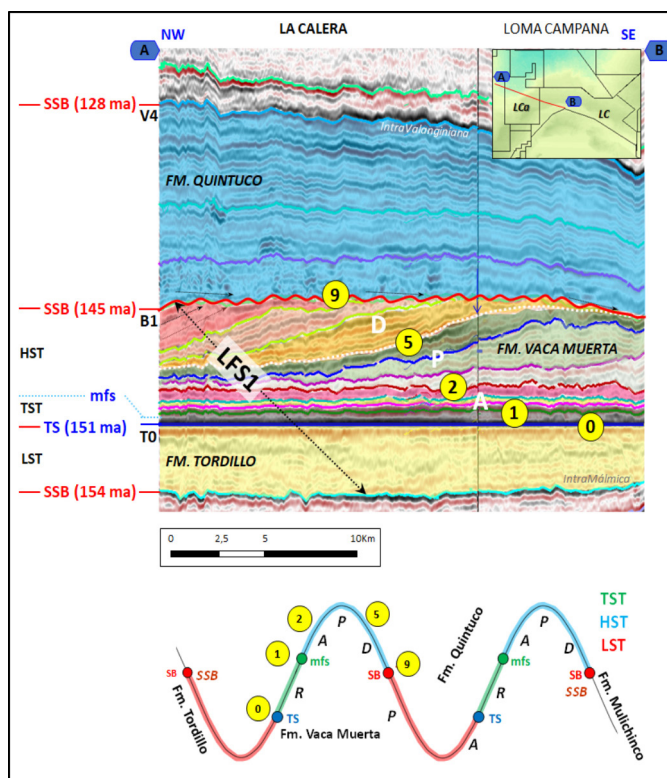


Figura 3. Sección sísmica arbitraria y curva de variación del nivel del mar para los principales límites de secuencia del intervalo Quintuco-Vaca Muerta-Tordillo entre los bloques de Loma Campana y La Calera.

La caracterización sismoestratigráfica permitió identificar los principales eventos geológicos y su evolución estratigráfica secuencial. A su vez, junto al análisis de litofacies, petrofísica y geoquímica, se subdividió el intervalo de la Fm. Vaca Muerta en 3 segmentos geológicos (Fig. 4):

El **Segmento A**, se extiende desde el tope de la Fm. Tordillo hasta la Secuencia 2, equivalentes a las secuencias T1 y T4 de Desjardins *et al.* (2016), respectivamente. Los depósitos presentan un patrón de apilamiento agradante con escasa variación de espesor en toda el área (105 m en promedio). Son depósitos fangolíticos asociados a facies distales con alto contenido de COT (4,5% en promedio) y alta preservación (ambiente anóxico), que aportan una porosidad adicional al sistema (porosidad orgánica). Dentro de este intervalo puede diferenciarse una sección basal de 30 m denominada “Cocina” y otra de 60 m definida como “Orgánico”, separadas por un intervalo “Regresivo” (Secuencia regional T3) de 15 m de espesor, menor COT y mayor concentración carbonática. Los atributos sísmicos y los datos de pozos (perfiles, coronas, testigos laterales rotados y cutting) no muestran grandes variaciones en las propiedades de reservorio.

El **Segmento B**, se extiende desde la Secuencia 2 (T4) hasta la Secuencia 5 (supra T5) donde se interpreta el inicio de un periodo de degradación sedimentaria producto del descenso del nivel del mar. El intervalo presenta un patrón progradante con desarrollo de reflectores obli-

cuos vinculados a *Foresets* (Desjardins *et al.* 2016) que en el sector NW pasan a ser agradantes (*Bottomsets*). Esta condición se refleja en la fuerte variación de espesor, con valores máximos al SE de 280 m reduciéndose progresivamente hasta los 100 m en el borde NW del bloque. Internamente, a diferencia del segmento A, se visualiza una mayor heterogeneidad litofacial. Según la geometría de sus clinoformas, se puede reconocer una zona de *Topset* (proximal y somera con superficies casi horizontales), una de *Foreset* (centro de la clinoforma y de máxima pendiente), y una de *Bottomset* (de posición distal y agradante), relacionadas a su vez con la paleogeografía y los ambientes sedimentarios. Existe en este segmento una fuerte predominancia de facies de plataforma interna y talud en el sector SE, pasando rápidamente a facies distales hacia el NW (Rodríguez y María 2022). Asimismo, debe mencionarse que las secuencias iniciales de este segmento corresponden a facies distales o de pie de talud, y que las evidencias de facies someras se presentan hacia el tope de la unidad. Aún bajo la influencia de la fuerte progradación de este intervalo, se identifica una zona basal con propiedades petrofísicas similares a las del “Orgánico” del segmento A. El espesor útil de esta zona oscila entre 180 m al SE y 70 m al NW.

El **Segmento C** está comprendido entre la Secuencia 5 y un límite de secuencia de expresión regional definido como Secuencia 9 (145Ma, B1). Este límite se asocia al tope de la Fm. Vaca Muerta y se vincula a un descenso del nivel del mar que generó la exposición y erosión de los depósitos previos, siendo evidente las relaciones de angularidad con los depósitos suprayacentes. La Secuencia 5, representa el inicio de la caída del nivel del mar (degradación), donde al reducirse el espacio de acomodación en la plataforma se labran canales rectilíneos en el talud y se desarrollan abanicos aluviales en la desembocadura de los canales. Sísmicamente los depósitos presentan patrones progradantes conformados por clinoformas de tipo sigmoidales, mayormente asociadas a procesos de degradación por regresión forzada del sistema (FSST). El espesor de este segmento es variable, registrando los mínimos en el sector SE (10 m), alcanzando los máximos en el NW (200 m). Los depósitos se asocian a posiciones de plataforma y de talud donde es notable la alta proporción de depósitos carbonáticos con bajo contenido orgánico (<2%).

Los tres segmentos descriptos tienen características propias que los hacen fácilmente identificables, quedando el interés productivo circunscripto a los segmentos A y B. Las características del segmento C, alta impedancia acústica, bajo COT, baja porosidad y alta saturación de agua, lo convierten en un objetivo de menor relevancia.

Para completar la caracterización del bloque del bloque, el principal rasgo estructural que se identifica a nivel de Vaca Muerta es una falla de rumbo de carácter regional (N70) que se ubica en la zona sur de La Calera. Este fallamiento produce deformaciones locales que se absorben a medida que se asciende en la columna. La geonavegación y el ajuste de los mapas estructurales con pozos permiten interpretar para la Fm. Vaca Muerta un buzamiento promedio entre 0.5° y 1° en sentido NW, con posiciones absolutas de su base a -2415 mrnm y -2500 mrnm, al sur y al norte respectivamente.

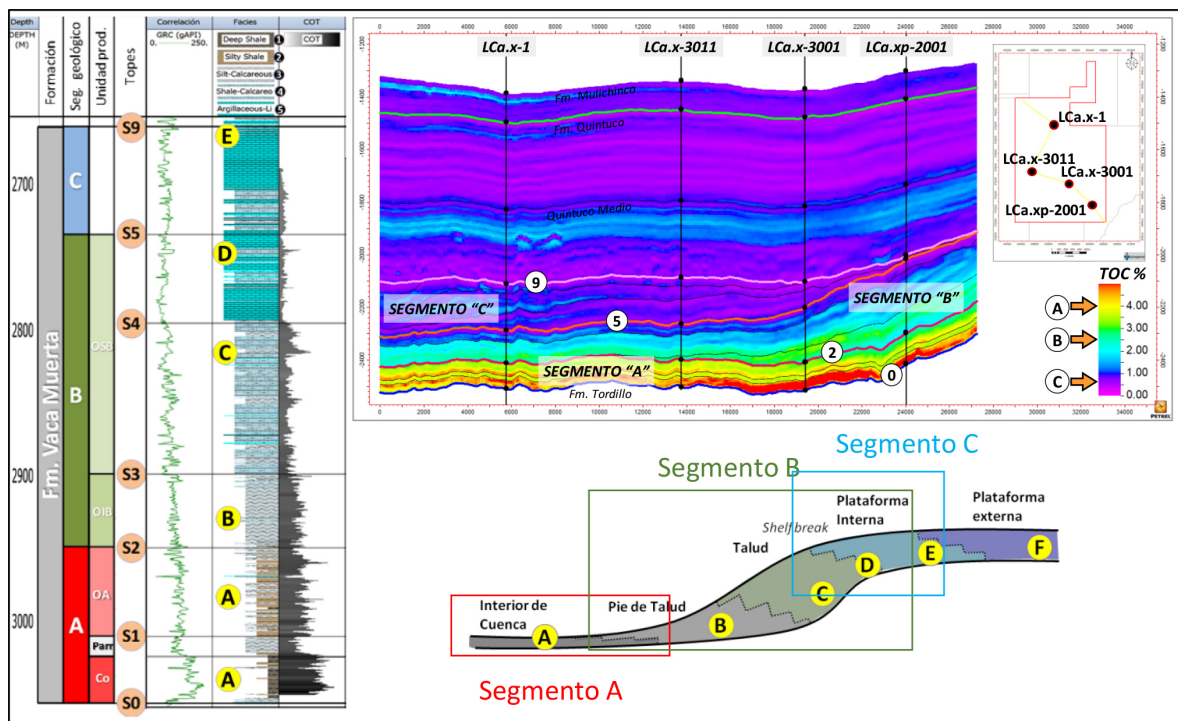


Figura 4. Sección sísmica arbitraria con COT calculado a partir de la impedancia acústica P. Se observan dentro de cada segmento geológico los patrones de apilamiento, el contenido orgánico y sus variaciones laterales. Se incluye un perfil tipo del bloque indicando las principales secuencias de correlación regional y en letras amarillas las asociaciones de facies y subambientes según Rodríguez y María (2022).

EVOLUCIÓN DE UN PROYECTO GREENFIELD EN LA FM. VACA MUERTA

Los proyectos petroleros deben cumplir con un proceso de maduración que apunta a reducir incertidumbres y minimizar los riesgos (técnicos y económicos). El camino hacia el plan de desarrollo no convencional debe cumplir con fases claramente definidas: 1- Exploración, 2- Piloto de Producción, 3- Desarrollo Inicial, y 4- Desarrollo Completo del Campo (*Full-Field Development*, o FFD). Este proceso también se lo conoce como la evolución de la curva de conocimiento (o *Learning Curve*), lo cual incluye realizar una correcta gestión de las incertidumbres para minimizar o mitigar los riesgos inherentes al proyecto (Tabla 1). Lograr reducirlos se vuelve un proceso empírico que requiere del diseño de pruebas concretas, las cuales se concentran en: i) distanciamiento entre pozos, ii) definición de *landings*, iii) evaluación de interferencias, iv) diseños de fractura, v) efectos parent – child, vi) *stacking* lateral y vertical de pozos, entre muchas otras.

Las pruebas deben ser enfocadas. No es aconsejable evaluar todas las incertidumbres de manera simultánea dado que no se tendrían elementos técnicos para detectar el grado de influencia de cada variable, y mucho menos entender cómo éstas afectan a la recuperación final estimada (EUR). Toda la operación finaliza con el ensayo del pozo, donde luego de un periodo

mínimo de 3 a 6 meses se logrará definir la performance productiva, el GOR, y la evolución del caudal de agua producido; así como también entender el parámetro de flujo lineal, la permeabilidad del reservorio, inferir la geometría de las fracturas hidráulicas generadas, y lograr una estimación del EUR (producción neta del pozo). El análisis productivo permite construir un pozo tipo que exprese la evolución del EUR para un periodo de 25 años. Integrando los datos regionales y las curvas de producción del área puede analizarse probabilísticamente el EUR y definir 3 escenarios probables (P10, P50 y P90). Si los resultados productivos asociados a una “receta” particular de pozo son satisfactorios, es decir, son iguales o mejores que el caso base previo, las mejoras son incorporadas a los futuros pozos y transformándose en el nuevo caso base.

DISCIPLINA	INCERTIDUMBRE	EXPLORATORIO	PILOTO DE PRODUCCIÓN	DESARROLLO FASE I
Modelo Geológico	Modelo estructural y estratigráfico	70	80	90
	Distribución de Facies, Petrofísica y geoquímica	60	70	90
	Geomecánica	40	60	70
	Identificación de Landings productivos	50	70	80
	Discontinuidades (Fallas y fracturas)	20	30	30
	Sweet Spot	10	10	40
Perforación	Orientación de pozo	80	90	100
	Longitud de rama	70	80	90
	posición de zapatos	70	80	90
	Slim vs Robusto	40	40	70
	Diseño de Pad	10	30	70
	Tiempos de perforación	20	30	60
Terminación	Longitud de etapa	50	60	80
	clusterización	50	50	80
	Intensidad de arena y Fluido	50	60	80
	Tipo de fluido y arena	50	60	80
	Colapsos de pozo /estadística	0	10	30
	Geometría de Fractura (Alto/ Ancho con Modelo RTA)	20	30	50
Reservorio / Producción	Distanciamiento entre pozos	10	30	50
	Productividad por Landing (Pozo tipo)	30	50	70
	Variabilidad estadística Pozo tipo	10	20	40
	Staking de pozos	0	0	40
	Staking de pads (vecinos)	0	0	10
	Efecto Parent - Child	0	0	0
	Gerenciamiento de orificios	20	40	70
	GOR (Distribución Vertical y Horizontal / Mapa)	30	50	60
	Condensación retrógrada (cambio de GOR con el drawdown)	0	0	30

ESCALA DE CERTIDUMBRE										
0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100

Tabla 1. Principales incertidumbres del proyecto y porcentaje acumulado de resolución según su avance técnico a lo largo de las distintas etapas (Exploración – Piloto de producción – Desarrollo Fase I).

En el caso de los reservorios shale, todas las incertidumbres planteadas (Tabla 1) no responden a procesos unicastales, sino que son producto de complejas interacciones entre la

naturaleza del subsuelo y la operación, lo cual hace que cualquier cambio (tanto natural como de procedimiento) pueda tener un fuerte impacto en los resultados. A su vez, el deseo de las Compañías de maximizar reservas y reducir costos imprime una mayor dificultad a la adquisición de conocimiento y el aprendizaje.

Entendiendo la complejidad del desafío, es elemental identificar las incertidumbres con mayor impacto en etapas iniciales a modo de poder hacer una correcta planificación de las pruebas futuras. El proyecto “*greenfield*” de La Calera logró incorporar conocimientos en etapas tempranas que favorecieron el desarrollo progresivo y ordenado del campo, sirviendo de base técnica para la ejecución de cada fase del proyecto.

FASE EXPLORATORIA

En febrero de 2014, Pluspetrol se transforma en operador del área La Calera en asociación con YPF. El bloque presentaba un alto potencial no convencional en la Fm. Vaca Muerta definido en base a la información obtenida de los pozos verticales existentes, datos regionales, y producción no convencional de áreas vecinas. Estos conocimientos, sumados a la experiencia propia, permitieron ubicarnos en forma avanzada dentro de la curva de conocimiento, y definir un plan exploratorio concreto, orientado a reducir fuertemente muchas de las incertidumbres existentes.

La Fm. Vaca Muerta ya había sido, por entonces, explorada por otras compañías (mayormente YPF) en otros sectores de la cuenca, pero específicamente en la ventana de gas y condensado la actividad productiva había sido escasa. Para la definición del pozo exploratorio se contaba con un modelo geológico soportado por sísmica 3D y 5 pozos verticales que atravesaban la Fm. Vaca Muerta (LCa.x-1, CMo.x-1, TP.x-2, LCa.xp-2001 y ALex-1). Dentro del modelo geológico existían muchos interrogantes por resolver, tales como: el modelo estructural – estratigráfico, la distribución de facies, la petrofísica, la geomecánica, la geoquímica, las discontinuidades estructurales, etc. (Tabla 1). Los datos de pozos de áreas vecinas complementaron la caracterización inicial del proyecto, comenzando a reducir de ese modo parte de los interrogantes (niveles de *landing*, fluidos, orientación de los pozos, diseño de los pozos, diseño de fractura, etc.).

En 2018, se ejecutó el primer pozo exploratorio del bloque (LCa.x-3001(h)) desarrollado en dos fases, una primera vertical, que alcanzó el tope de la Fm. Tordillo (-2500 mnm), y posteriormente un *side-track* para efectuar una rama horizontal de 1500 m (Fig. 5). El pozo vertical tuvo como objetivo incorporar nueva información para caracterizar los 3 segmentos geológicos (Zonas A, B y C) y ajustar la posición estructural y estratigráfica del pozo horizontal. Como parte del trabajo de caracterización, en el piloto vertical se registró un set completo de perfiles, se extrajeron 83 m de testigos corona, 51 testigos laterales rotados, y muestras de

cutting. Posteriormente, los estudios permitieron profundizar el conocimiento sedimentológico, petrográfico, mineralógico, petrofísico, geoquímico, geomecánico y de fluidos.

Para la definición del pozo exploratorio se consideraron factores clave como COT, fluidos, geomecánica e intervalo estratigráfico. Si bien el espesor de la Fm. Vaca Muerta y su contenido orgánico denotan la existencia de varios niveles de navegación, se decidió iniciar la fase exploratoria por la Zona A, ya que presenta el mayor contenido orgánico y presión poral, desarrollo en todo el bloque y antecedentes productivos en áreas vecinas (Capítulo IV, Secretaría de Energía de la Nación).

La rama horizontal navegó dentro del intervalo estratigráfico basal del “Orgánico”, definido como “Orgánico Inferior A, (OIA)” ubicado a unos 60 m por encima de la base la Fm. Vaca Muerta. Para asegurar el correcto emplazamiento del pozo se realizó geonavegación en tiempo real, permitiendo corroborar la posición estructural y estratigráfica del nivel de interés a lo largo de toda la rama horizontal. Posteriormente, durante la completación, se ejecutaron 18 etapas de fractura distanciadas 85 m cada una (con 4 *clusters* por etapa), e intensidad de arena y agua de 1600 lbs/ft (80% cerámica y 20% natural importada) y 1250 gal/ft, respectivamente.

En esta etapa las incertidumbres a responder se concentraron en:

Modelo Geológico: La información incorporada por el pozo exploratorio permitió validar las interpretaciones previas y comenzar a acotar parte de las incertidumbres como: la posición estructural de las secuencias guías, entender las heterogeneidades verticales, las propiedades petrofísicas, geoquímicas (COT y Ro), y geomecánicas. El mayor aporte de esta fase fue la validación del espesor útil de la Fm. Vaca Muerta y la identificación de los nuevos potenciales niveles de navegación (Cocina y OIB), adicionales al OIA probado por el pozo. Dado que no se contó con atributos específicos para zonificar el bloque en áreas de sweet-spot, la única división posible para determinar las mejores condiciones de reservorio fueron en base a la riqueza de líquidos (mapa de GOR).

Perforación: Se planificó con un diseño robusto de 4 cañerías que pueda aislar la Fm. Quintuco, donde los datos locales y vecinos indicaban sobrepresión e inestabilidad geomecánica. Esta decisión permitió mitigar riesgos y cumplir con el objetivo de adquirir DFITs e imágenes de pozo de la Fm. Quintuco y Vaca Muerta, que sirvieron de base para la calibración del modelo geomecánico (ventanas de estabilidad) y el ajuste de las posiciones de los zapatos. En lo que respecta a la orientación del pozo horizontal, los datos de esfuerzos regionales y la imagen resistiva adquirida permitió corroborar la dirección preferencial Norte – Sur (perpendicular al esfuerzo máximo). La terminación se ejecutó en línea con el conocimiento existente en la industria, conservando la incertidumbre de la calidad de la arena (nacional vs. importada) y de su resistencia frente a la sobrepresión de Vaca Muerta (cerámica vs. natural).

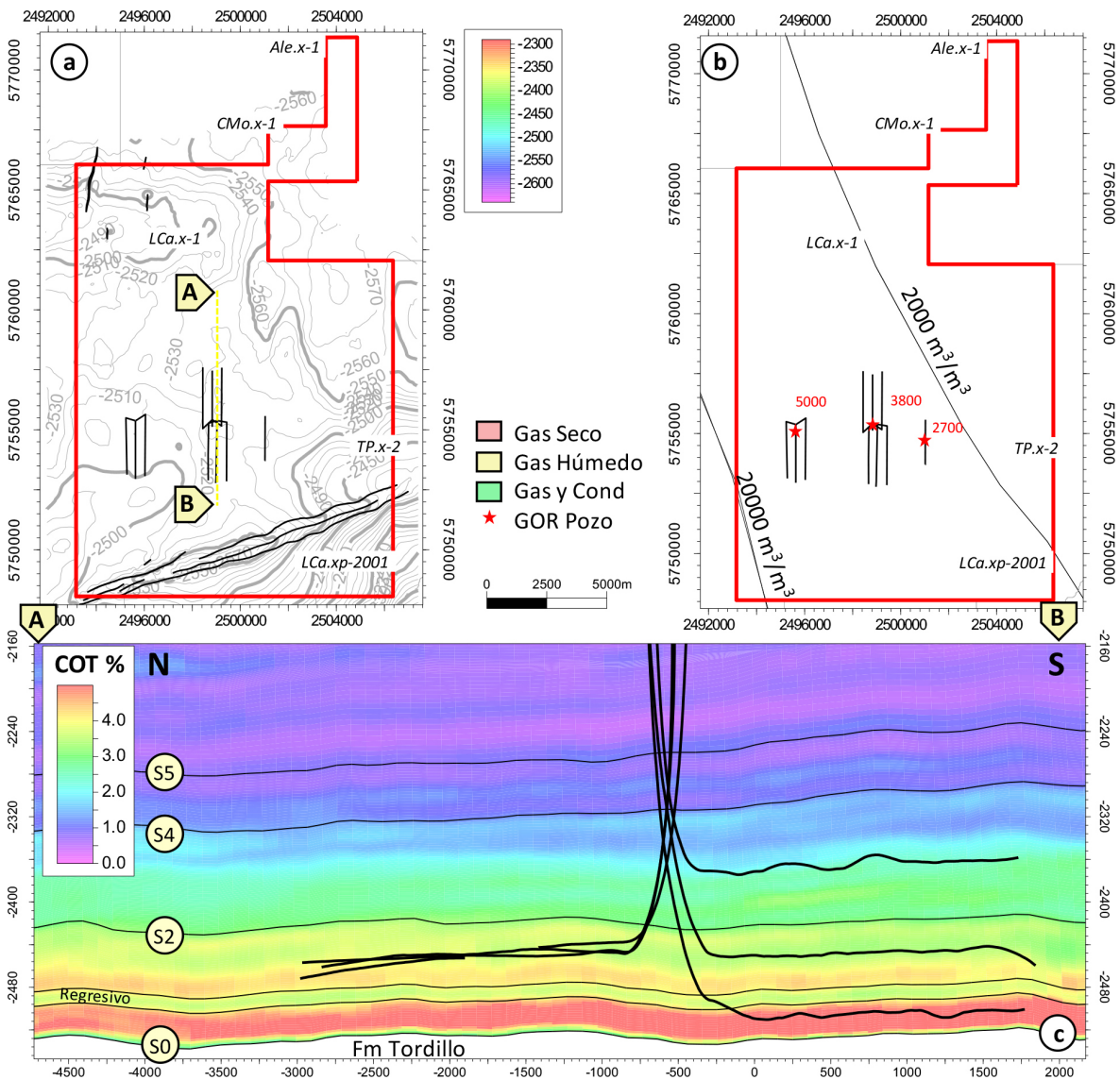


Figura 5. Fase Exploratoria. Posición del pozo exploratorio (vertical + side-track horizontal). a) Mapa estructural en profundidad a la base de la Fm. Vaca Muerta, b) mapa de distribución de fluidos (GOR m^3/m^3), y c) sección esquemática N – S y riqueza de COT (w/w%). (Coordenadas Planas, Campo Inchauspe).

Performance Productiva: Se trata de la mayor incertidumbre del proyecto, ya que representa la evidencia inicial para dimensionar la potencialidad del área. Si bien un solo pozo resulta insuficiente para lograr reducir fuertemente esta incertidumbre (Tabla 1), e impide conocer las variaciones areales existentes en el campo, la certeza respecto a los rangos de productividad asumidos por el proyecto (P10, P50 y P90) tienen un incremento considerable, ya que, sumados a los datos históricos regionales, permite ajustar la performance potencial de los pozos en el bloque y, con algunos meses de ensayo, acotar la incertidumbre en la estimación del EUR. A partir de los datos de ensayo del pozo LCa.x-3001(h), mediante separador trifásico (3 meses de

duración), se observó un potencial productivo similar a los pozos de bloques vecinos (Capítulo IV, Secretaría de Energía de la Nación). El GOR obtenido fue del orden de $2700 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (PVT), resultando ser más rico (en líquidos) a lo esperado originalmente en base a los datos regionales.

Los alentadores resultados del pozo exploratorio facilitaron la decisión de que el proyecto avance hacia un Piloto de Producción en La Calera.

FASE DE PILOTO DE PRODUCCIÓN

Dado que el proyecto se gestiona en etapas sucesivas que apuntan a reducir los riesgos productivos y a optimizar el valor del activo, resulta de gran importancia las visualizaciones de largo plazo y la identificación de las variables de mayor impacto en el desarrollo futuro. En este sentido, es importante destacar que los recursos recuperables del bloque están ampliamente influenciados por:

- a) Cantidad y calidad de los niveles de navegación.
- b) Distanciamiento entre pozos a un mismo nivel geológico y el diseño del Pad.

Puede asumirse que, en yacimientos no convencionales, postergar la definición e incorporación de nuevos *landings* resulta ser contraproducente, dado que, si bien reduce los riesgos y costos a corto plazo, preserva las interrogantes acerca de la calidad y comportamiento productivo, y no evidencia las posibles interacciones entre ellos (interferencias). Avanzar en el desarrollo con un solo nivel implicaría la casi segura pérdida de otros *landings* en esa posición del campo, producto de la dificultad en la adaptación de facilidades en superficie y la alta complejidad geométrica de ordenar los pozos en subsuelo. Esta condición se traduce en el Desarrollo Final (FFD) en una menor cantidad de pozos y un drenado ineficiente del campo.

Considerando estas premisas, la Fase de Piloto de Producción de La Calera se enfocó en responder las incertidumbres de productividad, el distanciamiento de pozos al mismo *landing* y la prospección de nuevos horizontes productivos. El Piloto debe confirmar si los datos productivos de la Fase Exploratoria son representativos del área y comenzar a optimizar los tiempos y costos, logrando satisfacer los condicionantes económicos del proyecto. Los pozos se perforaron aplicando un distanciamiento conservador de 400 m, se realizaron 3 Pads de 3 pozos cada uno, con diseños de apilamiento variables (Fig. 6). Al *landing* del OIA se sumaron “Cocina” correspondiente al intervalo T1-T2 regional según la clasificación de Desjardins *et al.* (2016) y el “Orgánico Inferior B” (OIB), 25 m por sobre la superficie T4. Las decisiones tomadas estuvieron basadas en que la Cocina presentaba un bajo riesgo ya que existían algunas experiencias regionales en dicho intervalo, mientras que el OIB, presentaba similitudes petrofísicas al OIA (calidad de reservorio), aunque en la práctica, carecía de análogos. El largo de las ramas horizontales útiles se definió en 2000 m, dadas las limitaciones respecto a la disponibilidad de algunos equipos y herramientas complementarias (ej.: Coiled tubing), así como la falta de experiencias operativas en ramas horizontales más extensas. La completación fue

realizada mediante fracturas hidráulicas de tipo *ziper-frac*, logrando procesos cíclicos a modo factoría que optimizaron tiempos y costos. Se ejecutaron 25 etapas por pozo, con distanciamientos de 80 m entre etapas (4 *clusters* por etapa), aumentando la intensidad de arena (1800 lb/ft) y agua (1700 gal/ft) respecto al pozo exploratorio, y se decidió utilizar propante 100% natural de origen nacional. En lo que respecta a producción, se decidió avanzar con la ejecución de una “*Early Production Facilities*” o EPF que permitiera monetizar la producción inicial, cubrir gastos operativos (OPEX), y prolongar los periodos de ensayo. Las instalaciones se dimensionaron para producir 3 MMm³/d de gas y 700 m³/d de condensado.

El Piloto planteado permitió reducir incertidumbres de las siguientes variables:

Modelo geológico: los datos incorporados en los pilotos verticales sumado a los datos de geonavegación de todos los pozos horizontales permitieron ajustar el modelo estructural, estratigráfico, petrofísico, geoquímico y geomecánico. Se logró construir un modelo 3D de detalle donde se integró la sismoestratigrafía y las variaciones de facies y de propiedades estáticas. Los pozos ejecutados en el piloto de producción permitieron definir en detalle la columna mineralizada y su distribución en el campo.

Fluido (Mapa de GOR): Dado que regionalmente La Calera se encuentra en ventana de transición de fluidos, la Fase Piloto colaboró en el ajuste local del mapa de GOR, ayudando a entender cuál es la variación areal de esta propiedad dentro del bloque. Los resultados mostraron que las variaciones conservan un rumbo SW-NE, aunque las distintas ventanas muestran progresiones diferentes. En la zona de Gas y Condensado ($\text{GOR} < 3500 \text{ m}^3/\text{m}^3$), los aumentos de GOR muestran tendencias lineales, mientras que en los sectores de Gas Húmedo ($5000 \text{ m}^3/\text{m}^3 < \text{GOR} < 15000 \text{ m}^3/\text{m}^3$) y Gas Seco ($\text{GOR} > 15000 \text{ m}^3/\text{m}^3$) el GOR se incrementa en forma exponencial evidenciando una ventana de transición estrecha.

Por otro lado, si bien los distintos *landings* muestran diferente madurez térmica, el GOR no presenta variaciones sustanciales, incluso entre aquellos más distantes verticalmente (Cocina vs OIB = 120 m). Esta condición, muestra que no existe estratificación vertical de fluidos dentro de la zona útil de Vaca Muerta.

Distanciamiento e interferencia entre pozos: Junto al nivel de *landing*, el distanciamiento entre pozos es otra variable crítica del desarrollo, resultando fuertemente dependiente de las propiedades geomecánicas del subsuelo, la disposición de los *landings* (vertical y horizontal), y la red de fracturas hidráulicas generadas.

Está ampliamente aceptado por la industria que reconocer la geometría y el tipo de fractura (planar o dendrítica) es altamente complejo. Una aproximación simplificada puede lograrse a partir del modelado RTA (Rate Transient Analysis), una metodología numérica aplicada que permite visualizar dicha geometría a partir de la productividad y la evolución de la presión

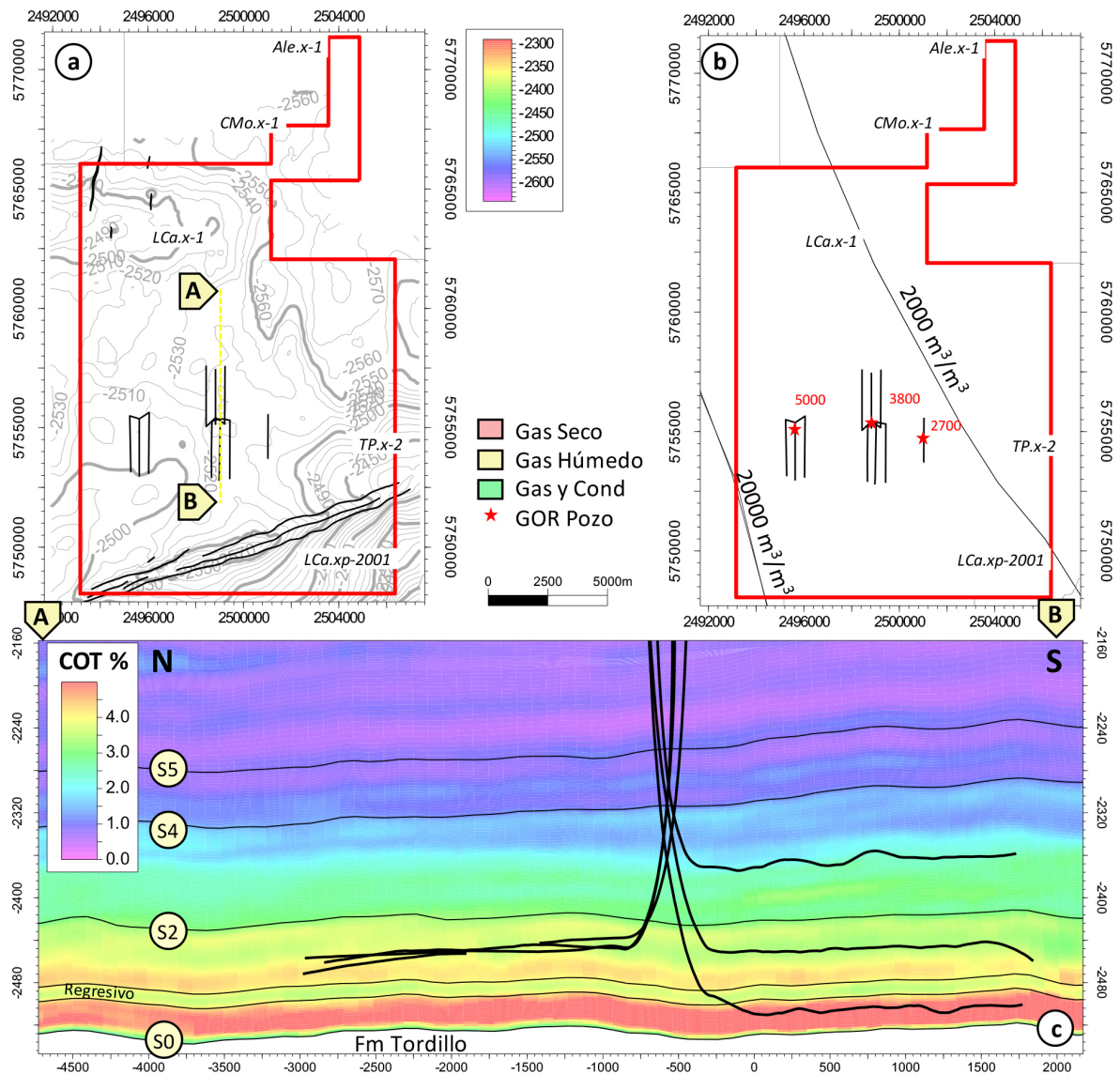


Figura 6. Fase Piloto de Producción. Posición de los Pads perforados (3). a) Mapa estructural en profundidad a la base de la Fm. Vaca Muerta, b) mapa de distribución de fluidos (GOR m³/m³) y c) sección N – S dentro de la ventana de gas húmedo alineada a dos Pads perforados en esta fase; atributo representado corresponde a COT (w/w%). (Coordenadas Planas, Campo Inchauspe).

de fondo. El análisis multipozo debe explicar los distanciamientos planteados respecto a interferencias registradas en las performances productivas individuales. Este modelado busca la distancia óptima donde las alas de fractura se aproximen lo suficiente para drenar la totalidad de las reservas, evitando que exista una interferencia prolongada que reduzca la EUR del pozo. Complementariamente, esta fase ejecutó además tests de interferencia durante la apertura de uno de sus Pads, realizando monitoreo de presión con uso de memorias en fondo de pozo. A lo anterior se sumaron los bombeos de trazadores químicos durante la completación, como una opción cualitativa para monitorear la interferencia y conectividad entre ellos. De este modo,

comprender la interferencia se torna un proceso empírico que requiere encontrar la geometría de distanciamiento y *stacking* ideal para optimizar el desarrollo del yacimiento.

Performance productiva (Pozo tipo, Evolución del GOR y Gerenciamiento de orificios):

La información obtenida de la Fase Piloto permitió reducir sensiblemente la incertidumbre en el pozo tipo de los distintos *landings*. La Figura 7 muestra la EUR de gas normalizado estimado a la salida de cada fase. En primer lugar, puede observarse que el grado de incertidumbre luego de la Fase Exploratoria era distinta para cada *landing*. El ensayo de producción de 3 meses realizado en LCa.x-3001(h), aportaba una menor incertidumbre al objetivo OIA, mientras que, en la Cocina, su variabilidad era levemente superior, limitada por la información de producción de bloques cercanos y su relativa homogeneidad geológica que permitía inferir un comportamiento similar. Por último, el OIB era el objetivo más incierto debido a la inexistencia de análogos en las cercanías del bloque, y su mayor complejidad sismoestratigráfica y heterogeneidad facial. Aquí, extrapolar comportamientos de áreas lejanas podría resultar en pronósticos erróneos.

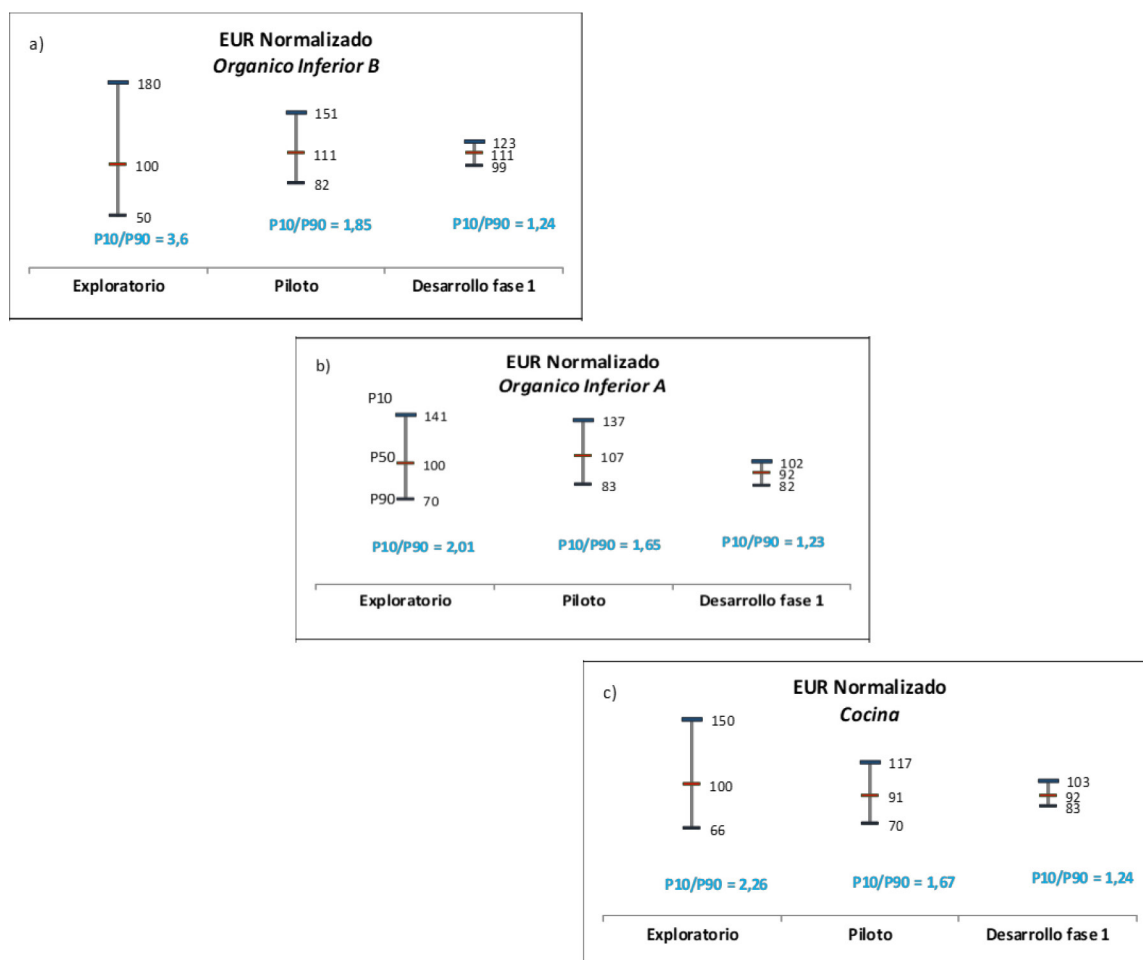


Figura 7. Fase Piloto de Producción. Posición de los Pads perforados (3). a) Mapa estructural en profundidad a la base de la Fm. Vaca Muerta, b) mapa de distribución de fluidos (GOR m³/m³) y c) sección N – S dentro de la ventana de gas húmedo alineada a dos Pads perforados en esta fase; atributo representado corresponde a COT (w/w%). (Coordenadas Planas, Campo Inchauspe).

Luego de la fase piloto, la incertidumbre se redujo sensiblemente. El pozo tipo del OIA acotó su incertidumbre un 18%, posicionando su P50 un 7% por encima del estimado en la fase anterior. Por el contrario, el recálculo del pozo tipo en la Cocina generó una disminución del 9% en su P50 respecto a la fase previa. Aun considerando que en la Fase Piloto se perforaron menos pozos en la Cocina que en el OIA, el nivel de incertidumbre al fin de la fase resultó similar en ambos *landings*, ya que los pozos de la Cocina presentaron menor dispersión y un comportamiento más similar entre ellos. Este hecho, compensó el menor tamaño de la muestra en términos de incertidumbre productiva. Por último, la performance del OIB en esta Fase Piloto fue superior a la esperada originalmente, incrementándose su P50 en un 11%. En este objetivo, si bien se obtuvo una fuerte reducción en la relación P10/P90, la misma se mantuvo por encima de los valores de los otros *landings* por contar solo con 1 pozo productivo del OIB.

La Fase Piloto permitió confirmar que los tres *landings* evaluados resultan productivos y económicos, triplicando el potencial de recursos del yacimiento.

DESARROLLO FASE I

La planificación, factibilidad e inicio de la Fase de Desarrollo está netamente influenciada por los conocimientos adquiridos en las etapas previas (Exploración y Fase Piloto). En esta instancia, el dimensionamiento operativo de la actividad deja de depender de la potencialidad del recurso, tornándose función de la construcción y disponibilidad de las instalaciones para su procesamiento. Inicialmente, la producción fue tratada por la EPF construida para la Fase Piloto. En 2020, se amplió su capacidad de procesamiento, alcanzando los 5 MMm³/d de gas, 1000 m³/d de condensando y 1600 m³/d de agua.

Se denominó a esta fase como “Desarrollo fase I” porque es en la cual se avanzó a modo factoría dimensionando las operaciones a partir de las instalaciones existentes. La cantidad de Pads a incorporar y la ubicación en el yacimiento (mapa de GOR) se volvió totalmente dependiente de las capacidades de procesamiento (GOR de 5000 m³/m³) y del pozo tipo de referencia. Se debe considerar que la planta tiene una relación definida de tratamiento de los distintos fluidos. El hecho de que el yacimiento se ubique en zona de transición de fluidos aporta un mayor grado de libertad a la actividad, pudiendo adaptarse la perforación y apertura de pozos según su ubicación, a modo de mantener la planta al máximo de su capacidad con solo conservar la relación de fluidos dentro del GOR requerido.

Durante esta fase, se consideró un diseño inicial de Pads de 3 pozos, 3 *landings*, ramas horizontales de 2000 m, orientación Norte, y distanciamientos entre pozos de 400 m. Sin embargo, basados en la evidencia empírica en otros yacimientos con distanciamientos menores y producciones similares (Veiga *et al.* 2018) se decidió posteriormente reducir el distanciamiento a 300 m. Al momento de esta publicación, ya se han realizado 4 Pads (12 Pozos) donde también

se optimizaron los largos de rama a 2500 m (Fig. 8).

Además de las optimizaciones en distanciamiento y longitud de rama horizontal, se ejecutaron diferentes estrategias de completación (HVFR, alta densidad de fractura, alta *clusterización*, y alta intensidad de propante y fluido) y la exploración de un cuarto nivel de navegación (“Orgánico Superior A” (OSA). El número de etapas varía en función de la longitud de la rama, se aplicaron distanciamientos entre 62 y 50 m entre etapas (4 a 8 *clusters* por etapa), se aumentó la intensidad de arena (2200 – 3000 lbs/ft) y agua (2100 - 2800 gal/ft), utilizándose propante 100% natural de origen nacional.

A continuación, se detallan los avances en la reducción de incertidumbres asociados al Desarrollo Fase I, como así también cuales fueron los principales interrogantes encontrados.

Modelo Geológico: Su incertidumbre se redujo considerablemente, dado que se incorporaron metodologías que facilitaron el emplazamiento de los pozos. El aporte más destacado fue una nueva metodología incorporada por geonavegación para el aterrizaje de los pozos (Alvarez *et al.* 2022). El monitoreo continuo de los pozos a lo largo de la rama horizontal aseguró el correcto emplazamiento dentro de las zonas de interés. Los datos recopilados del modelo de geonavegación permitieron ajustar la forma estructural del subsuelo y las variaciones de espesor con un alto grado de certeza en radios cercanos a los pozos (2000 m). Alejarse de los puntos de control asociados al pozo, la incertidumbre aumenta hasta los valores máximos impuestos por la incertidumbre sísmica (± 10 m).

Completación: Las operaciones fueron continuamente optimizadas buscando simplificar la actividad del campo, reduciendo los costos y los tiempos. Se avanzó en un plan de mejora continua de los diseños de fractura (mayores intensidades de propante y fluido, fluidos tipo HVFR, alta *clusterización*, etc.); sin embargo, se registraron eventos de frac-hits dentro de pozos de un mismo Pad, lo que imposibilita el pasaje de tapones y cañones hasta la ubicación definida generando pérdida de metros de rama estimulable. Esta condición parece verse favorecida por la presencia de discontinuidades subsísmicas (fallas o fracturas naturales) no observables ni predecibles mediante la interpretación de la sísmica 3D (limitación de resolución propia del método). La caracterización estructural regional puede mostrar sectores con mayor cantidad de estos eventos, pudiendo estar vinculados a la dirección de los lineamientos principales. Esta incertidumbre geológica, manifiesta durante la estimulación, tiene en La Calera mayor presencia en el sector Oeste del yacimiento. La presencia de colapsos afecta gravemente la productividad de los pozos dado que reducen su rama efectiva. La medida de mitigación adoptada en estos casos incluyó la estimulación con etapas dobles y/o triples utilizando divergentes, permitiendo avanzar rápidamente en la completación del pozo y evitar zonas complejas, reduciendo la posibilidad de colapsos (comparado con etapas simples). Aun adoptando este tipo de medidas, la incertidumbre acerca de la eficiencia en la estimulación y la geometría de la red de fracturas

al utilizar divergentes se conserva. Realizando una comparación normalizada por rama estimulada se observa que los pozos con etapas dobles y triples alcanzan una productividad similar a aquellos con etapas simples, sin observarse pérdidas de productividad a lo largo de los meses posteriores.

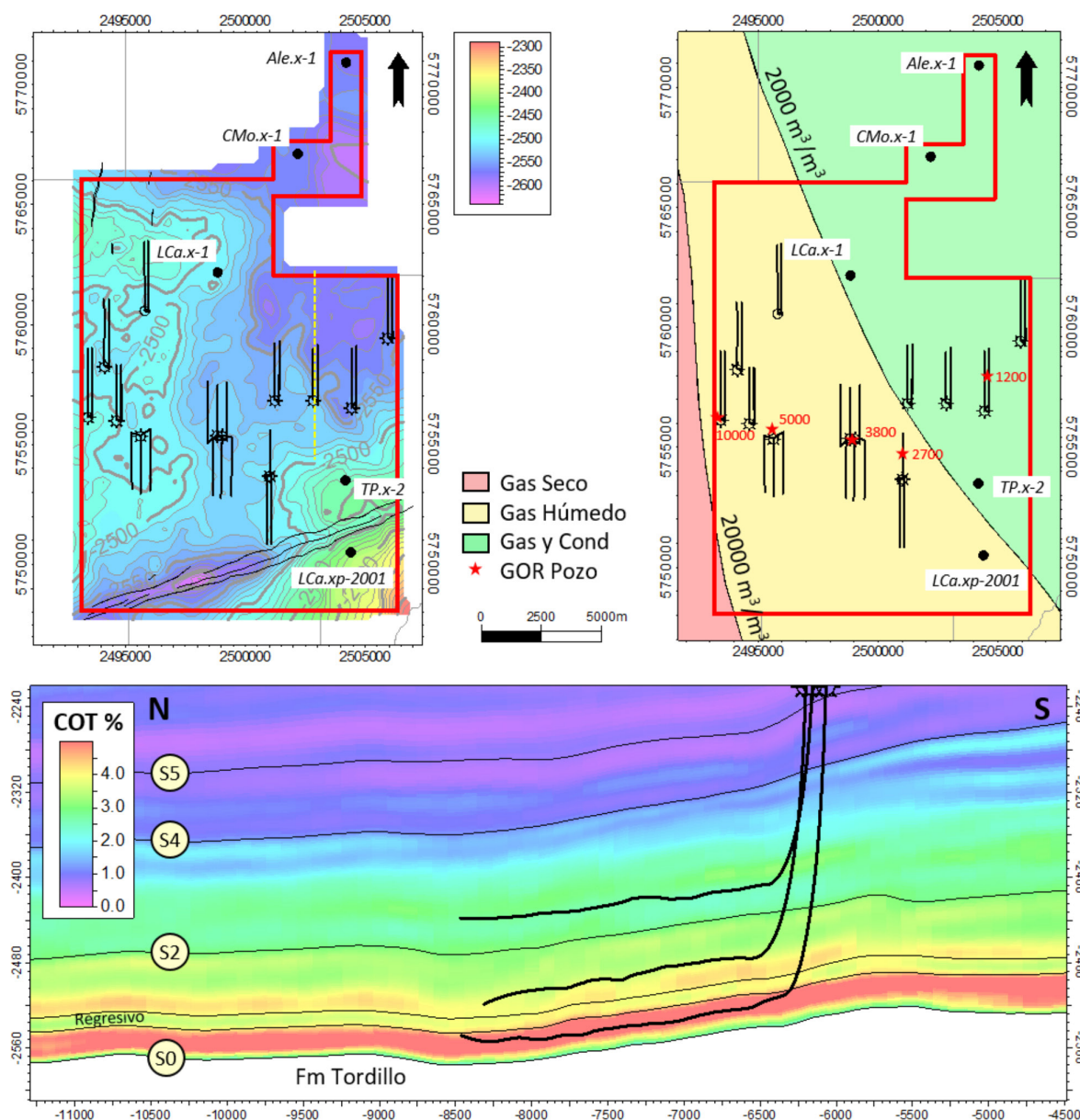


Figura 8. EUR de gas normalizado estimado a la salida de cada fase. Por confidencialidad los volúmenes fueron normalizados de forma que el P50 estimado luego de la Fase Exploratoria fuera de 100 para cada objetivo de *landing*.

Mapa de GOR: La incorporación de nuevos pozos ayudó a lograr un mejor ajuste de la distribución de fluidos en el bloque, reduciendo su incertidumbre y logrando una mejor definición de la “zona de transición de fluidos”. Las comparaciones con mapas previos a esta

fase muestran que La Calera tiene un mayor volumen de líquidos y que no existe segregación de fluidos entre los distintos *landings*. La variación del GOR en el tiempo está sujeta a la reducción de la presión de reservorio, mensurar este efecto es crítico en las estimaciones de EUR. Para estudiar este fenómeno, se tomaron muestras PVT con el objetivo de conocer el punto de rocío y hacer un seguimiento de la producción con controles de separador en aquellos pozos de mayor historia. Esto permite además entender la presión a la cual se iniciará la condensación retrógrada. Los resultados obtenidos muestran que en algunos casos ya se ha alcanzado el punto de rocío, asimismo la variación del GOR no es significativa.

Landings: se continuó el desarrollo de los tres *landings* comprobando su productividad. Al aumentar la cantidad de pozos se redujo la incertidumbre asociada al pozo tipo. Esta fase también reservó algunos pozos para explorar un nuevo objetivo de *landing* (OSA), buscando conocer si un pozo en dicha posición logra optimizar la producción de la Zona A. Estas decisiones tienen riesgos asociados, tales como incremento en interferencia de fracturas, peor performance respecto al Pozo Tipo, y potenciales colapsos. Si el pozo al OSA demuestra alcanzar el umbral del pozo tipo del campo sin afectar significativamente a los otros niveles, permitirá incorporar este *landing* en una etapa temprana del desarrollo.

Distanciamiento entre pozos: Conocer el distanciamiento ideal afecta en forma directa a la cantidad de pozos a perforar en el yacimiento. Esta incertidumbre se relaciona con el barrido eficiente del área y se balancea con la distancia entre los *landings* y los diseños de las redes de fractura en el reservorio. Sin embargo, debe mencionarse que aún no se han ejecutado Pads contiguos, imprescindible al momento de estudiar el distanciamiento (deben analizarse al menos 3 Pads contiguos). Evaluar esta condición permitirá entender los efectos del *stacking* de pozos y mensurar la modificación de los EUR en condiciones de desarrollo, identificando efectos como el *parent-child*.

Performance productiva: La Figura 7 indica una drástica disminución en el nivel de incertidumbre del pozo tipo al finalizar la Fase 1 del Desarrollo, dado el mayor tamaño muestral. En el *landing* OIA se incorporaron algunos pozos con pobre performance, generando que el EUR quede acotado dentro del rango P90 – P50 de la fase anterior. En la Cocina y el OIB, el P50 se mantuvo similar al pronosticado. Concluida la Fase 1 del Desarrollo, la incertidumbre productiva de los 3 objetivos de *landing* resulta notablemente inferior a las estimaciones previas.

LEARNING CURVE

Ponderar una Curva de Aprendizaje para un proyecto no convencional resulta una tarea compleja. En base a las experiencias incorporadas durante el desarrollo del bloque La Calera, y considerando los indicadores claves del proyecto, se elaboró una Curva de Aprendizaje cualitativa que ayuda a comprender la importancia de la identificación y el estudio de las incertidumbres

presentes en un proyecto greenfield no convencional. En base a los conocimientos alcanzados en cada fase, y ponderando cada una de las cuatro disciplinas consideradas (Modelo Geológico, Perforación, Completación y, Reservorio y Producción), se obtuvo un indicador numérico de progresión, donde para cada disciplina se identificaron los puntos clave que le otorgaron mayor valor (Recursos Recuperables) a la totalidad del proyecto. La Figura 9 muestra la Curva de Aprendizaje y describe los principales aspectos de avance. Se incorporan además aquellas incertidumbres que aún requieren de mayores estudios para mitigarse y serán motivo de análisis futuros durante el desarrollo completo del campo (FFD). Aún existen incertidumbres a evaluar, como: Pads con pozos a los 4 *landings*, distanciamiento óptimo, y efectos de *stacking* y *parent-child* sobre el EUR, condensación retrógrada en el reservorio y predicción de zonas con potenciales colapsos de casing. Se asume que estas incertidumbres planteadas no responden a procesos unicastales, sino que son producto de complejas interacciones entre la naturaleza del subsuelo y la operación, lo cual hace que cualquier cambio pueda tener un fuerte impacto en los resultados.

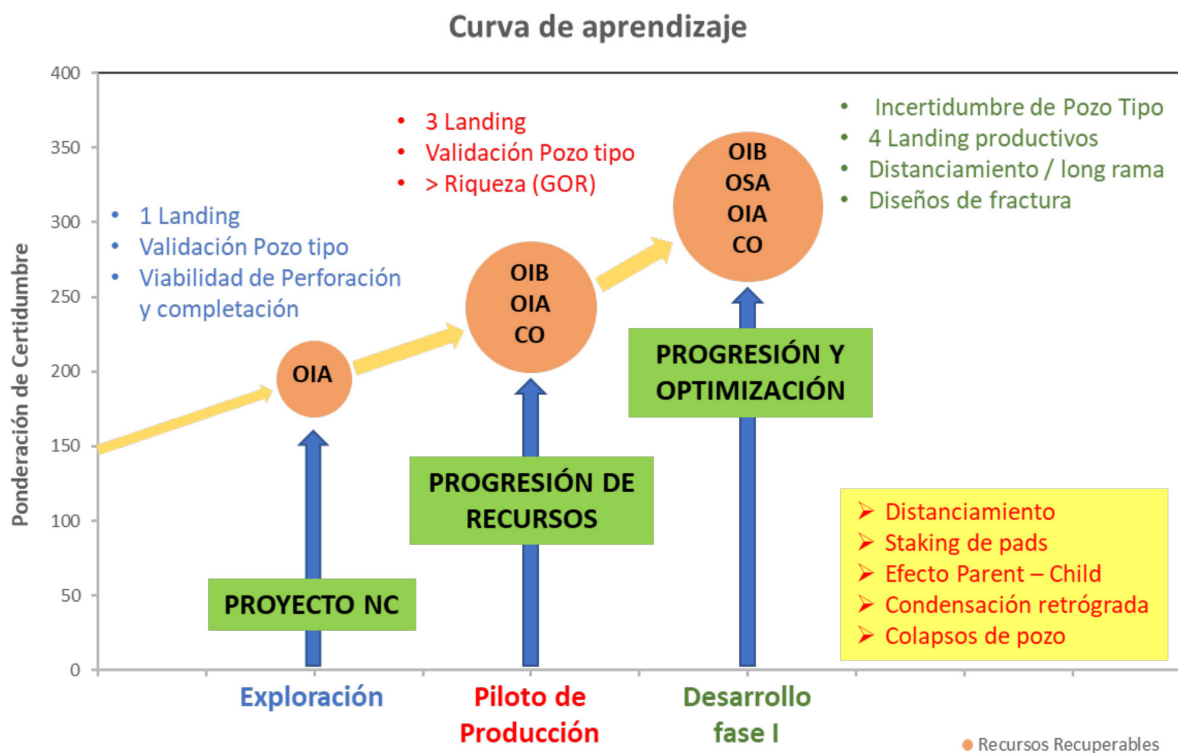


Figura 9. Desarrollo Fase I. Posición de los Pads perforados (9). a) Mapa estructural en profundidad a la base de la Fm. Vaca Muerta, b) mapa de distribución de fluidos (GOR) y c) sección N – S dentro de la zona de Gas y Condensado y riqueza de COT (w/w%) según la ubicación de un Pad de referencia. (Coordenadas Planas, Campo Inchauspe).

CONCLUSIONES

Los resultados productivos de La Calera ubican al proyecto como uno de los de mayor potencial dentro del *play* no convencional de la Formación Vaca Muerta.

A través de las distintas fases identificadas en el trabajo se logró reducir incertidumbres claves del proyecto. Durante la **Fase Exploratoria**, el pozo vertical posibilitó la incorporación de datos de calidad que ayudaron a la comprensión del reservorio y a definir la posición de la rama horizontal dentro del intervalo “Orgánico Inferior A”. Los conocimientos incorporados por el pozo exploratorio (LCa.x-3001(h)) permitieron ajustar el modelo geológico: i) identificar otros niveles de navegación, ii) incorporar datos para optimizar la construcción y terminación de pozos futuros, iii) definir el potencial productivo del nivel navegado, y iv) ajustar el mapa de distribución de fluidos (GOR).

En la **Fase de Piloto de Producción**, se incorporó estadística productiva del OIA, así como también se exploraron dos nuevos *landings* (“Cocina”, y “Orgánico Inferior B”). Los resultados productivos reforzaron las conclusiones obtenidas durante la Fase Exploratoria, reduciendo las incertidumbres asociadas a la productividad, variabilidad del pozo tipo, niveles de navegación, ajuste del mapa de distribución de fluidos, y la interferencia entre pozos distanciados a 400 m.

La **Fase de Desarrollo I**, limitada por las condiciones de procesamiento de la planta, (5 MMm³/d de gas y 1000 m³/d de condensado) requirió la distribución de los pozos en el campo de modo de lograr GOR promedios de 5000 m³/m³. Dado que esta fase buscó iniciar una operación a modo factoría se definieron nuevas estrategias como ser, diseños de Pads de 3 pozos (uno por *landing*), distanciamientos de 400 m y 300 m, mayores longitudes de rama estimulable (de 2000 m a 3000 m), y aperturas de pozo más agresivas. Los resultados productivos mostraron que estadísticamente el nivel OIB presentó el mayor potencial.

Los conocimientos adquiridos a lo largo del proyecto permitieron progresar dentro de la curva de aprendizaje. Resulta importante conservar el foco en la investigación y el diseño de nuevas pruebas que colaboren en la reducción de incertidumbres e incrementen el valor económico del proyecto.

A futuro se planea continuar con pruebas que aporten mayor valor, tales como: distanciamiento vs EUR (al menos 3 Pads vecinos), Pads de 4 pozos con 4 *landings* distintos, identificar efectos parent – child, evaluar la factibilidad de nuevos *landings*, entre otros.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a Pluspetrol S.A. e YPF S.A. por permitir la divulgación de la información presentada. Agradecemos la colaboración de Francisco Herrero Clar por su valioso aporte al desarrollo del trabajo.

REFERENCIAS

- Alvarez, L.M., Reynaldi, J.M., Rodriguez, L.G., Maria, S. 2022. Metodología para la Reducción de la Incertidumbre Geológica en el Aterrizaje de Pozos Horizontales en Reservorios No Convencionales. 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mendoza, Argentina.
- Askenazi, A., Biscayart, P., Cáneva, M., Montenegro, S., Moreno, M. 2013. Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU. SPE-JJPP00003.
- Brisson I. y Veiga, R. 1999. Gira de campo, Cuenca Neuquina. YPF. Informe inédito.
- De Barrio, A., Ferraresi, P., Köhler, G., Marchal, D., Blanco, S. 2018. Estudio Comparativo de Testigos Corona de las dos Secciones Enriquecidas de la Formación Vaca Muerta en la Zona de Shale Gas, Noroeste del Engolfamiento Neuquino. Revista de la Asociación Geológica Argentina, 75 (2): 243 – 252.
- Desjardins, P., Fantin, M., González Tomassini, F., Reijenstein, H., Sattler, F., Domínguez, F., Kietzmann, D., Leanza, H., Bande, A., Benoit, S., Borgnia, M., Vittore, F., Simo, T., Minisini, D. 2016. Capítulo 2: Estratigrafía Sísmica Regional. En González G. *et al.* (eds.) Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. IAPG: 5-22, Buenos Aires.
- Dominguez, R.F., Catuneanu, O. 2017. Regional Stratigraphic Framework of the Vaca Muerta – Quintuco System in the Neuquén Embayment, Argentina. XX Congreso Geológico Argentino. San Miguel de Tucumán, Tucumán, Argentina.
- González Tomassini, F., Hryb, D.M., Palacio, J.P., Lazzari, V., Bertoldi, F., Sagasti, G. 2017. Caracterización e Impacto de las Heterogeneidades Identificadas en Subsuelo en la Formación Vaca Muerta. XX Congreso Geológico Argentino. San Miguel de Tucumán, Tucumán, Argentina.
- Marcial, E.R., Loto Campos, G.A., Falcón, C.M. Aplicaciones de Microscopía Electrónica de Barrido en Roca Madre: El Caso de la Formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina. XX Congreso Geológico Argentino. San Miguel de Tucumán, Tucumán, Argentina.
- Reijenstein, H.M., Domínguez, R.F., Bande, A., Vallejo, M.D., Notta, R., Guerberoff, D., Lanusse, I., Köhler, G., Borgnia, M., Benoit, S., Leanza, H.A., Gómez Rivarola, L., Weger, R., González Tomassini, F., Kietzmann, D., Rodriguez Schelotto, M.L., Desjardins, O., Marchal, D., Martinez, A., Vittore, F., Fantín, M., Depine, G., Sattler, F., Rosemblat, A. 2017. Transecta Sísmica Regional del Sistema Vaca Muerta – Quintuco: Interpretación de Facies Sísmicas Basada en Impedancia Acústica y Litofacies Dominantes. XX Congreso Geológico Argentino. San Miguel de Tucumán, Tucumán, Argentina.
- Rodriguez, L.G. y Maria, S. 2022. ¿Puede el Machine Learning Contribuir a la Caracterización Paleogeográfica de Vaca Muerta? XXI Congreso Geológico Argentino, Puerto Madryn, Chubut, Argentina.
- Sosa Massaro, A., Frydman, M., Barredo, S. 2017. Estratigrafía Mecánica de Detalle Aplicada al Modelo Geomecánico Elástico Anisotrópico en la Formación Vaca Muerta. XX Congreso Geológico Argentino. San Miguel de Tucumán, Tucumán, Argentina.
- Veiga, R., Bande, A., Micucci, E., Mosquera, A., Macellari, C. 2018. Análisis en la Capacidad de Almacenamiento de Gas a Partir del Uso de Registros de

Pozo. Ejemplos en la Fm. Vaca Muerta. 10^a Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG. Mendoza, Argentina.

Wegener, R.J., Rodriguez Blanco, L., Eberli, G.P. A Ba-

sinal Reference Section and Lateral Variability of the Vaca Muerta Formation in the Neuquén Basin, Argentina. XX Congreso Geológico Argentino. San Miguel de Tucumán, Tucumán, Argentina.