

DESARROLLO MULTILANDING DE LA FM. VACA MUERTA EN EL YACIMIENTO LA AMARGA CHICA, CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA. EXPERIENCIAS, LECCIONES APRENDIDAS Y DESAFÍOS

Franco Vittore¹, Gastón Manestar¹, Gustavo Flores Montilla¹, Carolina Bernhardt¹, Tamara Mobilio¹, Julia Bouhier¹, Camila Fraga¹, Florencia Rincón¹, Hector Biglia¹, Gerardo Silva¹, Safwan Nadzri² y Zarif Alwi²

1: YPF S.A. franco.vittore@ypf.com, gaston.manestar@ypf.com, gustavo.flores@ypf.com,
carolina.bernhardt@ypf.com, tamara.mobilio@ypf.com, julia.bouhier@ypf.com, camila.fraga@ypf.com,
maria.f.rincon@ypf.com, hector.biglia@ypf.com, gerardo.silva@ypf.com
2: PETRONAS. safwan.nadzri@petronas.com, zarif_alwi@petronas.com

Palabras clave: Caracterización, Vaca Muerta, Niveles de Navegación, La Amarga Chica

ABSTRACT

La Amarga Chica is an Unconventional Shale Oil concession area, developed by the companies YPF (operator) and PETRONAS. It is located in the central-eastern sector of the province of Neuquén, 18 km northeast of the town of Añelo, it has a total area of 186 km², divided into 3 triangular areas called South Triangle, Central Triangle and North Triangle.

The Vaca Muerta Fm. constitutes the productive objective of the Field, which was initially characterized by 2 vertical exploratory wells (2011-2012) and later by a comprehensive pilot phase comprised of 3 delineation phases (2015-2018), which included the drilling of vertical and horizontal wells, and then moving on to the factory development phase of the Play, which continues to this day.

During the pilot stage, an acquisition campaign was carried out integrating static and dynamic reservoir information. Static data included acquisition of 3D seismic coverage, cores in 2 wells (270 m), complete electrical logs in vertical wells, sampling of cutting and microseismic surveys in 3 pads of the Block. Dynamic data included static and dynamic gradient data, PVT fluid samples, production fluid analysis, chemical tracers, Diagnostic Fracture Injection Test (DFIT), pressure measurements, among others.

To date, 5 navigation levels have been successfully evaluated in the area, 2 of which are located stratigraphically at the base of Vaca Muerta Fm., internally called Cocina and Lower Orgánico, and 3 levels corresponding to the Upper Orgánico level distributed within the progradational clinoforms of the depositional system, verifying the feasibility of its development in terms of productivity, economic indicators, and associated reserves.

This work present case studies of Multilanding development with many navigation levels per pad, lessons learned, risks and mitigation measures adopted. Likewise, the next challenges of the project will be addressed, focused on optimizing the development strategy, viability of cube development, testing of a new landing zone, deepening the processes of continuous improvement and mitigation of problems related to factory mode development.

INTRODUCCIÓN

El yacimiento La Amarga Chica se localiza 90 km al NO de la ciudad de Neuquén y a 16 km de la localidad de Añelo (Fig. 1), posee una superficie de 186 km², comprendida en 3 áreas de geometría triangular que denominaremos Triángulo Sur, Triángulo Centro y Triángulo Norte. Representa el segundo campo de petróleo No Convencional de mayor producción en la Argentina, después de Loma Campana.

Vaca Muerta es la formación productiva del bloque, caracterizada inicialmente a partir de la perforación de dos pozos verticales exploratorios y luego por una etapa piloto que consistió en tres fases anuales (2015-2017) e incluyó la perforación de 33 pozos con sus pilotos asociados de adquisición de datos (Vittore, *et al* 2018).

En el año 2018 se inició la fase de desarrollo modo factoría, y hasta la actualidad lleva perforados 114 pozos horizontales con una producción diaria de petróleo de 7000 m³/d.

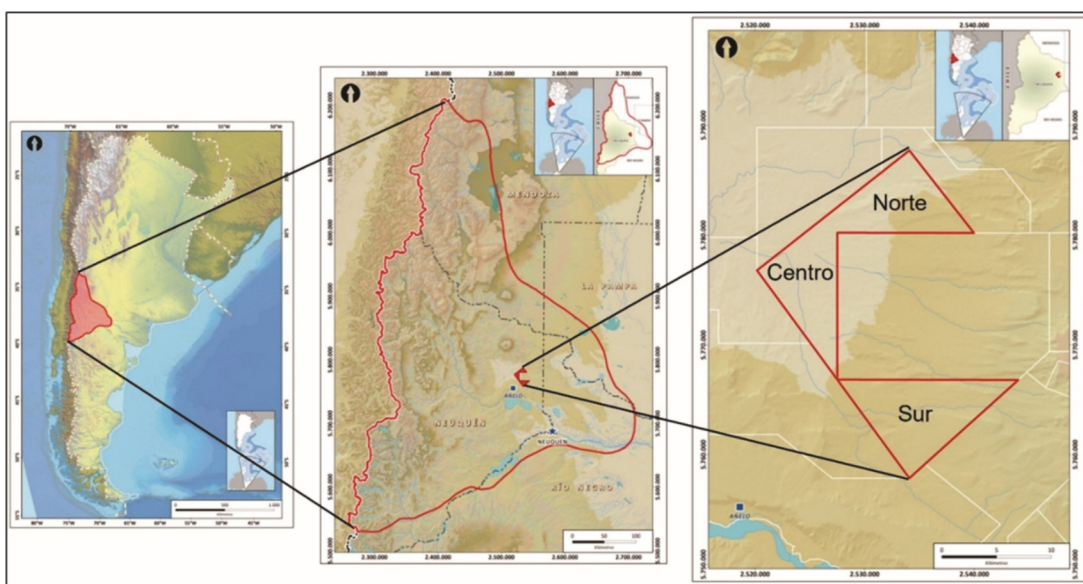


Figura 1. Mapa de ubicación Yacimiento La Amarga Chica, Cuenca Neuquina, Argentina.

CARACTERIZACIÓN NIVELES DE NAVEGACIÓN

Durante la etapa piloto se llevó a cabo un plan de adquisición de datos estáticos y dinámicos convenientemente distribuidos a lo largo del bloque. Los datos estáticos incluyeron adquisición de cobertura sísmica 3D, testigos corona en 2 sondeos (270 metros), perfiles eléctricos completos en los pozos verticales, muestreo de recortes de perforación y microsísmica. Entre los datos dinámicos se cuenta con datos de gradientes estáticos y dinámicos, muestras de fluido PVT, análisis de fluido de producción, trazadores químicos, Diagnostic Fracture Injection Test (DFIT) y mediciones de presión, entre otros.

El objetivo y estrategia en la etapa piloto, fue el de-risking de toda el área del bloque mediante la perforación de 30 pozos horizontales a todos los potenciales niveles de navegación identificados. Con esta información se evaluó la productividad por zona y por nivel y se generó un inventario con 650 pozos de longitudes promedio de 2500 metros con sus producciones y riesgos asociados.

Desde el punto de vista estratigráfico, los niveles basales con patrones sísmicos agradantes denominados internamente como Cocina (C) y Orgánico Inferior (Oi) (Vittore *et al*, 2020), están presentes en todo el bloque y poseen espesores y propiedades petrofísicas relativamente homogéneas. Por otro lado, los restantes niveles suprayacentes se encuentran distribuidos dentro de las clinoformas progradacionales del sistema y corresponden al denominado Orgánico Superior (subniveles 1, 2 y 3), presentando espesores y propiedades variables, restringiendo las zonas prospectivas de los mismos.

A lo largo del área de concesión, el espesor orgánico de la Fm Vaca Muerta, definido a partir de un valor de corte de Carbono Orgánico Total (COT) mayor a 2%, varía en un rango de 190 m a 240 m en sentido de orientación del sistema deposicional (SE-NO). Hacia el SE del área de estudio se reconocen 2 niveles de navegación plausibles de ser desarrollados, mientras que avanzando en sentido NW dentro del bloque se desarrollan hasta 6 objetivos con riqueza orgánica dentro de la Fm. Vaca Muerta (Fig. 2).

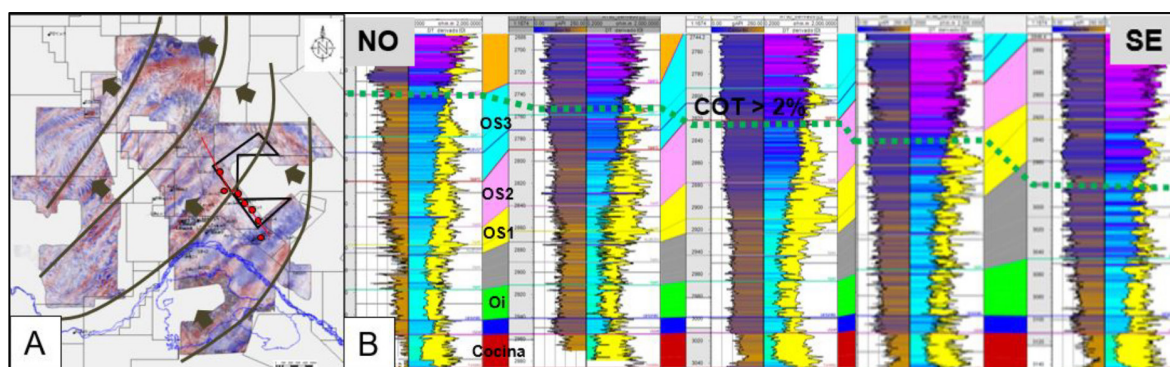


Figura 2. a) Mapa de ubicación con transecta de pozos de Figura B. Nótese el sentido de avance SE-NO de las distintas progradaciones del sistema deposicional. b) Sección de pozos NO-SE mostrando el cambio gradual en el desarrollo de objetivos orgánicos identificados dentro de la Fm. Vaca Muerta en el bloque.

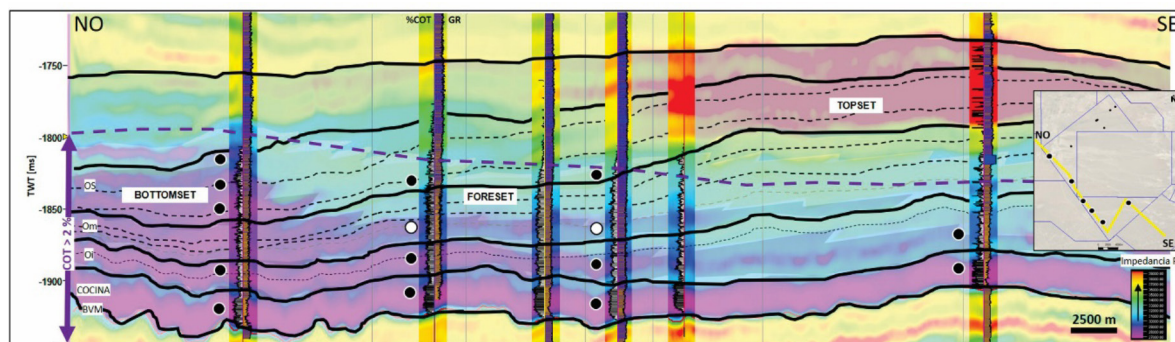


Figura 3. Sección sísmica NO-SE con mapeo de Impedancia Acústica, mostrando la distribución areal y vertical de los landing zones desarrollados en el bloque a la fecha (círculos negros) y una oportunidad Upside bajo evaluación (círculo blanco)

En el corte sísmico de orientación NO-SE de la Figura 3 se muestra la distribución areal y vertical de los niveles en desarrollo en el bloque a la fecha y una oportunidad *Upside* de un objetivo adicional, el cual se abordará con mayor detalle posteriormente.

Los niveles Cocina y Orgánico Inferior se manifiestan en facies orgánicas en todo el campo y representan el foco inicial de la estrategia de desarrollo, mientras que los niveles correspondientes al Orgánico Superior comprenden una mayor heterogeneidad de litofacies (Bernhardt y Vittore 2018), y se restringen a ciertas zonas del campo dependiendo de su posición estratigráfica dentro del sistema depositacional. La siguiente tabla resume las principales características y propiedades del reservorio para cada nivel.

Características y Propiedades de Reservorio (Promedio)								
Landing Zone #	Nombre Informal	Litofacies	Posición clinoforma	Espesor (m)	PHIT (%)	SwT (%)	COT (%)	M. Young (mpsi)
1	Cocina	Mudstones calcáreas, fosilíferas e intraclásticas	Bottomset	31	13	36	6	1.5
2	Orgánico Inf	Mudstones calcáreas, intraclásticas	Bottomset	36	12	52	4	1.7
3	Orgánico Sup 1	Packstones Intraclásticas, Wackestones	Topset a Foreset	38	9.7	36	3	2.1
4	Orgánico Sup 2	Wackestones, Packstones con radiolarios y foraminíferos	Topset a Foreset	33	8.6	47	2.5	2.6
5	Orgánico Sup 3	Packstones Intraclásticas, Wackestones con radiolarios	Topset a Foreset	40	7.5	56	2	2.9

Tabla 1. Resumen de las principales características y propiedades de los niveles de navegación del bloque. PHIT: Porosidad total; SwT: Saturación de Agua Total; COT: Carbono Orgánico Total; M. Young: Modulo de Young.

NUEVAS OPORTUNIDADES

En el marco de un reciente proyecto de valorización de oportunidades (Mobilio *et al* 2021), se visualizó un nuevo nivel factible de ser testeado en la zona Sur del área de estudio, denominado internamente como Orgánico Medio.

Como puede observarse en la Figura 4 se localiza estratigráficamente en la porción media de la Fm. Vaca Muerta, distanciado verticalmente en promedio unos 60m al nivel OS1 y 46 m al Oi, este distanciamiento se considera apropiado a fin de evitar una interferencia vertical significativa entre los niveles mencionados.

A partir de un modelo petrofísico calibrado con datos de corona se determinaron los valores promedios de los parámetros COT, PHIT y SwT para dicho nivel en los pozos verticales de referencia arrojando valores promedio de COT de 3% (Wt), porosidad promedio de 11%, y 50% de SwT. Comparando las propiedades del Orgánico Medio con respecto a los niveles de navegación supra e infrayacentes (Fig. 5) se observa que presenta valores similares de COT, PHIT y SwT respecto al nivel Orgánico Inferior (LZ2), y difiere del Orgánico Superior 1 (LZ3), el cual exhibe menores valores de PHIT y SwT.

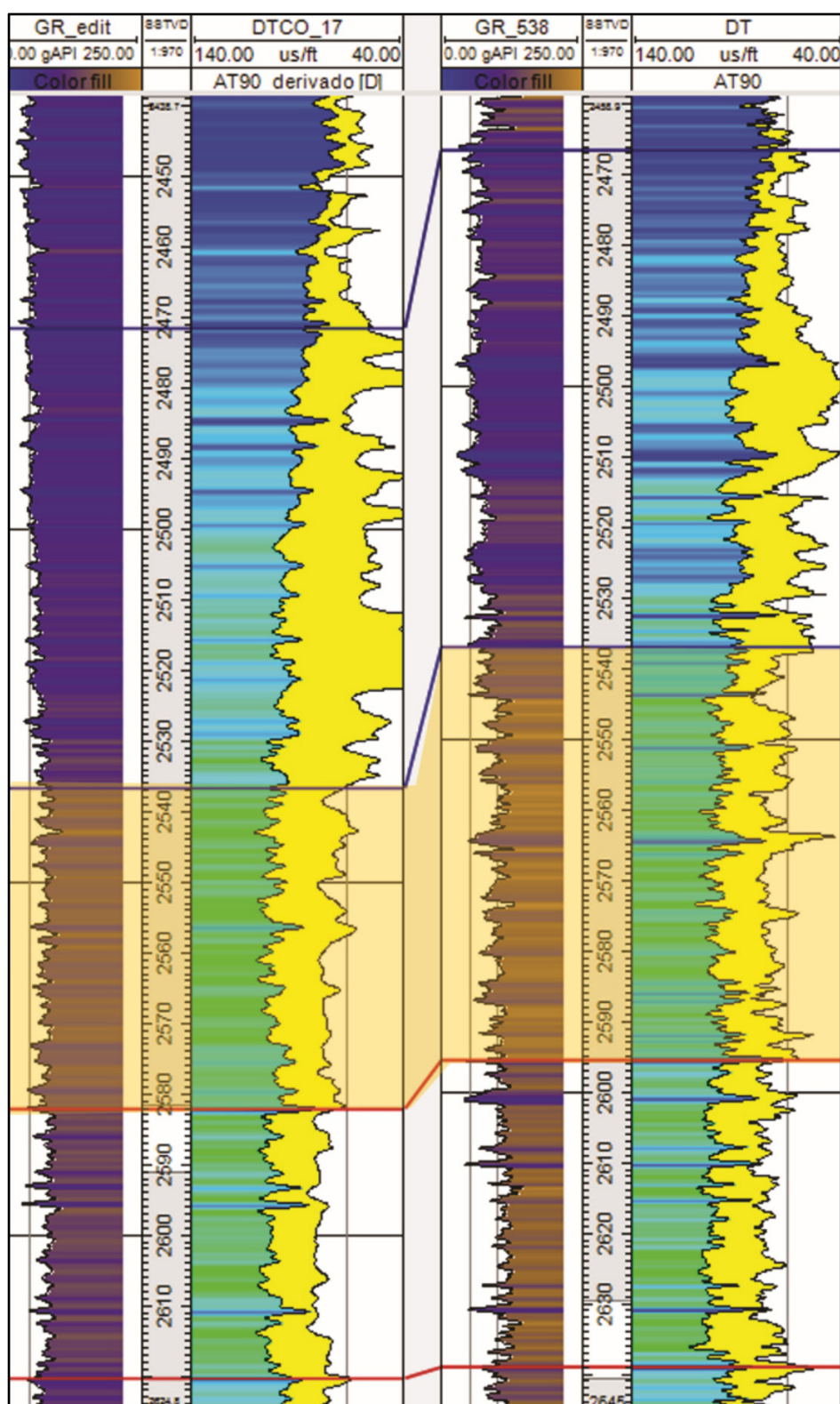


Figura 4. Perfiles de 2 pozos verticales de referencia localizados en el ámbito de la propuesta de estudio, resaltando la posición estratigráfica del objetivo Orgánico medio. Track 1: Perfil Gamma Ray; Track 2: Método Passey (Curvas de perfiles sísmico y resistividad).

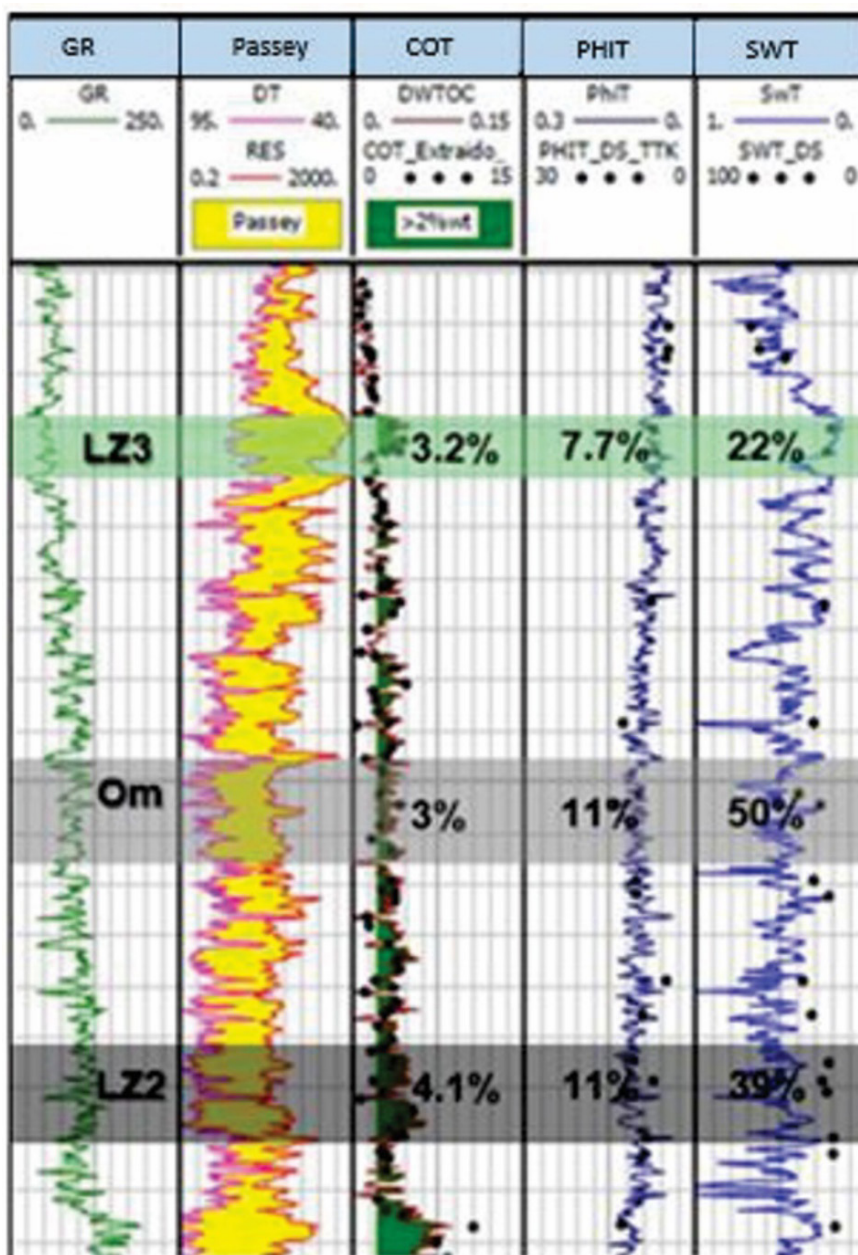


Figura 5. Propiedades petrofísicas de COT, PHIT y SWT en un pozo vertical para el nivel propuesto Orgánico Medio y la zona de navegación de los pozos a los niveles supra e infrayacentes correspondientes a Orgánico Superior 1 (LZ3) y Orgánico Inferior (LZ2), respectivamente.

La perforación y evaluación de producción de esta oportunidad ya se encuentra en la cartera de proyectos del bloque, y permitirá incorporar en principio 16 nuevos pozos al inventario total del campo.

DESARROLLO DE MÚLTIPLES NIVELES: ESTRATEGIA Y RIESGOS

El desarrollo en modo factoría de múltiples niveles productivos trae aparejado diversas problemáticas que debemos resolver para maximizar la rentabilidad del proyecto y minimizar sus riesgos. Algunas preguntas que debemos hacernos son:

- ¿Cuáles son los niveles de mejor productividad?
- ¿Desarrollamos todos los niveles juntos, en forma individual o en grupos?
- ¿Cómo abordamos las interferencias entre pozos durante las operaciones?
- ¿Cuál es el distanciamiento óptimo entre pozos? ¿Es igual para todos los niveles?
- ¿Debemos fracturar los pozos en distintos niveles con el mismo diseño de estimulación?
- ¿Cuál es el efecto Padre-Hijo entre pozos a un mismo nivel?
- ¿Cómo es la interferencia vertical entre pozos en distintos niveles?
- ¿Podemos eliminar algún nivel generando fracturas más grandes que logren drenar toda la sección vertical útil?
- ¿Existen niveles con mayor riesgo de deformación de *casing*?
- ¿Cómo desarrollar zonas estructuralmente complejas?

A continuación, nos introduciremos en algunas de estas problemáticas en forma conceptual y por último veremos casos de estudios tendientes a responder estas preguntas, donde por ejemplo se analizarán interferencias en producción en la vertical y horizontal para determinar su impacto en la estrategia de desarrollo del bloque.

Efecto Padre-Hijo

El efecto padre-hijo es un fenómeno no deseado que desafía el desarrollo de yacimientos No Convencionales tipo *Shale* en el mundo, y se define como la pérdida de producción del pozo hijo (pozo nuevo) debido a la depletación del pozo padre (pozo en producción, Fig. 6) (Kumar, *et al.*

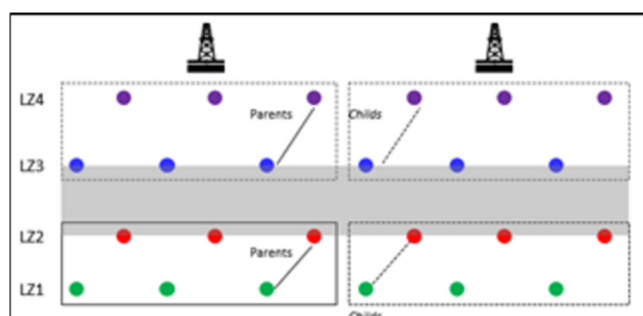


Figura 6. Esquema conceptual para un desarrollo teórico de locaciones de 6 pozos con 4 niveles de navegación. Primera secuencia niveles 1 y 2 y segunda secuencia niveles 3 y 4. Líneas continuas (izquierda) pozos padres y líneas punteadas (derecha) pozos hijos.

2020). Esta pérdida aumenta con el tiempo en producción del pozo padre y disminuye con la distancia de separación entre padre-hijo. En líneas generales se estima que el efecto es mayor en la horizontal que en la vertical, alcanzando valores máximos de pérdida de productividad por pozo del orden de 20 a 35%.

Una manera simple de mitigar esta problemática es reducir al máximo el número de pozos hijos generados. Hay varias formas de lograr esto: mediante la ejecución de superpads de gran cantidad de pozos (Dembicki, *et al.* 2015), o con operaciones simultáneas de perforación, terminación, producción de varias locaciones a la vez (*Tank Development - Cube Development*, Thompson *et al.*, 2018). Ambas estrategias tienen como desventajas una excesiva inversión inicial en los proyectos, elevados ciclos de construcción de pozos y diferimiento de su puesta en producción.

Otra medida que permite reducir la cantidad de pozos padres es el desarrollo secuenciado en el tiempo de los distintos niveles, mediante la configuración de locaciones de 4 o 6 pozos a un mismo nivel.

Medidas adicionales de mitigación implementadas en los principales reservorios no convencionales de Norteamérica proponen aumentar el espaciamiento entre pozos padres e hijos, adaptar los diseños de estimulación de los pozos hijos o represurizar los pozos padres.

Ante las complejidades anteriormente mencionadas, entendemos que hay que convivir de la mejor manera posible con este fenómeno, mitigándolo a través de una estrategia de desarrollo ordenada, buscando optimizar los tiempos de perforación de los pozos hijos a fin de que la depletación natural inducida por los pozos padres sea mínima.

Interferencias en las operaciones

A medida que aumenta la actividad y el desarrollo del campo, los eventos de comunicación entre pozos son cada vez más frecuentes. Estas interferencias se analizan y mitigan según las operaciones involucradas sean: a) Interferencia Perforación-Estimulación, b) Interferencia Perforación-Producción, y c) Interferencia Estimulación-Producción. En el caso de los 2 primeros tipos, se deben evitar mediante medidas de planificación apropiadas, mientras que para el último tipo se debe convivir con la misma mediante protocolos de mitigación, medidas de seguridad operativa y control de calidad de instalaciones de superficie, ya que es inevitable su ocurrencia.

- a) Interferencia Perforación-Estimulación: Para evitar esta clase de interferencia se realiza un flujo de trabajo que se inicia con un análisis estadístico de antecedentes, se establecen criterios para evaluar los riesgos analizando distancia entre pozos en horizontal y vertical, solapamiento entre ramas laterales, barreras de presión, presencia de fallas. También se mide la intensidad de interferencia teniendo en cuenta parámetros de presión de *casing*

y UBD (underbalanced drilling), cambios en las propiedades de lodo y reportes de perforación, Luego se clasifica el riesgo de ocurrencia en Bajo, Medio y Alto, que tiene asociado una curva creciente de probabilidad de pérdida del pozo en perforación.

- b) Interferencia Perforación-Producción: Para esta clase de interferencia se debe considerar si:
- 1) se está perforando en zonas depletadas por pozos con apreciable historia de producción cuyas consecuencias pueden incluir pérdidas totales y/o parciales, aprisionamientos de herramientas de perforación y/o *casing* durante maniobras de entubación, ahogue del pozo productor y lodos en las líneas de producción; o bien si:
 - 2) se está perforando en zonas presurizadas en cuyo caso se puede contar con efectos negativos como influjos de agua y/o contaminación y cambio de la reología del lodo en el pozo en perforación.

Mediante análisis y monitoreo de datos se generan modelos de pronósticos de interferencia y se emiten recomendaciones tales como: perforar o no perforar en la zona en cuestión, cerrar o no cerrar pozos productores en la cercanía, monitorear presiones en pozo productor y eventos en pozo perforador.

- c) Interferencia Estimulación-Producción: Esta clase de interferencia se da cuando las fracturas hidráulicas de un pozo en terminación interfieren la zona drenada por pozos productores cercanos. Para mitigar esta problemática se toman medidas de prevención como gestión de aseguramientos de pozos en producción, monitoreo de incrementos de presión y corte de agua en los pozos padres (*frac hits*).

Deformación de *Casing*

Este fenómeno se define como la deformación producida sobre el *casing* producto de las operaciones de estimulación realizadas en pozos vecinos o en el mismo pozo, atentando contra su integridad y produciendo efectos no deseados en las operaciones.

Entre los principales Shales del mundo afectados por esta problemática se encuentran Montney (Canadá), Sichuan Basin (China) y Vaca Muerta (Argentina), donde el fenómeno parece estar asociado a cuencas con régimen de esfuerzos *Strike-Slip* o Inversos locales.

La deformación de *casing* se puede producir tanto en la curva como en la rama lateral de los sondeos, siendo la primera la que exhibe mayores consecuencias negativas, entre las que podemos mencionar retrasos en las operaciones de terminación, pérdidas de etapas de fractura y productividad asociada.

Es una problemática multicausal, donde uno o más de los siguientes factores pueden actuar y/o contribuir a que se produzca este efecto: cizalla en planos de debilidad, reactivación de fallas, cuplas débiles, cementación deficiente, trayectorias de pozos complejas o fuera de zona de navegación, por citar las más importantes.

Como parte de las medidas adoptadas para evitar y/o mitigar la problemática se desarrolló una metodología interna que inicia con el mapeo y clasificación de planos de debilidad (*weak interfaces*) en todos los niveles atravesados (Licitra y Vittore 2016), posicionando los sondeos a una distancia prudente de los mismos y respetando las ventanas de tolerancia definidas en la vertical para la geonavegación.

Otras medidas son reducir los volúmenes inyectados en las últimas etapas de fractura de los pozos considerados como riesgosos, y secuenciar las fracturas de los pozos de la locación de modo tal de minimizar las pérdidas de etapas en caso de deformación. Con estas y otras medidas de mitigación, se ha logrado reducir considerablemente la cantidad de etapas perdidas por este fenómeno en la zona bajo estudio.

CASOS DE ESTUDIO

Caso de Estudio I

El mismo hace referencia a 2 locaciones con 8 pozos en total, perforados y estimulados en forma simultánea cuyo objetivo principal era realizar sensibilidades a parámetros que se consideraron claves en los diseños de estimulación en función de cada nivel de navegación. Como parte de la adquisición de datos se programó la toma de información a través de monitoreo de presiones durante las operaciones de fracturas, inyección de trazadores líquidos oleofílicos y sensores de presión de fondo.

Otro de los objetivos que se perseguía era comprobar la validez de desarrollar esta zona del campo con los 3 niveles presentes en simultáneo, manteniendo el mismo espaciamiento entre pozos y solo ajustando los diseños de estimulación. El espaciamiento planificado fue de 300 metros. En la siguiente Figura se observa una vista en corte tipo gun barrel con la configuración

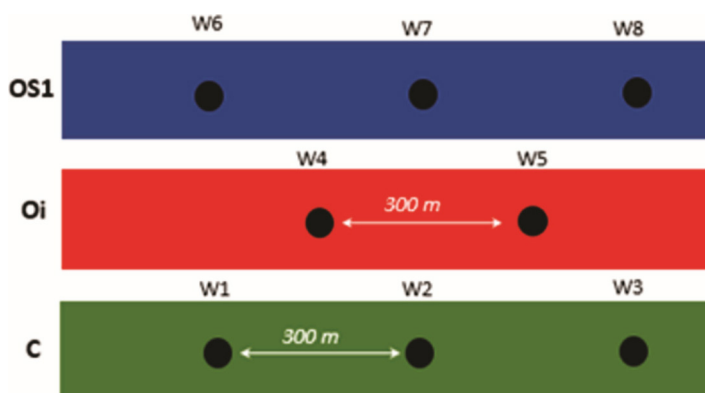


Figura 7. Vista en 2D mostrando la configuración en subsuelo de los 8 pozos bajo estudio.

en subsuelo de los 8 pozos analizados:

Los primeros datos examinados fueron aquellos provenientes de los sensores de presión al momento de realizar las fracturas hidráulicas. Para interpretar esta información se recopiló el número de incrementos de presión (pressure hits) ocurridos en los pozos vecinos al momento que se fractura un determinado pozo de la locación.

En función del número e intensidad de eventos detectados se puede establecer de manera cualitativa la posible existencia de una mayor comunicación en dirección horizontal (mismos niveles de navegación) o en dirección vertical (entre distintos niveles de navegación). Del análisis de los datos, se arribó a la conclusión de que hay una mayor cantidad e intensidad de eventos entre pozos correspondientes al mismo nivel de navegación, como se observa en la Figura 8.

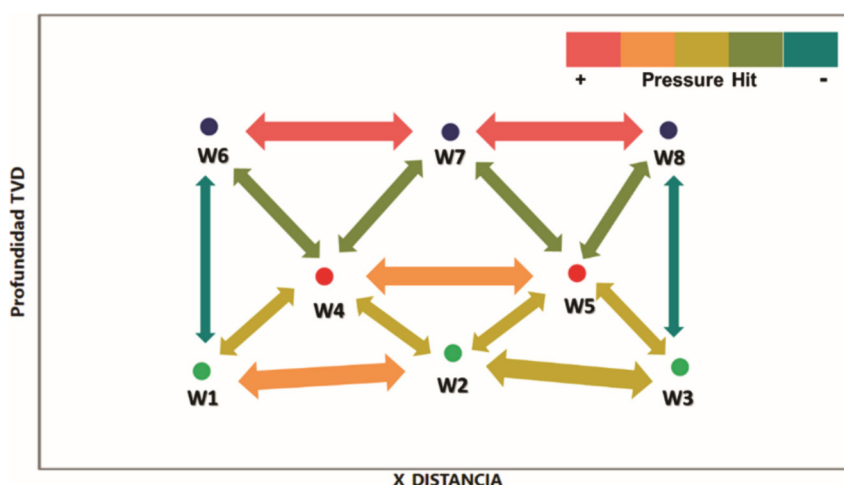


Figura 8. Esquema Profundidad-Distanciamiento mostrando el análisis cualitativo de información de sensores de presión.

Adicionalmente esta información se integró con los datos recopilados por los porcentajes de trazadores oleofílicos recuperados, validando los resultados obtenidos mediante los pressure hits. Paralelamente, durante la puesta en marcha, a los 90 y 180 días de producción se realizaron ensayos de interferencia usando sensores de presión de fondo. Estos ensayos consistieron en cierres y aperturas de pozos, analizando la respuesta en presión de pozos vecinos. Estos ensayos mostraron resultados consistentes tanto con los trazadores, como con los pressure hits e incrementos del corte de agua en los pozos padres, con predominancia de interferencia entre pozos del mismo nivel, y particularmente mayor interferencia en los pozos del nivel de navegación superior (OS1). A su vez, repetir este ensayo en el tiempo nos permitió verificar como esta interferencia fue disminuyendo con el paso del tiempo.

Respecto a la evaluación de los diseños de estimulación de los distintos niveles se pudo concluir que para el nivel Cocina se obtuvieron buenos resultados aumentando el volumen de agua

inyectado, para el nivel Orgánico Inferior no se comprobó mejoras apreciables en productividad aumentando la intensidad de arena, mientras que para el caso del nivel Orgánico Superior 1 el aumento de cantidad de clusters por etapa se tradujo en una menor interferencia y mejores resultados de producción.

La baja o nula comunicación vertical entre los pozos de distintos niveles, viabiliza un desarrollo secuenciado en el tiempo, iniciando con los niveles basales y luego en una segunda etapa desarrollar el nivel superior. Esto tiene la doble ventaja de priorizar niveles de mayor productividad y minimizar el efecto padre-hijo perforando mayor cantidad de pozos al mismo nivel.

Caso de Estudio II

Durante 2021 se perforo y puso en producción la primera locación multiwell de 5 pozos a distintos niveles de navegación (Fig. 9), en una zona del bloque con 240 metros de espesor útil. A fin de entender la interferencia vertical entre los 5 niveles y determinar si era factible drenar toda la sección vertical con menor cantidad de pozos, se llevó a cabo una prueba de interferencia de producción.

El ensayo se ejecutó a los 6 meses de la puesta en marcha de los pozos, y se realizó la siguiente secuencia operativa:

- Cierre del pozo OS1 por 2 días (permitiendo lectura de presión en boca de pozo).
- Apertura del pozo OS1.
- Monitoreo de presiones durante al menos 5 días sin modificaciones en los pozos de la locación.
- Cierre del pozo OS2 por 2 días (permitiendo lectura de presión en boca de pozo).
- Apertura del pozo OS2 manteniendo sin modificaciones el resto de los pozos de la locación por al menos 2 días.

Esta operación permitió evaluar la interferencia vertical entre todos los niveles de navegación superiores correspondientes a las progradaciones del sistema, ya que la interferencia entre Cocina y Orgánico Inferior había sido evaluada en profundidad previamente en otros pilotos realizados en la compañía.

Los resultados del ensayo no mostraron interferencia apreciable, por lo que no fue necesaria la aplicación de la metodología CPG (*Chow Pressure Group*) para cuantificar la misma.

Se concluye que la interferencia entre los distintos niveles es muy baja o despreciable. Este resultado sugiere que no sería posible drenar toda la sección con menos pozos. Además, con baja interferencia vertical, y al igual que el resultado obtenido en el caso de estudio I, resulta conveniente secuenciar en el tiempo el desarrollo de los niveles, de forma tal de ejecutar locaciones de más pozos al mismo nivel de navegación, y así disminuir las pérdidas de productividad generadas por el efecto padre-hijo horizontal con la consecuente reducción en la cantidad de pozos hijos.

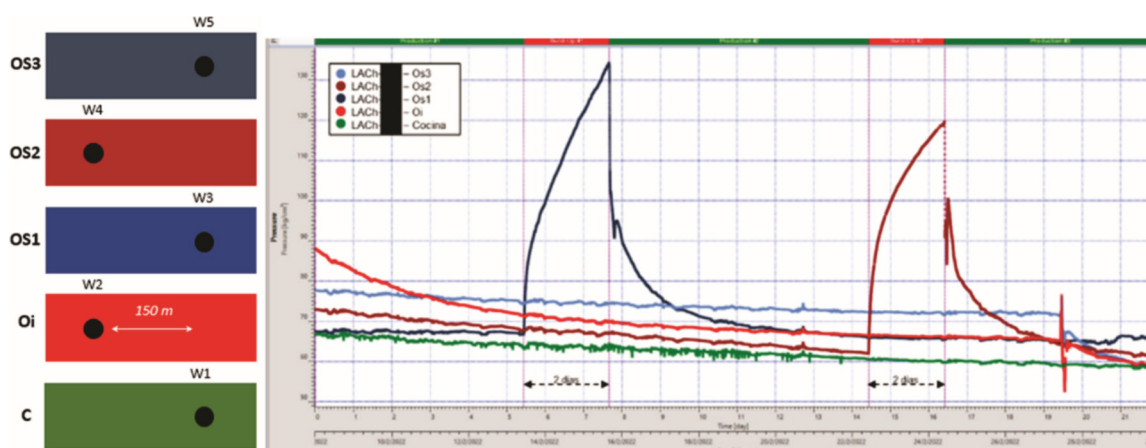


Figura 9. A la izquierda vista en 2D mostrando la configuración en subsuelo de los 5 pozos bajo estudio. A la derecha gráfico Presión-Tiempo mostrando mediciones de sensores de presión durante el ensayo de interferencia, donde se observan las respuestas a los 2 cierres realizados.

Por lo tanto, para este sector del bloque se prioriza el desarrollo de los niveles basales (Cocina y Orgánico Inferior) y se planifica para una fase posterior el desarrollo de los 3 niveles superiores.

PRÓXIMOS DESAFÍOS

A medida que avanza el desarrollo masivo de La Amarga Chica se suman nuevos desafíos inherentes al creciente nivel de actividad del proyecto. En este sentido es fundamental la correcta planificación de la estrategia de desarrollo, la definición de las zonas óptimas del campo a desarrollar, la selección de locaciones y la secuencia y timing del ciclo de construcción de pozos, dentro de los planes de acción anuales.

Relacionado a este último punto es clave la confección y programación de los cronogramas de perforación, terminación y puesta en marcha, a fin de minimizar potenciales interferencias entre pozos dadas por las operaciones simultáneas (simops). Una estrategia que contribuye a mitigar esta problemática es perforar con dos o más equipos en forma simultáneas en locaciones contiguas (cubo), de forma tal de no dispersar arealmente la actividad y así evitar interferencia en operaciones de riesgo. La planificación y gestión de permisos de mayor cantidad de locaciones (backups) también es una solución sencilla para moverse a otra ubicación en caso de que se visualicen interferencias ante cambios de cronograma por contingencias.

Sin dudas uno de los mayores desafíos es la pérdida de productividad por efecto padre-hijo. Su cuantificación es un proceso complejo con resultados dispares. Por el momento, es un reto lograr el desarrollo del campo en forma ordenada, evitando locaciones infill, y reduciendo el tiempo para perforar pozos contiguos a otros en producción. Las locaciones de más pozos, el desarrollo en cubo y el desarrollo de menos cantidad de niveles, con el extremo de desarrollo monocapa, son medidas efectivas para minimizar esta pérdida de productividad en los pozos nuevos.

Por otra parte, los diseños de estimulación se encuentran bajo continua optimización, con tendencias a incrementar las intensidades de fluido y propante buscando desarrollar mayor complejidad y conectividad de las fracturas hidráulicas en la cercanía del *wellbore*. Un hito importante para los proyectos No Convencionales fue la considerable reducción del costo de terminación de los pozos mediante el uso de 100% de arena nacional en los tratamientos. En esta misma línea, otra técnica que se está evaluando implementar es la de sets de fracturas con operaciones simultáneas (*Simul-Frac*), que reducirán tiempos y costos de las operaciones de terminación.

Para finalizar, el foco en la mejora continua representa el norte a seguir en el proyecto, buscando estandarizar los innumerables procesos involucrados en el desarrollo factoría, incorporando tecnología, buenas prácticas y lecciones aprendidas focalizados en la reducción del costo pozo, compromiso con el medioambiente y optimización de las operaciones.

CONCLUSIONES

La estrategia implementada en la fase piloto permitió la caracterización e identificación de 5 niveles productivos y económicamente rentables, con oportunidades para desarrollar nuevos targets a futuro, siendo un yacimiento pionero en el desarrollo Multilanding de la Fm. Vaca Muerta.

Se expusieron en este trabajo dos casos de estudio representativos de desarrollo, con pozos a múltiples niveles de navegación. En el primer caso de estudio se verificó que es posible desarrollar los 3 niveles mencionados con igual espaciamiento entre pozos, introduciendo cambios en los diseños de estimulación y en el caso del nivel superior (OS1), con mayor evidencia de interferencia horizontal. Por otro lado, la baja interferencia vertical, sugiere que es conveniente desarrollar los niveles secuenciados en el tiempo, iniciando por los dos niveles basales.

El segundo caso de estudio muestra una locación con 5 pozos a distintos niveles de navegación, donde se comprueba baja o nula interferencia vertical a partir de los sensores de presión de superficie, con lo cual se concluye que para drenar toda la sección en esta zona de máximo espesor de Vaca Muerta es necesario perforar pozos a los 5 niveles identificados, verificando que no es factible agrupar y desarrollar dos niveles con un sólo pozo.

En ambos casos queda claro que la interferencia en producción en la vertical es baja, y mucho menor que en la horizontal, y por lo tanto al igual que en el caso de estudio anterior resulta conveniente desarrollar menor cantidad de niveles en simultaneo, de forma tal de perforar más pozos a un mismo nivel con la consecuente disminución en la cantidad de pozos “hijos” asociados.

Se ha puesto de manifiesto en este trabajo, la necesidad de buscar medidas que mitiguen la pérdida de productividad por el efecto padre-hijo dado el gran impacto en la economicidad de los proyectos. El desarrollo de locaciones en forma de cubo, un desarrollo ordenado junto a las

mencionadas locaciones de mayor cantidad de pozos y menor número de niveles en simultaneo son por el momento las medidas que han tenido efectos positivos para mitigar esta problemática.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a las autoridades de las compañías YPF y PETRONAS por permitir la presentación de este trabajo a la comunidad científica.

A los colegas de la Regional No Convencional, que estuvieron involucrados en las distintas etapas de exploración y pilotos de delineación del campo, por sus invaluable aportes al conocimiento y caracterización de la Formación Vaca Muerta.

Un reconocimiento especial a Martín Foster por sus aportes en el desarrollo del bloque y recomendaciones para la mejora de este trabajo. A los sectores de Operaciones, Geonavegación y Proyectos.

Finalmente, agradecer a los revisores que con sus valiosas sugerencias contribuyeron a enriquecer este manuscrito.

TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

- Bernhardt, C. y Vittore, F., 2018. Proyecto Caracterización de Electrofacies en el yacimiento La Amarga Chica. Informe interno YPF.
- Dembicki, M., Nevokshonoff, G., Johnsen, J., and Spence, M., 2015. The Super Pad - A Multi-Year Integrated Approach to Resource Development in the Montney. Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, EEUU. URTeC: 2170574.
- Kumar, A., Shrivastava, K., Elliot, B., Sharma, M., 2020. Effect of Parent Well Production on Child Well Stimulation and Productivity. Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, EEUU.
- Mobilio, T., Bernhardt, C., Bouhier, J., Rincón, F., Foster, M., y Vittore, F., 2021. Visualización de Oportunidades Upside en La Amarga Chica. Informe interno YPF.
- Thompson, J., Franciose, N., Schutt, M., Hartig, K., and McKenna, J., 2018. Tank Development in the Midland Basin, Texas: a case study of supercharging a reservoir to optimize production and increase horizontal well densities. URTeC: 2902895.
- Licitra, D.T. y Vittore, F., 2016. Estudio y flujo de trabajo Deformación de *Casing*. Informe interno YPF.
- Vittore, F.J., Khalid Modh, D., Bernhardt, C., and Lozano, F., 2018. Geological Characterization of Vaca Muerta formation in la Amarga Chica Block, Neuquén Basin, Argentina. I EAGE Conference on Reservoir Geoscience. Kuala Lumpur, Malaysia.
- Vittore, F., Licitra, D. T., Monti, L., Lanusse Noguera, I., Hernandez, C., Reijestein, H., and Quiroga, J., 2020, Full Development Phase of the Loma Campana Block: Black oil to gas and condensate windows, in D. Minisini, M. Fantin, I. Lanusse

Noguera, and H. A. Leanza, eds., Integrated geology of unconventional: The Case of the Vaca

Muerta Play, Argentina: AAPG Memoir 121, p. 417-444.