

Desarrollo *multilanding* de la formación Vaca Muerta en el yacimiento La Amarga Chica, cuenca Neuquina. Experiencias, lecciones aprendidas y desafíos

Por **Franco Vittore, Gastón Manestar, Gustavo Flores Montilla, Carolina Bernhardt, Tamara Mobilio, Julia Bouhier, Camila Fraga, Florencia Rincón, Héctor Biglia y Gerardo Silva (YPF); Safwan Nadzri y Zarif Alwi (Petronas)**

Trabajo seleccionado sobre el tema Desarrollo de Vaca Muerta del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG.

Este trabajo presenta estudios de caso de desarrollo de *multilanding* con muchos niveles de navegación por plataforma, lecciones aprendidas, riesgos y medidas de mitigación adoptadas en La Amarga Chica, un play no convencional en el centro-este de la provincia de Neuquén.



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 (Figura 1), posee una superficie de 186 km², comprendida en tres 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 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.

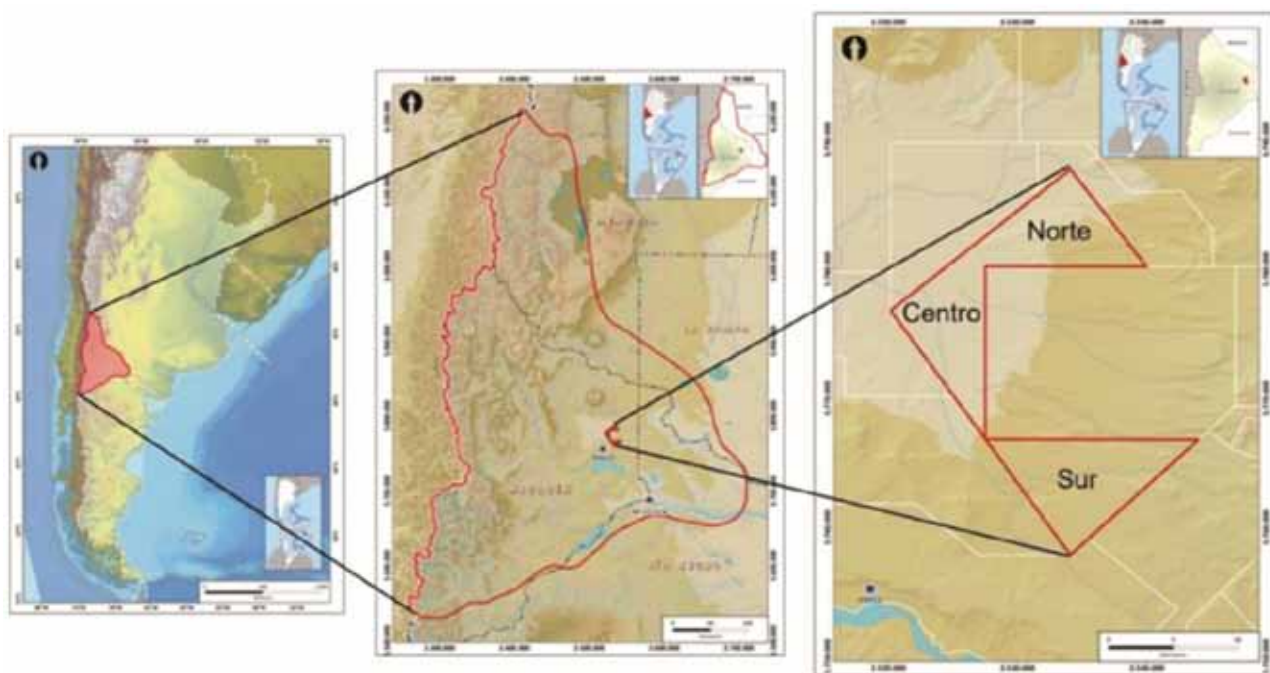


Figura 1. Mapa de ubicación Yacimiento La Amarga Chica, cuenca Neuquina, Argentina.

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 dos sondeos (270 m), 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 la 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 m 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 relativamen-

te homogéneas. Asimismo, los niveles restantes suprayacentes se encuentran distribuidos dentro de las clinoformas progradacionales del sistema y corresponden al denominado Orgánico Superior (subniveles 1, 2 y 3), que presenta espesores y propiedades variables, restringiendo las zonas prospectivas de estos.

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

En la figura 3, en el corte sísmico de orientación NO-SE 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, que se abordará en detalle más adelante.

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

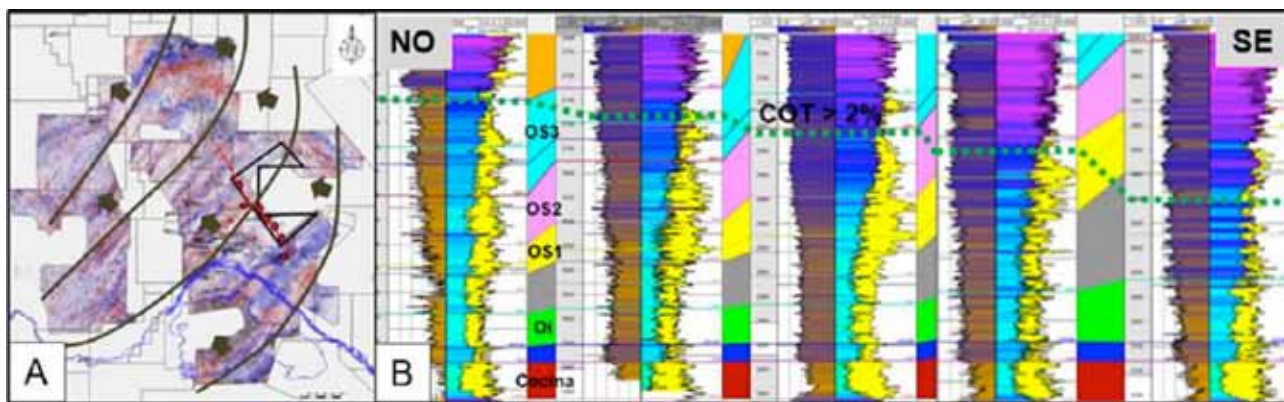


Figura 2. A) Mapa de ubicación con transecta de pozos de figura B. Nótese el sentido de avance SE-NO de las distintas progradaciones del sistema depositacional. B) Sección de pozos NO-SE que muestra el cambio gradual en el desarrollo de objetivos orgánicos identificados dentro de la formación Vaca Muerta en el bloque.

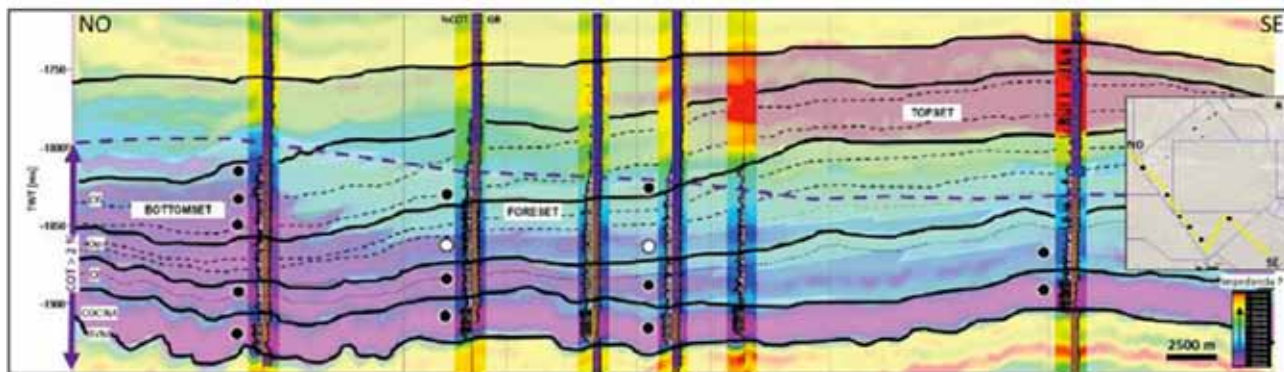


Figura 3. Sección sísmica NO-SE con mapeo de Impedancia Acústica, que muestra la distribución areal y vertical de los *landing zones* desarrollados en el bloque a la fecha (círculos negros) y una oportunidad *upside* bajo evaluación (círculo blanco).

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	2.0
5	Orgánico Sup 3	Packstones intraclásticas, Wackestones con radiolarios	Topset a Foreset	40	7.6	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: Módulo de Young.

(Bernhardt y Vittore, 2018), y se restringen a ciertas zonas del campo según su posición estratigráfica dentro del sistema depositacional. En la tabla 1 se resumen las principales características y propiedades del reservorio para cada nivel.

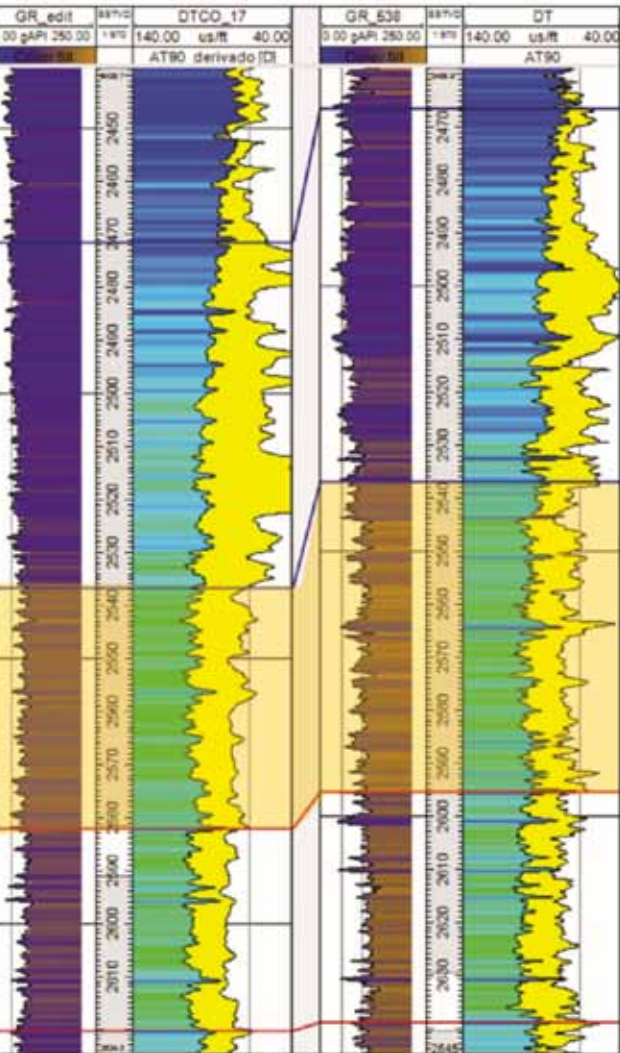


Figura 4. Perfiles de dos pozos verticales de referencia localizados en el ámbito de la propuesta de estudio, que resalta la posición estratigráfica del objetivo Orgánico Medio. Track 1: perfil Gamma Ray; Track 2: método Passey (curvas de perfiles sísmico y resistividad).

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 formación

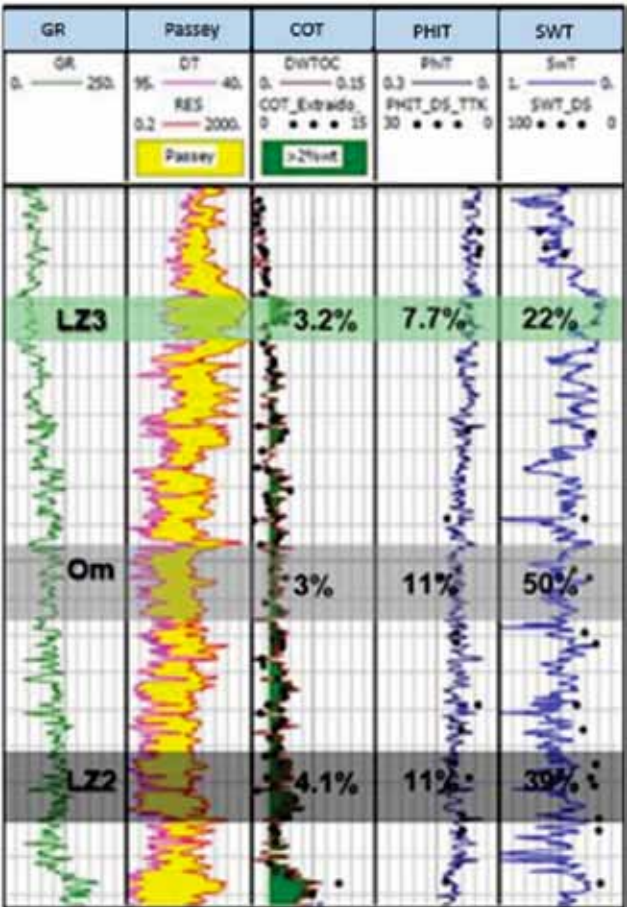


Figura 5. Propiedades petrofísicas de COT, PHIT y SWT en un pozo vertical para el nivel propuesto Orgánico Medio y la zona de navegación de los pozos a los niveles supra e infrayacentes correspondientes a Orgánico Superior 1 (LZ3) y Orgánico Inferior (LZ2), respectivamente.

Vaca Muerta, distanciado verticalmente en promedio unos 60 m al nivel OS1 y 46 m al Oi. Este distanciamiento se considera apropiado, con el 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 ese nivel en los pozos verticales de referencia que dieron valores promedio de COT del 3% (Wt), porosidad promedio de un 11%, y un 50% de SWT. Al comparar las propiedades del Orgánico Medio con los niveles de navegación supra e infrayacentes (Figura 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.

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. Las siguientes son algunas preguntas que debemos hacernos:

- ¿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 al generar 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, en los cuales, por ejemplo se analizarán interferencias en producción en la vertical y la 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, se define como la pérdida de producción del pozo padre (pozo nuevo), debido a la depletación del pozo padre (pozo en producción, figura 6) (Kumar *et al.*, 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, que alcanza valores máximos de pérdida de productividad por pozo del orden del 20% al 35%.

Una manera simple de mitigar esta problemática es reducir al máximo el número de pozos hijos generados. Hay varias formas de lograrlo: 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 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, con el fin de que la depletación natural inducida por los pozos padres sea mínima.

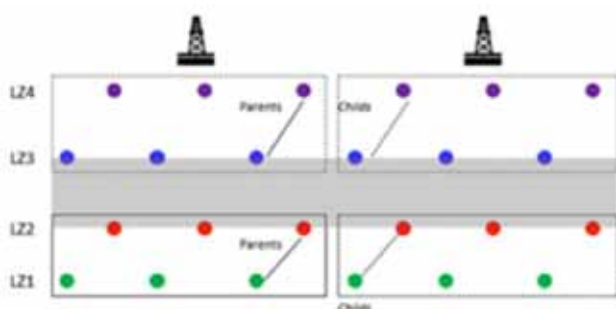


Figura 6. Esquema conceptual para un desarrollo teórico de locaciones de seis pozos con cuatro niveles de navegación. Primera secuencia niveles 1 y 2, y segunda secuencia niveles 3 y 4. Líneas continuas (izquierda) pozos padres y líneas punteadas (derecha) pozos hijos.

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 primeros dos 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 que analice 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
- 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, 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, que atenta contra su integridad y produce 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. La primera es 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 los 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 la clasificación de planos de debilidad (*weak interfaces*) en todos los niveles atravesados (Licitra y Vittore, 2016), se posicionan los sondeos a una distancia prudente de los mismos y se respetan 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 de minimizar las pérdidas de etapas en caso de deformación. Gracias a estas y otras medidas de mitigación se ha logrado reducir considerablemente la cantidad de etapas perdidas debido a este fenómeno en la zona bajo estudio.

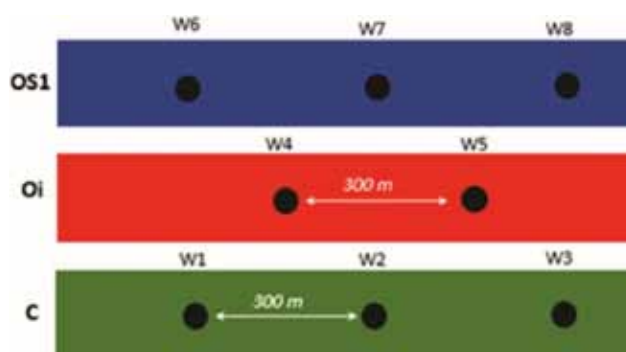


Figura 7. Vista en 2D que muestra la configuración en subsuelo de los ocho pozos en estudio.

Casos de estudio

Caso de Estudio I

Este caso hace referencia a dos locaciones con ocho 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 tres niveles presentes en simultáneo, manteniendo el mismo espaciamiento entre pozos y solo ajustando los diseños de estimulación. El espaciamiento planificado fue de 300 m. En la figura 7 se observa una vista en corte tipo *gun barrel* con la configuración en subsuelo de los ocho pozos analizados.

Los primeros datos examinados fueron los 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 concluyó que existe una mayor cantidad e intensidad de eventos entre pozos correspondientes al mismo nivel de navegación, como se observa en la figura 8.

Adicionalmente, esta información se integró con los datos recopilados por los porcentajes de trazadores oleofílicos recuperados, y los resultados obtenidos se validaron mediante los *pressure hits*. Paralelamente, durante la puesta en marcha, a los 90 y 180 días de producción, se realizaron ensayos de interferencia usando sen-

sores 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 permitió verificar cómo esta interferencia fue disminuyendo con el paso del tiempo.

Respecto de la evaluación de los diseños de estimulación de los distintos niveles se pudo concluir que, para el nivel Cocina se obtuvieron buenos resultados al aumentar el volumen de agua inyectado; para el nivel Orgánico Inferior no se comprobó mejoras apreciables en productividad al aumentar 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, que se inicia con los niveles basales, y luego, en una segunda etapa, se 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 cinco pozos a distintos niveles de navegación (Figura 9), en una zona del bloque con 240 m de espesor útil. Con el fin de entender la interferencia vertical entre los cinco 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 seis meses de la puesta en marcha de los pozos, y se realizó la siguiente secuencia operativa:

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

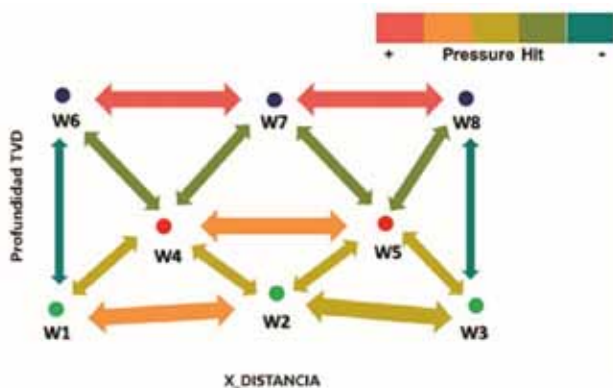


Figura 8. Esquema profundidad-distanciamiento que muestra el análisis cualitativo de información de sensores de presión.

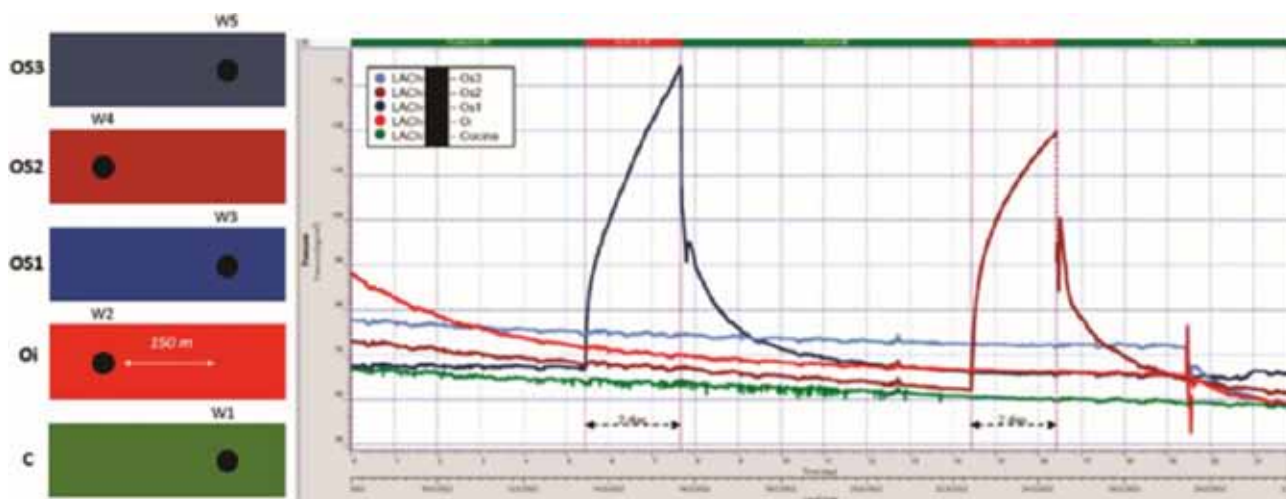


Figura 9. A la izquierda vista en 2D de la configuración en subsuelo de los cinco pozos bajo estudio. A la derecha gráfico presión-tiempo que muestra mediciones de sensores de presión durante el ensayo de interferencia, donde se observan las respuestas a los dos cierres realizados.

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

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, es 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.

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 tres 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 planificación correcta de la estrategia de desarrollo, la definición de las zonas óptimas del campo por desarrollar, la selección de locaciones y la secuencia y *timing* del ciclo de construcción de pozos, dentro de los planes de acción anuales.

En relación con este último punto es clave la confección y la programación de los cronogramas de perforación, terminación y puesta en marcha, con el 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 de no dispersar arealmente la actividad y así evitar interferencia en operaciones de riesgo. La planificación y la gestión de permisos de mayor cantidad de locaciones (*backups*) también resultan 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. Actualmente, 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.

Además, los diseños de estimulación se encuentran bajo continua optimización, con tendencias a incrementar las intensidades de fluido y propante que buscan 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 ciento por ciento 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 que se debe seguir en el proyecto, en la búsqueda por estandarizar los innumerables procesos involucrados en el desarrollo factoría, incorporar 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 cinco niveles productivos y económicamente rentables, con oportunidades para desarrollar nuevos *targets* a futuro, al ser un yacimiento pionero en el desarrollo *multilanding* de la formación Vaca Muerta.

En este trabajo se expusieron dos casos de estudio representativos de desarrollo, con pozos a múltiples niveles de navegación. En el primer caso se verificó que es posible desarrollar los tres 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, y que se inicie por los dos niveles basales.

El segundo caso se muestra una locación con cinco 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 cinco niveles identificados y verificar que no es factible agrupar y desarrollar dos niveles con un solo pozo.

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

En este trabajo se ha puesto de manifiesto 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. En esta línea, el desarrollo de locaciones en forma de cubo, un desarrollo ordenado junto con las mencionadas locaciones de mayor cantidad de pozos y menor número de niveles en simultáneo, por el momento, son las medidas que han tenido efectos positivos para mitigar esta problemática.

Agradecimientos

Agradecemos 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 sus recomendacio-

nes para la mejora de este trabajo. A los sectores Operaciones, Geonavegación y Proyectos.

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

Referencias bibliográficas

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. & Spence, M. (2015). The Super Pad - A Multi-Year Integrated Approach to Resource Development in the Montney. Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, EE. UU. 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, EE. UU.

Licitra, D. T. y Vittore, F. (2016). Estudio y flujo de trabajo Deformación de Casing. Informe interno YPF.

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.

Nielsen, O.; Curia, D.; Pateti, P.; Ortega, A.; Caniggia, J. & Slinde, M. (2020). Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina, AAPG Memoir, 121, Chapter 17: Pilot Phase of the Aguada Federal Block, Black-Oil Window.

Thompson, J.; Franciose, N.; Schutt, M.; Hartig, K. & McKenna, J. (2018). Tank Development in the Midland Basin, Texas: a case study of super-charging a reservoir to optimize production and increase horizontal well densities. URTeC: 2902895.

Vittore, F. J.; Khalid Modh, D.; Bernhardt, C. & 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.; Hernández, C.; Reijestein, H. & Quiroga, J. (2020). En D. Minisini; M. Fantin & I. Lanusse (eds.). Full Development Phase of the Loma Campana Block: Black oil to gas and condensate windows.

Buscá todo sobre el **shale** en nuestra **web**



LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUIMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



www.shaleenargentina.org.ar

El sitio del IAPG destinado especialmente a los hidrocarburos de reservorios no convencionales, como *shale gas* y *shale oil*.

Pensada como herramienta útil para toda la comunidad, especializada o no, que quiera conocer con mayor profundidad lo relativo a estos reservorios y al *fracking* o estimulación hidráulica, así como los aspectos que generan mayores cuestionamientos: el uso del agua, la protección de los acuíferos, el uso de químicos, etcétera.

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

¡Y además, la posibilidad de consultar interactivamente a un experto sobre cualquier aspecto relacionado con el shale en la Argentina!

