

Este trabajo busca transmitir el camino recorrido por la empresa en distintos yacimientos de *shale oil* y algunos de los aprendizajes capturados al momento acerca de la producción de este tipo de pozos.



Estrategias de producción en *shale oil*

La experiencia y el futuro de Pan American Energy en Vaca Muerta

Por **Mariano Ballarini y Gonzalo Pérez Cometto (Pan American Energy)**

En la década del veinte del siglo pasado, el geólogo estadounidense Charles Edwin Weaver describió en las laderas de la sierra de la Vaca Muerta, en Neuquén, una nueva roca generadora que en sus publicaciones posteriores bautizó “Vaca Muerta”.

En los años ochenta comenzó en los Estados Unidos el desarrollo del *shale oil* y *shale gas*, producción de hidrocarburos desde las rocas generadoras. Este desarrolló se impulsó en la década de 1990 gracias a técnicas perfeccionadas de fracturamiento hidráulico (*fracking*) mostrando que su explotación era económicamente rentable. Comenzaba el desarrollo de los recursos no convencionales, un verdadero cambio de paradigma dentro de la industria petrolera (Figura 1).

Esa ola no tardaría en llegar a la Argentina y es así que se comenzaron a realizar pozos exploratorios en la cuenca Neuquina en 2010 con objetivo a la Formación

Vaca Muerta, roca generadora local, muchas veces perforada pero atravesada para llegar a otros reservorios que eran otrora de principal interés comercial.

Este trabajo, con más de cinco años de experiencia en distintos yacimientos de *shale oil* de Pan American Energy (PAE), busca transmitir parte del camino recorrido, algunos de los aprendizajes acerca de la producción de este tipo de pozos y cuál es la visión de la compañía a futuro.

Desarrollo

Evolución y generalidades

El camino no convencional de PAE comenzó por 2012, dentro de la ventana *shale oil*, mediante dos pozos verticales con objetivos a la Fm. Vaca Muerta en el Yacimiento Lindero Atravesado (LA) ubicado a 40 km de la ciudad de Neuquén.

El pozo 1 se encontraba ubicado en la parte Oriental del yacimiento y el pozo 2 en la parte occidental, ambos eran verticales y con solo 2 y 3 etapas de fracturas cada uno, respectivamente, algo impensado hoy día donde los pozos son horizontales y con la mayor cantidad de etapas de fracturas, ya que logran generar una mayor zona estimulada (SRV, *Stimulated Reservoir Volume*, en inglés) y una producción sensiblemente superior (Figura 2).

Ambos pozos confirmaron la ventana de petróleo de Vaca Muerta, pero con potencial de desarrollo a futuro ya que para esos tiempos aún no se contaban con los recursos necesarios (perforadores, equipos de fractura, etc.) para explotar en forma masiva el shale en el país. Por otro lado,



Figura 1. Set de fractura en pozo *shale*, actividad de *fracking*.

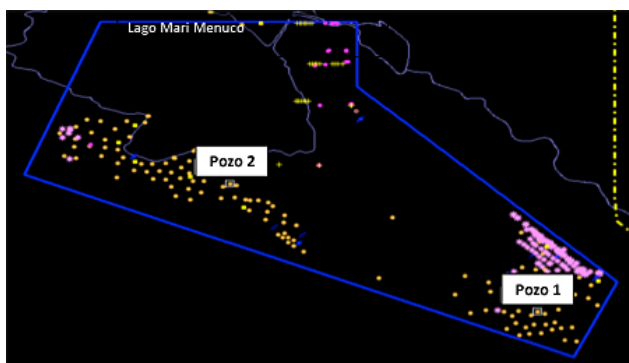


Figura 2. Ubicación de primeros pozos shale oil de PAE.

en 2013 comenzó un desarrollo intensivo y ambicioso de PAE, pero en otro tipo de no convencionales, el de los pozos tight gas, proyecto impulsado por el Plan Gas y donde PAE llegó a realizar más de 100 pozos en LA. Aún no era el tiempo del shale en PAE.

Un dato curioso, pero no menor de estos primeros pozos shale oil de PAE es que quedaron en producción mediante asistencia de gas lift, debido a que en la zona se encontraban en marcha desarrollos de petróleo convencional a la Fm. Quintuco con el mencionado sistema de extracción y sin existencia de Bombeo Mecánico en el yacimiento. Gracias a esta facilidad existente, ambos pozos se convirtieron en los primeros shale oil de la Argentina en ser producidos mediante gas lift como sistema de extracción, y PAE fue toda una pionera en el rubro.

Ya para 2017, PAE había adquirido la operación de

otros yacimientos con el objetivo de producir el shale en sus ventanas de Petróleo y de Gas seco. De esta forma se pasó de 509 km² a 1746 km² de porción en Vaca Muerta cuya extensión total es de 30.000 km², como para tomar dimensión del enorme potencial que esconde. Gracias a su generosa extensión en la cuenca, la superficie, o *acreage*, como se lo suele conocer en inglés para referirse al potencial de producción, debido a que está íntimamente relacionada a los recursos técnicamente recuperables.

Por su parte, en su cartera de yacimientos, PAE cuenta hoy con una superficie de 56% para la producción de shale oil como se puede ver en la figura 3.

Al momento de la presentación de este trabajo en las "1ª Jornadas Integrales de Desarrollo y Producción de Reservorios No Convencionales" bajo el marco de la AOG Patagonia 2022 organizada por el IAPG, PAE llevaba acumulados 65 pozos shale oil en sus distintas ventanas de bajo a mediano GOR (*Gas Oil Ratio*, en inglés, Relación Gas/Petróleo) y teniendo una evolución de producción como se muestra en la figura 4.

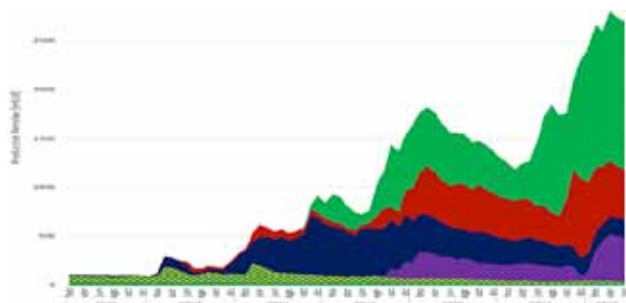


Figura 4. Evolución de Producción shale oil en los yacimientos de PAE.

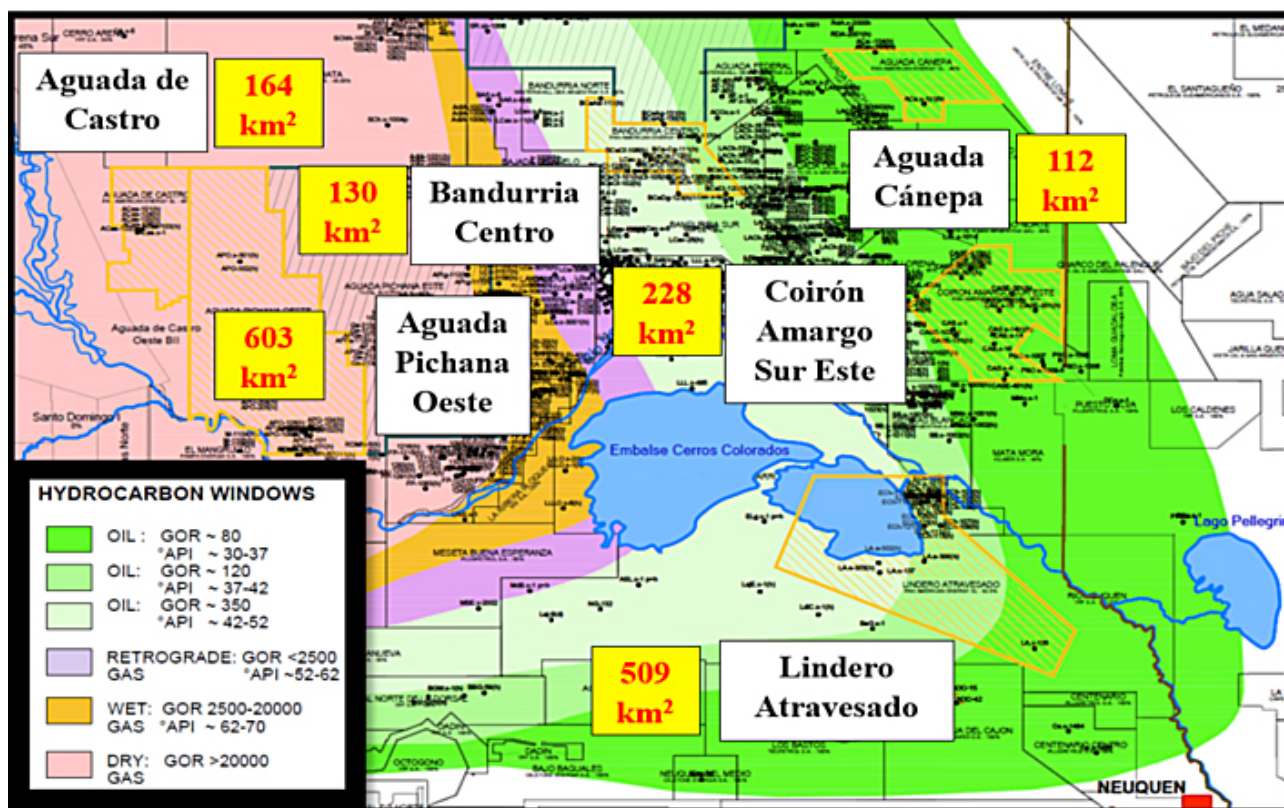


Figura 3. Yacimientos de PAE en la cuenca Neuquina y ventanas de hidrocarburos de Vaca Muerta.

La primera escuela dentro del desarrollo de *shale oil* fue el Yacimiento Bandurria Centro migrando a otros desarrollos, como Coirón Amargo Sur Este, Aguada Cánepa y sobre todo LA con el último desarrollo de la zona El Chañar, donde en 2022 entró en funcionamiento una Planta de Tratamiento de Crudo (PTC) luego de una inversión aproximada de 75 MMUSD y con capacidad de procesamiento de 20.000 barriles/día de petróleo, Lindero Atravesado vivió un nuevo resurgimiento de la mano del *shale oil* y llegó a ser el séptimo mayor yacimiento productor de *shale oil* (febrero 2023).

Actualmente se encuentra en construcción la PTC para la zona de CASE donde fue recientemente inaugurado el oleoducto Sierras Blancas-Allen, que permitirá potenciar la producción de *shale oil* de los yacimientos aledaños.

Esto también muestra la fuerte necesidad de importantes inversiones en instalaciones de superficie y oleoductos/gasoductos que permitan explotar los distintos yacimientos de Vaca Muerta y lleven a nuestro país a ampliar su capacidad productiva y exportadora de petróleo y gas como un recurso dinamizador de la economía argentina.

Asimismo, el aprendizaje en cuanto a la construcción de pozos (pasando de 1300 a más de 3000 m de rama horizontal), el mayor conocimiento y experiencia de producción de los horizontes productivos dentro de Vaca Muerta posicionan a Pan American Energy como una empresa privada líder en la operación de estos yacimientos no convencionales con un futuro aún más promisorio, mostrando una vez más, el fuerte compromiso de PAE en el desarrollo sostenible de la matriz productiva del país.

Estrategias de producción

Hay varias aristas por considerar a la hora de definir la mejor estrategia de producción dentro del *shale oil*, algunas comunes a desarrollos convencionales, pero otras más propias de los no convencionales, lo que obliga en estos casos a una mayor sinergia entre las distintas disciplinas (Reservorios, Perforación & Completación, Diseño & Construcción de Instalaciones, Ingeniería de Yacimientos, Operaciones, Integridad & Corrosión, etc.).

En cuanto a la vida de un yacimiento, en un área nueva, cualquier operadora comienza una etapa exploratoria con un alto nivel de incertidumbre, que luego de una etapa de delineación comienza a bajar hasta niveles mínimos en la etapa de desarrollo.

En ese trayecto no es solo el conocimiento del área y las secuencias dentro de Vaca Muerta (para simplificarlo, orgánico/cocina) lo que avanza, sino también las tecnologías y diseños para la construcción de pozos que impactan en su producción/curvas tipo y, por ende, en las estrategias de producción que deben ser constantemente revisadas y anticipadas.

Por otra parte, las instalaciones de superficie demandan un tiempo de construcción e inversión que pueden ser condicionantes a la hora de decidir la forma de producción temporal, sobre todo cuando ya requieren un sistema de levantamiento artificial. Pero no solo afecta

en esta etapa tardía, sino que las instalaciones pueden afectar incluso antes, cuando el pozo aún surge naturalmente, si la red genera una apreciable presión de línea que a su vez puede ser afectada por la topografía zonal.

Pero eso no es todo, el espaciamiento también puede tener impactos en cuanto a la producción. El espaciamiento en superficie, entre pozos, que suelen construirse de a varios en una misma locación o pad (en inglés), por lo general en línea y a poca distancia entre boca de pozos (desde 6 m en adelante), afectará a la elección de sistemas de extracción y futuras intervenciones (actividades en simultáneo o SIMOP como suelen referirse en inglés, para *Simultaneous Operations*).

También el espaciamiento en fondo puede afectar ramas horizontales muy próximas, pueden provocar un solapamiento de producción similar al de pozos *in fill* (o de aceleramiento), aunque es un efecto levemente buscado para garantizar el drenaje de zonas entre SRV.

Asimismo, esta potencial comunicación entre SRV en fondo entre pozos en producción y pozos que están siendo estimulados mediante *fracking*, y dada la naturaleza de las fracturas en volumen y presión para rocas *shale*, existe una potencial interferencia o *frac hit* (en inglés) que puede tener consecuencias variadas en la producción de los pozos, pero también en su integridad, lo cual debe ser tenido en cuenta para toda la vida productiva del pozo según como se desarrolle el yacimiento.

La forma de despresurizar los reservorios, SRV, creados artificialmente mediante las fracturas, suele impactar en su caudal y acumulada final (EUR, en inglés, *Estimated Ultimate Recovery*). Por ende, puede existir toda una estrategia basada en el DDM (en inglés, *Draw Down Management*) que dependerá de las políticas de cada compañía.

Por último, la disciplina *Flow Assurance* (en inglés, lo que sería Aseguramiento de Flujo, término acuñado gracias al *offshore* de Petrobras en décadas pasadas) también puede ser condicionante a la hora de determinar una forma de producción y recursos asociados. Sobre todo, en el petróleo de Vaca Muerta destaca la parafina como principal problema dentro de esta disciplina.

Y nunca dejan de influenciar algunos factores, como la experiencia en ciertos sistemas de extracción y/o disponibilidad de recursos y tecnologías asociados a ellos. Todo esto debe ser considerado a la hora de decidir la mejor estrategia de producción.

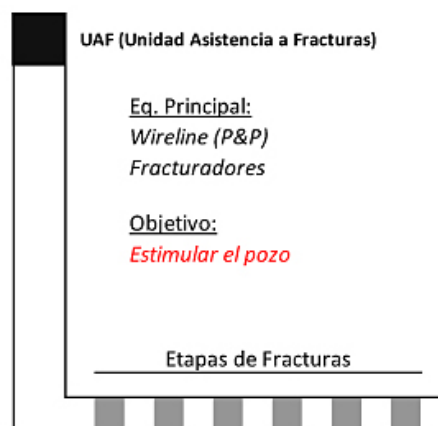


Figura 5. Etapa de completación de un pozo *shale oil*.

Etapa de surgencia inicial

Las terminaciones de pozos no convencionales en la cuenca suelen ser del tipo *Rigless* (en inglés, es decir sin equipo de *workover*). Luego de perforado el pozo ingresa un equipo que se conoce como UAF (Unidad de Asistencia a las Fracturas) donde se suelen realizar las distintas fracturas en general con la técnica Plug & Perf (Tapón/Punzado) con el empleo de un equipo de wireline y fracturamiento hidráulico entre etapas usando el set de fracturas (Figura 5).

Luego, el equipo a cargo, UAR (Unidad de Asistencia Rigless), se encarga de la etapa final donde se rotan los taponeros (o no, según el tipo) y se limpia el pozo hasta su punto más lejano en la horizontal removiendo arena principalmente a través de un equipo de *flow back* en superficie (Figura 6).

Este tipo de completaciones logró optimizar los recursos y costos de terminación de pozos no convencionales y se realiza a través del casing que entubó previamente el perforador. Luego viene la puesta en producción que suele darse como etapa de surgencia a través del mismo casing, sin bajar una sarta de producción adicional, como tubing.

El hecho de no bajar sarta de producción (adicional al casing) desde tiempo cero, mejora el *cash flow*, ya que adelanta el tiempo de puesta en marcha. Desde el punto de vista de sistema de levantamiento de produc-

ción, los pozos suelen comenzar con suficiente energía (aprox. 5000 psi en boca) sin necesidad de una sarta de velocidad. Desde el punto de vista económico, realizar una inversión en forma anticipada pero sin necesidad de hacerlo es contraproducente para el VAN (Valor Actual Neto o VPN, Valor Presente Neto) del proyecto.

Solo se justificaría una bajada inicial de sarta en casos donde escasee el recurso de WO y haya que aprovechar su ventana disponible, o bien si hay motivos de integridad del casing, ambos descartados en general para el *shale oil* de Vaca Muerta al menos en yacimientos de PAE.

Política de despresurización (DDM)

Los pozos *shale*, como se mencionó antes, son afectados en cuanto al grado de despresurización, ya que aperturas bruscas pueden afectar el diferencial de presión entre la matriz y la SRV y sobre todo entre la SRV y el pozo en sí. Diferenciales muy altos provocan un flujo del agente sostén (arena de fractura) y se puede empaquetar prematuramente la zona aledaña al pozo, disminuyendo su transmisibilidad y por ende generando un daño, ya que la permeabilidad sería sensiblemente reducida.

En PAE el criterio adoptado busca un balance entre el cuidado de la SRV y el aporte económico de la producción para maximizar en estos límites la recuperada final. Este concepto se encuentra explicado en el paper



Figura 6. Vista aérea de la completación de un pozo *shale oil*.

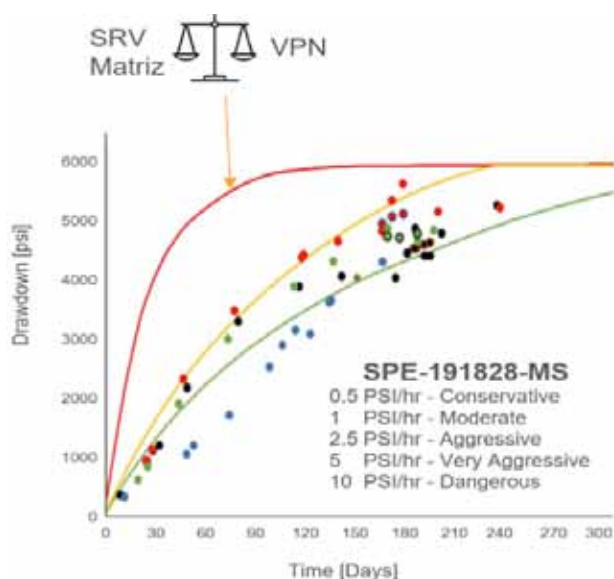


Figura 7. Estrategias de manejo de la despresurización (DDM).

SPE-191828-MS “Drawdown Management Optimization from Time-Lapse Numerical Simulation” que es de referencia para varias operadoras de la cuenca, con algunas modificaciones en el seguimiento de producción. En la figura 7 se muestra una estrategia agresiva (curva roja), moderada (curva amarilla) o conservadora (curva verde), el target es el seguimiento moderado de la producción.

Podrían existir otras estrategias también válidas, por ejemplo, desarrollar un área mínimamente y lo más rápido posible para venderla luego (no es común en el *shale* de nuestra cuenca) o en determinados contextos hacer pesar el VPN (para, por ejemplo, apalancar el desarrollo de nuevos pozos con mayor *cash flow*) lo que llevaría a acelerar las aperturas de pozos *shale*. Sea cual fuere la decisión, debiera ser un compromiso asumido a nivel cross de la compañía, sobre todo desde el área de Reservas por el impacto que pudiera ocasionar en la recuperada final del pozo, pero también respecto de otras áreas, con el fin de asegurar que se encuentren preparados para recibir esa producción (y agua asociada) y adelantar el sistema de extracción.

Prolongación de la surgencia

Para producción de pozos de gas, la disciplina *Gas Well Deliquification* indica varias técnicas previas al sistema de extracción como etapas donde se maximiza la energía del reservorio prolongando la surgencia del pozo

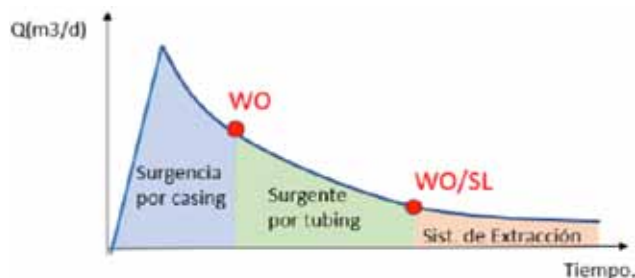


Figura 8. Estrategia de bajada de sarta en PAE.

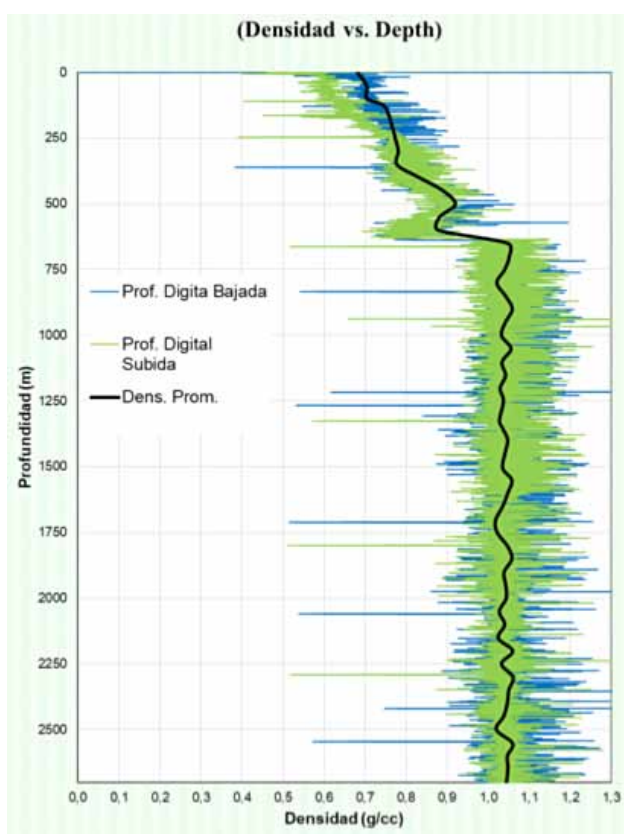


Figura 9. Gráfico de densidades aparentes en pozo con problemas de carga líquida.

que suele ser el período con menor complejidad y costos operativos.

Un concepto similar puede aplicarse en pozos *shale oil* donde se comienza, como vimos previamente, con una etapa de surgencia por casing. Esta etapa de surgencia por casing podría prolongarse hasta el sistema de extracción o bien, como se adoptó en PAE, tener una etapa de bajada de sarta de producción a modo de *velocity string* (como se visualiza en pozos de gas) (Figura 8).

La razón de la bajada de sarta de producción radica en lo siguiente: a medida que se despresuriza la SRV, merma la energía del sistema y los fluidos más densos (agua/petróleo) tienen dificultades de ser removidos, como consecuencia se produce cierta acumulación y, por ende, una contrapresión en fondo que disminuye el aporte desde la SRV y genera una declinación más notoria.

Esta segregación de fases puede detectarse mediante un gradiente de presión (a correr con un *slickline*, equipo de alambre) con cuyos datos puede elaborarse un gráfico de densidades aparentes como se muestra en la figura 9.

Al bajar la sarta de velocidad, por lo general una sarta de tubing colgada desde superficie (y con un diseño que permita adoptar un sistema de extracción futuro), se logra una mejor remoción de los líquidos estabilizando la columna como se muestra con la figura 10, que corresponde al pozo anterior pero luego de la bajada de tubing.

Desde otro punto de vista, y con mayor precisión, la aproximación podría hacerse desde análisis nodal buscando una separación entre la curva de levantamiento (VLP) con y sin tubing. La merma de producción debiera

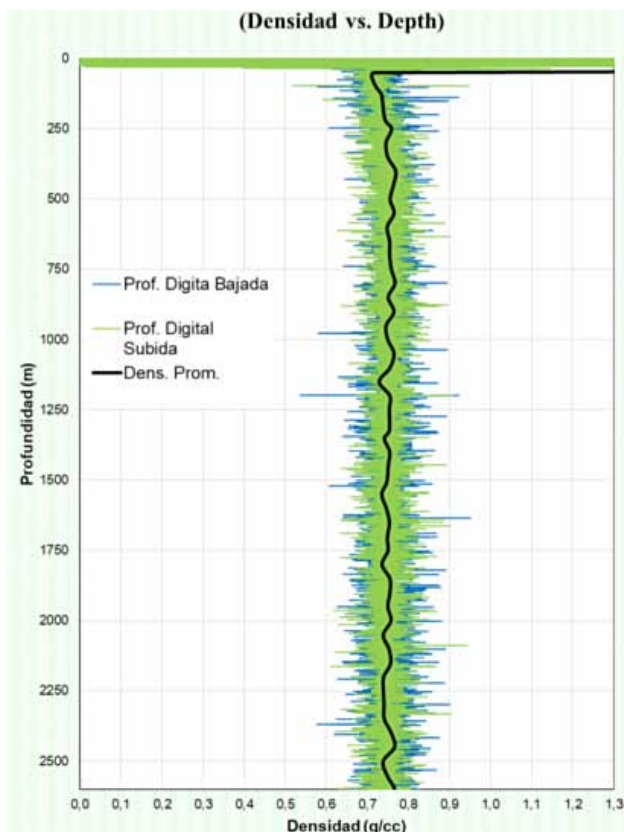


Figura 10. Estabilización de la columna con sarta de tubing bajada.

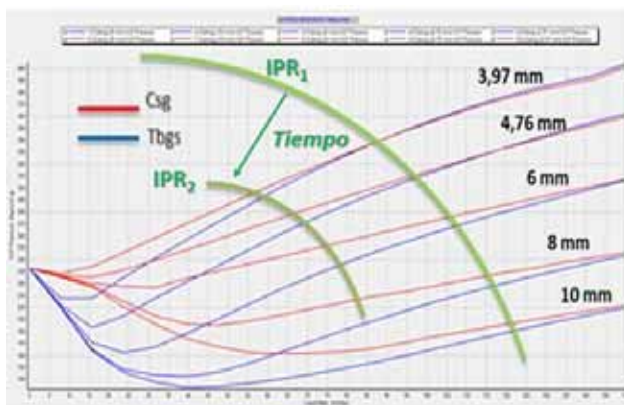


Figura 11. Ejemplo de análisis nodal.

ser tal que justifique económicamente la intervención del pozo para bajar su sarta (Figura 11).

La intervención para bajada de tubing no requiere el ahogue del pozo, ya que se puede bajar con *wireline* (equipo de cable) un conjunto de packer con un tapón (*shear out*), luego completar el pozo y hacer el agregado del cabezal para colgar tubing y con equipo de WO bajar la instalación de tubing. En todo momento el pozo contará con dos barreras durante la intervención (Figura 12).

En la figura 13 se muestra el efecto en delta de producción (área verde) de la bajada de sarta de tubing que, desde una perspectiva económica, puede verse como un proyecto de aceleración.

Asimismo, existen otras técnicas para prolongar la surgencia, como el ciclado de pozos, donde se cierra el

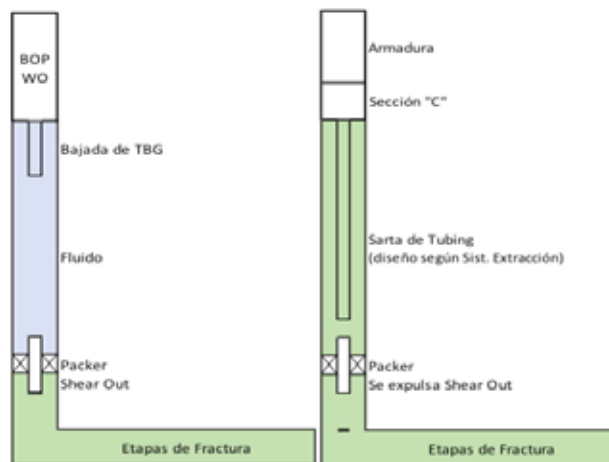


Figura 12. Típica intervención de bajada de sarta de tubing.

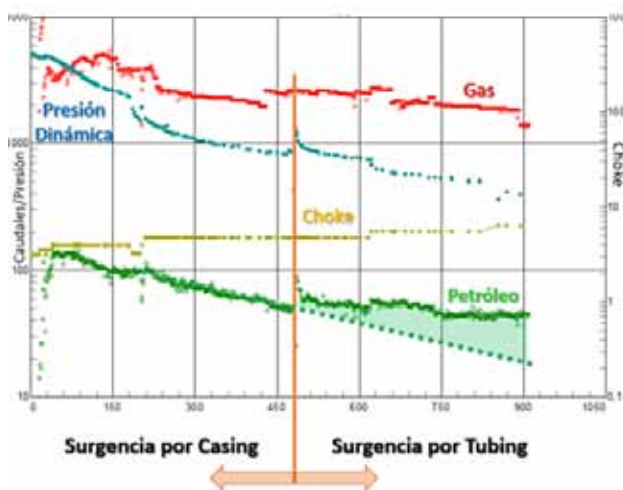


Figura 13. Efecto en producción de la bajada de tubing.



Figura 14. Plunger lift en shale oil de PAE.



Figura 15. Ciclado de pozos en Lindero Atravesado con EHC de MMI.

pozo para permitir el recupero de presión y se abre controladamente hasta cumplir ciertos parámetros, como tiempo/presión (pozo/línea).

El ciclado puede ser realizado sin o con pistón (como un *plunger lift*), pero a diferencia de un pozo de gas, estos pozos son de líquidos y, por eso, no existe un by pase del gas pronunciado y que disminuya la efectividad del barrido. Por lo tanto, el uso del pistón se prioriza en casos donde se use como método de remoción de incrustaciones inorgánicas y/o deposiciones orgánicas (por ejemplo, parafinas).

Existen amplia variedad de productos y algoritmos de control para automatizar el ciclado de pozos, desde los equipamientos convencionales de *plunger lift* hasta unos desarrollos como el de MMI (Motomecánica Innovación), donde solo hay que reemplazar el interno del choke por un kit *on-off* sin modificar el puente de surgencia. Esto ha sido probado e implementado por PAE en el Yacimiento Lindero Atravesado con muy buenos

resultados (Figura 15).

La presión de línea, al igual que en pozos de gas, puede jugar en contra del tiempo de surgencia. Presiones considerables de línea pueden deberse a limitaciones en la red de superficie (diámetros de líneas, distancias, etc.) pero también a topografías con gran desnivel. Cualquier modificación de superficie, por ejemplo, un loop en una cañería o cambiar de punto de captación un pozo puede redundar en un descenso de la presión de captación de los pozos y su prolongación de surgencia.

Cuando esto no es posible y hay que convivir con el problema, aún existen alternativas para reducir la presión de línea a través de bombas multifásicas, salvando las distancias y a riesgo de ser repetitivos, como el caso de la compresión en pozos de gas.

Un pozo *shale oil* de PAE resultó quedar alejado de la EPF (*Early Production Facility*), estación de captación inicial, a 13 km y con una topografía ascendente como se muestra a continuación lo que provocaba una presión de línea del orden de 30 kg/cm² (Figura 16).

Como el desarrollo de esa zona iba a estar postergado al momento, se resolvió realizar un piloto de montaje de una bomba multifásica PCP superficial de la empresa Netzsch. Se comenzó una prueba con un portacupones para seleccionar el elastómero indicado para el petróleo de Vaca Muerta (con alto contenido de aromáticos) y luego se realizó el montaje y la puesta en marcha, se logró reducir considerablemente la presión de línea (hasta 10 kg/cm²) con un leve ganancial de petróleo, pero principalmente verificando que es posible prolongar la surgencia. Los resultados se esperan concluir con mayores detalles este año en curso (Figura 17).

Si bien no es común en pozos de petróleo, en PAE se realizó un piloto de espumígenos para un pozo de *shale oil* que ya tenía un largo período de surgencia y previo a convertirlo a bombeo mecánico. Este pozo prácticamente tenía nula producción de agua, pero una acumulación de agua en fondo detectable mediante gradiente de presión.

Una vez testeados los productos químicos mediante ensayos de laboratorio, se resolvió realizar la prueba con un producto de la cartera Bolland (Pecom) para lo cual se



Figura 16. Topografía y ducto de pozo *shale oil* con elevada presión de línea.



Figura 17. Montaje de PCP Superficial de Netzsch en pozo shale oil de PAE.

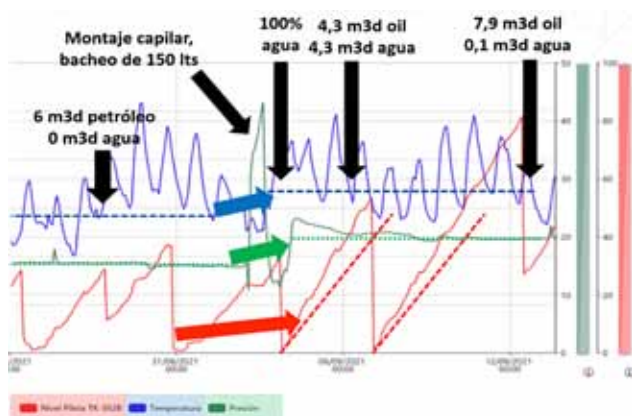


Figura 18. Mejora en producción tras piloto de espumígeno en shale oil.

bajó un capilar hasta la punta de tubería buscando que el cambio de sección y de velocidad ayuden en la agitación del producto con el fluido del pozo.

Los resultados, luego de comenzar la dosificación, fueron satisfactorios, permitieron desalojar el taco de agua de fondo. El pozo luego quedó con un 31% más de producción de petróleo como puede verse en la figura 18.

El piloto permitió concluir que el espumígeno es una opción viable para prolongar la surgencia en pozos shale oil. A futuro se evaluarán opciones sin capilar para estudiar el impacto de tratamientos bullheading que serían más económicos.

Por último, puede existir un efecto positivo de estirar la surgencia para el momento del enganche del sistema de extracción, sobre todo en bombeo mecánico donde, caso contrario al momento de comenzar la operación del aparato de bombeo, la operación se puede volver compleja con un pozo en estado semi surgente. Además, y no menor, postergar la inversión del sistema de extracción puede ser económicamente más rentable.

Flow Assurance

Esta disciplina cobra vital importancia en el desarrollo de *shale oil* porque no considerarla en etapas iniciales de forma apropiada puede tener elevados impactos en costos operativos posteriores. Pueden existir distintos tipos de problemáticas asociadas como se muestra en la figura 19, pero en el shale oil de la cuenca hay dos que se repiten, parafinas y emulsiones.



Figura 19. Variedad de problemas encontrados en yacimientos *shale oil* de Vaca Muerta.

Existen una variedad de herramientas para tratar estos problemas, desde productos químicos, remociones mecánicas y otros métodos de transmisión de calor donde aplique.

Las emulsiones pueden dificultar el transporte de fluidos y la separación de fases, esto último dificulta algo tan básico y necesario como es la medición de pozos. Su tratamiento suele estar asociado al uso de desmenuzante apropiado.

En el caso de las parafinas, su formación depende principalmente de la temperatura, según la cadena de petróleo, en determinado punto se comienzan a formar los cristales y sobre los mismo se continúan nucleando, lo que se conoce en inglés como WAT (Wax Appearance

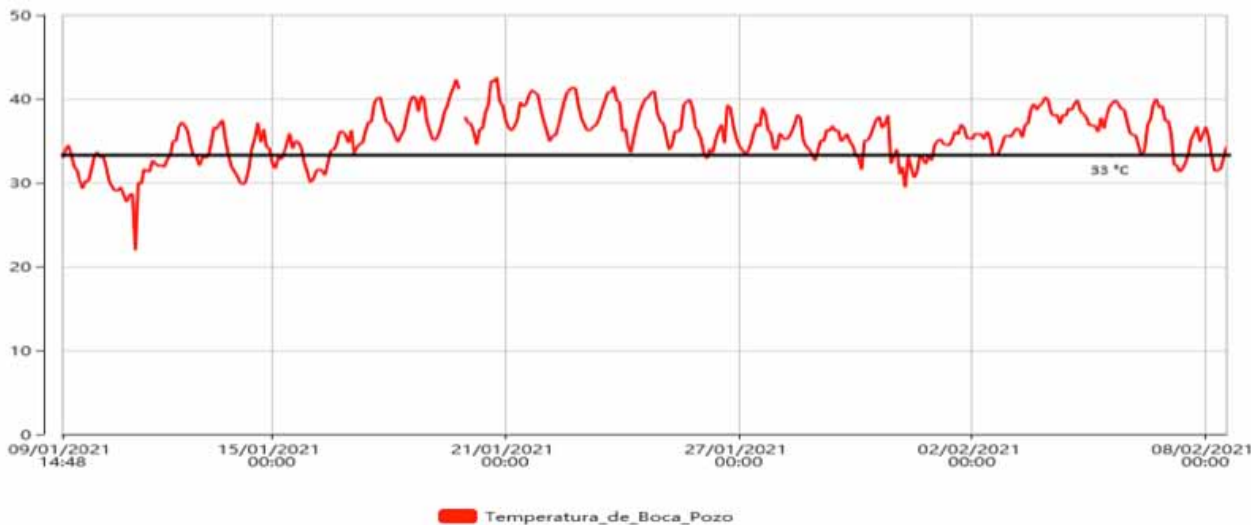


Figura 20. Temperatura de boca en pozo con calentamiento de gas lift (WAT, línea negra).

Temperature). Este valor en nuestra cuenca puede ir de temperaturas alrededor de 40 °C hasta muy bajas temperaturas.

Si se considera el camino del petróleo desde la SRV hasta su punto final en superficie, en todo el trayecto va intercambiando calor y perdiendo temperatura, por lo que es muy probable que podamos encontrar formación de parafinas en líneas e incluso dentro del mismo pozo. A su vez, en la vida productiva del pozo, el caudal inicial es alto y en general con un alto corte de agua, luego va disminuyendo su caudal y corte, lo cual también conduce a condiciones que favorecen la formación de parafinas.

Empíricamente hemos notado que en nuestros yacimientos el problema de parafinas es casi nulo en donde el GOR es muy bajo, aumentando en gravedad a medida que aumenta el GOR.

A esto hay que sumarle a veces condiciones externas, como en el sistema de extracción gas lift, donde se inyecta gas (por lo general por anular del tubing-casing) y para ello, el gas se regula en superficie donde se produce el efecto Joule-Thompson que enfría el gas al expandirse por la restricción y transmite este gas más frío al interior del pozo, actuando el tubing como un intercambiador de calor.

Este efecto lo hemos experimentado en los pozos de gas lift de la zona de Bandurria Centro donde del método de remoción mecánica con cepillo (bajado con slickline) pasamos a calentar el gas inyectado con buenos resultados. El uso de tratamientos químicos (inhibidores/dispersantes) no ha dado buen resultado al momento, si bien se siguen haciendo pruebas (Figura 20).

Dentro de las remociones mecánicas se han probado herramientas para slickline que, en teoría, derriten la parafina mediante una resistencia que se alimenta de una batería. Nuestros resultados en varios pozos no han sido los esperados y también se ha probado el uso de tubings recubiertos por epoxi pero no han logrado reducir la pérdida de calor como era supuesto.

En bombeo mecánico, el uso de sarta superior con varillas centralizadas y rotador ha demostrado ser un buen método para mantener limpio el tramo superior del tubing, si es necesario agregar calor circunstancial-

mente a través de unidades de hot oil, o bien como se ha implementado en algunos pads, con líneas que permiten calentar un pozo usando la producción de su vecino.

Ya sea para tubing como para momentos donde se tiene el sistema de extracción dentro de ese tubing, se ha descartado el uso de capilares a fondo y de cintas calefactoras, debido a malas experiencias en la cuenca por la pérdida de integridad del empaque en el cabezal superior. Internamente, nuestros expertos de integridad han evaluado distintos empaques, pero han desaconsejado sus usos por el momento a la espera de que dichas tecnologías y diseños evolucionen.

Como se mencionó, en la etapa de prolongación de surgencia existe el problema de parafinas, una buena práctica que hemos encontrado es el uso de pistones de plunger que rascan el tubing en cada ciclo.

En líneas de superficie, los tratamientos van de lo clásico, calor más químicos y lanzamiento de chanchos (pigs).

Esta disciplina merece ser constantemente revisada en pos de continuar experimentando con nuevos productos/tecnologías o los mismos aplicados de otra forma y que permitan mejores resultados a menores costos.

Bombeo mecánico

En PAE el bombeo mecánico representa hoy aproximadamente el 64% de los sistemas de extracción, de un total de +4500 pozos con ese sistema, sobre todo en convencionales. Es de por sí un sistema bastante conocido en la compañía por la vasta experiencia en Golfo San Jorge, pero en no convencionales debió sufrir unas ligeras modificaciones.

Como mencionamos, para el tratamiento de parafinas, se debió agregar un tramo centralizado de varillas en la parte superior con un rotador de varillas no por problemas de desviación sino netamente con el objetivo de asegurar el flujo.

Por otra parte, en zonas de mayor GOR fue necesario agregar una válvula de contrapresión (BPV en inglés, back pressure valve) en directa para favorecer el cierre de la válvula viajera y en anular en algunos pozos hemos implementado un choke fijo, debido a que en los mo-



Figura 21. Componentes principales de un bombeo mecánico en *shale oil*.

mentos de enganche con el pozo semisurgente podían experimentarse surgencias de elevada intensidad por anular que tendían a cerrar las válvulas de seguridad de superficie.

En cuanto al *stuffing box*, se mantuvo el sistema de empaquetaduras con el tacho colector, pero se agregó una flapeta de accionamiento ante potenciales cortes de vástagos.

El cambio fundamental se dio en los ratigan, donde se pasó a un diseño del tipo BOP de varillas de alta presión, comúnmente conocidos como *rod lock* (aunque no todos los diseños cumplen con la función de poder sostener la sarta).

Este diseño, en nuestro caso de accionamiento manual de RAMs (si bien existen de accionamiento hidráulico), es útil para asegurar los pozos ante interferencias de fracturas de pozos vecinos, situaciones donde el pozo productor puede ver incrementada su presión hasta valores cercanos a los que tuvo originalmente en su puesta en marcha y representa un desafío desde el punto de vista de integridad.

El diseño de PAE típico consta de tres RAMs, uno de ellos se usa operativamente para el cambio de empaquetaduras y ante cada aseguramiento se prueba la integridad de los sellos con 8000 psi (80% del rating).

Otra modificación para los bombeos mecánico cuando sufren frac hit, es la conexión en anular de un puente de alta presión que se utiliza para despresurizar la línea el

pozo a la hora de reanudar su puesta en marcha cuando cesan las interferencias.

A continuación se muestran las partes principales de la configuración optada en los bombeos mecánicos para *shale oil* de PAE: 1) rotador de varilla (se muestra el mecánico, sin cables, de la empresa Daltec que hemos probado con muy buenos resultados); 2) conjunto BOP de Alta Presión 10 kPSI, por lo general del tipo rod lock (habiendo probado de NOV y Apergy); 3) stuffing box con dispositivo ecológico y flapeta por cortes de vástago; 4) BPV; 5) orificio fijo para anular; y 6) sarta superior con centralizadores (en este caso se muestran las de Tenaris, modelo Helix especiales para remoción de parafinas) (Figura 21).

En cuanto a aparatos de bombeo mecánico, la unidad seleccionada para nuestros pozos fue el modelo Maximizer de Weatherford, ya que permite una generosa separación a la boca de pozo y mayor facilidad de intervenciones posteriores con equipo de pulling (Figura 22).

Respecto del motor estandarizamos el uso de motores de imán permanente (también de Weatherford) por el compromiso de PAE en reducción de consumo energético, ya que han mostrado reducciones del orden de 15% frente a un motor convencional de inducción. Este típico se complementa, además del ya estándar controlador (*Pump Off Controller*), con el uso de Variadores de Frecuencia (VDF) que facilitan la regulación de régimen (GPM; golpes por minuto) y mantenimiento al no tener poleas (Figura 23).



Figura 23. *Pump Off Controller* y VDF.



Figura 22. Unidad de bombeo mecánico Modelo Maximizer (Weatherford).

También hemos tenido oportunidad de probar unidades de bombeo hidráulico para prever situaciones de bocas de pozo cercanas entre sí, lo cual ha demostrado que es una excelente opción para facilitar el montaje en esos casos (Figura 24).

Es de destacar que se debe prever bien la altura de los cabezales, ya que, en algunas situaciones, debido al agregado puntual de otra sarta de casing intermedia, los puentes de bombeo mecánico pueden quedar más elevados y deban requerir un buen soporte, para ello existen en el mercado alternativas de bases metálicas que hemos probado con éxito y dan mayor seguridad frente al relleño convencional.



Figura 24. Unidad de bombeo hidráulica.

Gas lift

Este sistema de extracción como cualquier otro tiene sus ventajas y desventajas. Como principal desventaja se encuentra el costo de inversión para instalaciones de superficie, sobre todo compresión y tratamiento.

Como ventajas es un sistema más sencillo de operar y puede cubrir un rango variable de producción, desde gas lift continuo en etapas de surgencia hasta gas lift intermitente en etapas de producción tardía. Asimismo, la sarta de gas lift se baja con la intervención de bajada de WO y luego, por lo general, solo se interviene con slickline y puede contar con el mismo rating de alta presión de sus cabezales.

En los *shale oil* de PAE contamos con casi un 50% de pozos produciendo con este sistema de extracción frente al bombeo mecánico, esto se debe a que en el desarrollo temprano de Bandurria Centro ya se disponía de instalaciones que permitieran la compresión e inyección de gas, pero no así de electrificación en yacimiento ni disponibilidad de recursos de pulling ni de montajes de AIB's. Además, el expertise operativo de *gas lift* era mayor en la UG Neuquén frente al de bombeo mecánico gracias al desarrollo histórico de Lindero Atravesado.

Actualmente se avanza en la automatización de las válvulas de regulación de *gas lift* con el cambio de regu-

ladores manuales a válvulas motoras eléctricas que permitan regulación remota (y a futuro autoregulación con parámetros de presión y/o caudal objetivo). Estas válvulas permitirán su uso tanto en *gas lift* continuo como intermitente y anexarle el uso de pistones para realizar los ciclados, como un *plunger lift* asistido por gas.

Aprendizajes y desafíos

PAE ha transitado en forma exitosa el desarrollo de la producción de *shale oil* en Vaca Muerta gracias a un sólido modelo corporativo de gestión de la operación que ha permitido ir mejorando y experimentando nuevas prácticas para lograr la mejora continua.

Se han podido implementar técnicas que han prolongado la surgencia natural de este tipo de pozos, mejorando el proceso de ciclados (con y sin pistón) y hasta el uso de espumígenos y bombeo multifásico en superficie.

Se ha logrado una experiencia de sistemas de extracción variada sobre todo en *gas lift* y bombeo mecánico incorporando tecnologías para mejorar la operación y reducir el consumo energético.

No obstante, aún restan muchos desafíos para lograr una operación cada vez más optimizada para lo cual existen planes de incorporación de tecnología de punta en el manejo de la información, análisis de datos y otras tecnologías y sistemas que permitan operaciones más simples y económicas, claves para competir contra yacimientos similares en producción (sobre todo de Estados Unidos).

El grupo PAE tiene el compromiso de impulsar la producción de energía en nuestro país, como es el caso del desarrollo de Vaca Muerta y con un fuerte compromiso del desarrollo sustentable y sostenible de las economías regionales.

Invitamos a los lectores a seguirnos en las redes sociales para conocer más sobre PAE y sus actividades: www.pan-energy.com/sobrepae

Agradecimientos

Agradecemos al equipo del IAPG/Petrotecnia por permitirnos este espacio para compartir nuestras experiencias, también hacemos extensivo el agradecimiento a PAE y todo su personal de distintas áreas y contratistas (en especial Manpetrol), los verdaderos miembros de este gran equipo de trabajo que permitió que esta publicación sea posible.

Bibliografía

- <https://www.pan-energy.com/>
- <http://www.shaleenargentina.com.ar/vaca-muerta>
- <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/vaca-muerta/historia>
- Crespo, P. A. y S. Cuervo. Drawdown Management Optimization from Time-Lapse Numerical Simulation. Paper presented at the SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, Neuquén, Argentina, August 2018. doi: <https://doi.org/10.2118/191828-MS>
- + Manual de Ingeniería de Yacimientos de PAE.