

«Vaca Muerta no va a brillar si no ponemos en caja el convencional»

Por Nicolas Gandini



6 de enero 2020

La petrolera puso en marcha un ambicioso proyecto para reducir del 14% al 8% la declinación de sus campos maduros o viejos, que aportan un 80% de su oferta total de petróleo. La búsqueda de eficiencia en la recuperación secundaria. Y el futuro de la mano del EOR. Las claves de un plan con menos marketing pero igual de importante que Vaca Muerta.

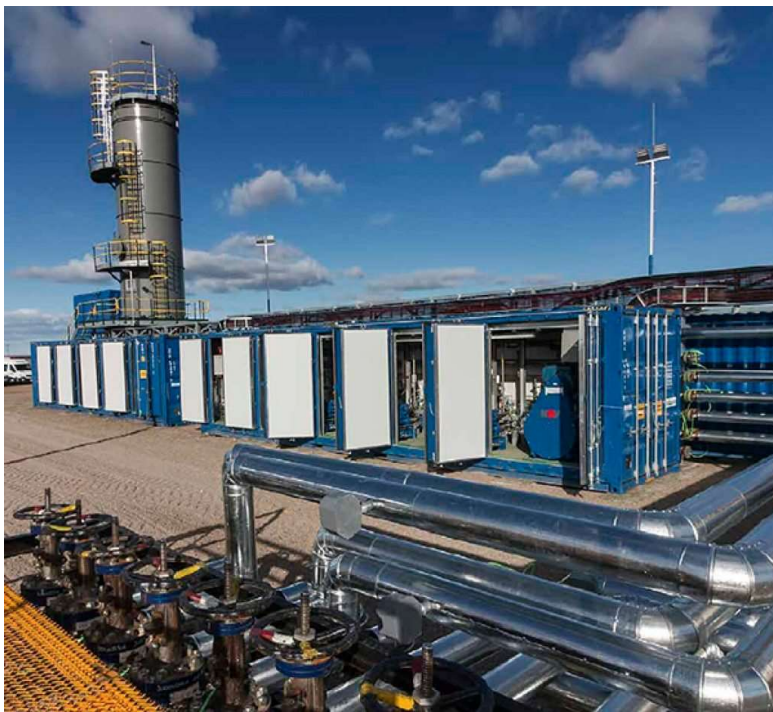
REVISTA >

TRAMA
ENERGÍA & MINERÍA

El 81% de la producción de petróleo de YPF, el mayor jugador de la industria hidrocarburífera, proviene de yacimientos convencionales, que explican también un 51% de la oferta de gas. Por peso específico propio, los números de la

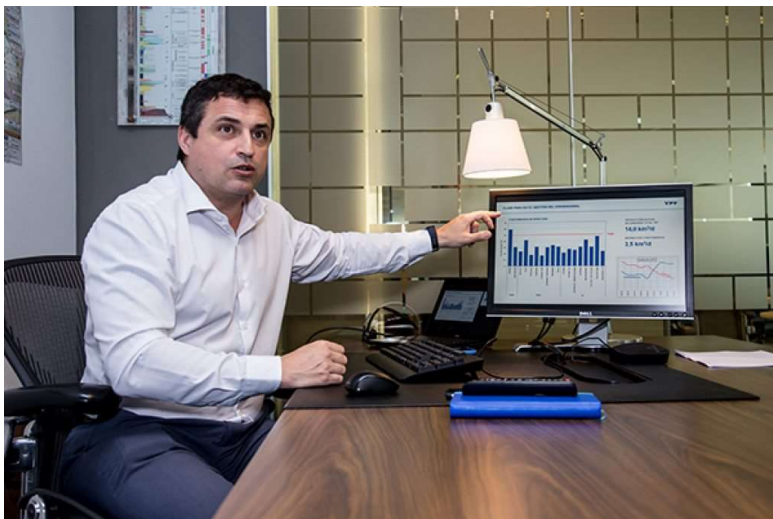
empresa controlada por el Estado espejan de manera casi idéntica la estadística nacional. La marcada declinación de ese tipo de campos, que caen a un ritmo promedio del 14% anual, atenta contra el brillo de Vaca Muerta. Lo que termina sucediendo es que la creciente producción de no convencionales compensa la declinación de los reservorios convencionales.

1. [Petroteras prevén incumplimientos del Plan Gas en hasta un 15% y el gobierno refuerza de urgencia la importación de líquidos](#)
2. [Los combustibles aumentarán un 6% en promedio este fin de semana](#)
3. [Cammesa espera sumar antes de octubre proyectos renovables por 670 MW](#)
4. [El gas aumenta hasta un 130% para alimenticias, aunque advierten un impacto dispar en la inflación](#)
5. [El gobierno hará una consulta previa en agosto antes de aprobar exportaciones firmes de gas a Chile](#)
6. [Casullo sobre el conflicto en Neuquén: "Sería un error reprimir, esto requiere hacer política"](#)



No es un problema exclusivo de YPF. Atraviesa toda la industria. Y es una debilidad intrínseca de la estructura energética argentina, por ahora infravalorada en ámbitos de discusión.

«En los últimos tres o cuatro años, YPF viene *flat* (casi sin crecimiento), reemplazando la declinación del convencional con proyectos no convencionales», admite Cristian Espina, gerente de Geociencias y Reservorios de la petrolera, que recibió a *TRAMA* en su oficina de la torre de Puerto Madero, junto con Diego Leiguarda, gerente de Desarrollo de Reservorios, y José Luis Massaferró, gerente de Estudios EOR. «Vaca Muerta no va a brillar si no ponemos en caja el convencional», completa.



Cristian Espina, gerente de Geociencias y Reservorios de YPF

Con menos marquesinas que los desarrollos en Vaca Muerta, YPF encaró en 2018 un proyecto igual o más urgente que la explotación del *shale* de Neuquén. En enero de ese año inició un re-estudio de su portfolio de yacimientos maduros, aquellos que llevan décadas en explotación.

Por diversos motivos –entre los que podrían señalarse la elevada barrera de ingreso a los campos no convencionales y el enorme esfuerzo de inversión que requieren esos proyectos–, la puesta en valor del convencional por medio de trabajos de secundaria y terciaria y de incorporación de nuevas empresas a la operación de ese tipo de campos es

un mandato imprescindible para la Argentina. Si, como ya es casi un hecho, en 2020 los desembolsos en Vaca Muerta serán bastante inferiores que los de 2018 y 2019, amortiguar lo más posible la declinación de los yacimientos convencionales se convertirá en la prioridad de la industria.



Diego Leiguarda, gerente de Desarrollo de Reservorios de YPF

La re-evaluación parcial de los activos de YPF concluirá en 2021, pero ya motivó una resignificación dentro de la empresa. La categoría *viejos* reemplazó a la de *maduros*. «Este re-estudio, o refinación de los estudios existentes, nos permitió incrementar el factor de recobro, bajar la declinación y revertir el índice de madurez», explica Leiguarda, un ingeniero especializado en campos maduros que se sumó a YPF en mayo de 2018 después de realizar casi toda su carrera en Pan American Energy (PAE).



El departamento de Geociencias y Reservorios de YPF inició en enero de 2018 un proceso de re-estudio de 246 proyectos convencionales. En muchos casos se están reinterpretando datos existentes, pero con una metodología diferente. El enfoque anterior apuntaba a buscar oportunidades para la producción primaria de los campos. Hoy se pone el foco en la optimización de la secundaria y en la identificación de proyectos de terciaria con polímeros, un área donde la compañía apunta a crecer agresivamente, y más adelante a partir de la inyección de surfactantes.

Para los primeros días de noviembre ya estaban completados 67 de esos estudios. «Estamos en curso de evaluación de 44 y nos faltan otros 135. Estimamos que para diciembre de 2021 barreremos todos los campos que actualmente tiene YPF con estos estándares metodológicos», agrega Massafiero.

Definir prioridades

En términos historiográficos, lo que está haciendo YPF es revisar lo dado con la creencia de que aún queda mucho por hacer en yacimientos convencionales que muchos creían terminados. Chihuido de la Sierra Negra, campo emblemático de la petrolera que supo ser uno de los pulmones petrolíferos del país, es un emergente de este enfoque revisionista. En marzo de 2019, YPF concluyó un estudio que demostró que el factor de recobro del reservorio estaba equivocado. Se creía que era del 35% cuando la re-evaluación demostró que solo es del 28%. Es decir, se puede extraer un 20% más de hidrocarburos de lo que se creía. Donde se pensaba que ya no había mucho por hacer, YPF diseñó un plan de recuperación secundaria para perforar 200 pozos nuevos en los próximos tres años. «Cuando visualizamos este tipo de proyectos en campos que para la compañía ya estaban en fase de casi abandono, transmitimos un mensaje muy fuerte para dentro de la organización», destaca Espina, que inició su trayectoria profesional en Tecpetrol, pasó por PAE y se sumó a YPF en marzo del año pasado.



La estructura de Geociencias de YPF está integrada, sin tener en cuenta los proyectos de recuperación terciaria (EOR, por sus siglas en inglés), por 126 profesionales quienes están estudiando campos que supuestamente eran maduros. También se contrató a 16 especialistas externos para complementar los análisis.

La primera etapa de la avanzada para revitalizar el convencional es traccionada por la recuperación secundaria. En la Cuenca del Golfo San Jorge, el bastión de ese tipo de proyectos, la producción secundaria de YPF superó en 2019 a la primaria y se alcanzó el récord de inyección de agua. La empresa está redefiniendo completamente el proceso de *waterflooding* (inyección). A lo que apunta, en la práctica, es a alcanzar estándares que registran otras operadoras presentes en la cuenca.

«Este año logramos reducir la declinación de la básica de secundaria, que cayó un 6%. Pensá que disminuir 2% o 3% la declinación básica de un campo maduro puede revertir o retrasar el índice de madurez en 10 años. Pusimos el foco en cómo maximizar las eficiencias tanto de barrido como de ariales y verticales para identificar yacimientos que eran considerados maduros, que nosotros estamos convencidos de que en realidad no lo son», advierte Leiguarda.

YPF produce hoy 14.000 metros cúbicos diarios (m³/d) de petróleo por medio de proyectos de recuperación secundaria. La petrolera lanzó un ambicioso proyecto para optimizar el *conformance* y el ritmo de inyección en más de 20 áreas. Eso



implica, en primer lugar, incorporar tecnología y ganar en eficiencia en instalaciones de superficie.

¿Qué es el *conformance*? Es un concepto que busca asegurar que el frente de agua barra de forma pareja todas las capas o reservorios de un sistema hidrocarburífero. La petrolera detectó que, por el deficiente rendimiento en esa materia, en una veintena de campos existe una merma por *conformance* equivalente a 3.500 m³/d de petróleo. Es un número teórico, dado que en la práctica es imposible aumentar la producción de esos campos al mismo tiempo.



¿Cómo se logra una mejora de esos indicadores?

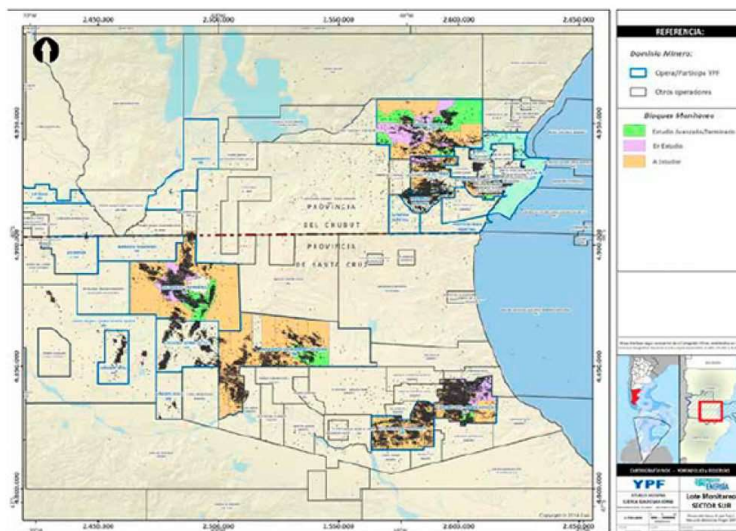
—Leiguarda: Para lograr un barrido pareja, que implica maximizar eficiencias, se estudian y definen los caudales individuales que cada reservorio debe recibir. Cuando uno pone en operación un determinado proyecto, esos caudales van variando y empieza a haber problemas operativos que desvían ese canal objetivo para maximizar eficiencias. Cuando uno ve eso se empieza a medir *conformance* menor a 100. Lo que debemos buscar desde la operación es ir corrigiendo esos desvíos naturales que se van dando a medida que avanza el proceso de inyección, para mantener valores de *conformance* aceptables. Hablando del Golfo de San Jorge, que es multicapa, con heterogeneidades verticales y laterales, mantener un *conformance* de 50% a lo largo del tiempo es algo absolutamente razonable y positivo. Hoy estamos en un promedio de 31% o 32%. Esa oportunidad, que estamos tratando de materializar en un plan de dos años, nos va a llevar a reducir aún más la declinación que estamos teniendo.

Para pasar del 31% al 50%, ¿la clave es la renovación de la tecnología o también implica un cambio en la gestión de los campos?

—Espina: La tecnología es una de las claves. Hace un año y medio, casi dos, menos del 20% de los pozos inyectoros tenían telemetría. Esto significa que detectábamos el desvío del *conformance* o el desvío de inyección a los tres o cuatro meses, dependiendo de las rutinas de mantenimiento. Ahora estamos cerrando el año con el 90% de los pozos con telemetría, por lo que los desvíos se detectan de manera inmediata y se corrigen rápidamente. Otro punto importante es la gestión de la inyección, para lo cual es central el manejo de las pérdidas. Anteriormente se declaraban las pérdidas de inyección, pero no se cuantificaba la pérdida de petróleo asociada. Entonces era muy difícil asignar recursos si no teníamos visualizado cuál era el petróleo que estábamos perdiendo. Ahora implementamos un sistema corporativo que implica que cada vez que un pozo inyector se para o se aleja del *conformance*, automáticamente se visualizan las pérdidas potenciales de petróleo. Eso facilita muchísimo la priorización de los recursos para recuperar los pozos inyectoros. Esas dos iniciativas son las que estamos implementando para llegar al *target* de 50% del *conformance*.

Declinación

Una vez que la petrolera alcance el *target* en materia de *conformance* y ritmo de inyección, la meta es estabilizarse en una declinación al 8%. «Ahora, mientras vamos creciendo podemos lograr una tasa del 6%. Pero una vez que alcancemos el *target*, lograr una declinación de 8% sería muy bueno», proyecta Leiguarda.



El ritmo de inyección es un aspecto estratégico de la operación, además, porque si el caudal es excesivo puede terminar bypassando el petróleo, es decir, canalizándolo sin poder extraerlo. Si, en cambio, se inyecta muy lento, el riesgo es no alcanzar el banco de petróleo. «Cada yacimiento debe tener su ritmo de inyección particular. Vimos que, en promedio, inyectamos un volumen poral cada 8 años. En esa clave, es importante la integración de la secundaria y la terciaria. Cuando diseñamos proyectos de secundaria, ya estamos pensando en qué parte de ese desarrollo vamos a aplicar la terciaria. Existen campos en particular donde constatamos que prácticamente podemos pasar del desarrollo primario a la terciaria», indica Espina.

¿Cómo determinan a qué área van a buscar terciaria y a qué área van a buscar eficientizar la secundaria?

—Espina: Dentro del grupo de *screening* aplicamos tres o cuatro criterios que funcionan como un filtro grande para cuantificar la terciaria: el campo debe tener una viscosidad alta; la temperatura de los reservorios tiene que

ser menor a los 100 grados porque el polímero se degrada; y la salinidad debe ser normalmente baja.

En yacimientos de petróleo no muy pesados o de no baja viscosidad, con factores de recobro del 15%, si eficientizamos la secundaria podemos llevarlo al 25%. Sin embargo, hay zonas donde la viscosidad es mucho más alta, por lo que eficientizar la secundaria es más difícil. Es como inyectar agua para barrer dulce de leche. Se va canalizando y no desplaza nada. En esas zonas es mucho más razonable ir a buscar el incremental que aporta la inyección de polímeros.



José Luis Massaferro, gerente de Estudios EOR

¿Para fines de 2019 quieren contar con 10 plantas piloto de recuperación terciaria instaladas?

—Massaferro: Sí, tenemos dos plantas ya funcionando y en breve vamos a tener 10 más. Vamos a llegar a un total de 12. Son aproximadamente 80 inyectores que van a estar inyectando polímeros. Para darte una idea, Capsa, que lleva muchos años en esto, tiene esa misma cantidad. Lo que quisimos hacer fue una curva de crecimiento muy agresiva.

¿Cómo definen la especificidad del polímero?

—Massaferro: Lo que discrimina son las altas temperaturas. Si las temperaturas son altas, usamos un polímero más caro que resista. La temperatura va asociada con la profundidad. En definitiva, hay que ver cómo responde el reservorio. Hay reservorios más cerrados y otros más permeables, entonces debemos usar pesos moleculares distintos. La clave es que el polímero acceda a la roca en forma pareja y pueda barrer ese petróleo de la forma más eficiente.

¿En Manantiales Behr tienen más homogeneidad?

—Massaferro: Exactamente. Y estamos haciendo pilotos en Los Perales y en Desfiladero Bayo. Para resumir, de estas primeras 10 plantas, cinco irán a la expansión de Manantiales Behr, porque ya tenemos un piloto con resultados. Tres van a la expansión de Desfiladero Bayo. Y dos van a Los Perales, donde todavía no hemos lanzado un desarrollo piloto.

¿Cuáles son los plazos en los pilotos?

—Massaferro: Tenemos una etapa de *screening*, una de laboratorio, una de piloto, otra de expansión y una final de masificación. Todo el proceso, hasta la comercialidad, son cinco o seis años.

Espina: Pero el tiempo de respuesta es de alrededor de un año. ×

< ANTERIOR

SIGUIENTE >

Designan oficialmente a Sergio Lanziani al frente de la Secretaría de Energía

«Más que de campos viejos, hablo de petróleo nuevo de áreas viejas»

11 respuestas a “«Vaca Muerta no va a brillar si no ponemos en caja el convencional»”



Jose Luis Sureda dice:

[6 enero, 2020 a las 11:09 am](#)

Muy de acuerdo. Nación y provincia trabajando juntas deben lanzar un plan explotario. Y hay que poner el foco en secundaria y terciaria

RESPONDER

1.



Koko dice:

[6 enero, 2020 a las 11:55 am](#)

Y cuales serian los objetivos de ese Plan Exploratorio, mejor expresado, en que areas?En que cuencas? Porque Nación y provincia si la potestas de las Provincias?

RESPONDER

1.



jose luis sureda dice:

[6 enero, 2020 a las 5:42 pm](#)

Deben trabajar juntas sin invadir potestades. Pero conviene que se haga en conjunto por varias razones: no es lo mismo que, ejemplo, vaya Formosa a hacer un road show sobre su plan que si la acompaña nación, Segundo, para aumentar el éxito de la ronda exploratoria primero hay que hacer un trabajo para identificar cual es el perfil de las compañías que están dispuestas a participar y, en lo posible, que no sean las que ya tienen una presencia importante en Argentina. Tercero, es posible que dicho plan requiera de incentivos fiscales. Cuarto, el plan no puede salir con todo a la vez. Habría que definir el orden. Según el nivel de riesgo, etc

RESPONDER



Koko dice:

[6 enero, 2020 a las 11:53 am](#)

Excelente nota. Es hora que YOPF muestre el esfuerzo que se esta realizando con secundaría y terciaria en convencionales. Un trabajo técnico de alto nivel que traerá, sin dudas, beneficios notorios en producción y adición e reservas. Excelente!!!

RESPONDER



Koko dice:

[6 enero, 2020 a las 11:54 am](#)

Excelente nota. Es hora que YPF muestre el esfuerzo que se esta realizando con secundaría y terciaria en convencionales. Un trabajo técnico de alto nivel que traerá, sin dudas, beneficios notorios en producción y adición de reservas. Excelente!!!

RESPONDER



Humberto Leniek Sr dice:

[6 enero, 2020 a las 12:07 pm](#)

Merecen todo mi respeto profesional.....no se han quedado con lo puesto...son innovadores natos...mis sinceras felicitaciones.
Ahora solo falta aggiornar los métodos de levantamiento artificial de fluidos (ALS) para simultáneamente ganar eficiencia operativa y bajar el lifting cost.

RESPONDER



Hernan dice:

[6 enero, 2020 a las 1:09 pm](#)

No dudo del profesionalismo de esta gente. Ahora de como financiar esto no hablan? De donde va a salir el dinero? Sabemos de donde no va a salir... del surtidor, mas bien lo contrario si Trump sigue con los drones y los iraníes tomando represalias y el crudo Brent se estaciona x encima de 70 U\$/b.
Cuando no decís como financiar las ideas, perdes credibilidad.

RESPONDER



Diego Lasalle dice:

[7 enero, 2020 a las 6:37 am](#)

Excelente trabajo objetivos y resultados! Ese es el camino!. Y agregar exploración!! donde YPF siempre fue pionera. Incluso con una nueva mirada...por ejemplo el Tight Oil..que todavía no empieza!

RESPONDER



Felix herrero dice:

[7 enero, 2020 a las 8:11 am](#)

De acuerdo pero es triste ver vaquitas mortales apoyar ahora al crudo y gas convencionales

RESPONDER



Óscar Pellizzer dice:

[7 enero, 2020 a las 11:27 am](#)

Mis sinceras felicitaciones a estos profesionales de lujo que tenemos y estoy seguro que se van a cumplir todas las expectativas. Un abrazo muy grande a Cristian Espina. Trabajamos juntos en PAE.

RESPONDER



Marcelo Bincáz dice:

[8 enero, 2020 a las 12:36 pm](#)

Excelentes profesionales y excelente equipo el de YPF, no dudo que están acertados en la secundaria y terciaria.
Humildemente digo, también se tendría que tener en cuenta la opinión sobre la tecnología que debemos implementar los que fabricamos estos equipos sobre todo en soldadura y producción seriada para abaratar costos y producir mas en el mismo tiempo.
Mucha suerte y ojala las PYMES podamos salir adelante y en algún momento construir una alianza con las operadoras.

RESPONDER

Deja una respuesta

Tu dirección de correo electrónico no será publicada. Los campos obligatorios están marcados con *

Nombre*

Email*

Web

☐

Guarda mi nombre, correo electrónico y web en este navegador para la próxima vez que comente.

Comentario

Publicar el comentario

☒ Quiero recibir Newsletter



SE ADJUDICÓ LA COMPRA DE 13 CARGAMENTOS

[Por la mayor demanda de gas en Asia y Europa, convalidan precios más altos de LNG para la terminal de Bahía Blanca](#)

El valor promedio de la licitación que realizó ayer IEASA osciló entre 7 y 7,30 dólares por millón de BTU, mientras que un mes atrás se habían adjudicado a una media de US\$ 6,50 para los cargamentos de Escobar.



[#8M: YPF por la equidad de género](#)



JUAN LORENZO, DIRECTOR COMERCIAL DE BVS

[«Nuestra clave es estar cerca del cliente y ser flexible a sus necesidades»](#)

A partir de las restricciones que impuso la pandemia, la compañía de soluciones tecnológicas logró generar una sinergia con sus clientes para acelerar los procesos de digitalización de las compañías y garantizar la efectividad del trabajo remoto



LUIS FELIPE KESSLER, VP DE SCHNEIDER ELECTRIC

[«En el mediano plazo, Argentina va a ser el mayor proveedor de gas en la región»](#)

El directivo considera que por el potencial gasífero que ofrece Vaca Muerta, Argentina cuenta con el combustible que liderará la transición y puede convertirse en el principal productor de la región, pero advierte que para eso es necesario adoptar cuanto antes la tecnología adecuada que haga sustentables y competitivos los proyectos.



Contacto anunciantes

EconoJournal es una agencia de noticias con foco en la actualidad de la agenda energética. Los contenidos que se publican son producto de la investigación y del trabajo cotidiano de su equipo periodístico.

Nombre y apellido

Empresa

Email

Teléfono

Mensaje

Enviar



© ECONOJOURNAL

Primera agencia de noticias de Oil&Gas, Energía y Minería. Contenidos 100% propios.
Periodismo especializado. Proyectos e inversiones en Vaca Muerta.

