

Experimentando con inteligencia artificial

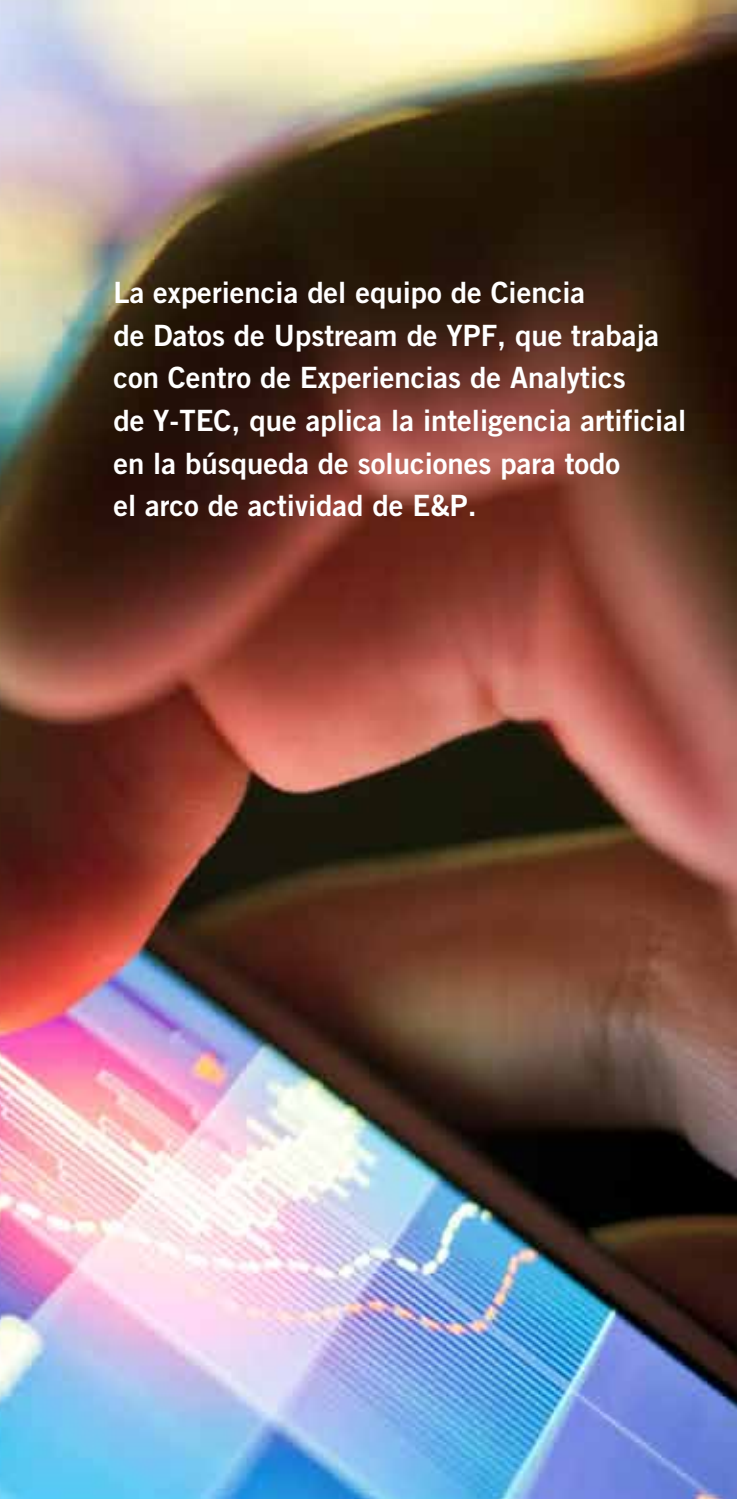
para optimizar el desarrollo de Vaca Muerta

Por *Eugenio Ferrigno, Lucas González Day, Adriana Romero, Juan Ignacio Álvarez Claramunt, Diego Gallart, David Algorry* (YPF S.A.)

Introducción

El desarrollo de Vaca Muerta es uno de los vectores de crecimiento de YPF, como consecuencia las acciones orientadas a aumentar su productividad, reducir el costo de desarrollo y los costos de operación son buscadas intensamente para aumentar la rentabilidad de su explotación.

En este marco, desde el equipo de Ciencia de Datos de *upstream*, en un trabajo conjunto con el Centro de Experiencias de Analytics de Y-TEC, desarrollamos proyectos de



La experiencia del equipo de Ciencia de Datos de Upstream de YPF, que trabaja con Centro de Experiencias de Analytics de Y-TEC, que aplica la inteligencia artificial en la búsqueda de soluciones para todo el arco de actividad de E&P.

inteligencia artificial experimentando soluciones para los distintos estadios del desarrollo: la ubicación de los pozos, la perforación y la producción. A continuación, se describen algunas de estas iniciativas que marcan el enfoque de “decisión basada en datos”:

Detección preventiva de surgencias durante la perforación

Este proyecto tiene como objetivo detectar de forma temprana eventos de surgencia que puedan poner en peligro la seguridad de las personas y causar daños al medio ambiente. Para ello, se desarrolló un método que analiza los datos de perforación en tiempo real reduciendo el número de variables en base a un enfoque físico y de minería de datos de series temporales.

A partir de estos datos en tiempo real, aplicamos métodos de análisis de tendencias en los indicadores de surgencias tradicionales con el fin de investigar en profundidad la probabilidad de ocurrencia del incidente durante la perforación. Los nuevos indicadores utilizados emplean los datos de caudal de ingreso, caudal de retorno, presión de la tubería, compresibilidad del lodo de perforación, volumen del tanque, velocidad de penetración (ROP), velocidad de rotación (RPM), peso en bit (WOB) y tamaño de bit. Si los indicadores creados se desvían de la tendencia normal indicarían la detección de una sobrepresión en la formación y/o una ganancia anómala en el flujo de retorno.

Un modelo de Inteligencia Artificial (AI) entrenado permite alertar el fenómeno de manera predictiva con varios minutos de antelación a que se desencadene el evento de surgencia.

Finalmente, definimos diferentes niveles de alarmas según el desvío que tenga cada uno de estos parámetros y de cuáles se desvían de sus tendencias normales en un segmento de perforación dado.

Detección preventiva de *screen out* en estimulación

YPF realiza 200 etapas de fractura por mes en pozos horizontales no convencionales. Durante el proceso de estimulación hidráulica existe la posibilidad de que ocurra una falla conocida como *screen out* o arenamiento. La ocurrencia de esta particularidad suele ser costosa, ya que puede implicar la necesidad de realizar una limpieza con equipo de *coiled tubing* para remover la arena acumulada en el pozo.

A fines de 2018 comenzamos a trabajar en un modelo para predecir la ocurrencia de un arenamiento en la estimulación de pozos no convencionales. Este modelo se construyó a partir de los datos históricos de más de cuatro mil etapas de fractura, su objetivo es poder detectar un potencial arenamiento unos minutos antes de que ocurra para operar adecuadamente el pozo y evitar el evento. Actualmente, el modelo se encuentra en nivel de prototipo y estamos avanzando en las pruebas en tiempo real para comenzar a capturar su valor (Figura 1).

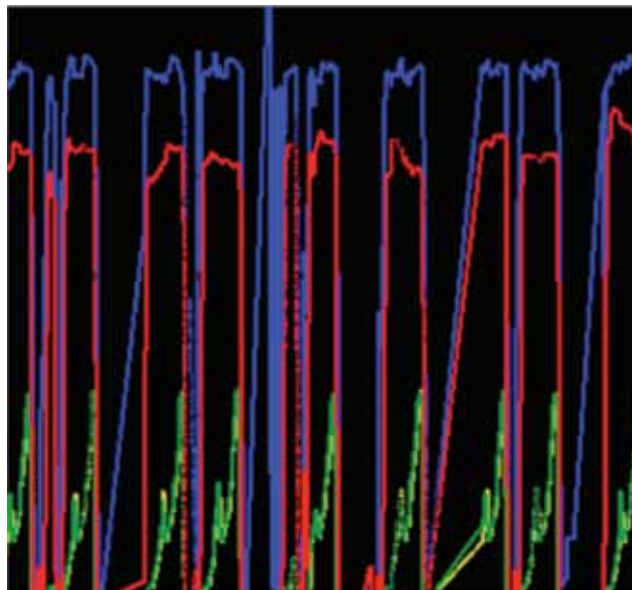


Figura 1. Datos de fractura en tiempo real a analizar.

Optimización de desarrollo: diseño de fractura y geocalización de pozos

El objetivo de este proyecto es explicar la contribución de las principales variables de pozos a la productividad, tanto normalizada por longitud como sin normalizar, con una técnica de datos que se conoce como un análisis multivariado. El análisis multivariado se caracteriza por trabajar con un gran grupo de variables para determinar la contribución de varios factores a una o más variables objetivo. En este caso se trabajó multidisciplinariamente con variables de perforación, geomecánica, estimulación, geología, petrofísica, reservorios, operaciones y producción.

Se realizó un análisis en 83 pozos horizontales de Vaca Muerta. Inicialmente se realiza la exploración de los datos, pasando por la eliminación y selección de variables hasta la construcción de los modelos lineales y no lineales que expliquen la importancia de las variables y un modelo de visualización de los datos. Esto permitió desarrollar internamente el flujo de trabajo para poder procesar todo tipo de datos, integrarlos en un repositorio único e incrementar permanentemente la cantidad de pozos para luego extraer mejores *insights* al contrastar variables de diferentes especialidades.

Actualmente estamos ampliando la base de datos a más pozos en producción para ampliar la estadística y obtener resultados más robustos que permitan mejorar las decisiones de ubicación de pozos y los diseños de fractura (Figura 2).

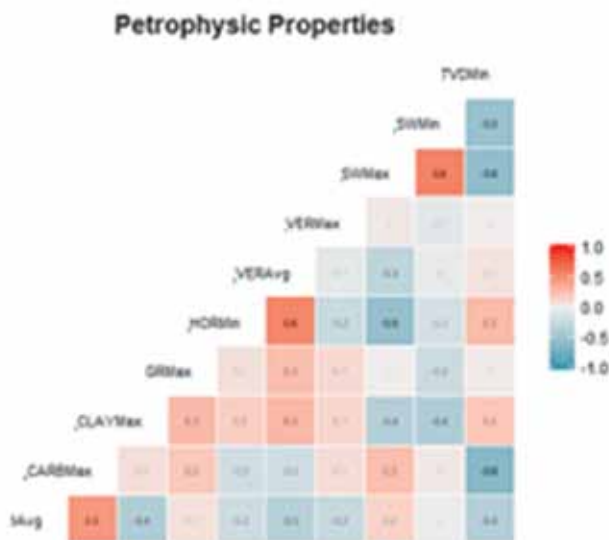


Figura 2. Matriz de correlaciones de variables petrofísicas.

Estimación de parámetros petrofísicos

A partir de los perfiles de variables petrofísicas de pozos en Vaca Muerta creamos modelos capaces de estimar los valores de una variable que representa los efectos texturales combinados calculados a partir de la dispersión dieléctrica. La variable se estima con modelos de regresión a nivel de horizonte de navegación y permite generar mapas regionales de propiedades más completos, utilizando perfiles eléctricos para estimar variables medidas por herramientas más costosas.

En el trabajo se entrenaron los modelos con datos de 14 pozos que conforman un set de 3.500 observaciones. Adicionalmente, se trabajó en métodos de estimación de la confianza de las predicciones con técnicas de estadística

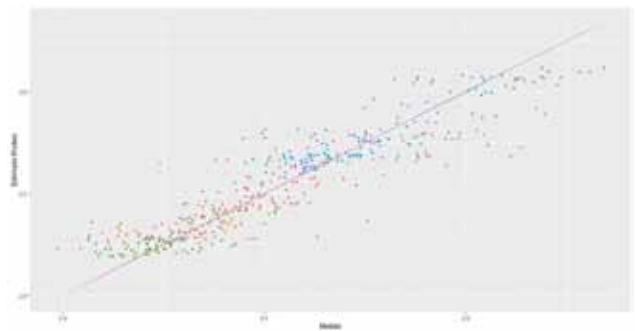


Figura 3. Ajuste de la variable estimada versus la variable medida.

robusta. El modelo es aplicado en 120 pozos que no cuentan con valores para la variable que se van a predecir y para los cuales resulta imposible medirlas por métodos tradicionales (Figura 3).

Predicción de parafina en pozos productores

En Loma Campana, yacimiento productor de petróleo de la formación Vaca Muerta, existen más de 160 pozos horizontales surgentes, los cuales se encuentran ciento por ciento telesupervisados y monitoreados en tiempo real desde la sala de control. Aprovechando la tecnología desplegada y con foco en la detección de forma anticipada de anomalías de producción en los pozos, YPF S. A. despliega por primera vez inteligencia artificial al servicio de la operación. Este tipo de pozos cuentan solo con dos variables disponibles: presión de cabeza de pozo y presión de línea, sobre las cuales se busca inferir en tiempo real problemáticas, como obstrucciones de *tubing* u orificio por parafina o erosión de orificios, entre otras (Figuras 4 a y b). Usando técnicas de *machine learning* se realiza el análisis de las curvas de presión de cabeza de pozo, con el propósito de predecir las anomalías en tiempo real que podrían ocurrir para su corrección oportuna. Se inicia con un proceso de filtrado de la curva de presión, eliminando valores atípicos de la serie temporal, y luego, suavizando la curva de forma que se puedan realizar predicciones futuras. A continuación, se aplica la metodología Prophet con el fin de predecir los valores de la curva. Se basa en los valores históricos de la serie temporal con el fin de predecir los valores futuros, para aplicar esta metodología se utiliza la característica de tendencia de la curva. Finalmente se entrena el modelo con curvas características de problemáticas reales en campo. Para identificar la anomalía se diseña un modelo basado en el declino característico de la curva de presión (exponencial descendente), por lo cual la primera derivada indica la tendencia (ascendente - descendente) y la segunda derivada indica curvatura (cóncava o convexa). Una vez que estos valores están disponibles, se clasifican según la anomalía: parafina, incrustación u obstrucción. El modelo ha sido implementado en la sala de control de la regional no convencional, y dio resultados positivos (Figura 6).

Slick-line

Una problemática importante que sufren los pozos surgentes productores de petróleo de la formación Vaca Muerta es la deposición de parafina en el *tubing* que puede



Figura 4.

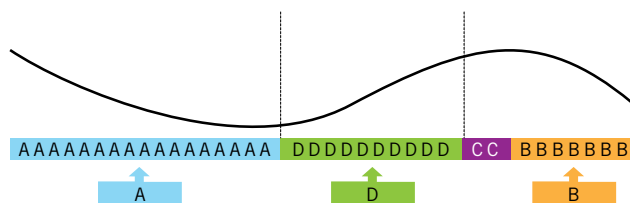


Figura 5.

generar pérdidas de producción. Con los resultados obtenidos por el algoritmo predictor de tendencias para pozos surgentes se puede obtener una mejor predicción en cuanto a la presencia de parafina en *tubing*, utilizando datos de intervenciones históricas de *slick-line*, para lo cual se utiliza una técnica llamada inferencia bayesiana.

La inferencia bayesiana es una forma de obtener mejores predicciones de los datos, ya que permite llegar a con-

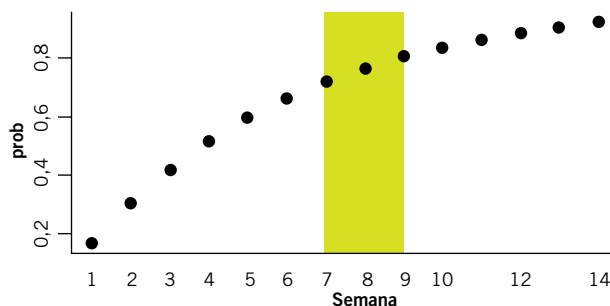


Figura 6. Clasificación del comportamiento de la curva de presión de cabeza.

clusiones más sólidas combinando lo que ya se conoce sobre la respuesta. Es así como con el empleo de la frecuencia de intervenciones de *slick-line* en los pozos que calculan los ingenieros de producción combinado con los resulta-



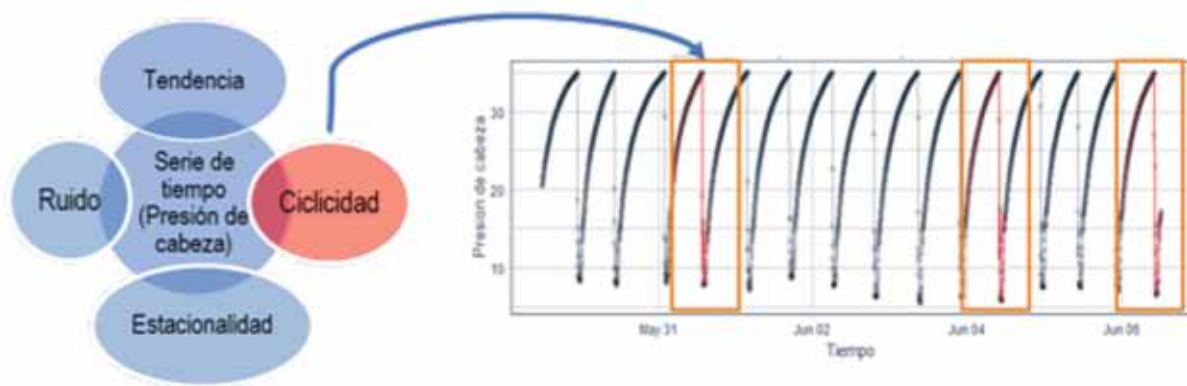


Figura 7. Probabilidad acumulada de falla.

dos del predictor de tendencia se puede inferir una fecha aproximada de visita al pozo para evitar que se vea afectado por parafina y sufra pérdidas de producción. También permite priorizar y confeccionar cronogramas preventivos de limpieza en pozos (Figura 7).

Detección temprana de interferencias

Otro problema frecuente en el desarrollo de yacimientos no convencionales es la interferencia entre pozos que se están estimulando y pozos que se encuentran en producción. El cierre de pozos productores para reducir el impacto de la interferencia genera pérdidas de producción. El objetivo de esta iniciativa es minimizar el tiempo de cierre de los pozos.

Estadísticamente la tendencia es la componente de una serie temporal que representa las variaciones de su baja frecuencia. Es decir, que la tendencia es la componente a largo plazo de una serie de tiempo. Aprovechando esta característica de la presión de cabeza de pozo, se modela la presión esperada en el pozo y se realiza una comparación hora a hora de dicho modelo con los datos reales, con la finalidad de detectar cambios que indiquen el inicio de una interferencia. Esta detección temprana permitirá cerrar el pozo y de esa manera mitigar el daño que la interferencia puede generar. El objetivo final es lograr el cierre automático del pozo frente a la alerta de interferencia (Figura 8).

Clasificador de fallas en *plunger lift*

En Loma Campana existen más de 300 pozos productores con el sistema *plunger lift* ciento por ciento telesupervisados y monitoreados en tiempo real desde la sala de control. El sistema de

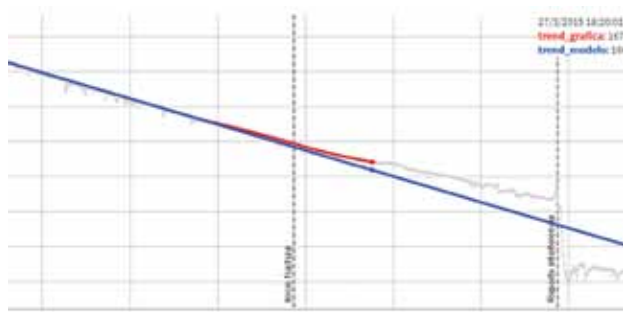


Figura 8. Tendencia de la presión de cabeza de pozo.



Figura 9.

extracción *plunger lift* requiere de un seguimiento continuo, dado su comportamiento cíclico, lo que genera que habitualmente se desvíe de su comportamiento normal. Al disponer de 300 pozos se hace inviable darle seguimiento uno a uno, por lo que se propone una solución inteligente aplicando manejo por excepción. Aprovechando el comportamiento cíclico de los pozos, se visualizó la posibilidad de implementar una herramienta que clasifique los pozos a través de imágenes características de comportamientos anómalos.

Se recolectaron cerca de 8.000 imágenes correspondientes a fallas con las que se entrenó el clasificador, obteniendo una precisión del 80% en la identificación de las fallas. Estas imágenes fueron generadas a partir de series temporales transformándolas en gráficos de recurrencia. Un gráfico de recurrencia es una herramienta de análisis que revela la existencia de patrones recurrentes e intermitentes en series de tiempo que, en nuestro caso, caracteriza las fallas en los ciclos de *plunger lift* (Figura 9).

Este clasificador permite monitorear y controlar el desempeño de los pozos mediante el manejo por excepción. Esta herramienta es de gran ayuda al reducir los tiempos de estudio, enfocándose principalmente en aquellos pozos que estén afectando la producción y luego en los pozos que se puedan optimizar, con la finalidad de alcanzar la excelencia operacional al producir el potencial esperado el total de los pozos.

Se destaca además el acercamiento de los sectores potenciando el concepto de espacios colaborativos multidisciplinarios, en este caso la ciencia de datos y el área de ingeniería de producción. Esta convergencia brinda una mejora considerable a un sistema de extracción económico y rentable para los pozos no convencionales (Figura 10).

Notas finales

El desafío que presenta el desarrollo de los recursos del no convencional de Vaca Muerta genera un campo fértil para ser abordado con la potencialidad de las nuevas tecnologías de analítica, inteligencia artificial y gestión del Big Data, para las disciplinas de estudio de subsuelo, desarrollo y producción.

Este abordaje disruptivo de los retos requiere una nueva mirada, no solo tecnológica, sino también del talento y el liderazgo. Al enfoque tradicional técnico de los procesos deben sumarse metodologías ágiles, con ciclos rápidos de

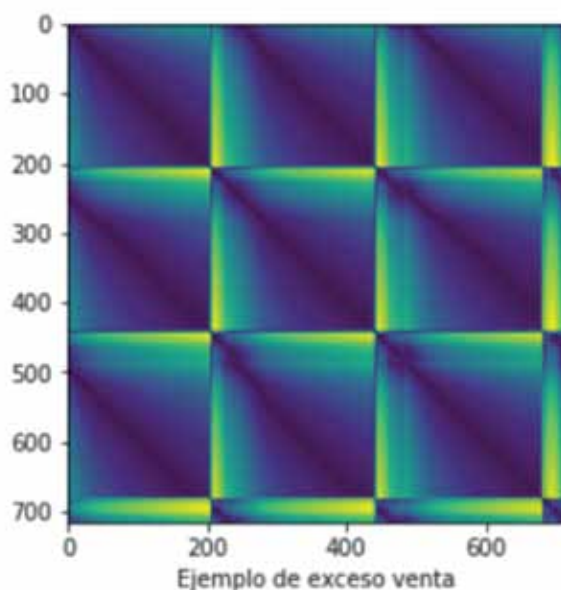


Figura 10.

probar-fallar típicas de las *start-ups*. Todo esto requiere de un fuerte talento innovador y emprendedor de los equipos siempre multidisciplinarios.

Hemos aprendido que no existe un único camino ni soluciones universales. Ensayar, aprender, adaptarse son las claves para evolucionar en la transformación digital. Desarrollar equipos expertos propios, así como coinnovar cooperativamente con el ecosistema emprendedor y los centros de experiencias (COE) locales e internacionales son los caminos para acelerar el desarrollo, el despliegue y la captura de valor. La oportunidad digital es equiparable a la de riqueza geológica de Vaca Muerta. ■