

Ocurrencia e intensidad de *frac-hits*, un modelo predictivo

Por *Martín Castelló, Héctor Biglia, Laura Toledo (YPF)*



En el NOC se presentan eventos de interferencia directamente proporcionales al aumento de densidad de los pozos. Aquí se plantea el control de estas interferencias con el fin de evitar mayores impactos.

Los eventos de interferencia observados en campos de petróleo y gas no convencionales son frecuentes y se multiplican a medida que la densidad de pozos aumenta (Figura 1). Particularmente la acumulación de presión en pozos productores por interferencias con fracturas hidráulicas vecinas (*frac-hits*) pueden resultar en problemas de integridad de las instalaciones y personas, problemas ambientales o impactos en la productividad de los pozos.

YPF desarrolló tempranamente un proceso integrado para el manejo de interferencias con el objetivo de asegurar la integridad de las personas e instalaciones y minimizar el impacto en las operaciones.

Este proceso de gestión se apoya en un modelo predictivo que identifica la población de pozos afectados por las



Para alcanzar este modelo predictivo se utilizó un flujo de trabajo que consta en tres pasos fundamentales: caracterización del fenómeno, análisis de datos y modelado.

Desde 2020 hasta la fecha, YPF realizó más de 14.000 etapas de fractura y se han registrado más de 7000 *frac hits*. En este intervalo el modelo pronosticó con éxito el 76% de los casos, con un 21% de falsos positivos y un 3% de falsos negativos.

Introducción

El término *frac-hit* en este trabajo se utiliza para referirse a anomalías de presión, temperatura o caudales de agua observadas en pozos productores vecinos a una operación de fractura. Estas evidencias indican una conexión hidráulica entre dos o más pozos, o bien una onda de presión transmitida por deformación en la roca a lo largo del subsuelo.

Las magnitudes de estos *frac-hits* varían entre pequeñas anomalías de presión casi imperceptibles hasta excursiones de varias decenas de kg/cm^2 observadas en las presiones de boca de pozo de los pozos productores. Asociado a estas anomalías de presión pueden observarse aumentos sensibles en los caudales de agua, descensos en la temperatura de línea y disminución en los caudales de gas.

La acumulación de estas variaciones de presión y caudales del pozo productor pueden constituir un problema de integridad de las instalaciones si no están preparadas para recibirlos.

Es importante conocer los mecanismos por los que se producen e intentar predecir los pozos en riesgo y su intensidad, ya que pueden traer problemas operativos con consecuencias severas, interrupciones en las operaciones de fractura e intervenciones de pozo y problemas ambientales.

Caracterización del fenómeno

El primer paso para intentar entender cualquier fenómeno o mecanismo es recopilar datos o hechos relevantes que permitan aplicar técnicas estadísticas y de ciencia de datos para obtener revelaciones acerca de su funcionamiento y mecanismos de acción.

Para ello se eligieron una serie de parámetros que resultan probablemente sensibles a la ocurrencia y magnitud de estos *frac-hits*, de acuerdo con las observaciones en campo, la experiencia de los especialistas de geocien-

fracturas planificadas para todo un período, así como su intensidad, lo que permite programar intervenciones en estos pozos para dejarlos en una condición segura.

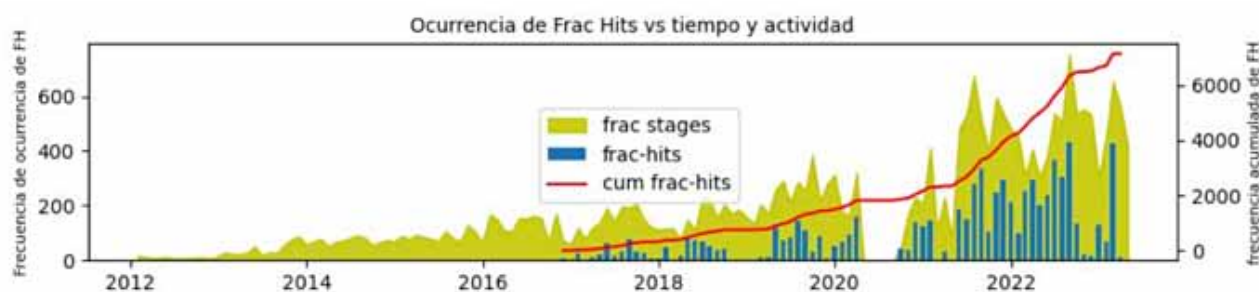


Figura 1. Distribución de la ocurrencia de *frac-hits* en comparación con el número de etapas ejecutadas por período.

cias y reservorios de YPF y la escasa bibliografía sobre el tema.

Se entiende por pozo padre al pozo productor que sufre el *frac-hit* y se denomina pozo hijo al pozo que está siendo fracturado y que genera la perturbación en el padre.

Sobre la base de estos criterios se confeccionó una base de datos con todas las relaciones de pozos hijos y padres potenciales de la historia de fracturas no convencionales de YPF y se las caracterizó estática y dinámicamente.

Las propiedades estáticas dependen únicamente de la posición de las etapas de fractura en el espacio de pozos padres e hijos mientras que las propiedades dinámicas reflejan la magnitud de la perturbación, si la hubiese.

Análisis de datos

Para comprender las principales relaciones que rigen la ocurrencia y magnitud de estos *frac-hits* se realizaron una serie de gráficos exploratorios que confirmaron algunas especulaciones y arrojaron luz sobre otras observaciones.

En la figura 2 podemos ver como la ocurrencia de *frac-hits* disminuye a medida que nos alejamos del pozo hijo. Las modas corresponden al distanciamiento entre ramas horizontales a distinto nivel (150 m) y a igual nivel (300 m).

Además, se observa una importante correlación entre la ocurrencia de *frac-hits* y el azimut 90° - 270° , medido

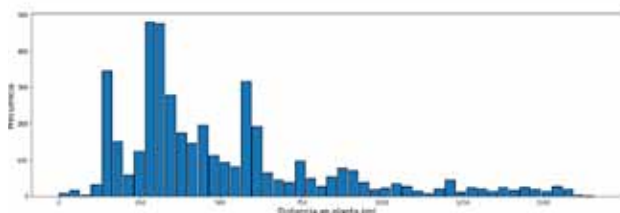


Figura 2. Histograma de frecuencias de *frac-hits* observados versus distancia entre *father* y *child*.

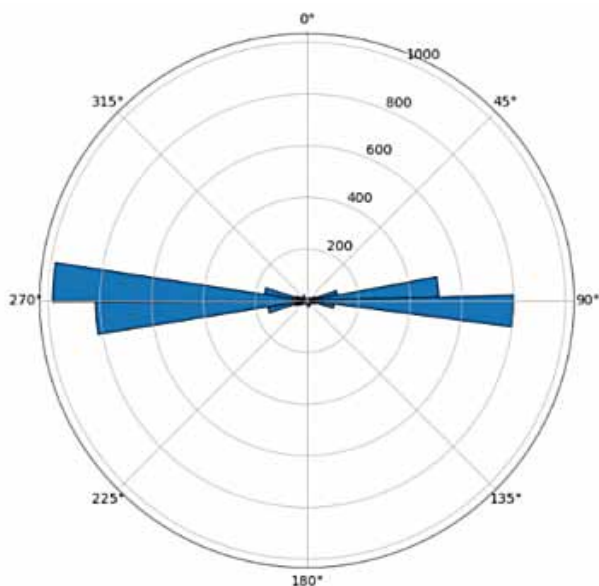


Figura 3. Diagrama de rosas de *frac-hits* observados versus azimut entre *father* y *child*.

como el ángulo respecto al norte del vector que forma la etapa de fractura del hijo con el padre (Figura 3). Esto es consecuente con el crecimiento preferencial de las etapas de fractura paralelo a la dirección del esfuerzo principal regional que es aproximadamente Este-Oeste en la cuenca neuquina.

Otro punto para destacar es el rol de los pozos “barre-ra”. Son pozos productores que se ubican entre el pozo hijo y el padre, y parecen amortiguar el impacto de los *frac-hits* en ocurrencia y magnitud. Se llegó a no observar *frac-hits* cuando existen seis o más pozos entre un *father* y un *child* (Figura 4).

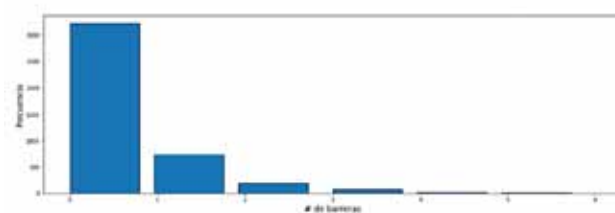


Figura 4. Histograma de frecuencias de *frac-hits* observados versus número de pozos barrera entre *father* y *child*.

Por último, es interesante como la distribución de magnitud de *frac-hits* muestra que la inmensa mayoría son incrementos pequeños del orden de algunos kg/cm^2 hasta unas pocas decenas, y son poco frecuentes intensidades mayores a los $50 \text{ kg}/\text{cm}^2$ (Figura 5).

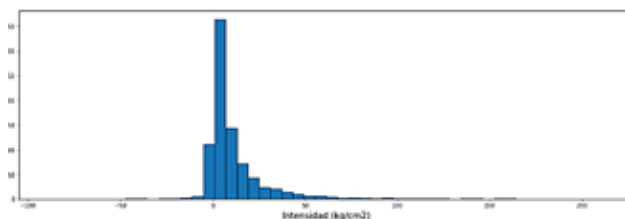


Figura 5. Histograma de frecuencias de *frac-hits* observados versus intensidad de *frac-hit*.

Modelado

Como una primera instancia se probaron distintos algoritmos de modelado como árboles de decisión, *random forest* y regresiones logísticas con el objetivo de modelar la ocurrencia de *frac-hits* para una porción de la base de datos.

La capacidad predictiva de estos algoritmos no fue buena; sin embargo, todos dieron consistentemente un peso relativo de variables que permitió acotar el universo a 5 variables principales: distancia, azimut, número de pozos barrera, nivel de navegación relativo y presencia de lineamientos estructurales (Figura 6).

El nivel de navegación relativo es una variable que compara los niveles de navegación de las ramas horizontales de los pozos padre e hijo y toma un valor cuando es igual y otro cuando es diferente.

La variable lineamiento da cuenta de la presencia o no de un rasgo estructural observable en el cubo sísmico.

De acuerdo con las observaciones mencionadas y la importancia relativa de variables, se confeccionó un sis-

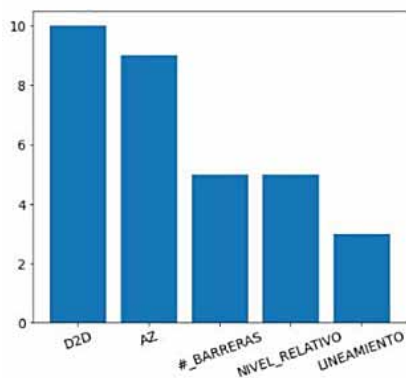


Figura 6. Importancia relativa de las variables arrojada consistentemente por los algoritmos de modelado.



Figura 8. Matriz de confusión y composición de las métricas de performance del modelo predictivo.

sobrestimados y casos estimados correctamente.

Cada caso es un pozo padre afectado por una locación fracturada (Figura 8). Los indicadores %falso +, %ok y %falso - se computan como la suma de casos sobrestimados dividido el total de casos, la suma de casos correc-



Figura 7. Matriz de probabilidad/intensidad de frac-hit en función de la distancia y azimut.

tema de matrices que en función de la distancia y azimut considerado devuelve un valor de intensidad y probabilidad de ocurrencia de un *frac-hit* (Figura 7).

Luego estos valores se afectan por distintos factores en función de las otras tres variables auxiliares. Es decir que para el caso de una operación de fractura de un pozo hijo con 40 etapas de fractura y un pozo padre vecino, existirán 40 potenciales *frac-hits* cuyas probabilidades de ocurrencia e intensidades esperadas pueden obtenerse a partir de características estáticas fácilmente calculables (distancia, azimut, número de pozos barrera, nivel relativo) y un análisis geofísico (presencia de lineamientos).

Para terminar, obtendremos el incremento de presión final esperado (DWHPE) sumando cada incremento esperado individual (DWHPI) multiplicado por su probabilidad (COFHi).

$$DWHPE = \sum_{i=1}^n COFHi * DWHPI$$

Resultados

Se estableció un indicador para medir la performance del modelo el cual consiste en la clasificación de los pozos padres en cuatro categorías de riesgo en función de umbrales de presiones máximas. Estos umbrales de presión determinan distintas categorías de riesgo y decisiones operativas para enfrentarlas.

El indicador propuesto sale de una matriz de confusión en donde se encuentran las cuatro categorías de riesgo esperadas (pronosticadas por el modelo) *versus* las cuatro categorías de riesgo reales (tomadas de las observaciones de nuestra base de datos). De esta manera podemos fácilmente establecer casos subestimados, casos

tamente estimados dividido el total de casos y la suma de los casos subestimados dividido el total de casos, respectivamente.

Los casos subestimados representan riesgo de integridad, ya que pueden llevar a acumulaciones de presión peligrosas en los pozos padres, mientras que los casos sobrestimados representan un gasto innecesario en el acondicionamiento de estos pozos para recibir presiones más elevadas.

Conclusiones

Después de aplicar el modelo al pasado y hacer algunos ajustes, obtuvimos un modelo con un 76% de pozos padres caracterizados con éxito. El otro 24% se divide en un 21% de falsos positivos, relacionados con inversiones innecesarias para asegurar las bocas de pozo, y un 3% de falsos negativos, relacionados con padres que acumularon más presión de la que pronosticaba el modelo.

Implementamos este modelo en nuestros procedimientos y con esta herramienta podemos predecir la población de pozos principales afectados para cada operación de fractura programada y el riesgo asociado. Con este conocimiento, podemos programar las intervenciones de boca de pozo necesarias para prevenir peligros en la superficie y obtener operaciones de fractura ininterrumpidas y seguras.

Esta información también es valiosa para ajustar el pronóstico de producción al considerar los días cerrados de los pozos principales afectados.

Cabe destacar que es un trabajo multidisciplinario que involucra geólogos, geofísicos, ingenieros de reservorios, ingenieros de producción, ingenieros de planificación, científicos de datos y desarrolladores de *software*.