

Digital well-testing

Por **Facundo Costa y Gerardo Colo** (Alamo Analytics)

*Este trabajo fue seleccionado en las
3^o Jornadas de Revolución Digital para Petróleo y Gas.*

Un modelo físico-analítico integrado con *machine learning* redefine la evaluación temprana de la producción en pozos surgentes no convencionales. Utilizando datos en tiempo real y algoritmos avanzados, esta solución busca eliminar la necesidad de equipos costosos y mediciones manuales, ofreciendo precisión, eficiencia operativa y significativos ahorros económicos.

Definición del problema

En pozos surgentes no convencionales el análisis temprano de la performance es crítico, especialmente durante los primeros días de producción. Los métodos actuales para el control de la producción, aunque efectivos, enfrentan limitaciones debido a la disponibilidad de separadores de control trifásicos. Esta investigación aborda la necesidad de una metodología alternativa que utilice datos en tiempo real, como la presión de boca de pozo y el diámetro de orificio, para evaluar la constante evolución de las tasas de producción. El desarrollo de un modelo físico-analítico basado en estas variables que adicionalmente capitaliza los datos adquiridos históricamente, no solo superara las limitaciones logísticas actuales, sino que también ofrecería un beneficio económico significativo al reemplazar equipos costosos y mano de obra intensiva con algoritmos eficientes, manteniendo la precisión de las mediciones comparables a los métodos convencionales.



Objetivo & Alcance

El modelo físico-analítico desarrollado establece una relación innovadora entre la presión de boca de pozo, el diámetro de orificio y los controles de producción históricos en pozos surgentes no convencionales. La metodología se fundamenta en un enfoque data-driven robusto, que capitaliza extensos conjuntos de datos históricos, incluyendo presiones de boca de pozo, diámetros de orificio y mediciones de fluidos de producción.

El core del modelo se basa en principios físicos propietarios, cuya eficacia se potencia mediante la integración de dos algoritmos avanzados:

Un algoritmo de clusterización que segmenta eficientemente los datos históricos, identificando patrones y similitudes entre pozos y condiciones de producción.

Un algoritmo de pesaje dinámico que selecciona y pondera continuamente la población de datos más representativa, adaptándose a las cambiantes condiciones del yacimiento y del pozo.

Esta combinación algorítmica resultó ser un factor decisivo, permitiendo alcanzar una precisión sin precedentes en la inferencia de producción durante los primeros días, una etapa caracterizada por alta incertidumbre y fluencia transitoria.

La implementación práctica del modelo se realiza a través de una plataforma propietaria la cual se integra seamlessly con los sistemas de adquisición de datos de los clientes, permitiendo la incorporación automática y en tiempo real de las variables clave. Este flujo de datos continuo garantiza que el modelo siempre opere con la información más actualizada, mejorando constantemente sus predicciones.

Durante el desarrollo, el equipo enfrentó y superó varios desafíos técnicos significativos:

Lograr alta precisión en condiciones de fluencia transitoria, típicas de las etapas iniciales de producción en pozos no convencionales.

Implementar un mecanismo de re-entrenamiento automático que mantiene la relevancia del modelo a lo largo del tiempo sin intervención manual.

Minimizar el número de parámetros de entrada requeridos, simplificando la aplicación del modelo sin comprometer su precisión.

Todo el stack tecnológico, desde los algoritmos base hasta la interfaz de usuario, fue desarrollado in-house. Este esfuerzo fue liderado por un equipo multidisciplinario que incluye desarrolladores full-stack, físicos especializados y científicos de datos expertos en técnicas avanzadas de machine learning. Esta sinergia de conocimientos permitió crear una solución que no solo es técnicamente robusta, sino también altamente aplicable y escalable en entornos operativos reales.

Resultados

Los resultados obtenidos demuestran la eficacia y precisión del modelo físico-analítico desarrollado, superando las expectativas iniciales en varios aspectos clave. La evaluación cuantitativa de la performance del modelo se realizó mediante la medición de la mediana del módulo del error relativo entre los controles de producción realizados con separador de control trifásico y los generados analíticamente. Durante la fase crítica de fluencia transitoria inicial, este error se situó en torno al 6%, lo cual representa una precisión notable considerando la alta incertidumbre característica de este período.

Un hallazgo particularmente interesante fue la naturaleza no lineal de la mejora en la performance del modelo con cada cambio de orificio. Se observó una mejora asintótica con cada incremento, lo que sugiere una adaptabilidad progresiva del sistema a las condiciones cambiantes del pozo. Este comportamiento resultó ser un indicador valioso de la robustez y flexibilidad del modelo.

Para validar rigurosamente estos resultados, se llevó a cabo un exhaustivo blind test. Este proceso involucró el uso de una población significativa de datos para el en-

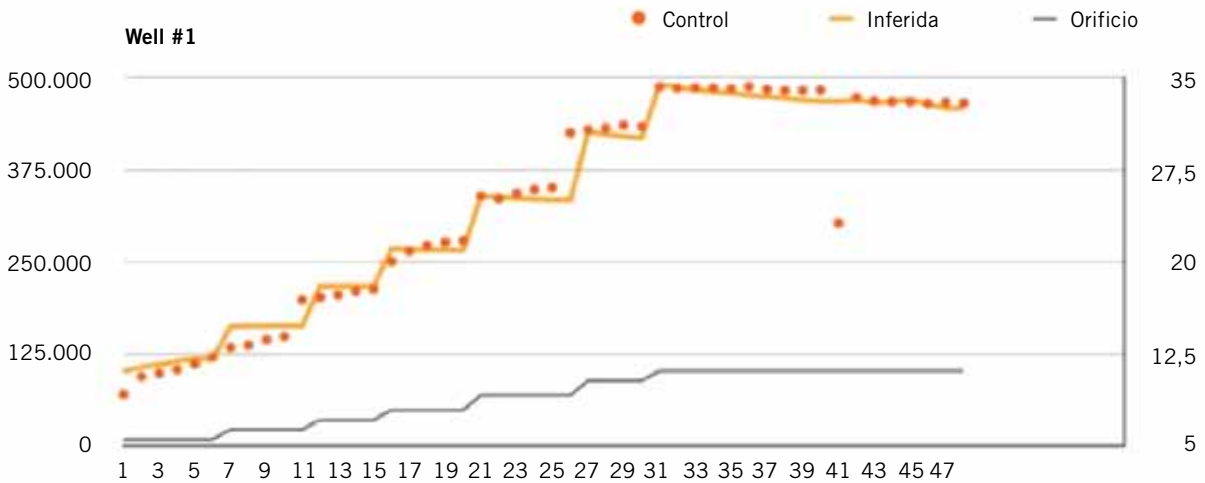


Figura 1. Blind-test pozo #1

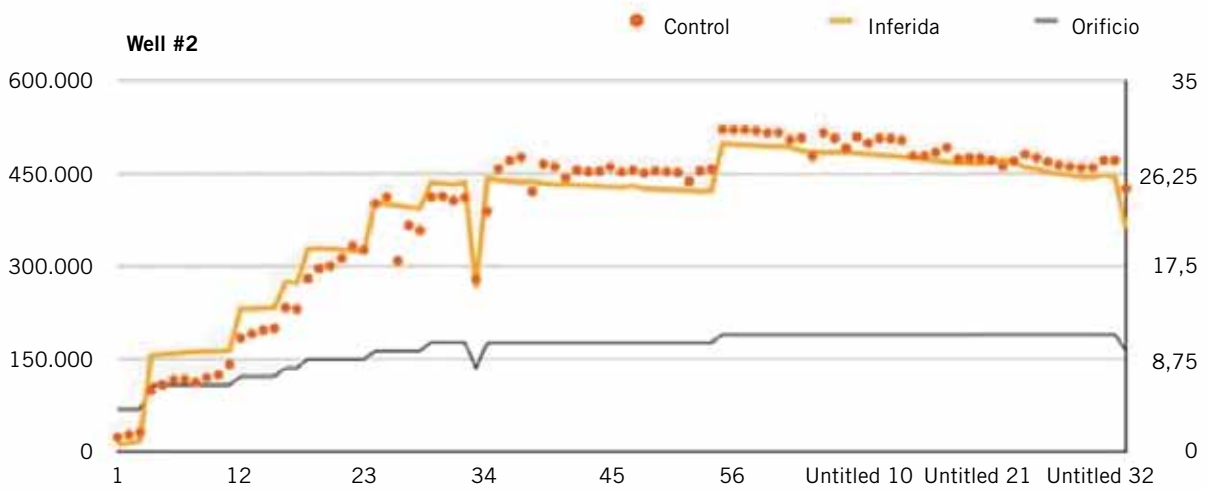


Figura 2. Blind-test pozo #2

trenamiento del modelo, seguido de su aplicación a una población de datos completamente independiente. Los resultados de este test confirmaron la consistencia y confiabilidad del modelo en condiciones reales de operación (Figuras 1 y 2).

Además, se observó que el rendimiento del modelo mejora significativamente a medida que el pozo transiciona del régimen transitorio al estacionario. En condiciones de flujo estable, el error en las estimaciones se reduce aún más, alcanzando niveles de solo el 3%. Esta mejora progresiva en la precisión subraya la capacidad del modelo para adaptarse y refinar sus predicciones con el tiempo.

Desde una perspectiva operativa, el incremento en la eficiencia fue superlativo. La implementación del modelo eliminó la necesidad de desplegar cuadrillas para realizar mediciones manuales, permitiendo capitalizar las señales en tiempo real y los datos históricos disponibles. Este cambio no solo optimizó los recursos humanos,

sino que también proporcionó un flujo continuo de información crucial para la toma de decisiones.

El impacto económico de esta innovación también fue sustancial. Al eliminar la necesidad de rentar servicios de well-testing para el periodo inicial de producción, se lograron ahorros significativos en costos operativos. Este beneficio económico, combinado con la mejora en la calidad y frecuencia de los datos de producción, representa un avance importante en la gestión eficiente de pozos surgentes no convencionales.

En conjunto, estos resultados subrayan la capacidad del modelo para proporcionar estimaciones precisas de producción en tiempo real, especialmente durante los críticos primeros 60 días de producción. El modelo no solo ofrece una alternativa eficiente y económica a los métodos tradicionales de control de fluidos, sino que también establece un nuevo estándar en la monitorización y análisis de pozos en sus etapas iniciales de producción.



iapg

A AOG

XV ARGENTINA OIL&GAS
EXPO 2025

Exposición Internacional del Petróleo y del Gas

8 – 11.9.2025

La Rural Predio Ferial
Buenos Aires, Argentina

www.aogexpo.com.ar

Organiza:



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Realiza:



messe frankfurt