

SENSORES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA

Fernández Augusto, Texproil SRL, afernandez@texproil.com.ar

Murray Mark, SageRider Inc, mark.murray@sageriderinc.com

Sinopsis

El uso de sensores de presión y temperatura en reservorios no convencionales ha revolucionado el análisis del comportamiento del yacimiento y el desempeño de los pozos. La medición precisa en tiempo real de la presión en fondo permite interpretar la dinámica de flujo y optimizar la toma de decisiones operativas, impactando directamente en la eficiencia y rentabilidad de los proyectos.

Este trabajo presenta el uso de sensores de presión y temperatura para evaluar la conectividad entre pozos, la respuesta del reservorio a la producción y la efectividad de las fracturas hidráulicas. Se analizan pruebas claves como interferencia de presión, buildup, falloff, entre otros.

Además del monitoreo de producción, los sensores de presión y temperatura desempeñan un papel crucial en estrategias de recuperación mejorada de petróleo (EOR). El monitoreo continuo permite evaluar la propagación de fluidos inyectados, optimizar los esquemas de inyección y ajustar las estrategias para maximizar el factor de recuperación.

Otro aspecto relevante de este estudio es la comparación entre la presión medida en fondo de pozo y la presión en superficie. La medición directa en fondo de pozo reduce la incertidumbre en los cálculos y mejora la calidad de los análisis, permitiendo detectar problemas operativos como fallas en sistemas de levantamiento artificial o comunicación no deseada entre zonas productoras.

Los resultados presentados demuestran que la implementación de sensores de presión y temperatura en reservorios no convencionales proporciona información valiosa para optimizar la producción, mejorar la caracterización del yacimiento y maximizar la eficiencia operativa. Su aplicación en pruebas de presión y monitoreo continuo permite tomar decisiones fundamentadas, reducir riesgos y desarrollar estrategias de explotación más efectivas, asegurando una mayor rentabilidad y sostenibilidad de los proyectos.

Introducción

“En reservorios no convencionales, donde cada decisión impacta directamente en la rentabilidad del proyecto, los sensores no son una opción, son el punto de partida...”

Los reservorios no convencionales han marcado un cambio radical en el enfoque de desarrollo de campos petroleros en los últimos tiempos, caracterizados por su baja permeabilidad, heterogeneidad estructural y necesidad de estimulación masiva, requieren de herramientas analíticas y de monitoreo para lograr una producción eficiente.

En este contexto, el uso de sensores de presión y temperatura en fondo de pozo (BHP, Bottom Hole Pressure) permite superar muchas de las limitaciones de las estimaciones indirectas desde superficie. Gracias a estas tecnologías, es posible obtener datos en tiempo real, identificar comportamientos anómalos de flujo, evaluar la conectividad entre pozos, cuantificar la efectividad de fracturas hidráulicas y optimizar estrategias de producción y recuperación mejorada.

Este trabajo se enfoca en el análisis detallado de estas tecnologías aplicadas a yacimientos no convencionales, particularmente mediante el uso de modelos como el Power-Law y el Chow Pressure Group (CPG), claves para interpretar la dinámica de presión en medios heterogéneos. Se describen pruebas específicas como interferencia, buildup y falloff, además del análisis transiente de producción (RTA), y su valor en la toma de decisiones técnicas y económicas.

Desarrollo

1. Fundamentos Teóricos

El comportamiento de flujo en reservorios convencionales ha sido históricamente modelado con ecuaciones basadas en la difusión normal (flujo radial y lineal). Sin embargo, los reservorios no convencionales, como el shale y el tight oil, presentan características de difusión anómala debido a su complejidad geológica y a la influencia predominante de las fracturas hidráulicas.

El modelo Power-Law permite capturar este comportamiento, donde la caída de presión sigue una relación del tipo:

Difusión Anómala

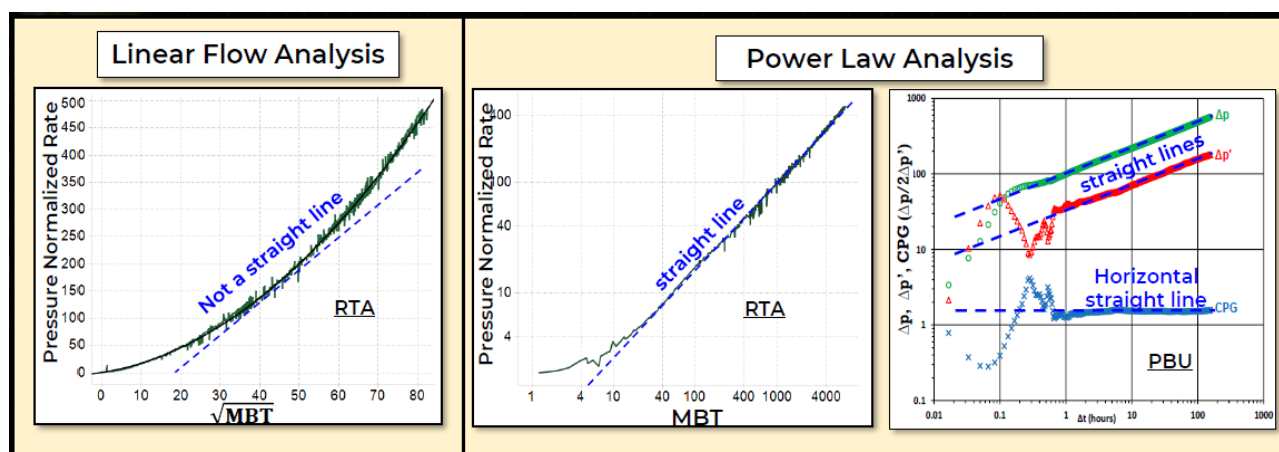
$$\Delta p \sim t^a$$

Difusión normal

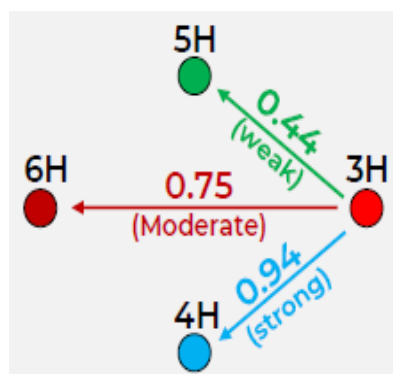
Flujo radial
 $\Delta p \sim \log(t)$

Difusión normal

Flujo lineal
 $\Delta p \sim t^{0.5}$



Donde el exponente “a” refleja el grado de heterogeneidad del medio. En este marco, se introduce el Chow Pressure Group (CPG), una herramienta que permite visualizar de forma directa en un gráfico LOG-LOG la linealidad del flujo y su evolución. El CPG estabilizado es un indicador de conectividad entre pozos y de comunicación a través del sistema de fracturas.



configuración de dos objetivos.

Interacción de presión al momento de la puesta en producción

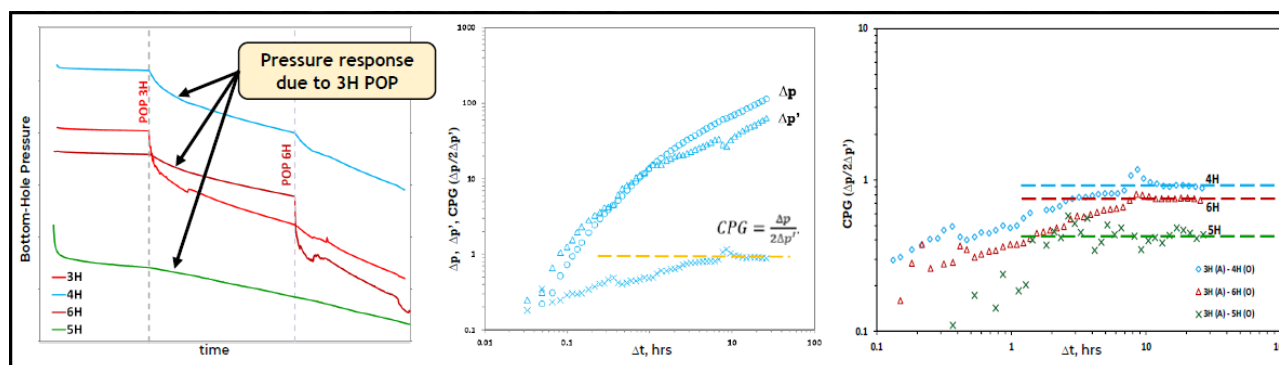
- Los pozos muestran una respuesta de presión tipo ley de potencias.
- Línea recta en Δp y $\Delta p'$.
- Grupo de Presión Chow (CPG) horizontal estabilizado.
- Conectividad variable entre pozos.
- Uso cualitativo para mejorar el desempeño de pozos en desarrollos futuros.
- Mitigación de la conectividad más fuerte entre pozos.
- Espaciamento, desplazamiento vertical, diseño de completaciones,

2. Pruebas de Presión y su Interpretación

2.1. Pruebas de interferencia (PIT)

Estas pruebas se ejecutan durante el *put on production* (POP) secuencial de pozos en un pad. Al poner en producción un pozo activo, se monitorea la respuesta de presión en pozos cercanos con sensores.

La magnitud y forma de la respuesta permite inferir el nivel de comunicación entre ellos. Un CPG bajo ($<0,5$) indica una comunicación débil, mientras que valores superiores a 0.7 evidencian una fuerte comunicación. Este tipo de análisis es esencial para definir espaciamiento óptimo entre pozos, diseños de completación multietapa y evitar sobreposición de drenaje.



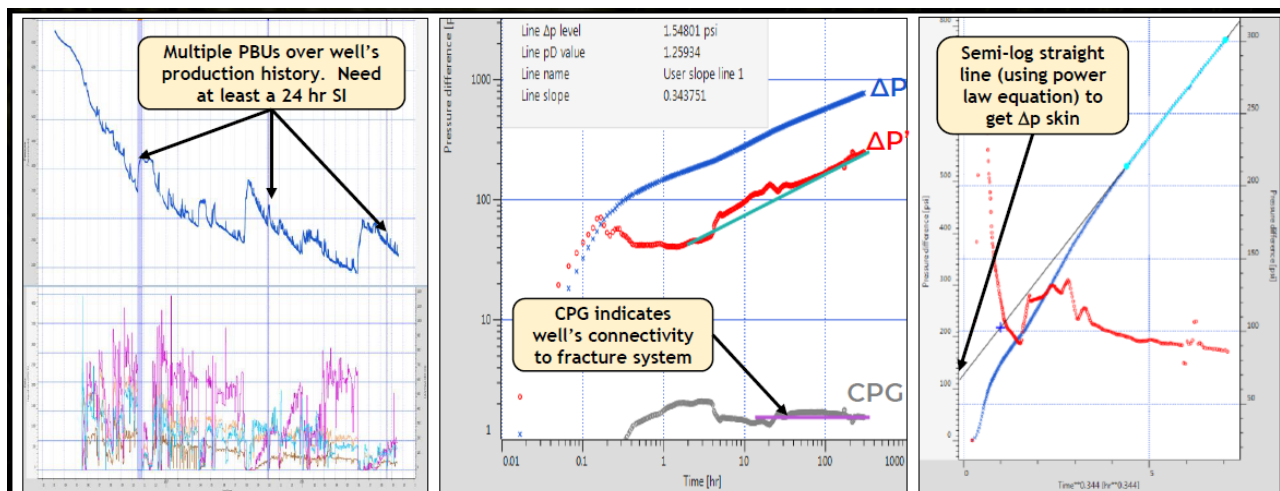
PIT (Pruebas de interferencia)

CPG Rango 0 a 1

- 0 – 0.5 comunicación débil.
- 0.5 – 0.7 comunicación moderada.
- 0.7 – 1.0 comunicación fuerte.

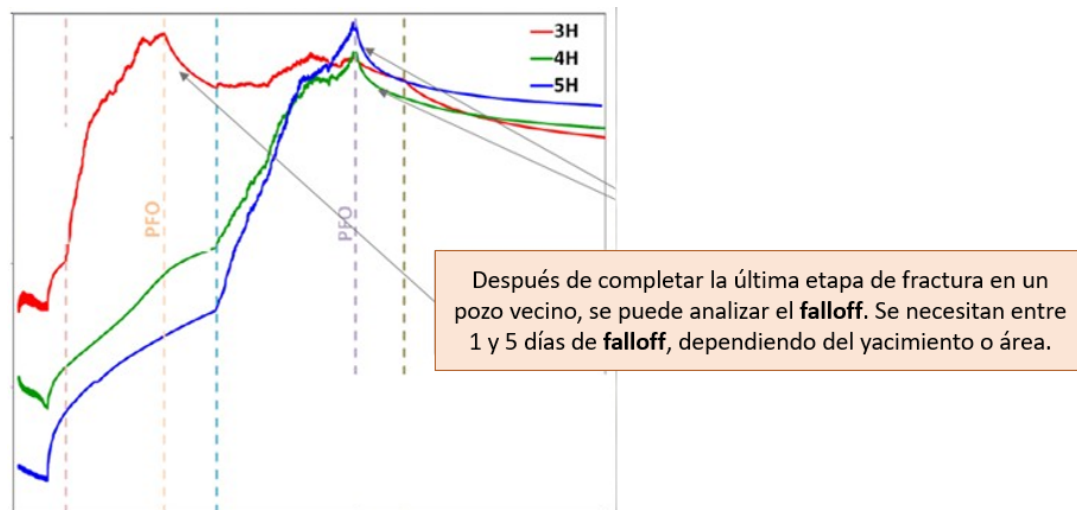
2.2. Pruebas de Buildup

Estas pruebas se realizan durante SHUT-IN de producción, permitiendo evaluar el grado de conectividad entre la fractura y la formación, así como el efecto de daño en el entorno del pozo. La pendiente en log-log y el valor del CPG indican el estado del sistema de fracturas y la efectividad de la estimulación. Al repetir esta prueba en distintos momentos del ciclo de vida del pozo, se puede detectar degradación de fracturas, aparición de restricciones o acumulación de daño, útil para definir intervenciones.



2.3. Falloff Post-Frac

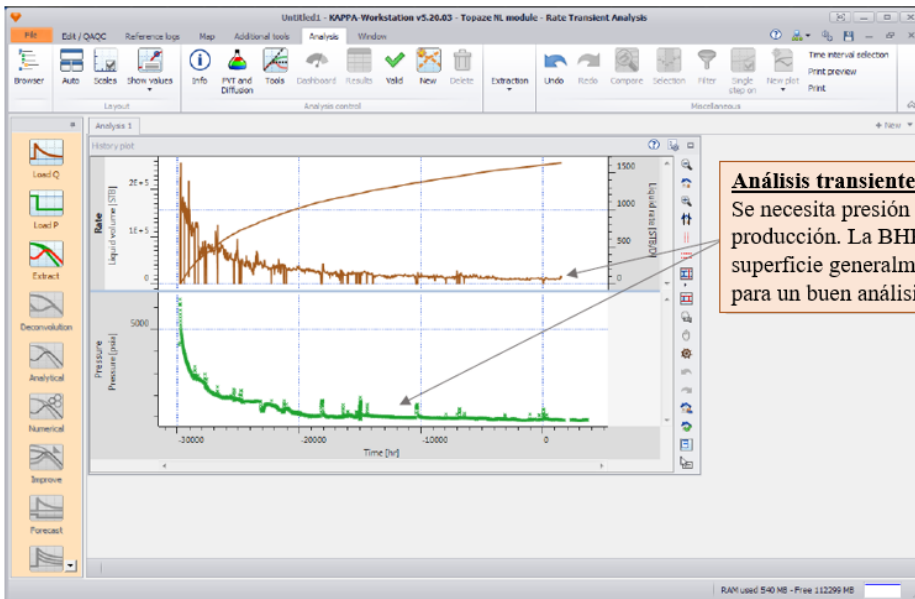
Cuando se fractura un pozo, los sensores instalados en pozos adyacentes permiten registrar la caída de presión posterior al impacto. Esto se usa para evaluar el alcance vertical y lateral de la fractura, y detectar barreras o comunicación no deseada entre zonas. Si la caída es asimétrica o ausente en algunos sensores, puede evidenciar aislamiento hidráulico o zonas no conectadas.



2.4. Rate Transient análisis (RTA)

El RTA permite interpretar datos de presión y producción a largo plazo. Es especialmente útil en pozos sin suficiente historia de producción para aplicar curvas de declinación confiables. Utilizando modelos como el Power-Law, se puede estimar volumen conectado, factor de declinación hiperbólica (b), y proyectar producción futura.

En yacimientos no convencionales, donde la declinación es alta y variable, este análisis anticipado permite ajustar expectativas y optimizar recuperación primaria.



Análisis transiente de producción (RTA) a largo plazo

Se necesita presión de fondo (BHP) medida y tasas de producción. La BHP calculada a partir de mediciones en superficie generalmente no es lo suficientemente precisa para un buen análisis.

3. Aplicaciones Operativas y Monitoreo Continuo con sensores de presión y temperatura.

3.1 MultiGauge

La instrumentación con sensores de presión y temperatura en fondo de pozo (BHP) en reservorios no convencionales permite ir más allá del monitoreo operativo básico. Su aplicación estratégica facilita el análisis dinámico de la conectividad entre pozos, el desempeño de las fracturas, la eficiencia del barrido en proyectos de recuperación mejorada (EOR), y la identificación de problemas de producción en tiempo real.

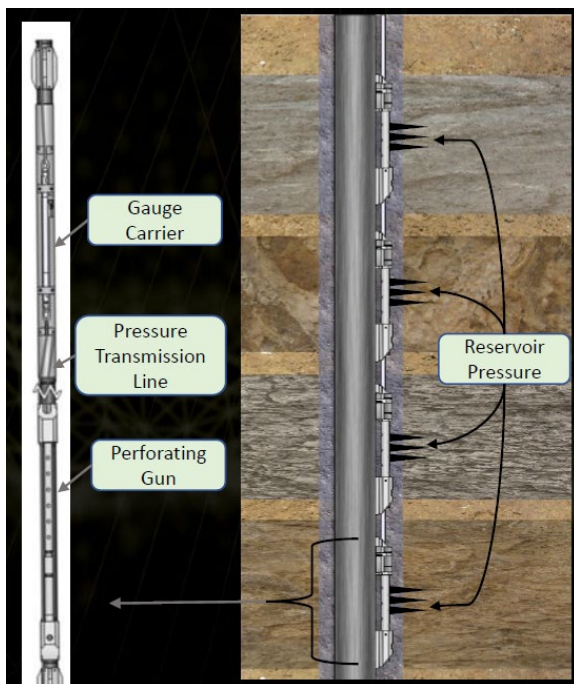
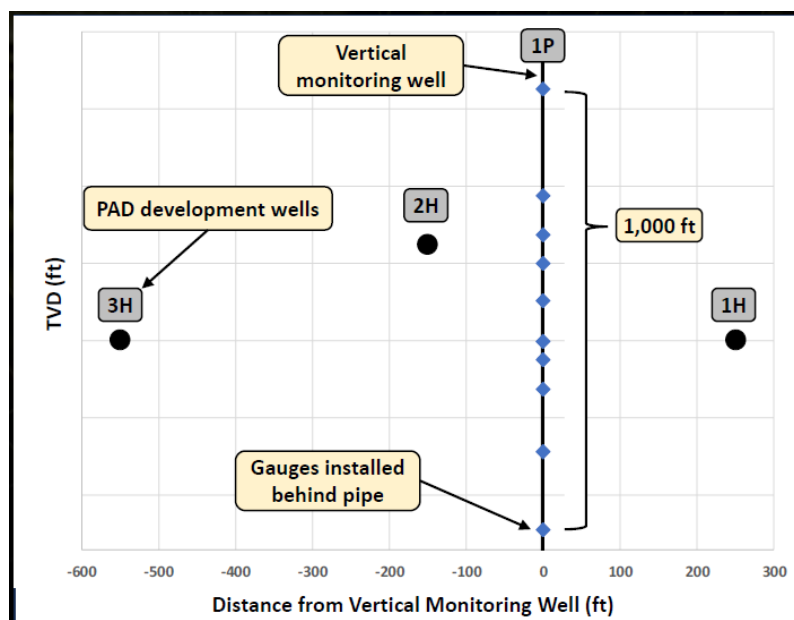


Diagrama de instalación de herramientas con múltiples sensores (“**Multi-Gauge Monitoring Well Overview**”) configuración típica de pozo de observación vertical con varios sensores distribuidos.

3.2 Instalación en pozos verticales y horizontales para monitoreo

- En pozos verticales, los sensores pueden instalarse cada 100-200 pies para cubrir un intervalo completo entre pozos horizontales.
- En pozos horizontales, se pueden distribuir a lo largo del lateral para detectar diferencias de desempeño, zonas activas/inactivas, y variaciones de conectividad.

Estas configuraciones permiten capturar la respuesta de presión en distintos niveles del reservorio, aportando información crítica sobre la geometría de fractura, la eficiencia del drenaje y la propagación del fluido inyectado.



monitoreo vertical con respuesta a fracturas e inicio de producción (monitoreo de presión en pozos instrumentados con múltiples sensores durante fracturas y POP)

3.3 Aplicación en proyectos de recuperación mejorada (EOR)

Los sensores de presión permiten una **doble utilidad en EOR**: diseño previo y seguimiento operativo.

a) Diseño del esquema EOR

Antes de iniciar la inyección, se pueden realizar pruebas de interferencia controladas entre los pozos horizontales e instrumentos verticales. Estas pruebas permiten cuantificar:

- Nivel de conectividad efectiva.
- Ubicación de barreras hidráulicas.

- Preferencias de flujo o zonas de baja permeabilidad.

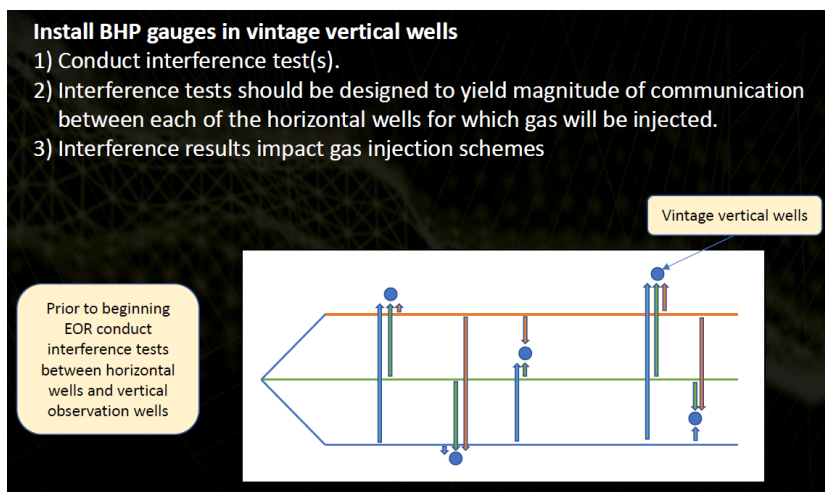
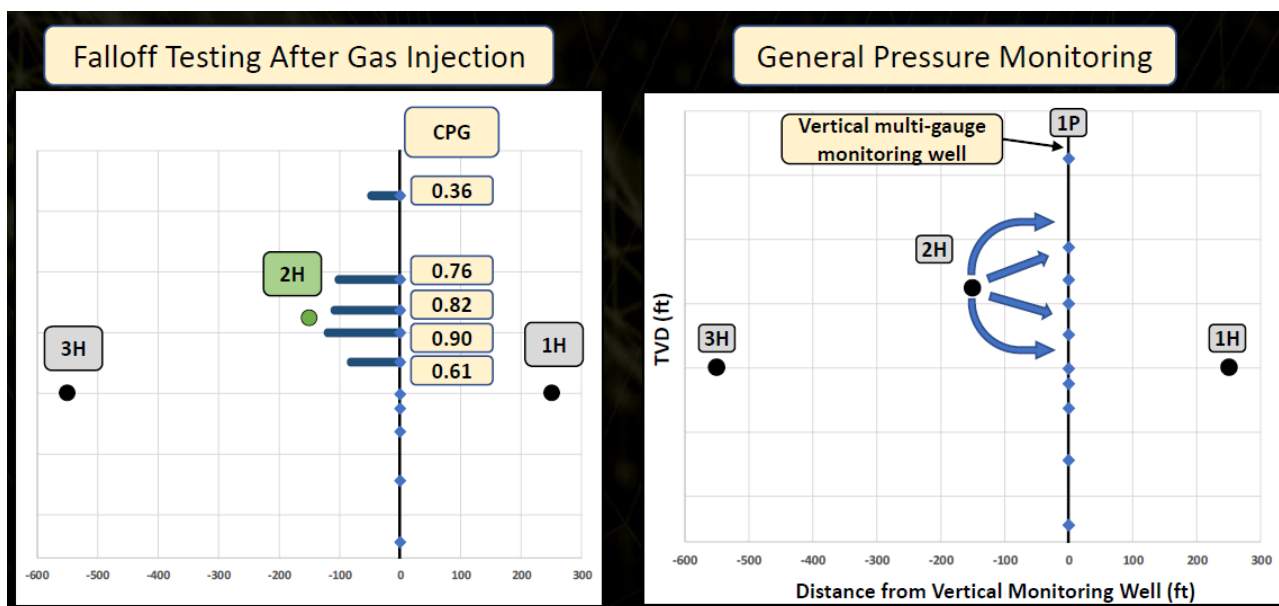


Diagrama de uso de pozos verticales para diseño EOR (como se diseña un piloto de inyección basándose en resultados de interferencia).

b) Monitoreo durante la inyección

Durante la operación de EOR, los sensores permiten:

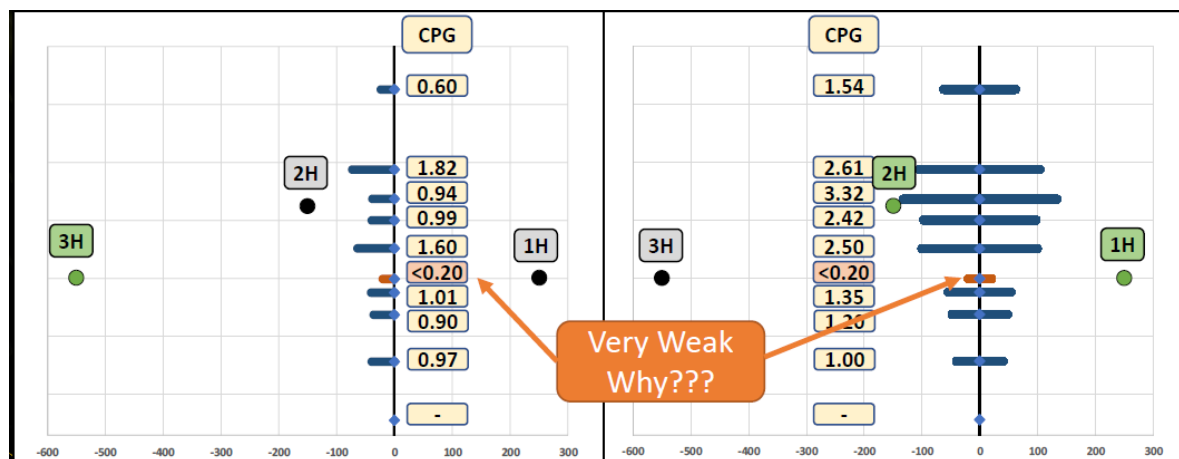
- Seguir la propagación lateral y vertical del agente inyectado.
- Detectar canalización indeseada (flujo preferencial directo entre inyector y productor).
- Observar tiempos de respuesta entre inyección y cambios de presión, validando eficiencia del esquema.



Falloff y monitoreo de presión durante inyección (muestra cómo cambia la presión en los sensores ante ciclos de gas o fluidos inyectados).

c) Interpretación mediante CPG

La evolución del **Chow Pressure Group (CPG)** a lo largo de la inyección permite ver si el barrido mejora o degrada. Una caída rápida de CPG entre etapas puede indicar que el sistema está perdiendo eficiencia, permitiendo actuar antes de que el proyecto fracase.

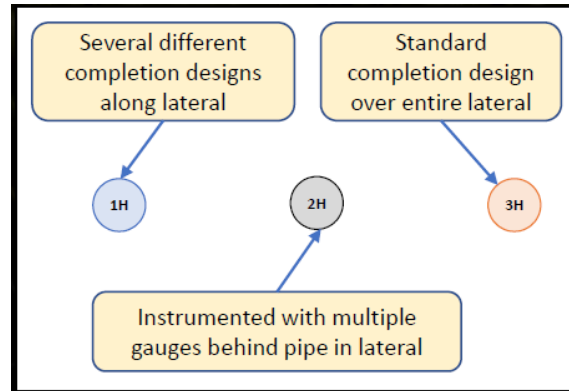
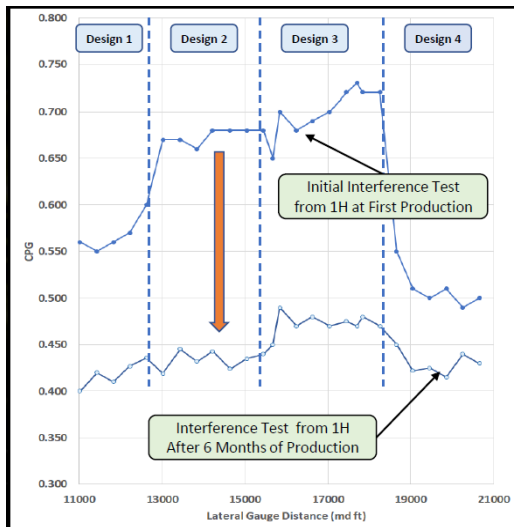


Gráficos de CPG en sensores verticales durante falloff e interferencia, se puede observar/explicar como se cuantifica la conectividad entre zonas específicas del reservorio.

3.4 Casos de aplicación

Además de las aplicaciones verticales, también es posible comparar diferentes diseños de completación en laterales usando sensores distribuidos:

- Al comparar el CPG entre distintas secciones de un mismo lateral se puede determinar cuál diseño generó mejor contacto con el reservorio.
- También permite ver cómo cambia la respuesta después de cierto tiempo de producción.



Comparación de diferentes diseños de fractura usando múltiples sensores.
Observamos cómo los sensores pueden validar diseños de estimulación o producción a lo largo del tiempo.

3.5 Monitoreo operativo y detección temprana de problemas

Más allá del EOR, los sensores son fundamentales para:

- Identificar fallas de gas lift, ESP o válvulas.
- Comparar presión medida vs presión calculada y detectar anomalías.
- Definir shut-ins, cambios de bombeo o ajustes de ciclo basados en datos reales.

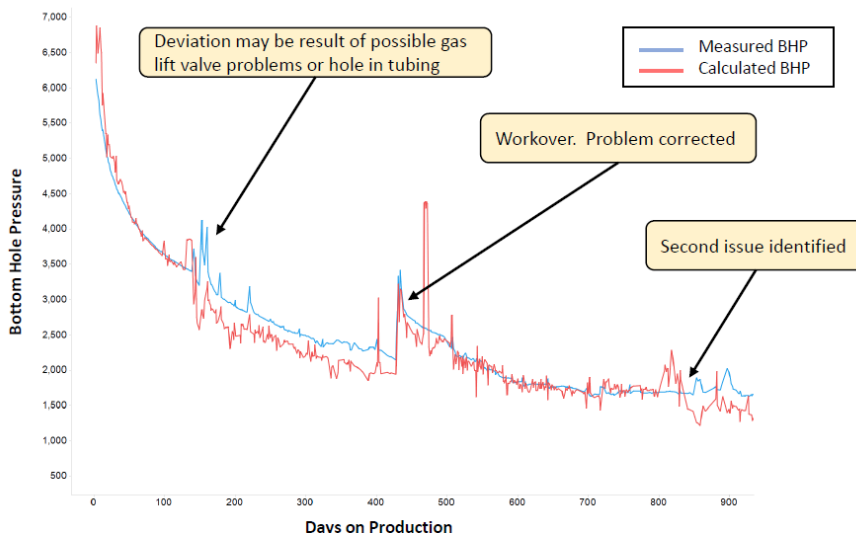


Gráfico comparativo de BHP medida vs calculada mostrando detección de fallas (ejemplo de cómo detectar problemas operativos en etapas tempranas),

3.6 Caso local – Bajo del Choique: récord de producción con monitoreo en fondo

La instalación de sensores de presión y temperatura no es solo una recomendación teórica, ya se aplica de forma activa en los principales desarrollos no convencionales de Argentina. En yacimientos como

Bajo del Choique y Los Toldos, la mayoría de los pozos han sido completados con sensores permanentes en fondo.

Un caso representativo es el pozo **Nq.BdC-10(h)**, ubicado en el yacimiento Bajo del Choique - La Invernada, que durante su primer año de producción alcanzó una acumulación superior a **826.000** barriles de petróleo, con una tasa promedio de más de 3.400 barriles por día, convirtiéndose en uno de los pozos con mayor producción registrada en Sudamérica. El pozo fue completado con 49 etapas de fractura hidráulica a lo largo de una rama lateral de más de 3.000 metros, y, desde su puesta en producción, contó con un sensor de presión y temperatura en fondo, permitiendo realizar un monitoreo continuo y optimizar parámetros operativos en tiempo real.

Este caso demuestra que la instalación de sensores en fondo no solo mejora la caracterización del yacimiento, sino que puede ser determinante para alcanzar niveles de producción récord y sostener el rendimiento en el tiempo.

Fuente:

Río Negro Energía. “El pozo de Vaca Muerta que superó los 820.000 barriles en un año”.

<https://www.rionegro.com.ar/energia/el-pozo-de-vaca-muerta-que-supero-los-820-000-barriles-en-un-ano-2611987>

EnerNews. “Pozo de Vaca Muerta entre los más productivos del shale mundial”.

<https://enernews.com/343272>

Conclusiones

El desarrollo de reservorios no convencionales exige un enfoque diferente: más preciso, más dinámico y con mayor capacidad de adaptación. En este nuevo paradigma, la medición directa de presión y temperatura en fondo de pozo se convierte en una herramienta esencial para reducir la incertidumbre, maximizar la eficiencia operativa y proteger la inversión a largo plazo.

Este trabajo demuestra que los sensores de fondo permiten ir más allá del simple monitoreo: hacen visible lo que antes se infería con supuestos. A través de pruebas de interferencia, falloff, buildup y análisis RTA, se accede a una comprensión profunda del reservorio, identificando oportunidades de mejora, zonas no drenadas, barreras geológicas y riesgos ocultos.

En proyectos de recuperación mejorada (EOR), los sensores permiten:

- ✓ Diseñar esquemas inteligentes de inyección, basados en conectividad medida, no estimada.
- ✓ Monitorear en tiempo real el avance del fluido inyectado y su cobertura vertical y lateral.
- ✓ Ajustar estrategias dinámicamente, evitando sobreinyección o barrido inefectivo.
- ✓ Optimizar los ciclos de huff-n-puff o WAG, identificando con datos cuándo iniciar o interrumpir inyecciones.
- ✓ Prevenir canalizaciones indeseadas, mejorando la distribución del barrido y el factor de recobro.

Desde lo operativo, la diferencia entre tener sensores o no tenerlos es abismal. Pozos instrumentados permiten:

- ✓ Detectar problemas de levantamiento artificial antes de que impacten la producción.
- ✓ Comparar presión real vs. estimada, anticipando fallas mecánicas o desviaciones del comportamiento esperado.
- ✓ Validar modelos dinámicos con datos reales, retroalimentando simuladores y mejorando los planes de desarrollo.
- ✓ La diferencia entre suponer y saber, es tener sensores.

Como inversión estratégica y más allá del análisis técnico, los sensores representan una ventaja competitiva clara, permitiendo:



- ✓ Reducir los costos operativos al evitar intervenciones innecesarias.
- ✓ Aumentar el factor de recuperación al optimizar drenaje y diseño de fracturas.
- ✓ Tomar decisiones con datos, lo cual reduce riesgos y mejora los retornos de inversión.
- ✓ Detectar oportunidades escondidas, como zonas con bajo drenaje o pozos candidatos a workover.
- ✓ En un entorno donde los márgenes se ajustan y la eficiencia manda, la inversión en sensores se paga sola. Y lo hace rápido.

Bibliografía

1. SPE-187180-MS. *Rate-Transient Analysis Based on Power-Law Behavior for Permian Wells*.
2. SPE-191407-MS. *New Technique for Quantifying Pressure Interference*.
3. Chang & Yortsos (1990). *Anomalous diffusion in fractals*.
4. Acuña, Beier & Ozkan (1995–2016). *Modelos de fracturas y flujos multietapa*.
5. Camacho-Velázquez et al. (2003–2008). *Transfer functions en medios fracturados*.
6. Raghavan & Chen (2011–2016). *Fractional derivatives en flujo de reservorios*.
7. Chu et al. (2017). *Aplicación del CPG en shale Wolfcamp*.
8. Seminario “Pressure Utilization in Unconventional Reservoirs”, marzo 2024.