

IOT Y YACIMIENTO DIGITAL

# Operaciones de completación SIMOPs en Vaca Muerta: variables, estadísticas y KPIs en tiempo real

Por *Gonzalo Cabo (Pluspetrol); Juan Manuel Turcumán, Henry Almea y Rafael Battagini (NOV)*

En este trabajo los autores proponen una tecnología que permite transmitir la actividad que se está realizando en cada pozo, en locación, en tiempo real en pantallas de una sala de control o desde cualquier computadora o teléfono celular. La tecnología está basada en la misma que se utiliza en el ámbito de la perforación, con la capacidad adicional de procesar datos de distintos pozos y distintos servicios.



Los reservorios No Convencionales contienen hidrocarburos que dadas sus condiciones no permiten fácilmente el movimiento de fluidos debido a su muy baja permeabilidad, por lo tanto requieren de tecnología especial para su desarrollo. Las formaciones *shale*, como Vaca Muerta, están dentro de esta categoría. Para que el fluido de reservorio se desplace hacia el pozo es necesario generar artificialmente vías de mayor conductividad. Estas vías son creadas por la técnica de fractura hidráulica, en la cual se inyectan grandes cantidades de fluido y arena. La cantidad de etapas de fractura por pozo ha ido aumentando desde el inicio de la explotación de estos tipos de reservorios.

Existen distintas técnicas de completación para mejorar el rendimiento del equipamiento necesario. Plug&Perf<sup>1</sup> es la técnica más utilizada gracias a su flexibilidad de diseño. La posibilidad de realizar la terminación de varios pozos en una misma locación (PADs) en forma simultánea mejoró su eficiencia ampliamente. En las terminaciones en PADs, el uso eficiente de los recursos es fundamental para disminuir el tiempo total de ejecución y los costos.

Durante la completación de un PAD con múltiples pozos se realizan operaciones simultáneas (SIMOPs) de fractura, *wireline + pump down*<sup>2</sup> y *coiled tubing*, entre otras. Estas operaciones registran variables que normalmente son visualizadas en un VAN o cabina de control en locación. Frecuentemente, las compañías de servicio entregan los datos de las operaciones en formatos, como “.las” o “.csv” luego de su ejecución. Algunas de ellas, principalmente en el servicio de fractura, suelen transmitir estas variables a una nube para su visualización en tiempo real. Sin embargo, de esta forma es muy difícil visualizar la interacción entre los distintos servicios cuando operan en forma simultánea. El resto de los datos queda en reportes de la compañía de servicio, reportes de la operadora y en muchos casos se pierde el registro digital si es que lo hubo.

Este trabajo es un desarrollo donde se ha logrado transmitir en tiempo real cada uno de los servicios involucrados de forma paralela permitiendo una cómoda y rápida visualización de la actividad que se está realizando en cada pozo. Esta visualización se puede ver en una computadora en el tráiler del Company Man en locación, en pantallas de una sala de control o desde cualquier computadora o teléfono celular.

La tecnología está basada en la utilizada en el ámbito de perforación, con la capacidad adicional de procesar datos de distintos pozos y distintos servicios, desarrollados de forma simultánea. En la actualidad no se ha aplicado en la Argentina una herramienta integral como la que se presentada en este trabajo, capaz de resolver la captura, la visualización y la obtención de indicadores en tiempo real para el ámbito de las completaciones en PAD. Asimismo, hay pocos casos de servicios de estas características, disponibles en otros países.

A partir de la información transmitida se pudo identificar, posterior a la ejecución de las operaciones, mediante distintos algoritmos, qué tipo de operaciones se realizaron en cada pozo de forma automática, como tiempos de ejecución de cada tarea, identificación de desvíos con el plan, NPTs, consumos de productos y distintos KPIs adaptados a las necesidades de cada servicio, según las preferencias de la operadora. En este trabajo se mostrarán varios ejemplos de visualización de estos KPI en los que se disminuye considerablemente el tiempo de procesamiento, la generación de reportes automáticos y la obtención de una base de datos confiable. Si bien todavía no se ha implementado este análisis en tiempo real por falta de continuidad de operaciones, las condiciones para utilizarlo están dadas.

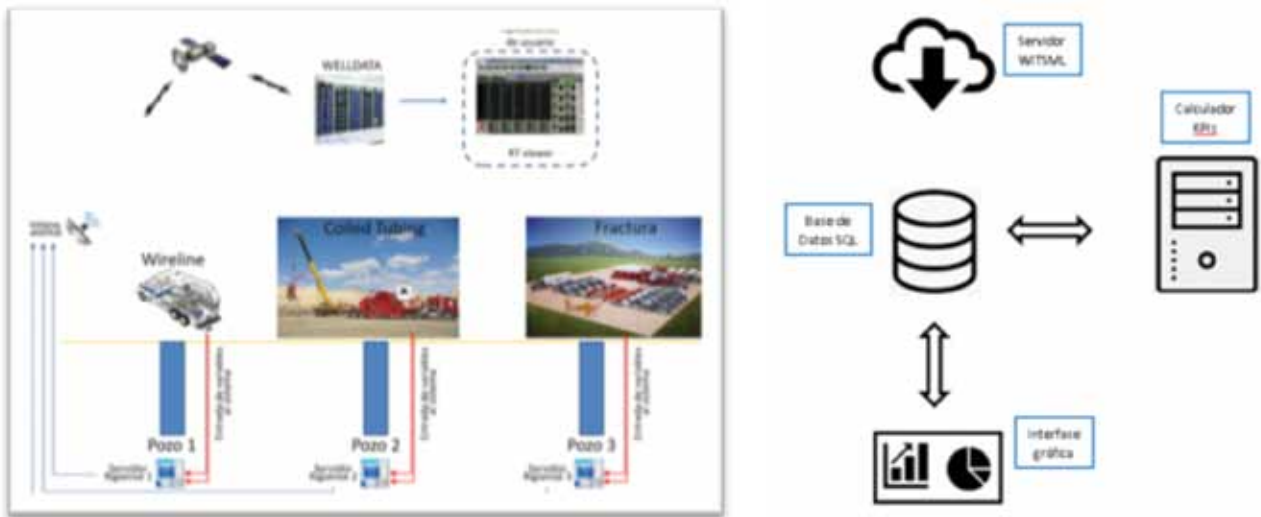


Figura 1. Esquemas de conectividad y flujo de datos desde recepción hasta la obtención de información final.  
 1) Recepción-transmisión (izq.), 2) Visualización-analítica (der).

## Desarrollo técnico del trabajo

De acuerdo con lo descripto y a causa de la necesidad de hacer un mejor seguimiento de las operaciones, se implementó tecnología para la captura, la transmisión y el procesamiento de datos.

La captura de datos se hizo mediante protocolos de comunicación de red local entre las unidades de servicio y servidores de datos. La información almacenada en bases de datos locales se transmitió en tiempo real a servidores en la nube, lo cual permite acceder remotamente a visualizaciones de las operaciones.

Finalmente, se tomaron los datos desde la nube para alimentar software de procesamiento y producción de información de valor.

La solución desarrollada se integra con dos componentes diferentes:

1. Recepción y transmisión de datos.
2. Visualización y módulo analítico (Figura 1).

### 1) Recepción y transmisión de datos

#### Descripción de la tecnología

Este componente consiste en la toma de datos de variables operativas de cada servicio (fractura, *wireline + pump down*, *coiled tubing*) a través de conexión puerto serie a protocolo de transmisión de datos local WITS, a la base de datos contenida en los servidores instalados en sitio.

Cada servicio mencionado transmite sus datos individualmente a un servidor. Luego, los datos almacenados localmente son transmitidos a un servicio en la nube a través de un protocolo privado por internet. La disponibilidad en la nube permite la visualización remota de la operación, mientras que un visualizador local en cada servidor permite la visualización en campo.

En los casos analizados, existe una variante en cuanto al protocolo de transmisión de datos existente en las unidades de fractura del contratista. Estas unidades envían los datos a través de un protocolo ASCII sin formato, no compatible con WITS. Para resolver la diferencia, se

desarrolló un convertor de datos ASCII a formato WITS.

La incorporación de un convertor de datos ASCII sin formato a WITS requiere prefijar la configuración de canales a transmitir. La configuración involucra los siguientes datos:

- Nombre exacto y cantidad de canales a transmitir.
- Orden de transmisión de los canales desde la unidad de fractura.

Una limitación inherente al enlace instrumentado con este convertor de datos es la falta de acceso remoto para efectuar cambios en la configuración de canales requerida ante un imprevisto en la configuración desde la unidad de fractura, lo cual hace más dificultosa la respuesta del equipo de soporte, que requiere hacerse presente en el sitio para intervenir el sistema y regularizar la transmisión.

A lo largo de la ejecución de las operaciones de completación, sucedieron cambios en la configuración de canales de salida de las unidades de fractura que derivaron en falta de datos para algunos intervalos transmitidos. Esta característica demandó la normalización de la configuración de canales que debía ser respetada por las partes intervinientes (contratista fractura y servicio de datos).

Para el caso de los servicios de *coiled tubing* y *wireline+ pump down*, comúnmente estas unidades poseen el protocolo de transmisión local WITS. Esta característica permite hacer intervenciones en WITS remotamente para resolver algún cambio en la configuración de canales capturados.

### 2) Visualización y módulo analítico

#### Descripción de la tecnología

Este componente consiste en un software de monitoreo y visualización de datos en tiempo real, capaz de efectuar cálculos a medida que ingresa la información a su base de datos, y cuyos resultados son reescritos para monitoreo y análisis en tiempo real y posrealización de los trabajos.

Los datos de las operaciones son enviados desde la nube a través de protocolo de internet WITSMML al software de monitoreo y análisis. A medida que ingresan los

datos, éstos alimentan algoritmos, creados en lenguaje C#, para la detección de actividades ejecutadas durante las Completación de un PAD.

Dado que cada servicio envía los datos a su propio servidor, se dispone de un log de tiempo separado para cada uno de ellos. Debido a la dinámica y correspondencia entre los servicios de fractura y *wireline* resulta ventajoso disponer de estos logs sincronizados en uno solo y sobre este último hacer los cálculos de detección de actividades e indicadores de desempeño.

Desde el punto de vista de la utilización del software, se enumeran los principales pasos que se deben seguir para ejecutar el procesamiento de datos y la obtención de indicadores:

1. Definir canales a recibir en módulo analítico, desde la nube.
2. Descarga de datos y sincronización de servicios (tiempo real o memoria) - visualizaciones.
3. Ejecución de cálculo de actividades y conjunto de indicadores.
4. Generación de reportes automáticos o a demanda.

Al realizar el cálculo de actividades, se obtienen los siguientes resultados:

- Etapas de fractura.
- Carreras *wireline* Plug&Perf + *pump down*.
- Bombeos adicionales con Isla *pump down*. Ejemplo: bola de tapón.
- *Coiled tubing*.
- Tiempo no productivo (sin actividad de fractura, *wireline*, *pump down*).

## Indicadores de desempeño (KPI) calculados

### Fractura

- Cantidad de etapas fractura por día.
- Eficiencia de bombeo por pozo y PAD.
- Cantidad acumulada de fracturas: por pozo y PAD.
- Tiempos de fractura por etapa, por pozo y PAD.
- Cantidad de arena bombeada por etapa, pozo y PAD.
- Calificación de etapa de fractura según cantidad de arena: por etapa y por pozo.
- Volumen bombeado por etapa y por pozo.

### Wireline

- Tiempo carrera *wireline* por etapa, por pozo.
- Tiempo *pump down* por etapa, por pozo.
- Tiempo de espera tapón soluble por etapa, por pozo.

### Coiled tubing

- Distancia de viaje *coiled tubing* (in/out).
- Tiempo de viaje *coiled tubing* (in/out).
- Conteo acumulado de tapones rotados *coiled tubing*.
- Porcentaje de avance de limpieza pozo: tapones fijados/tapones rotados.
- Estadísticas de parámetros de superficie (mín., máx., promedio): caudal, velocidad.

## Caso de aplicación

La solución comenzó a desarrollarse durante las operaciones en el Yacimiento La Calera (formación Vaca

Muerta) desde enero hasta septiembre de 2019. Se intervinieron los PADs G8, K3, G7 y G2.

Los primeros desarrollos de algoritmos en módulo analítico se crearon en entorno SQL, con ciertas limitaciones, hasta implementar un nuevo módulo programable en lenguaje C#. Estos algoritmos se fueron desarrollando en simultáneo con el avance de las operaciones en los PADs mencionados, por lo tanto, la transmisión y la visualización de datos se logró concretarse en tiempo real, mientras la obtención de los indicadores de desempeño se logró a posteriori.

El avance actual que presenta el desarrollo de cálculo de indicadores permite su funcionamiento en tiempo real.

En cuanto a la recepción de datos, la solución presentó dificultades al inicio en lo relativo a robustez de conexión y configuración de conversor ASCII-WITS desde unidades de fractura, mientras que el resto de los servicios, al transmitir en protocolo WITS, presentaron menores dificultades. Dicho conversor mostró buen desempeño, pero requirió la normalización de configuraciones de canales para evitar modificaciones no planificadas. Además, las modificaciones realizadas en la ubicación de equipos (VAN de fractura) en sitio durante las operaciones provocaron desconexiones de algunos servicios, con la consecuente falta de datos para ciertos intervalos. Para rellenar los intervalos sin datos se hizo un desarrollo de software para soportar la capacidad de importación parcial de datos en el módulo de análisis.

De acuerdo con lo experimentado en materia de recepción de datos, se hicieron adecuaciones al sistema de conexiones, implementando cajas de conexión con pares de cables y fichas con señalización que permiten a un operario no familiarizado, la reconexión.

Para la disciplina de análisis de desempeño y cálculo de KPI's, se interpretaron las variables de la operación fijando valores de referencia para los canales transmitidos, así se caracterizaron las actividades, por ejemplo, etapas de fractura, según se aprecia a continuación.





Figura 2. Carta típica de una etapa de fractura. Se destacan los valores que deben adoptar los datos para cumplir con sentencia de detección de fractura, Frac On.

Caracterización de una etapa de fractura:

<p><b>Frac On = 1</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Presión Principal de Fractura &gt; 4500 psi</li> <li>• Caudal Sucio y Caudal de Succión &gt; 20 bpm</li> </ul>	<p><b>Frac End = 1</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Actividad Frac On = 0</li> <li>• Concentración arena alcance 4 ppg</li> <li>• Duración mínima de la etapa de fractura ajustado a, 30 minutos</li> </ul>
---	---

En la figura 2 se exhibe una etapa de fractura en la que se destacan sus parámetros característicos representados por distintas curvas de datos y los respectivos cálculos Frac On, Frac End para detección de la etapa.

Una vez caracterizadas algunas actividades, se trabajó en reprogramar los algoritmos para incluir subrutinas y cálculos adicionales que hicieran más robustas las detecciones, principalmente de etapas de fractura y fijación de tapones. Es el caso de ocurrencia de fluctuaciones de la presión principal de fractura, que puede sufrir disminuciones por debajo del umbral definido como presión mínima (4500 psi), lo que producía falsa detección de nuevas etapas de fractura cada vez que este parámetro tomaba valores desde menos a más de 4500 psi.

Resultados obtenidos

- Los resultados obtenidos contemplan:
- Disposición de los datos de los distintos servicios involucrados en una sola base de datos.
  - Visualización de datos en tiempo real integrando datos de distintos servicios.
  - Procesamiento inmediato de datos para la detección de actividades y cálculo de indicadores de desempeño enumerados con antelación.
  - Generación de reportes.

La capacidad de la tecnología para integrar datos además permite la sincronización de logs de *coiled tubing*, obteniendo así un paquete de datos que integra fracturas, *wireline*, *pump down* y *coiled tubing*.

En la figura 3 se representa un caso en el que se interrumpieron las fracturas en uno de los pozos del PAD para intervenir con una operación de pesca con *coiled tubing*. La capacidad de integrar datos permite al módulo de análisis sincronizar los servicios que requiera el caso.

Luego, en la figura 4 se observa la detección de etapas de fractura obtenidas en el PAD G2 y algunos de los indicadores de desempeño detallados al comienzo del documento, asociados a cada pozo identificado, y para un intervalo seleccionado en la interface gráfica.



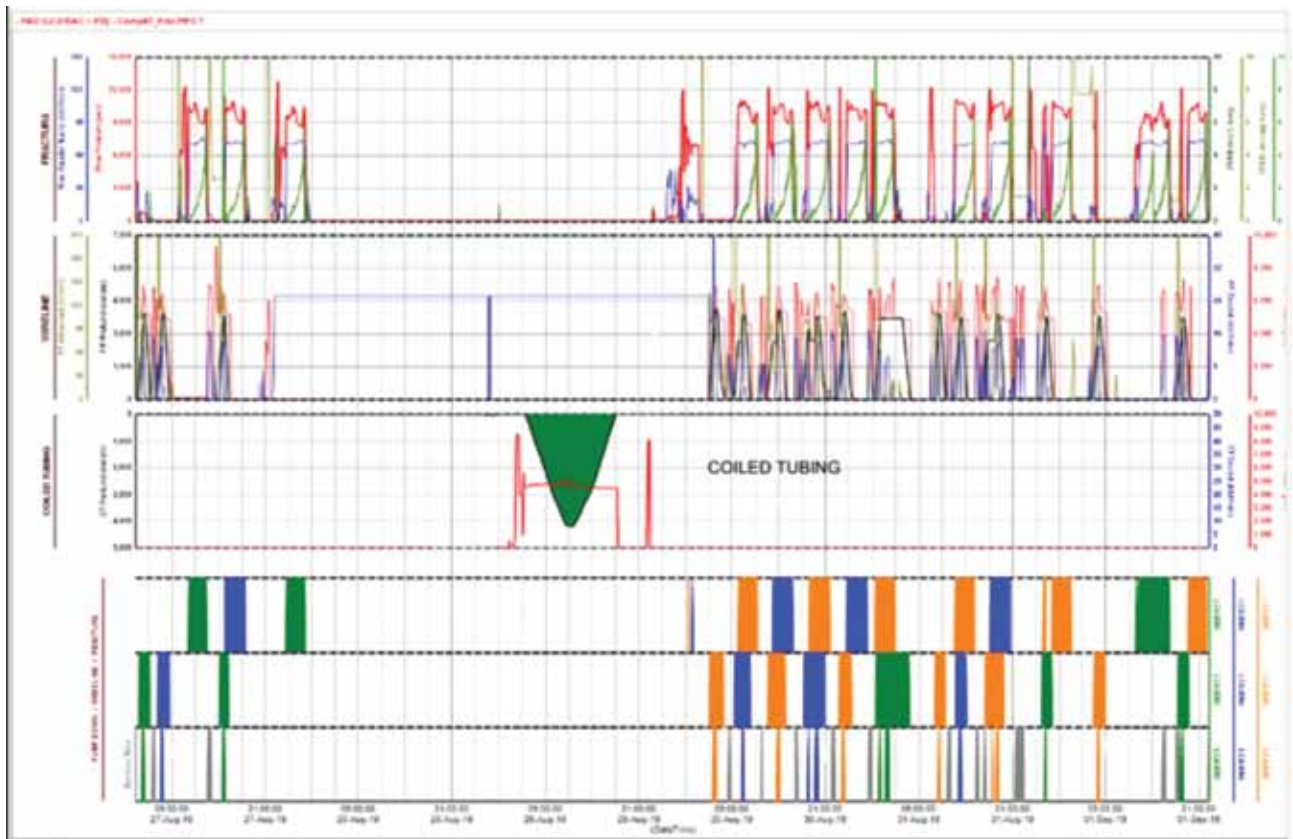


Figura 3. En el tercer track del log se aprecia una operación de pesca con coiled tubing, en pozo LCa-3083- PAD G2, en mismo log de datos conteniendo servicios de wireline y fracturas.

## Conclusiones

Tradicionalmente los servicios de completación (fractura, wireline + pump down y coiled tubing) no se transmiten en tiempo real, por eso, antes del análisis de los datos, fue necesario resolver incompatibilidades de protocolos de comunicación y la implementación de nuevos procesos de trabajo que, finalmente, hicieron posible la transmisión continua en tiempo real y una mejora de calidad de datos a los que anteriormente se disponía en modo histórico.

La visualización creada fue de acuerdo a cómo se acostumbra a ver cada tipo de servicio creando una visualización en “bloques” de cada actividad realizada en cada pozo del PAD.

En relación a la tecnología de monitoreo y análisis, se desarrollaron algoritmos en lenguajes SQL y C# para la detección de actividades realizadas por los distintos servicios de completación a lo largo de las operaciones desde enero hasta septiembre de 2019, sobre los que se continuó trabajando para lograr optimización sobre demanda de tiempo de cálculo y robustez de las detecciones, posterior a las operaciones realizadas.

Como en la disciplina de completaciones de pozos no convencionales no se dispone de herramientas integradas de captura de datos y análisis de desempeño, la implementación de esta tecnología permite un considerable ahorro de horas-hombre requeridas para la reco-

lección, la adecuación y el procesamiento de los datos, permitiendo así la obtención inmediata de parámetros e indicadores de desempeño enumerados en este trabajo, que facilitan el análisis de rendimiento e ingeniería de las operaciones.

## Notas

1. Plug&Perf es un término que se utiliza para describir un tipo de tecnología utilizada para la terminación de los pozos. Esta tecnología consiste en realizar la fijación de un tapón para aislar la etapa de fractura anterior (Plug) y realizar en la misma carrera con wireline las perforaciones en el casing mediante cargas explosivas (Perf).
2. En el caso de los pozos horizontales, para alcanzar la profundidad deseada con la herramienta de Plug&Perf sin contar con la verticalidad suficiente para que baje por su propio peso, es necesario realizar un bombeo (Pump down) para “empujar” el tapón y los cañones en la rama horizontal.

## Autores

Gonzalo Cabo, Ingeniero de Completación, PLUSPETROL.

Juan Turcumán, Ingeniero de Optimización, NOV.

Henry Almea, Ingeniero de Soporte Técnico, NOV.

Rafael Battagini, Instrumentación y comunicaciones, NOV.