

Detección de oportunidades para la optimización de la producción usando el SIMDOOP en el Activo de Producción Bellota Jujo

Una alternativa para ir un paso adelante en la fase de producción de pozos petroleros

Mario Alejandro Mosqueda Thompson
mario.alejandro.mosqueda@pemex.com

Juan Osorio Monsalve
juan.osorio@ovsgroup.com
Petróleos Mexicanos, Exploración y Producción, (EPS)

Información del artículo: Recibido: marzo de 2015-aceptado: mayo de 2015

Resumen

Este artículo describe la implementación del Sistema Integral de Monitoreo Diagnóstico y Optimización de la Operación a Pozos (SIMDOOP) como herramienta potencial para la detección de oportunidades en la optimización de la producción del Activo de Producción Bellota Jujo, (APBJ). El sistema está sustentado en la integración de bases de datos, visualización tabular y gráfica, así como captura de información complementaria, un panel de alarmas y procesos automatizados aplicados en ingeniería de productividad que, unido a un flujo de trabajo orientado, permite informar al ingeniero sobre eventos operacionales no deseados, así como también detectar desviaciones durante la vida productiva de los pozos.

Se definieron las variables y criterios de alarmas para los pozos del APBJ, a manera de que se creó el proceso para el envío de correo con las alarmas recientemente activadas, para su acción como punto de partida en flujo de trabajo. De esta manera el ingeniero de productividad cuenta con información proactiva sobre los pozos que deben ser evaluados de forma inmediata, el resultado de procesos automatizados y la información de cada uno de éstos integrada en una sola aplicación.

El tiempo de respuesta para el análisis/diagnóstico de un pozo, es una constante que ha sido disminuida con la implementación de esta herramienta, permitiendo al ingeniero generar propuestas casi inmediatas una vez que haya sido detectada la desviación, traduciéndose este beneficio en reducción de costos.

Palabras clave: Campos inteligentes, automatización, productividad de pozos, producción.

Identifying opportunities for optimizing production using the SIMDOOP in Bellota Jujo Asset

Abstract

This article describes the implementation the Integrated Monitoring System Diagnosis and Optimization of Operation Wells (SIMDOOP) as a potential tool for identifying opportunities to optimize production Production Bellota Jujo Assets (APBJ). The system is based on the integration of databases, tabular and graphical display and capture additional

information, an alarm panel and automated processes applied in engineering productivity, coupled with a flow-oriented work, to inform the engineer about unwanted operational events as well as detect deviations during the productive life of the wells.

Variables and alarms criteria APBJ wells were identified, so that the process for sending mail to the newly activated alarms, for their action as a starting point for workflow was created. Thus engineer productivity has proactive information on wells that should be evaluated immediately, the result of automated processes and information from each of these integrated into a single application.

The response time for analysis / diagnosis of a well, is a constant that has been reduced with the implementation of this tool, enabling the engineer to generate almost immediate proposals once the deviation is detected, translating this benefit in cost reduction.

Keywords: Smart fields, automation, well productivity, production.

Introducción

Petróleos Mexicanos, Exploración y Producción, desarrolla diariamente, actividades de explotación en los campos petroleros, esto con la finalidad de cumplir con los requerimientos de producción a menor costo en tiempo y forma. Como ente comercial, debe operar continuamente bajo criterios de máxima rentabilidad, asegurar su crecimiento y desarrollo futuro.

Una vez que se haya diseñado, perforado y terminado el pozo, y que el mismo se encuentra en etapa de explotación, se deberá garantizar la óptima y segura extracción de hidrocarburos, con monitoreo del comportamiento de producción y sus variables operaciones a fin de realizar los cambios necesarios que permitan el mantenimiento de la producción durante la vida productiva del yacimiento.

Es una gran cantidad de datos los que están relacionados con el sistema de producción, desde la etapa de exploración, pasando por la explotación y hasta la etapa de cierre o abandono del pozo, que de una u otra forma son parte esencial para la evaluación técnico-económica de las operaciones de pozos y que al momento de requerirlos para cualquier evaluación resulta en un proceso complejo de tiempos dedicados a la búsqueda de éstos, su interpretación y generación de variables de comportamiento.

El Activo de Producción Bellota Jujo inició su proceso de explotación de pozos en la década de 1960. Se ha desarrollado con una cantidad significativa de pozos no sólo para la zona, sino para la región del país, contando actualmente con 211 pozos productores, de los cuales 99 son fluyentes y el restante se encuentra con sistema

artificial de producción, mismo que por su naturaleza requiere un seguimiento más sustancial, sin menospreciar el mantenimiento de los otros.

En la explotación sustentable y sostenida de los yacimientos, se tiene como factor de suma importancia la obtención, almacenamiento y manejo de la información, tanto la directa como la indirecta.

Por tal motivo, el desarrollo y mejora continua, así como la constante innovación a la herramienta de trabajo SIMDOOP, que conjuga todas las variables posibles, y que permite tener un sinnúmero de posibilidades de optimización, manejo y administración, no sólo de la información, sino de cada pozo en particular.

En el área de productividad de pozos del APBJ, hay una constante búsqueda de mejores prácticas, esquemas y procesos para la optimización y mantenimiento de la producción. Entre éstas se inserta la implementación del sistema integral de monitoreo, diagnóstico y optimización de la operación de pozos, conocido por sus siglas como "SIMDOOP", aplicado para detectar oportunidades de optimización de la producción, permitiendo mejorar los tiempos de respuesta actuando de una manera predictiva y preventiva ante las desviaciones encontradas, así como la evaluación y análisis para acciones correctivas.

Desarrollo del tema

El sistema está basado en la integración de bases de datos y captura de diferentes variables de pozos, procesos de ingeniería automatizados, aplicados en productividad de

pozos, reportes de control y paneles de alarma, que unido a un flujo de trabajo permiten detectar desviaciones durante la vida productiva de los pozos.



Figura 1. Integración de bases de datos.

El objetivo de la captura e integración de los datos, fue contar con una sola aplicación que contenga la información correspondiente a los pozos y que pueda estar al alcance inmediato de todos los ingenieros del área de productividad,

logrando invertir más tiempo en el análisis de ingeniería que en la búsqueda de la información de los pozos.

En la **Tabla 1** se muestran los reportes visualizados a través de SIMDOOP.

Tabla 1. Reportes visualizados en SIMDOOP.

| Reportes | Encargado de Actualización | Frecuencia |
|---|--|-------------|
| Aforos (SIMDOOP,SISRED) | Área de Medición | Esporádica |
| Muestras (ANALAB,SICAVHI) | Laboratorio de Sicavhi | Diaria |
| Datos Operacionales (Capturados en SIMDOOP) | Sector Operativo | Diaria |
| Datos Operacionales (Tiempo real) | Compañías de Monitoreo | Tiempo real |
| Prod. Ofic. (SNIP, Merak, OFM) | Región | Mensual |
| Estado Mecánico (Archivos) | Área de Productividad (Determinado por responsable de pozos) | Esporádica |
| Intervalos | Área de Yacimientos | Esporádica |
| Desviación | Área de Yacimientos | Esporádica |
| Presiones Fondo | Area de Yacimientos | Esporádica |
| Tablero BM | Actualización de los datos en Tiempo real y Sector operativo | Diaria |



Figura 2. Pantallas de captura de datos.

| TECOMINOACAN 547 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------|-----|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----|-----|-----|-------|-----|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|---------------|--------|
| Fecha aforo | SAP | Q1 | Q2 | Q3 | Q4 | Q5 | Q6 | Q7 | Q8 | Q9 | Q10 | Q11 | Q12 | Q13 | Q14 | Q15 | Q16 | Q17 | Q18 | Q19 | Q20 | Q21 | Q22 | Q23 | Q24 | Q25 | Q26 | Q27 | Q28 | Observaciones | |
| 01/04/2014 05:00 | | 1,071.0 | 896 | 175.0 | 16.34 | 3,000 | 3,100 | 6,100 | 496 | 596 | 516 | 1,014 | | 13.00 | | | | | | | | | | | | | | | | MASICO | |
| 25/03/2014 05:00 | | 1,071.0 | 902 | 169.0 | 15.78 | 2,100 | 3,000 | 5,100 | 349 | 415 | 499 | 848 | | 13.00 | | | | | | | | | | | | | | | | MASICO | |
| 17/03/2014 05:00 | | 1,187.0 | 1,004 | 183.0 | 15.42 | 2,900 | 3,020 | 5,950 | 440 | 520 | 453 | 893 | | 13.00 | | | | | | | | | | | | | | | | MASICO | |
| 15/03/2014 05:00 | | 1,252.0 | 1,060 | 192.0 | 15.34 | 2,980 | 2,970 | 5,950 | 424 | 501 | 423 | 846 | | 13.00 | | | | | | | | | | | | | | | | MASICO | |
| 14/03/2014 05:00 | | 1,154.0 | 976 | 178.0 | 15.42 | 3,020 | 3,120 | 6,140 | 466 | 551 | 482 | 848 | | 13.00 | | | | | | | | | | | | | | | | | MASICO |
| 06/03/2014 05:00 | | 1,121.0 | 946 | 175.0 | 15.61 | 2,190 | 3,090 | 5,220 | 348 | 412 | 481 | 829 | | 13.00 | | | | | | | | | | | | | | | | MASICO | |
| 27/02/2014 05:00 | | 1,071.0 | 899 | 172.0 | 16.06 | 3,590 | 3,230 | 6,820 | 597 | 711 | 537 | 1,134 | | 13.00 | | | | | | | | | | | | | | | | MASICO | |
| 23/02/2014 05:00 | | 1,137.0 | 955 | 182.0 | 16.01 | 3,420 | 3,010 | 6,430 | 536 | 638 | 472 | 1,007 | | 13.00 | | | | | | | | | | | | | | | | MASICO | |

Figura 3. Visualización de la información integrada.

Una vez integrada la información de pozos a partir de diferentes bases de datos, fueron creados los procesos aplicados a la ingeniería de productividad, (optimización de gas BN, sistema de alarmado, cálculo de presión a

nivel medio de los disparos, declinación de la producción), contando entonces con una herramienta robusta para la oportuna detección de desviaciones y la implementación de acciones preventivas y predictivas.

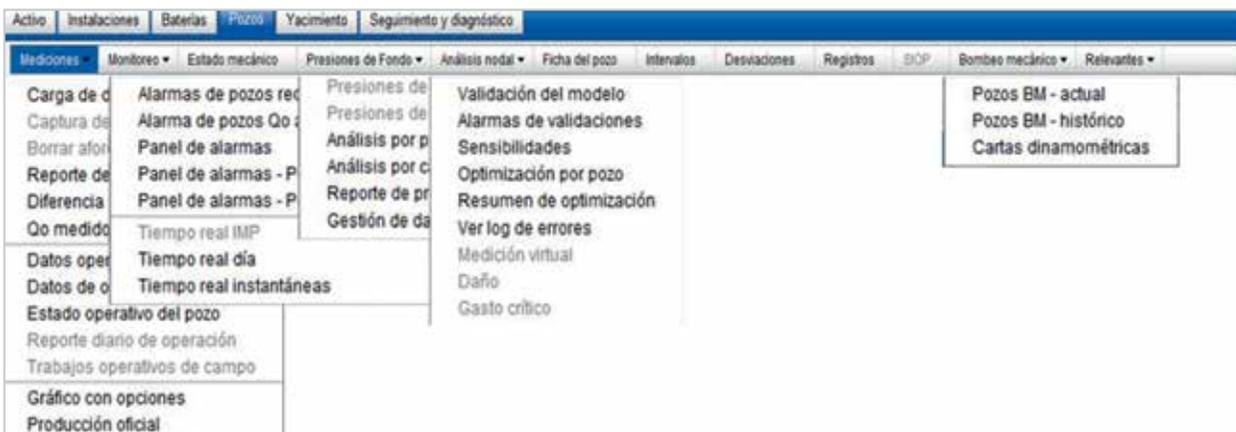


Figura 4. Disposición de los reportes y procesos en SIMDOOP.

En la ingeniería de productividad de pozos del Activo de Producción Bellota Jujo, el sistema de alarmas se ha aplicado como proceso base para la detección de oportunidades en la optimización de la producción, con la finalidad de tener un punto de partida en el análisis y diagnóstico de pozos mediante la detección de desviación en el comportamiento de las variables asociadas al mismo, tales como la el Qb, Qo, Ptp, Ptr, Pld, % agua, Rga, %n2. Para esto, se establecieron los criterios que describen la desviación de las variables operativas y de producción de acuerdo al comportamiento

de los pozos, mostrándose en paneles de alarmas por fuentes de datos, diferenciados de acuerdo a la frecuencia de la fuente de dicho dato, (tiempo real, diario).

El envío de correo diario a los ingenieros, con información de las variables en alarma, es parte del protocolo llevado a cabo en el área para iniciar el proceso de diagnóstico mediante técnicas de mantenimiento predictivo o de adecuación de variables operativas con visión de mantenimiento preventivo.

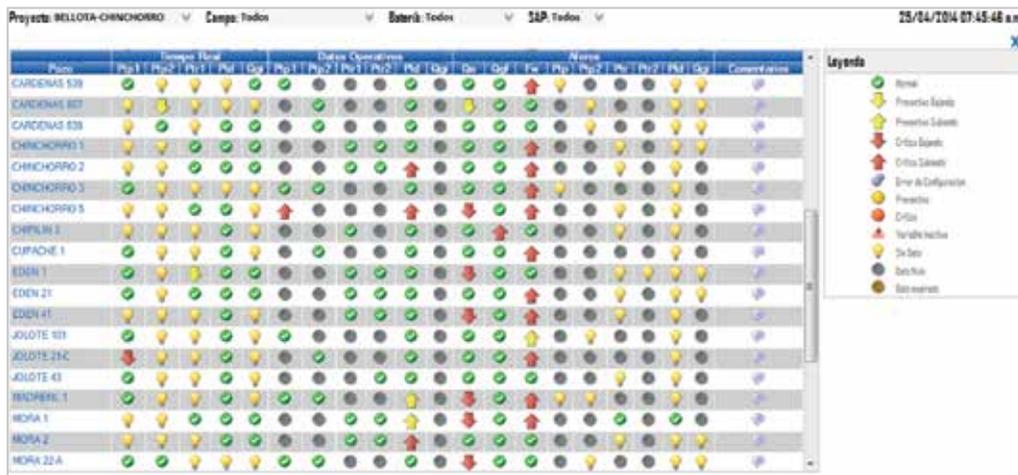


Figura 5. Panel de alarmas.

Partiendo del análisis nodal como método utilizado para evaluar condiciones operativas aguas arriba o aguas abajo en los sistemas petroleros, se implementó el proceso de validación del aforo, basado en el modelo ajustado de cada

pozo, donde automáticamente al identificar la existencia de una nueva medición se valida que el modelo reproduzca el aforo. El reporte muestra cuales son las variables ajustadas con la curva de IPR por cada pozo.



Figura 6. Validación del aforo.

El total de los pozos se clasifica de acuerdo al ajuste del modelo, mostrándose en un reporte que permite detectar

al ingeniero de forma inmediata alguna desviación del comportamiento del pozo objeto a estudio.

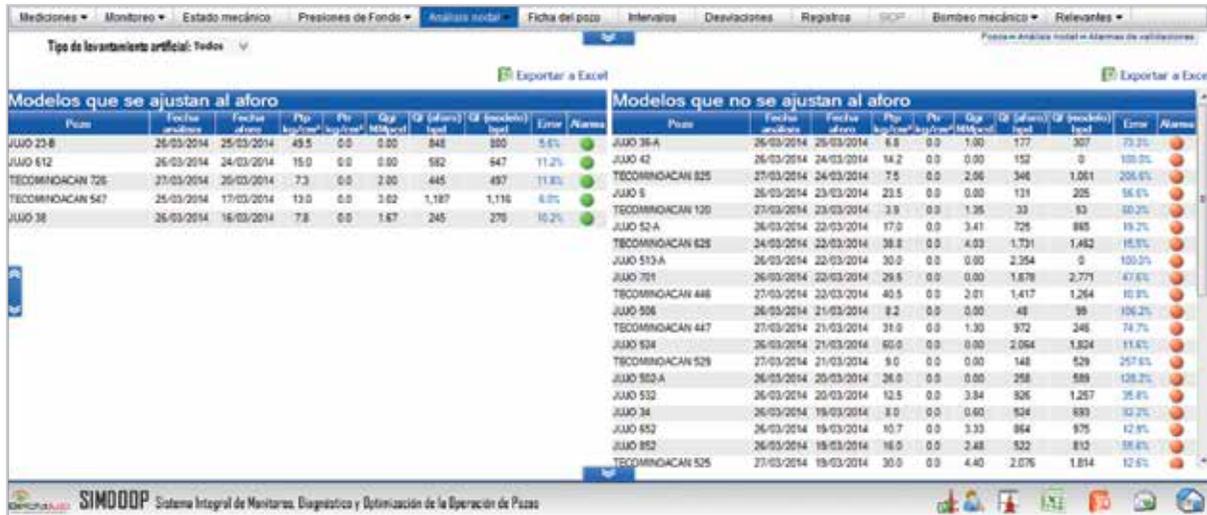


Figura 7. Alarmas de validación del aforo.

Los ajustes a las variables pueden llevarse a cabo en SIMDOOP, para continuar con la evaluación del pozo.



Figura 8. Módulo para realizar sensibilidades.

Así mismo, para los pozos que producen con sistema artificial bombeo neumático, se genera automáticamente la curva de rendimiento del gas indicando si se debe aumentar o disminuir el gas inyectado. Se muestran en un reporte todos

los pozos con la optimización obtenida; estos reportes también generan un aporte para dar inicio al diagnóstico oportuno del comportamiento de los pozos.

| Pozo | Fecha | Qgi Actual (MMpcd) | Qgi Optimizado (MMpcd) | Diferencia (MMpcd) | Q Actual (bpd) | Q Esperado (bpd) | Garancia (bpd) | Garancia (%) | Presión TP (Kv/cm²) | Validación Ptp | RGA (m³/m³) | Corte de Agua (%) | Presión LD | Fecha Pd | Fuente Pd |
|----------|------------------|--------------------|------------------------|--------------------|----------------|------------------|----------------|--------------|---------------------|----------------|-------------|-------------------|------------|----------|-----------|
| JUJO 532 | 15/06/2012 12:03 | 1.6 | 3.9 | 2.3 | 581 | 905 | 325 | 58.0% | 12.6 | ● | 223 | 45.5 | | | |
| Tota | | 1.6 | 3.9 | 2.3 | 581 | 905 | 325 | | | | | | | | |

Figura 9. Resumen de optimización

El cálculo de la declinación es otro de los procesos que se encuentra en SIMDOOP, donde se calcula el factor de declinación mensual, este análisis puede ser aplicado tanto a campos como a pozos.



Figura 10. Módulo de declinación.

Aplicación de la solución

Optimización del gas inyectado en el pozo Tecminoacán 547 para ahorrar 1 MMpcd equivalentes a 6708 \$/d.

Tabla 2. Costos asociados al gas y motocompresor.

| Qgi (MMpcd) | Costo gas (\$/ MMpcd) | Renta de MTC (\$/d) | Total gasto (\$/d) | Costo total (MNX/d) |
|-------------|-----------------------|---------------------|--------------------|---------------------|
| 1 | 6,400 | 308 | 6,708 | 83,850 |
| 2 | 12,800 | 308 | 13,108 | 163,850 |
| 3 | 19,200 | 616 | 19,816 | 247,700 |

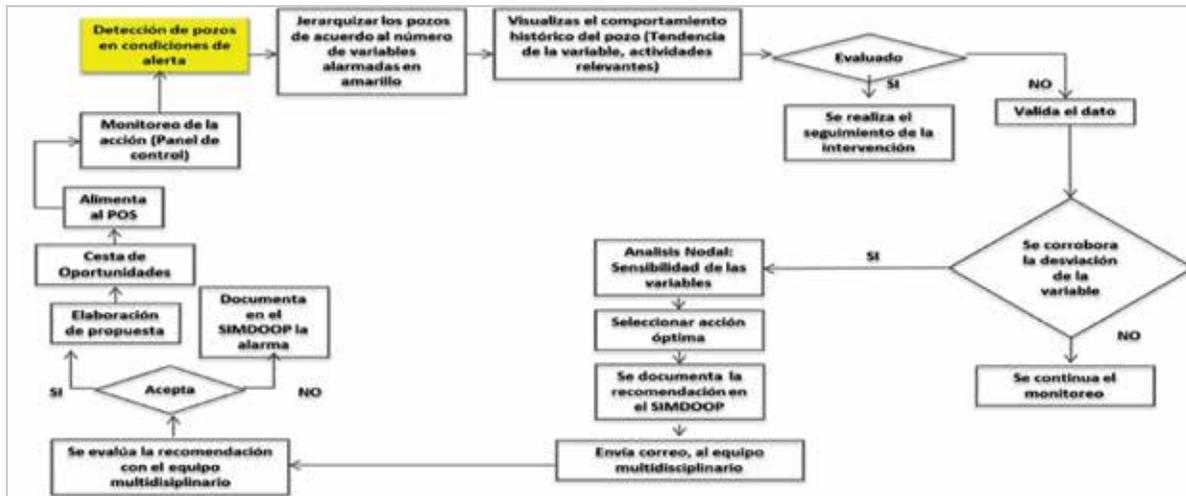


Figura 11. Flujo de trabajo en ingeniería de productividad.

Se ejecutó el flujo de trabajo general del ingeniero de productividad, teniendo en primer lugar la detección de pozos en condiciones de alertas, originados del sistema de alarma y enviados al correo del ingeniero custodio del pozo. Una vez obtenidos se jerarquizaron de acuerdo al número de variables alarmadas. Este criterio es particular del ingeniero, ya que, pueden tomarse otros ítems para la selección del pozo a estudiar, por ejemplo, entre un pozo que está alarmado crítico por el incremento de presión en la línea y uno que esté crítico por el incremento del agua, aquí entrará en juego el conocimiento que tenga el ingeniero del comportamiento de los pozos y las

correlaciones que realice con las demás variables, para saber a cuál dar prioridad.

La visualización del comportamiento histórico de las variables en alarma es otro punto para dar continuidad a la evaluación del pozo. De esta manera se determinó si la variable fue afectada por algún evento o intervención que se le haya realizado al pozo.

En el caso del pozo Tecominoacán 547, se encontró alarmado por la disminución del 1444 Bpd netos, y el incremento del 16 % de agua a partir del 28/03/2013.



Figura 12. Variables alarmadas.

Considerando las últimas intervenciones que tuvo el pozo, se determinó que la alarma no es originada por alguna intervención, siendo la última una limpieza directa el 16 de marzo del presente año.

Tabla 2. Intervenciones.

| FECHA | INTERVENCIÓN |
|-------------|--|
| 6/Feb/13 | Limpieza de aparejo |
| 01/Mar/13 | Cambio de Check |
| 05/Abr/13 | Limpieza directa |
| 09/Jun/13 | Limpieza de aparejo C/TF |
| 29/Jun/13 | Limpieza directa |
| 14/Jul/13 | Limpieza directa |
| 07/Ago/13 | Limpieza de aparejo C/TF+Estimulación |
| 09/Sep/13 | Limpieza de aparejo C/TF |
| 27/Sep/13 | Estimulación ácida |
| 30/Nov/13 | PLT |
| 18/Dic/13 | Estimulación ácida |
| 17/Ene/14 | Inducción |
| 25/Ene/14 | Limpieza directa |
| 18/Feb/2014 | Limpieza de aparejo C/TF+ Limpieza directa |
| 16/Mar/14 | Limpieza directa |

Una vez validada la desviación de la variable se dio inicio al análisis para determinar el problema asociado al pozo. A continuación los reportes y procesos implementados en SIMDOOP para realizar el diagnóstico del pozo objeto a estudio.

1. Información general del pozo / ficha de pozo: en este reporte se observó la ubicación del pozo, (coordenadas x,y), el resumen de las variables operativas y de producción con el comportamiento gráfico, y la curva IPR del mismo.

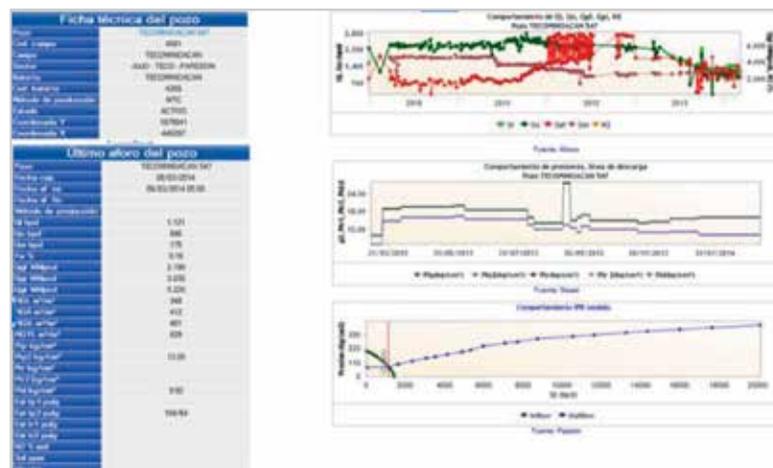


Figura 13. Ficha de pozo.

Estado mecánico- intervalos productores: en esta sección se mostró la completación del pozo, así como los intervalos productores. Este pozo está completado de

manera sencilla a una profundidad de 5,817 m, tiene dos intervalos productores en el JKSK5.

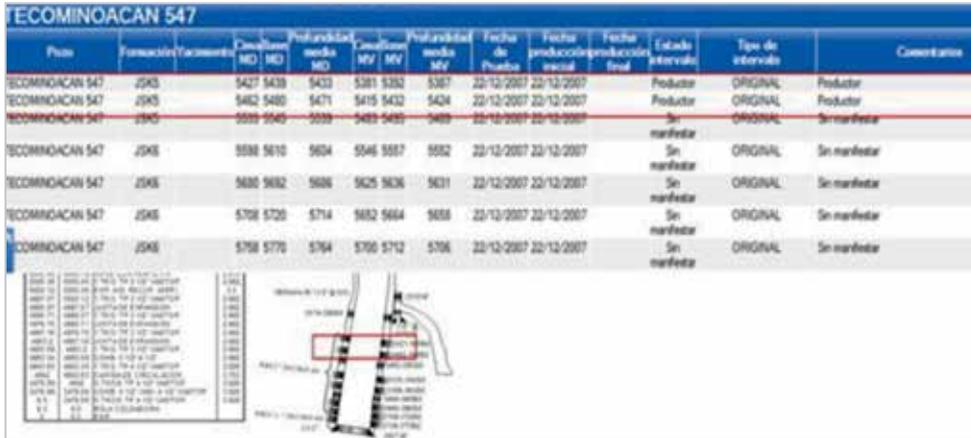


Figura 14. Intervalos productores.

2. Comportamiento de producción- inyección de gas Bn: En la Figura 15 se observa el comportamiento de la producción con respecto al gas inyectado, en la fecha se muestra cómo

bajó el suministro de gas al pozo de 3 a 2 MMpcd, sin mostrar una disminución en la producción.



Figura 15. Comportamiento del suministro de gas y aceite neto.

3. Comportamiento de presiones: en la Figura 16 se muestra el comportamiento de la presión de cabeza y línea de descarga del pozo, a través de éste se pudo distinguir que para la fecha del 08/01/2014 la presión de cabeza incrementó de 12 a 17 kg/cm².

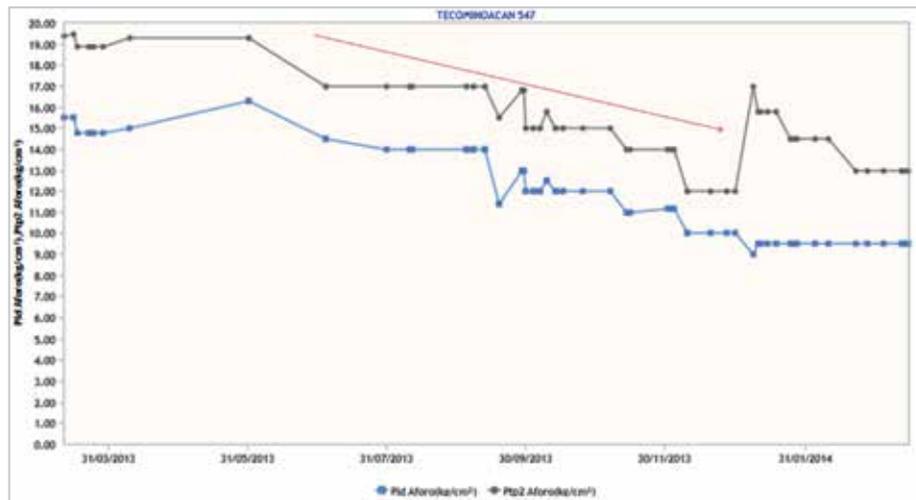


Figura 16. Comportamiento de presión.

4. **Validación del aforo- curva IPR:** en este reporte se observaron los resultados de validación del aforo con los datos aplicados. En el caso del pozo Tecominoacán 547, el aforo no fue validado. En este caso se realizó ajuste de

presión de fondo, tomando este dato del último registro PLT tomado al pozo (consultado a través del enlace con SIMDOOP), obteniendo la validación mostrada en la **Figura 17**.



Figura 17. Reporte validación del aforo.

Según el comportamiento IPR, el pozo debe estar produciendo 1115,5 Bpd brutos, con 5% de porcentaje de error. Y según la última medición del pozo produce 1121 Bpd brutos con una inyección de 3.03 MMpcd y un corte de agua de 15,61%.

Asimismo, en el reporte se muestra la curva de rendimiento del gas y de acuerdo a la sensibilidad realizada, se tiene que el gas óptimo para inyectar es de 2 MMpcd, de acuerdo a esta optimización también se reduce el uso de 2 MTC a 1.



Figura 18. Enlace con el sistema de registro de pozos.

| Unidad Operativa | Campo | Pozo | Actividad | Fecha | Inicio | Fin |
|------------------|--------------|------------------|--|------------|----------|----------------|
| CORRAL CALCO | TECOMINOACÁN | TECOMINOACÁN 547 | INDUCCIÓN ALTA RESOLUCIÓN | 18/11/2007 | 09:00:00 | de 0817 a 0348 |
| | | | GEOMETRÍA DE POZOS / RESERVAÇÃO CON CALIBRADOR | 18/11/2007 | 09:00:00 | de 0801 a 0348 |
| | | | BONDO DE ORIENTACIÓN CON DENSIDAD VARIABLE | 03/12/2007 | 09:00:00 | de 0307 a 0410 |
| | | | IMÁGENES ULTRASONORAS ANILADO ESTABILADO | 12/12/2007 | 09:00:00 | de 0310 a 0410 |
| | | | SECTEASACÁN | 18/01/2008 | 09:00:00 | de 0310 a 0330 |
| | | | PRODUCCIÓN FLT | 16/02/2008 | 09:00:00 | de 0734 a 0900 |
| | | | ANILADO BARRA Y ANILADO BARRA-ODL | 22/02/2013 | 09:00:00 | de 0700 a 0900 |
| | | | PRODUCCIÓN FLT | 09/04/2013 | 09:00:00 | de 0700 a 0900 |
| | | | SECTEASACÁN | 23/02/2013 | 09:00:00 | de 0700 a 0910 |
| | | | PRODUCCIÓN FLT | 09/11/2013 | 09:00:00 | de 0700 a 0900 |

Figura 19. Consulta de registros del pozo Tecominoacán 547.

Carga del registro en SIMDOOP.



Figura 20. Consulta de la última presión de fondo actualizada en SIMDOOP.

Beneficios de aplicar la solución

Siguiendo el flujo de trabajo de ingeniería, se obtuvo el diagnóstico del pozo Tecominoacán 547:

- La presión de fondo fluyente disminuyó de 123 kg/cm a 81 kg/cm según toma de información del 28/02/1013 y 30/11/2013.

- Se observa una declinación de producción de 1000 BPD desde abril de 2013 hasta la fecha, aun cuando se le ha intervenido con limpiezas directas y estimulaciones.
- A partir de septiembre de 2013 el corte de agua incrementa de 5 al 15% hasta la fecha.
- Las presiones de cabeza y de línea se han visto afectadas por la disminución de la Pwf.

- Se recomienda realizar una prueba de presión-producción para identificar el tipo de daño.
- Realizar correlación de pozos vecinos para determinar posible interferencia.
- Se recomienda realizar prueba de BN con 2 MMPCD y observar comportamiento de presiones en cabeza, como resultado de la optimización mostrada anteriormente, para obtener un ahorro de 6708 \$/d.
- Realizar medición.

De esta manera son tangibles los resultados obtenidos con el uso del SIMDOOP en el área de ingeniería en productividad de pozos en el Activo de Producción Bellota Jujo a través de:

- Mejoras en la recuperación de diferida de la producción de pozo
- Identificar fechas probables para la intervención

- Optimización de las frecuencias de limpieza
- Optimización de costos
- Seguimiento y control de pozo/campo
- Administración de campos y pozos en el área de producción
- Reducción en tiempo de análisis de datos

En pro de dar continuidad a las mejores prácticas para el diagnóstico y análisis de pozos en el área de productividad, se implementará como parte del SIMDOOP, la sala de seguimiento y diagnóstico de pozos, en donde se presentarán exclusivamente los pozos que cuenten con desviaciones en algunas de sus variables y procesos monitoreados, permitiendo realizar comentarios una vez que haya sido evaluado el pozo.



Figura 21. Sala de seguimiento y diagnóstico.

El esquema que se ejecutará para el seguimiento de los pozos alarmados, añadiendo la documentación del mismo en la sala de seguimiento, creando un historial de

comentarios que pueda ser visible por todos los ingenieros del área, con el objetivo de dar apoyo para una próxima posible evaluación, **Figura 22**.



Figura 22. Esquema con la implementación de la sala de seguimiento.

Conclusiones

La herramienta de trabajo SIMDOOP, como tal, es de innovación de impacto tecnológico muy importante, no sólo para el área de productividad de pozos, sino para la administración integral de yacimientos, ya que el conjugar los parámetros operacionales, combinar datos conscientemente y realizar análisis completos para emitir diagnósticos certeros preventivos, correctivos y de optimización de pozos como su nombre lo menciona.

El uso frecuente de la herramienta permite tener un desarrollo de la misma, a tal grado que constantemente se

encuentra con innovación en cada uno de sus elementos, así como el desarrollo de nuevos posibles módulos que permitan tener un mejor análisis, o faciliten la visualización de datos, de tal manera que el tiempo usado en la búsqueda y validación de los datos se reduzca considerablemente.

El aliado potencial que ha sido desarrollado como apoyo de los ingenieros en esta herramienta es invaluable si se quiere cuantificar, y que a medida que se van desarrollando nuevos módulos, gráficos y/o maneras o formas de visualizar la información de un pozo dará un mayor soporte y sustento a cualquier análisis.

Semblanza de los autores

Mario Alejandro Mosqueda Thompson

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Olmeca en el estado de Tabasco, en 2010. Ha sido participante y ponente en diversos foros nacionales e internacionales, contando también con diversas publicaciones como autor y coautor. Es especialista técnico destacado en productividad de pozos del proyecto de explotación Bellota Chinchorro.

Juan Osorio Monsalve

Egresado de la Universidad del Zulia en 1992, ubicada en Maracaibo, Venezuela, con especialidad en yacimientos. Actualmente se encuentra integrando y adecuando los procesos técnicos de automatización y monitoreo para cada caso particular para la compañía OVS.