

PERFORACIÓN INTELIGENTE: DIGITALIZACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN PARA OPTIMIZAR EL CICLO DEL POZO Y MEJORAR EL PERFORMANCE DEL EQUIPO

Anahí Marin, Total | Patricia Zarate, Nabors | Jose Garcia, Nabors | Octavio Otano, Nabors | Blakley Farrow, Nabors | Tatiana Borges, Nabors

Sinopsis

Este trabajo presenta una solución integral de digitalización y automatización aplicada al proceso de perforación en Vaca Muerta, orientada a optimizar el ciclo del pozo y mejorar el desempeño de los equipos. A través de la implementación del Rig Execution Engine (REE) y herramientas para automatizar secuencias de perforación como bajar herramienta a fondo, hacer las conexiones y operaciones de deslizamientos. Con esto se logró estandarizar operaciones, reducir tiempos planos y mejorar la eficiencia en actividades críticas como conexiones, deslizamiento y perforación rotativa.

Este proceso consiste en consumir datos de cualquier programa digital de pozo y convertirlos automáticamente en una Hoja de Ruta del Perforador (Driller's Roadmap) para la ejecución digital de una secuencia de actividades bien definida, eliminando suposiciones e imprevistos, y facilitando el intercambio de conocimiento para minimizar la curva de aprendizaje. Así como también automatización de prácticas y procesos repetitivos para de esta manera lograr consistencia y eficiencia máxima en las operaciones.

Se busca diseminar e implementar de forma eficiente las mejores prácticas, lecciones aprendidas y procedimientos operativos por tipo de actividad, respaldados por conocimientos basados en datos. Además, se envían notificaciones y alertas oportunas a los perforadores, preparando a las cuadrillas para una transición fluida hacia la siguiente operación.

Las herramientas de automatización optimizan diversas actividades de perforación a través de parámetros específicos ("recetas"), junto con el motor de ejecución de secuencias dentro del sistema operativo proporcionan visibilidad en tiempo real a todos los actores involucrados.

Se presentan casos de estudio con un sistema de automatización de bajada a fondo, conexiones de perforación, sistema de deslizamiento en curva y digitalización y ejecución de la secuencia del perforador obteniendo resultados en reducción de tiempos de conexiones, de curva y de ciclo de pozo. Los casos de estudio muestran resultados concretos: reducción promedio de 2.21 días en tiempos planos comparado al pad anterior, disminución del tiempo promedio de conexión de 11.87 a 9.90 minutos y mayor precisión en el control direccional favoreciendo la reducción en tiempos de curva y observando un aumento sostenido en la ROP a través de varios pozos. La integración de datos, capacitación continua y retroalimentación automatizada permiten una ejecución más eficiente, segura y coherente, posicionando esta metodología como un avance clave hacia la perforación inteligente en el contexto actual de demanda por eficiencia y sostenibilidad en la industria energética.

Introducción

La industria energética de petróleo y gas enfrenta una creciente presión por parte de fuentes de energía más limpias, y se le exige cada vez más la entrega de pozos con mayor eficiencia operativa, seguridad, rentabilidad y reducción de emisiones. Un área crítica de enfoque es el proceso de construcción del pozo, que abarca desde la planificación hasta la ejecución. Este documento explora como la automatización de procesos de tiempos de conexión y de slides aunados a un motor de ejecución de la secuencia de actividades mejora la duración del ciclo del pozo mediante la integración de tecnología cloud-edge y una dinámica de equipo mejorada.

En el panorama actual, las operadoras utilizan múltiples fuentes de programas de pozo, lo que hace que reunir e integrar los datos necesarios para generar una secuencia de perforación eficaz y fácil de consumir sea un gran desafío. Las soluciones de software tradicionales y los planes manuales a menudo no logran cerrar la brecha entre el personal de oficina y el de campo, ya que suelen quedarse a nivel de ingeniería sin llegar de manera efectiva a los equipos en sitio. La cadena de comunicación del ingeniero al company man, al gerente de equipo y finalmente al perforador, puede provocar una comunicación no efectiva con mensajes retrasados, dificultando aún más la ejecución de los programas de pozo.

Además, incluso cuando se emplean programas de pozo idénticos en diferentes equipos operando en la misma formación y bajo condiciones similares, es común observar variaciones significativas en los tiempos de ejecución. Estas discrepancias surgen debido a diferencias en prácticas tradicionales o a la falta de conocimiento sobre las mejores prácticas aplicadas en otros equipos. Esto resalta la importancia de contar con herramientas que faciliten la reducción en la variabilidad, promuevan el intercambio de conocimientos y la comunicación fluida, asegurando la difusión efectiva de las mejores prácticas y promoviendo una ejecución más consistente y eficiente en toda la flota.

Para agilizar el flujo de trabajo del perforador, es fundamental tener toda la información relevante disponible en un formato accesible y fácil de usar. Esto incluye detalles del programa de pozo, parámetros, procedimientos operativos, mejores prácticas y lecciones aprendidas, todo desglosado por actividad. Un sistema de gestión de calidad sólido con múltiples procedimientos pierde valor si la información no está fácilmente disponible o no se presenta de forma clara y rápida para su uso por parte del perforador.

Los perforadores suelen estar sobrecargados con sus tareas actuales, la gestión de la cuadrilla y la preparación para los siguientes pasos. No tienen tiempo para buscar y leer documentos extensos. Necesitan información clara, concisa y pertinente que se relacione directamente con la actividad que están realizando o la que viene a continuación. Presentar esta información en un formato fácil de consumir contribuye a que el perforador opere de manera más eficiente y segura.

Este documento presenta los resultados de la implementación de dos sistemas de automatización para bajada de un tiro a fondo y su tiempo de conexión (weight to weight) así como para los slides durante la curva y la digitalización y ejecución de los programas de pozo enfocado a los tiempos planos. El estudio demuestra mejoras significativas en el tiempo de ciclo del pozo, tiempos planos y tiempos de perforación, resaltando el potencial transformador de este enfoque para las operaciones de pozo en la industria. La solución a estos desafíos radica en la integración de un motor de ejecución versátil con tecnología cloud-edge. Este enfoque automatiza el consumo de datos desde programas digitales de pozo, transformándolos en una Hoja de Ruta para el Perforador (Driller's Roadmap). Al identificar fácilmente a los equipos de mejor desempeño por actividad y detectar oportunidades de mejora tanto del lado del contratista como del operador, se promueve la estandarización y la consistencia.

Cuando las cuadrillas cuentan con objetivos claros, instrucciones concisas y visibilidad de su rendimiento, comienzan a mejorar su desempeño y a asumir mayor responsabilidad. Esta transparencia asegura que todos los actores tengan visibilidad de las operaciones de perforación, permitiendo adoptar un enfoque más proactivo y modificar el curso del pozo de manera oportuna, en lugar de reaccionar cuando los problemas ya han surgido.

Desarrollo de proyecto de automatización.

Como parte de esta implementación, para conocer mejor el sistema de perforación en los intervalos verticales y laterales, se llevó a cabo un estudio del proceso de transición durante la perforación detallada de cada tiro incorporado en las operaciones rutinarias de perforación. Analizado de esta manera, los cambios en el BHA, las condiciones de la formación y del entorno en fondo, las prácticas operativas, y los limitantes de perforación o restricciones del sistema, pueden caracterizarse.

Proceso de Transición desde Slips hasta Weight

Este proceso controla el levantamiento de la sarta de perforación desde los slips tras añadir un nuevo tramo de tubería, el inicio de la rotación de la sarta, la circulación del lodo de perforación, y el descenso de la sarta hasta contactar el fondo para iniciar el proceso de perforación rotativa. La Figura 1 muestra un flujo típico del proceso con las mediciones correspondientes, ejecutado mediante la automatización de perforación con el BHA.

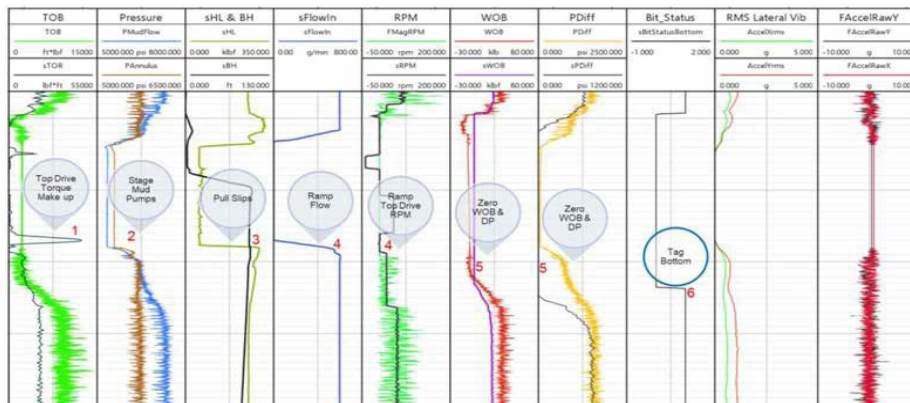


Figura 1. Ejemplo del proceso de transición de slips a aplicación de peso con el BHA, incluyendo mediciones en superficie y en fondo. (El eje Y representa el tiempo, con intervalos mayores de 2 minutos cada uno.)

Tradicionalmente, el perforador gestiona todo el proceso de levantamiento desde los slips, el incremento gradual del bombeo y la rotación, el establecimiento del peso tara de los parámetros de perforación, y el regreso del BHA a fondo. Las secuencias de control del equipo que conforman este proceso de transición desde slips hasta la aplicación de peso pueden variar considerablemente según la sección del pozo, la profundidad, el equipo utilizado en el BHA y las condiciones en fondo. Las bombas y la rotación se incrementan siguiendo las mejores prácticas para proteger tanto el pozo como los equipos de perforación. El restablecer el peso tara constante y preciso donde el perforador identifica una reducción del hook-load y la presión de bombeo para representar condiciones fuera de fondo en el contexto actual de perforación son fundamentales para el control del proceso.

Los datos de superficie y de fondo se grafican en las mismas curvas para permitir comparaciones y calificar las distintas secuencias automatizadas utilizadas en la perforación de las diferentes secciones del programa de pozo. Estas comparaciones proporcionan información sobre la estabilidad del proceso y demuestran la importancia de tarar correctamente las mediciones de superficie utilizadas como parámetros de control. Estos parámetros críticos son empleados por el sistema de control para gestionar la velocidad de alimentación del drawworks y regular el proceso de perforación.

Proceso de Perforación Rotativa

En los intervalos verticales y laterales, la perforación rotativa suele ser el segundo proceso que se ejecuta dentro de un tramo (stand). Existen casos, como en el intervalo de la curva, en los que las operaciones de deslizamiento (sliding) comienzan en este punto. En operaciones típicas de perforación, el paso de perforación rotativa marca el inicio del proceso de creación del pozo. Este proceso continúa mientras el sistema MWD transmite el levantamiento direccional del pozo al perforador direccional, quien evalúa si se requieren operaciones de deslizamiento para controlar la trayectoria del pozo. Si no se necesita corrección, el proceso de perforación rotativa continúa sin interrupciones hasta el final del tramo. Si se requiere una corrección, se activa el proceso de Transición de Rotación a Deslizamiento cuando el perforador direccional envía la instrucción correspondiente al perforador.

Durante la parte inicial del proceso de perforación rotativa, el perforador ajusta progresivamente los parámetros de perforación hasta alcanzar las condiciones objetivo, utilizando los controles del equipo. La Figura 2 muestra un ejemplo de este proceso con los puntos de consigna de control para la velocidad de penetración (ROP), el peso sobre la barrena (WOB) y la presión diferencial. El perforador inicia manualmente cada cambio en los puntos de consigna.

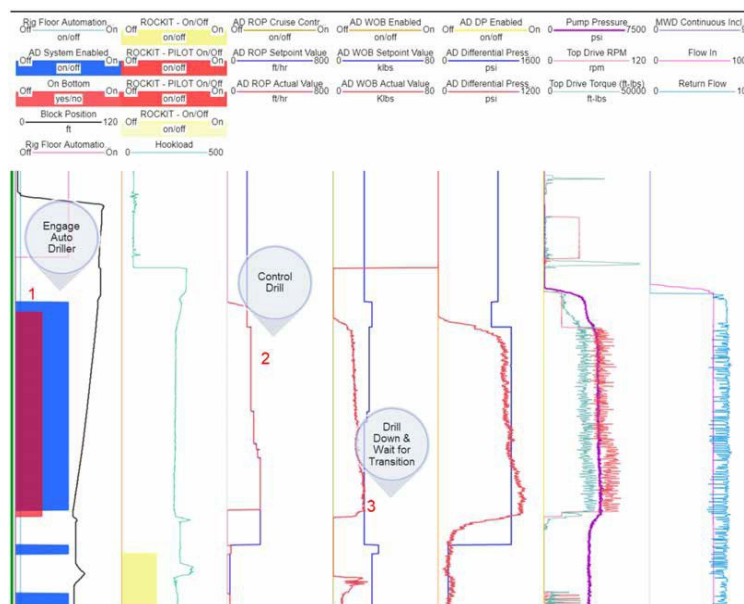


Figura 2. Ejemplo del inicio del proceso de perforación rotativa. (Intervalo total de tiempo: 10 minutos.)

Proceso de Transición de Rotary a Slide.

Cuando se necesita realizar una operación de deslizamiento para ajustar la trayectoria del pozo, el perforador direccional instruye al perforador para orientar la herramienta (slide) hacia una cara objetivo (toolface) durante una distancia específica de perforación. El perforador realiza la transición de perforación rotativa a perforación en deslizamiento levantando el BHA, liberando el torque atrapado en la sarta de perforación debido a la energía almacenada mediante movimientos de reciprocación, orientando la cara de la herramienta rotando la sarta en pequeños incrementos, y bajando la sarta nuevamente hasta tocar fondo para iniciar la perforación en modo deslizamiento.

La Figura 3 muestra la secuencia de pasos del proceso con mediciones de superficie y de fondo. Este ejemplo ilustra una transición suave desde la perforación rotativa, ya que el torque y el WOB se reducen progresivamente durante la perforación, de modo que se libera muy poca energía almacenada al levantar la barrena del fondo. Los cambios en la orientación del toolface pueden observarse durante los movimientos de reciprocación de la sarta, y se estabilizan después de la última reciprocación.

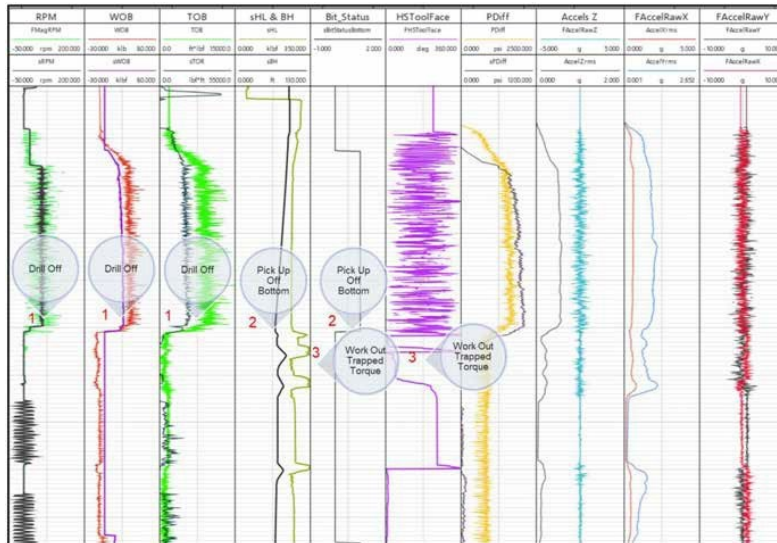


Figura 3. Proceso de transición de perforación rotativa a deslizamiento. (El eje Y representa el tiempo, con intervalos mayores de 2 minutos cada uno.)

Proceso de Transición de deslizamiento (slide)

El proceso de perforación en deslizamiento comienza cuando la herramienta MWD orienta la cara de la herramienta (toolface) hacia un objetivo específico y la barrena se coloca sobre el fondo. El perforador inicia el incremento progresivo de los parámetros de perforación hasta alcanzar los valores objetivo, mientras utiliza el sistema MWD para mantener la orientación del ángulo del motor de fondo y conservar la cara de herramienta deseada, perforando hacia adelante para generar un cambio en la trayectoria del pozo.

Varios sistemas del equipo de perforación que asisten en el deslizamiento se activan por el perforador para gestionar la fricción de la sarta de perforación y mantener una orientación estable de la herramienta. La Figura 4 muestra los pasos del proceso y las mediciones de superficie. El objetivo principal de las operaciones de deslizamiento es modificar la trayectoria del pozo de forma eficiente, cumpliendo con las condiciones de satisfacción como el toolface objetivo y la distancia de deslizamiento, sin demoras innecesarias.

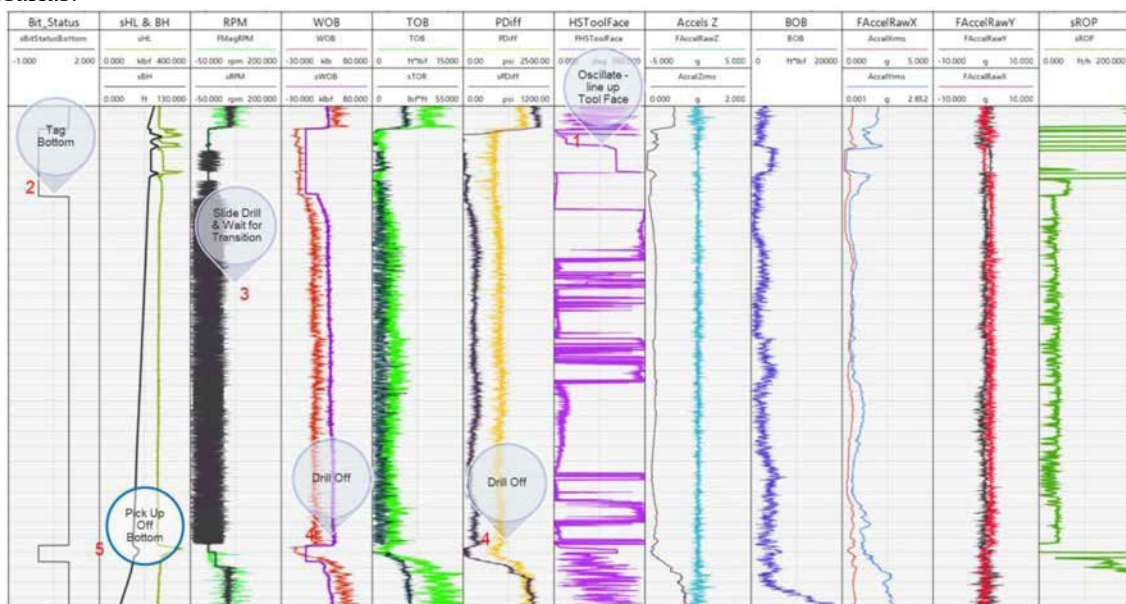


Figura 4. Mediciones de superficie y downhole del proceso para perforación en deslizamiento.

Proceso de Transición de Deslizamiento a Rotación

El proceso de transición de deslizamiento a rotación comienza una vez que el perforador ha finalizado las operaciones de deslizamiento. El sistema automatizado toma el control del proceso de rotación posterior al deslizamiento para verificar el caudal y levantar el bloque hasta una altura inicial determinada sobre el fondo, como se muestra en la visualización de los controles del equipo y las mediciones en la Figura 5.

Una vez confirmada la altura del bloque según la receta programada, el perforador inicia la elevación de la barrena hasta el punto neutro a partir del punto de quiebre de la carga de gancho (hookload break-over), que a veces se establece mediante una altura objetivo de levantamiento. Debido a la variabilidad en los factores de fricción del pozo, automatizar este sistema y detectar el punto de quiebre de la carga de gancho en la sección lateral presenta desafíos.

El sistema procederá a tarar el WOB y la presión diferencial si así se indica, y luego continuará hasta tocar fondo según lo programado. Esta secuencia también puede habilitar o deshabilitar el reaming a través del tramo de deslizamiento.

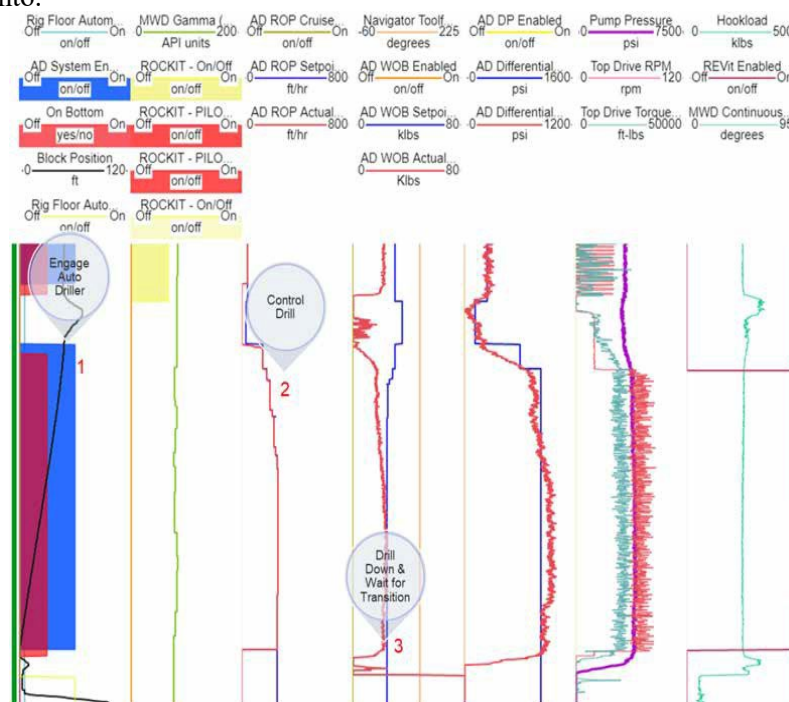


Figura 5. Procesos de transición de deslizamiento a rotación, perforación rotativa y de aplicación de peso a slips.

Proceso de Perforación Rotativa

El proceso de perforación rotativa comienza de la misma manera descrita anteriormente al inicio del proceso para perforación rotativa, y continúa hasta que la altura del bloque activa la transición al siguiente paso del proceso. Lo destacable de esta etapa es que el motor y la parte inferior del BHA están rotando a través de la curvatura del pozo generada durante las operaciones de perforación en deslizamiento. La Figura 6 muestra los pasos del proceso junto con la información de flexión que indica la carga sobre el BHA debido a la geometría del pozo en el intervalo de deslizamiento.

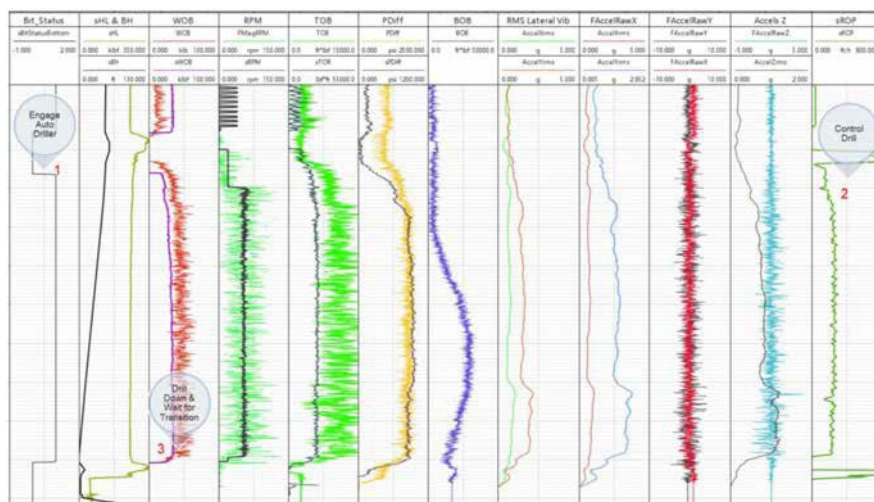


Figura 6. Pasos del proceso de perforación rotativa a través del intervalo de deslizamiento. (El eje Y representa el tiempo, con intervalos mayores de 2 minutos cada uno.)

Proceso de Transición de Aplicación de Peso a Slips

Es deseable liberar parte de la energía almacenada en la sarta de perforación antes de pausar las operaciones de perforación para insertar otro tramo de tubería (stand) en la sarta o iniciar una operación diferente, como un viaje (tripping). La Figura 7 muestra los pasos del proceso y las mediciones correspondientes. La receta detiene la perforación durante un período determinado o hasta alcanzar un porcentaje de reducción del WOB, con el fin de disminuir la energía almacenada.

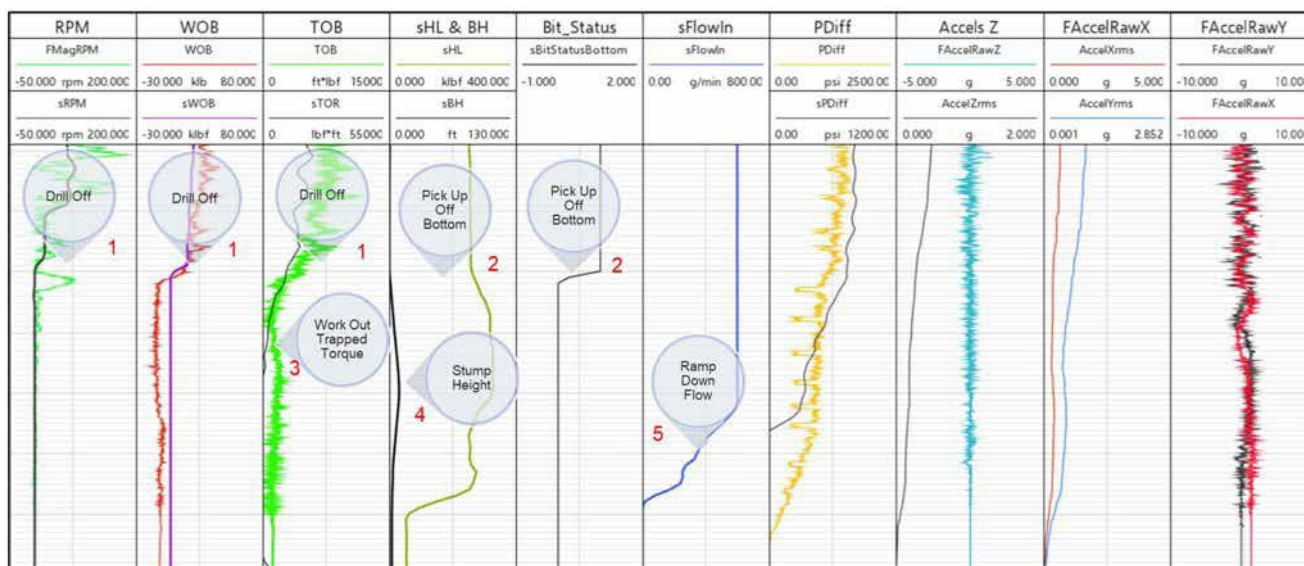


Figura 7. Proceso de transición de aplicación de peso a slips. (El eje Y representa el tiempo, con intervalos mayores de 10 segundos cada uno.)

El concepto de utilizar la automatización de procesos de perforación como un método sostenible de mejora continua y aporta un valor significativo. La creación de pasos de proceso en operaciones repetitivas permite un mejor control del proceso, lo que puede interpretarse como una reducción en la variación de las prácticas operativas, facilitando así la caracterización y mejora de los procesos.

La mejora continua de las prácticas dentro de los pasos del proceso puede lograrse mediante mediciones en fondo, y dichas mejoras pueden mantenerse en el tiempo mediante sistemas de automatización de operaciones de perforación.

Desarrollo de proyecto de digitalización.

Consumo de Datos y Retroalimentación Continua

El primer paso consiste en consumir los datos del programa de pozo. Un aspecto a considerar es que estos datos pueden actualizarse en cualquier momento durante el proceso de construcción del pozo, por lo que cada vez que se realiza un cambio, debe ser integrado y reflejado dentro de la secuencia de actividades que el perforador podrá ejecutar fácilmente.

El perforador tiene la autoridad final para completar las actividades a medida que avanza, y también puede añadir actividades no planificadas o saltarse algunas planificadas. Junto con los comentarios, estas actualizaciones están disponibles mediante tecnología en la nube y en el equipo (cloud-edge), brindando visibilidad en tiempo real e información basada en datos para todos los actores en el equipo, en la oficina o en centros de operaciones remotas.

A medida que se actualiza el plan, el perforador recibe información en tiempo real, cerrando así la brecha de comunicación. Todos los datos recopilados se incorporan luego al toursheet o reporte diario, optimizando el flujo de trabajo del perforador y proporcionando analítica del pozo. Estas herramientas analíticas empoderan al equipo de operaciones con información sobre actividades, parámetros, mejores prácticas y lecciones aprendidas, permitiendo identificar a los mejores desempeños y replicar sus estrategias de éxito en toda la flota. Este ciclo de retroalimentación continuo garantiza que toda la información se reintegre en el programa de pozo para mejoras sostenidas.

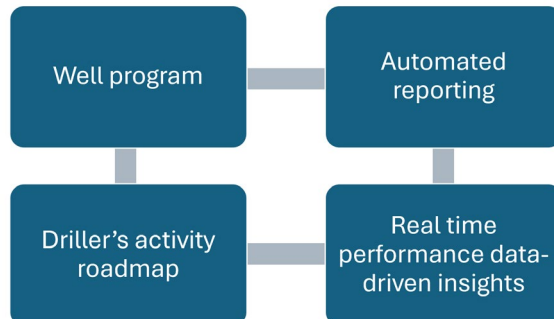


Figura 1 — Integración del Programa de Pozo, Ejecución y Monitoreo de Desempeño

Este diagrama ilustra el proceso en bucle cerrado que conecta el programa de pozo con la hoja de ruta del perforador, generando reportes automatizados e información de desempeño en tiempo real basada en datos.

Recolección de Datos

El operador proporcionó información detallada de programas de pozo. Este conjunto de datos incluyó elementos clave como número de secciones, diámetros de BHA, tamaños y profundidades de asentamiento de tubería de revestimiento (Casing), propiedades del lodo y programas de cementación.

También se detalló la trayectoria del pozo, incluyendo el punto de arranque (KOP) y las secciones de construcción, indicando el grado de tangencia y el azimut necesario para posicionar con precisión la sección lateral. Además, se describió en detalle el conjunto de fondo (BHA) propuesto para cada sección o profundidad, especificando tipos de barrenas, estabilizadores y otras herramientas esenciales.

El conjunto de datos también abarcó información sobre los topes de formación y sus profundidades verticales verdaderas (TVD), cruciales para entender la estratigrafía y planificar la trayectoria. Se incluyeron posibles

riesgos offset y sus respectivas medidas de mitigación, proporcionando una visión integral para la planificación segura y eficaz del pozo.

Para este estudio de caso, el Motor de Ejecución en el Equipo (Rig Execution Engine) consumió este conjunto de datos mediante una aplicación constructora o interfaces digitales, utilizándolos para generar una Hoja de Ruta del Perforador estructurada, capaz de actualizarse en tiempo real con los últimos datos. Esta capacidad optimiza el proceso de perforación y garantiza una ejecución fluida y segura.

Segmentación del Plan

Una vez que los datos son procesados por la herramienta constructora, se segmentan en cuatro niveles distintos, cada uno claramente definido para el perforador con duraciones estimadas por tarea:

1. Fases: Basadas típicamente en diámetros de agujero o perfiles de perforación definidos por el cliente (ej. Superficial, Intermedio, Producción).
2. Actividades: División general de operaciones clave como perforación, viajes (tripping), revestimiento, y pruebas de BOP.
3. Tareas: Secuencias específicas a ejecutar, como perforación rotativa, perforación en deslizamiento, corrida de casing, pruebas de BOP, etc.
4. Instrucciones: Detalles para cada tarea incluyendo profundidades planeadas, puntos de consigna, procedimientos, análisis de riesgos, mejores prácticas y lecciones aprendidas.

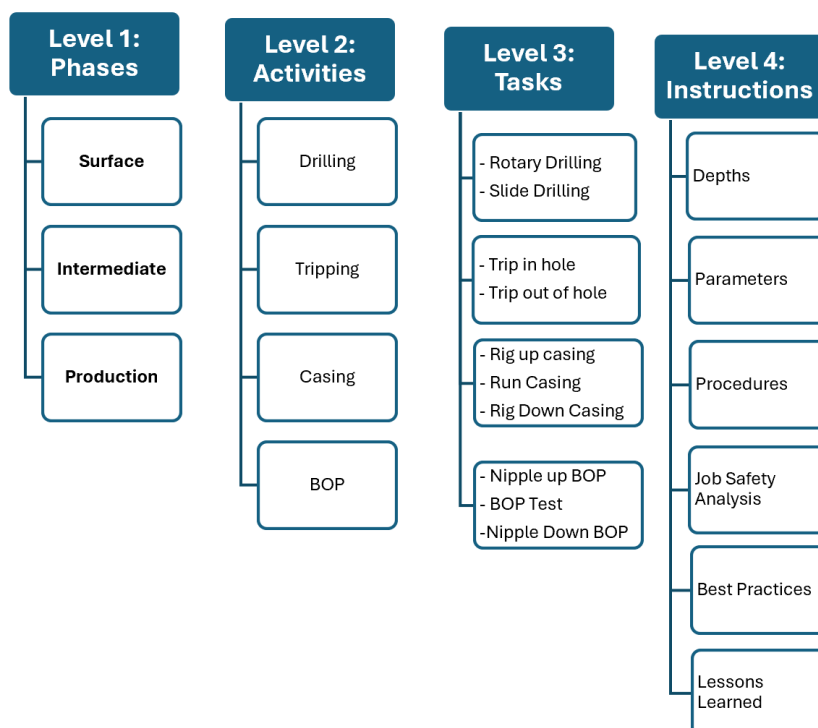


Figura 2 — Jerarquía del Plan de Pozo

Este diagrama muestra la estructura jerárquica del plan de pozo, detallando fases, actividades, tareas e instrucciones involucradas en la operación de perforación.

Implementación

En cada despliegue, la implementación juega un papel fundamental. Reconocer esto desde el principio permitió desarrollar un plan integral de implementación en etapas con suficiente anticipación. En esta ocasión, la implementación fue liderada por el equipo de Operaciones en lugar del equipo de Desarrollo de Producto.

Una vez que un equipo fue completamente incorporado con la nueva tecnología, se revisó el feedback derivado de su aplicación y se hicieron los ajustes necesarios para facilitar una implementación más fluida en el resto de la flota. El objetivo principal era simplificar la carga de trabajo actual del perforador, no aumentarla.

Las cuadrillas recibieron capacitación completa antes del inicio del pozo, y durante el siguiente turno, se entrenó a sus relevos. Una vez que todo el personal estuvo capacitado, se inició el despliegue, asegurando que todos supieran cómo utilizar la tecnología. Además, un capacitador permaneció en sitio durante los primeros días del período de adaptación para brindar soporte y garantizar una transición sin contratiempos.

El nivel de uso fue monitoreado de cerca y reportado semanalmente a todas las partes interesadas para evaluar el grado de adopción. Si la utilización era menor a la esperada, se investigaban las causas subyacentes para corregirlas de manera oportuna.

También se establecieron sistemas de capacitación en línea y de gestión de competencias para asegurar soporte continuo, promoviendo la autonomía del perforador y su capacidad para utilizar la tecnología. Estos sistemas también permitieron establecer referencias de desempeño y determinar si se necesitaba soporte adicional. Este enfoque proactivo aseguró que los perforadores no solo estuvieran bien entrenados, sino que también se sintieran seguros en su capacidad para usar la tecnología de manera eficaz, lo que condujo a una implementación más eficiente y exitosa.

Descripción del Proceso de Utilización

Los templates finales son validados y activados por personal autorizado. Luego se compilan en un plan de acción del equipo y se distribuyen a los equipos de perforación mediante tecnología de replicación de bases de datos a través de la nube y sistemas en el equipo (edge). Esto asegura que todas las operaciones estén estandarizadas en toda la flota, promoviendo la seguridad, el intercambio de conocimientos y reduciendo la curva de aprendizaje para los miembros de las cuadrillas.

Además, esta solución proporciona información precisa basada en datos sobre la duración estimada de cada operación, facilitando una mejor gestión del tiempo y brindando consejos prácticos para la planificación previa y las transiciones fluidas a las siguientes tareas.

SURFACE Hole Size: 17.5 Casing Size: 13.375	2.A ROTARY DRILLING / PERFORACION FORMACION F Drill 8-1/2" section with Directional BHA N°7 on Paleozoic formation from 10405 ft to 10602 ft (TD). Parameters: -Min ROP avg: 20 ft/hr -Q: 400 GPM - 450 GPM -RPM: 50-70 -WOB: 20-30 Klbs -Diff. Pressure: Maximum Allowable as per performance evidenced. Notes: -Reaming each stand with the same drilling flowrate. -Requirement of Directional Driller to be considered. Status: ☒ COMPLETED ☐ Start - End: 03-26-2024 01:00 pm - 03-26-2024 07:00 pm Planned: 10h:00m Actual: 6h:00m
INTERMEDIATE Hole Size: 12.25 Casing Size: 9.625	5.D CIRCULATE AND CONDITION / CIRCULAR & ACONC Circulate & Clean Mud. Q: 350 GPM - 450 GPM RPM: 50-70 Status: ☒ COMPLETED ☐ Start - End: 03-26-2024 07:00 pm - 03-26-2024 08:00 pm Planned: 2h:00m Actual: 1h:00m
PRODUCTION Hole Size: 8.5 Casing Size: 7	5.D CIRCULATE AND CONDITION / CIRCULAR & ACONC Pump viscous pill (50 bbl, 130 sec/qt) Status: ☒ COMPLETED ☐ Start - End: 03-26-2024 08:00 pm - 03-26-2024 09:00 pm Planned: 1h:00m Actual: 1h:00m
	6.J SHORT TRIP POOH Directional BHA N°7 from TD (10663 ft) to 9-5/8" Casing Shoe (9850 ft). Tripping Speed: 400 ft/hr Notes:

Figura 3 — Ejemplo de una Hoja de Ruta del Perforador para la Ejecución

La Hoja de Ruta del Perforador (Driller's Roadmap) guía al perforador a través de cada fase del proceso de construcción del pozo, asegurando que todas las actividades se realicen de forma eficiente y segura. Así es como el perforador la utiliza:

1. Revisión Inicial:

Al comenzar el turno, el perforador revisa la hoja de ruta para entender el plan general del pozo. Esto incluye las fases del pozo (Superficial, Intermedio y Producción), y las actividades, tareas e instrucciones asociadas a cada fase.

2. Planificación Diaria:

El perforador comienza cada turno revisando un resumen automático de las actividades de las últimas 12 horas. Este resumen incluye tareas completadas, desviaciones del plan y métricas clave de desempeño.

Luego, el perforador y la cuadrilla revisan el plan para las siguientes 12 horas, incluyendo instrucciones detalladas para actividades como perforación rotativa, viajes, corrida de revestimiento y pruebas de BOP.

3. Ejecución de Actividades:

Para cada tarea, la hoja de ruta proporciona instrucciones claras y concisas: profundidades planeadas, puntos de consigna recomendados, procedimientos, análisis de seguridad, mejores prácticas y lecciones aprendidas.

También incluye la duración estimada de cada tarea, ayudando al perforador a administrar su tiempo de manera eficiente.

4. Ajustes en Tiempo Real:

A medida que el perforador avanza en las tareas, puede interactuar con el sistema para completar, añadir, omitir o dividir actividades según lo requieran las condiciones del pozo.

La hoja de ruta se actualiza continuamente con datos del EDR, incluyendo profundidades reales, tiempos, parámetros y estados del equipo, garantizando que el perforador siempre tenga la información más reciente.

5. Monitoreo de Desempeño:

El perforador utiliza la hoja de ruta para comparar su desempeño con los benchmarks establecidos. Indicadores clave de desempeño (KPIs) se muestran en tiempo real, brindando visibilidad del rendimiento del equipo frente a los objetivos.

Este seguimiento continuo respalda nuevos contratos de desempeño al asegurar transparencia y responsabilidad.

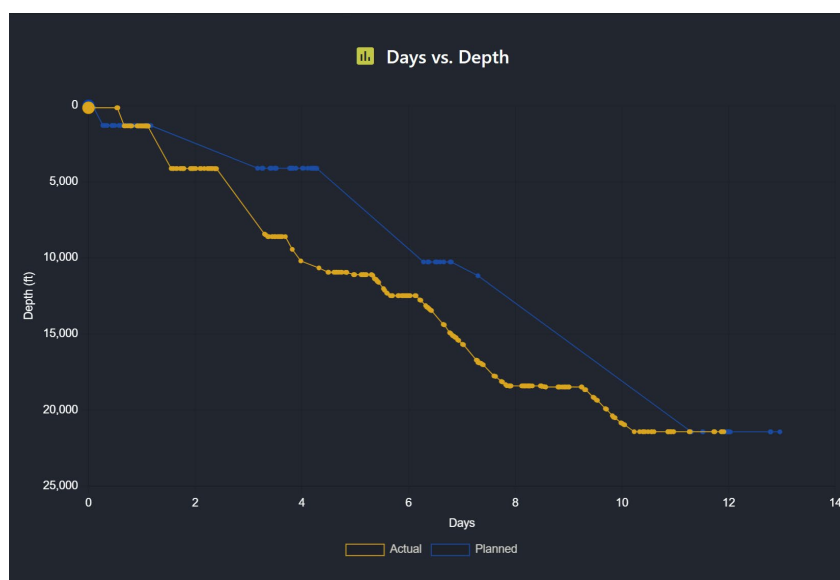


Figura 4 — Gráfico de Días vs. Profundidad con Información Automatizada por Actividad Completada

6. Intercambio de Conocimiento y Seguridad:

Cada actividad incluye mejores prácticas relevantes para reducir riesgos y mejorar la seguridad. Esta información siempre está disponible en la cabina del perforador, permitiendo que la cuadrilla revise los procedimientos cuando lo desee.

La hoja de ruta también facilita el intercambio de conocimiento al incluir lecciones aprendidas de operaciones previas, ayudando a reducir la curva de aprendizaje para cuadrillas en rotación continua.

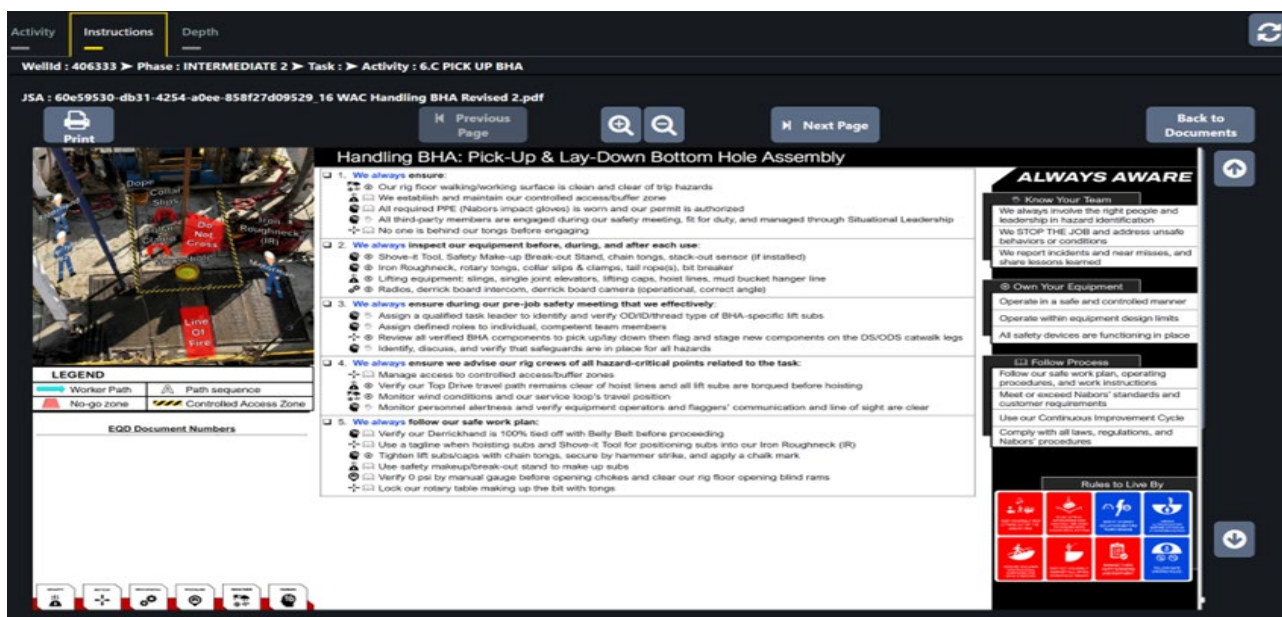


Figura 5 — Ejemplo de Información Adicional por Tarea. Esta figura detalla los procedimientos y medidas de seguridad para la manipulación del conjunto de fondo (BHA) durante las operaciones de izaje y descenso en el equipo.

7. Ciclo de Retroalimentación:

Al finalizar cada turno, las actividades completadas y datos de desempeño del perforador se capturan y retroalimentan al sistema. Esta información alimenta el reporte diario del perforador, el planificador del líder en sitio, y la herramienta de pre-planación para el siguiente turno.

Este ciclo de retroalimentación garantiza mejoras continuas, incorporando conocimientos y datos en tiempo real al programa de pozo para optimizar futuras operaciones.

Conclusiones

Caso de Estudio #1

Optimización de Conexiones en la Fase de Aislación: Impacto de la Automatización

Desde la implementación de la automatización, se ha observado una mejora consistente en los tiempos de conexión durante la fase horizontal, específicamente en operaciones de aislación. El análisis comparativo evidencia una reducción significativa en el tiempo promedio de conexión, así como una mayor uniformidad y repetibilidad operativa.

Resultados clave:

- Reducción del tiempo promedio de conexión de 11.87 a 9.90 minutos.
- Disminución notable de los componentes de conexión (STW, STS y WS).
- Mayor consistencia en la ejecución de conexiones entre pozos.
- Validación operativa del sistema en diferentes escenarios de campo.

La automatización de las conexiones mediante el sistema ha permitido una ejecución más eficiente, controlada y consistente, reduciendo la dependencia del operador y mitigando el impacto de variabilidad humana. Además, esta automatización contribuye a la protección del BHA, al minimizar vibraciones e impactos mecánicos, y extiende su vida útil, al asegurar prácticas consistentes

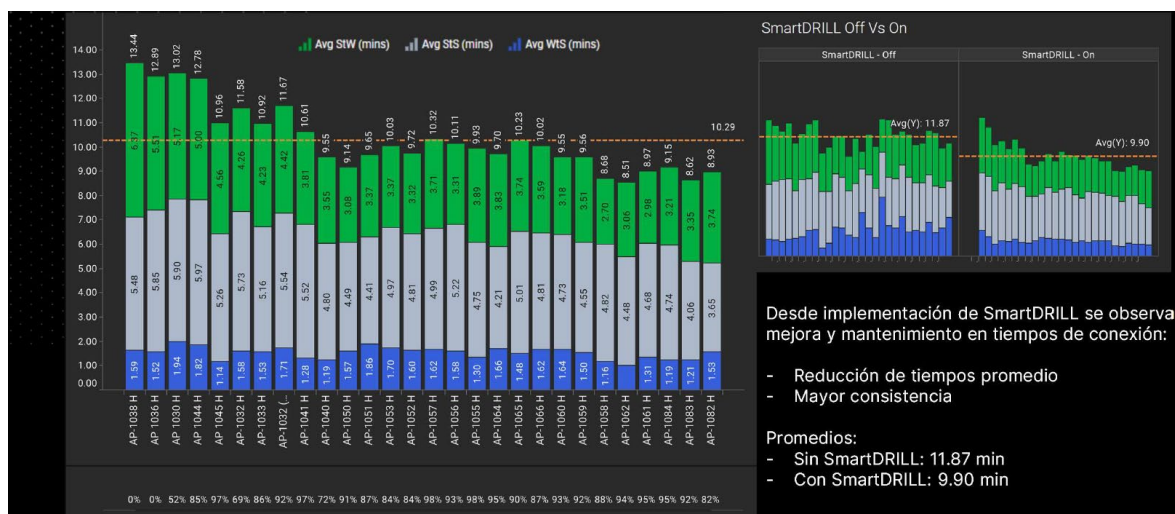


Figura 1 – tiempos de conexión por pozo y comparativo con y sin automatización.

Caso de Estudio #2

La implementación de automatización de deslizamiento ha generado mejoras tangibles en la eficiencia direccional durante la perforación de secciones curvas. El sistema ha demostrado un desempeño sobresaliente en el control del toolface, reducción de tiempos en modo slide, y una aplicación sostenida por encima del 80 % en múltiples pozos.

Resultados clave:

- Reducción de horas de deslizamiento y ciclos más eficientes.
- Aplicación del sistema >80 % en la mayoría de los pozos.
- Incremento sostenido del ROP en modo slide.
- Promedio de 50 % de orientaciones dentro del rango $\pm 20^\circ$.
- Relación slide/rotación en descenso progresivo, reflejo de mayor eficiencia.

La ejecución automatizada del modo slide desde el inicio hasta el fin de la sección curva ha permitido un mayor control direccional, incremento en la tasa de penetración (ROP) y reducción en la intervención humana. Esta estrategia mejora la precisión y consistencia operativa, optimizando el proceso direccional y disminuyendo la exposición a errores manuales

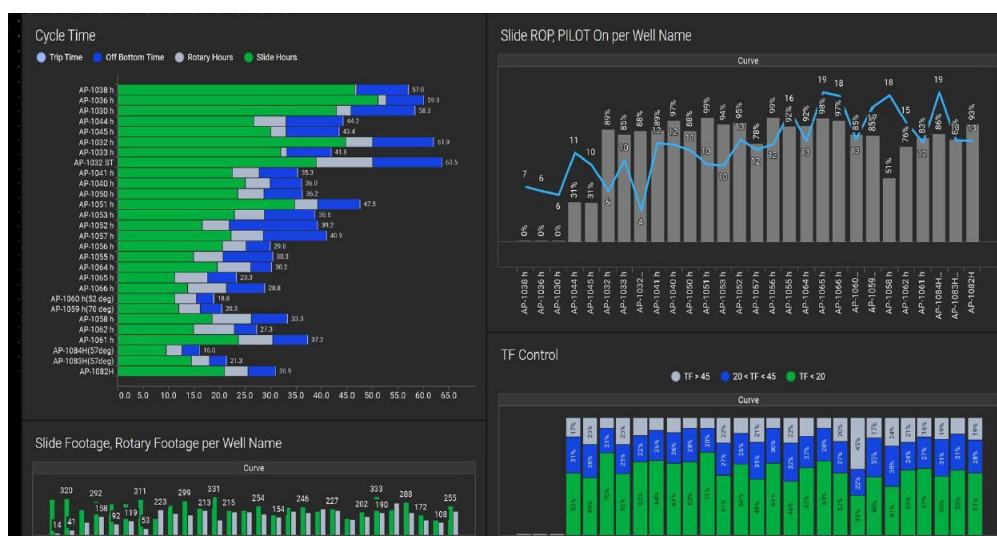


Figura 2 – horas por slide y comparativo de mejora en ROP.

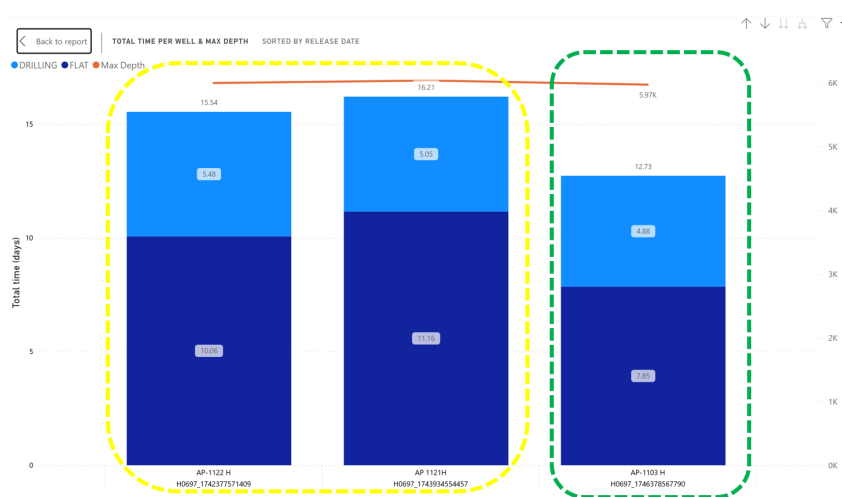
Caso de Estudio #3

Reducción de Tiempos Planos con Rig Execution Engine

La implementación del Rig Execution Engine (REE) ha demostrado una mejora significativa en la eficiencia operativa durante la construcción de pozos, particularmente en la reducción de tiempos planos y la mejora de la consistencia operativa entre pads. A través de la automatización de secuencias, integración de datos en tiempo real y visibilidad compartida, se logró reducir los tiempos planos del ciclo de pozo en promedio ~2.21 días en comparación con el pad anterior con condiciones similares pero en donde la herramienta de digitalización no fue utilizada.

Los resultados obtenidos muestran una clara diferencia entre:

- PAD anterior (área amarilla): tiempos planos promedio de 10.06 días por pozo.
- PAD actual con REE (área verde): tiempos planos promedio de 7.85 días, representando una mejora de ~22%.



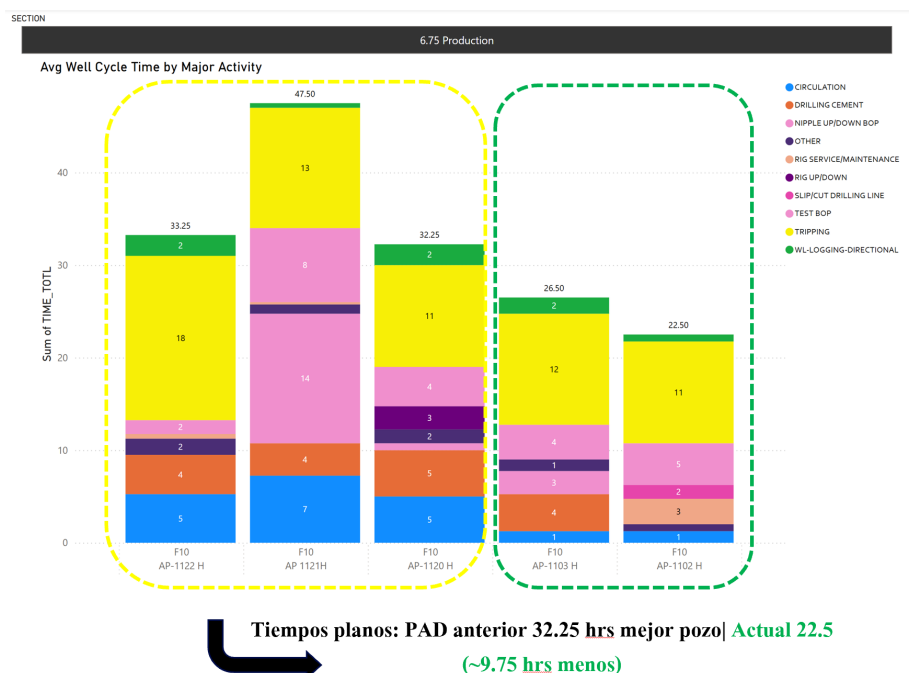
Tiempos planos: PAD anterior - amarillo (pozos con viaje planeado) 10.06 días | Pad actual AP 1103H 7.85 días (~ 2.21 días menos)

También mostró resultados positivos en la reducción de tiempos promedio por actividad mayor durante la fase de aceptación después del skid hasta el momento de spud en pozos de producción de 6.75". A través de la estandarización de secuencias operativas y la digitalización de la hoja de ruta del perforador, se logró reducir más de 9 horas en tiempo plano (acceptance-to-spud) y más de 20 horas en actividades críticas.

Resultados clave:

Reducción de 9.75 horas en tiempos planos (acceptance-to-spud)

- PAD anterior mejor caso: 32.25 hrs
- PAD con REE implementado: 22.5 hrs



Actividades desde el skid como prueba de BOP y viaje optimizados, gracias a la visibilidad en tiempo real y la planificación precisa por actividad. Mayor homogeneidad entre pozos, reflejo de una ejecución más consistente con mejora en el performance Operativo

La reducción observada se atribuye a:

- Instrucciones claras y personalizadas por fase para cada pozo.
- Disminución de la variabilidad entre equipos y turnos.
- Información integrada y disponible en tiempo real para todo el equipo en campo y en oficina.
- Ajustes dinámicos según condiciones operativas sin pérdida de control del plan general.

El uso del Rig Execution Engine permitió reducir tiempos no productivos clave, alinear a todos los actores con la misma información operativa, y ejecutar tareas de forma más precisa, logrando mejoras mensurables y replicables en la eficiencia del ciclo del pozo.

Bibliografía

Isbell, M. R., Groover, A. C., Farrow, B., & Hasler, D. (2021). What Drilling Automation Can Teach Us About Drilling Wells. Society of Petroleum Engineers. SPE-195818-MS. <https://doi.org/10.2118/195818-MS>

Isbell, M., Muñoz, E., Ramseyer, L., & Farrow, B. (2020). An Operator and Rig Contractor Deliver Drilling Process Automation in the Bakken. Society of Petroleum Engineers. SPE-201684-MS. <https://doi.org/10.2118/201684-MS>

Whatley, M., Ayanambakkam, A., Patterson, D., Farrow, B., Feng, L., & Hewitt, P. (2021). Machine and Process Automation Are Improving Personnel Safety and Drilling Performance. Society of Petroleum Engineers. SPE-210368-MS. <https://doi.org/10.2118/210368-MS>

Isbell, M., Fonseca, I. S., Boone, S., Avdeev, D., Neal, J., & Farrow, B. (2021). Drilling Limiters, Drilling Process Automation, and Drilling Data – Relating Downhole Measurements to Surface Process Automation. Society of Petroleum Engineers. SPE-210249-MS. <https://doi.org/10.2118/210249-MS>

Next-gen Drilling: Harnessing Rig Action Plan Cloud-edge Integration For Well Cycle Improvement And Enhanced Crew Dynamics. (2025). Society of Petroleum Engineers. SPE-220809-MS.

Zarate, P., Bott, R., Varghese, B., & Borges, T. (2024, September). Next-Gen Drilling: Harnessing Rig Action Plan Cloud-Edge Integration for Well Cycle Improvement and Enhanced Crew Dynamics. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA. Society of Petroleum Engineers. SPE-220809-MS.