

Artículo:

Estrategia combinada de tubería flexible y nitrógeno para la recuperación de pozos petroleros

Combined coiled tubing and nitrogen strategy for oil well recovery

Neify Patricia Robles-Hernández¹, Rosalino Del-Ángel-Avilés¹, Betsabé Nataly Escudero-Díaz¹, Jonathan Jesús Hernández-Martínez¹

Revista Interdisciplinaria de
Ingeniería Sustentable y Desarrollo
Social

Recibido: 18 de julio de 2025
Aceptado: 24 de noviembre de 2025
Publicado: 09 de diciembre de 2025

Publicación continua editada por el
**Tecnológico Nacional de México /
Instituto Tecnológico Superior de
Tantoyuca**

Desv. Lindero Tametate, S/N
Col. La Morita
C.P. 92100
Tantoyuca, Veracruz, México.
Teléfono: 789 8931680, Ext.196.

Correo electrónico:
revistadigital@itsta.edu.mx

Sitio WEB
<https://itsta.edu.mx/revistadigital>

ISSN 2448-8003
Reserva de derechos al uso exclusivo
No. 04-2016-092313253300-203

Editor responsable:
Dr. Horacio Bautista Santos

Copyright: Este artículo es de acceso
abierto distribuido bajo los términos y
condiciones de la licencia Creative
Commons
[https://creativecommons.org/licenses/b
y/4.0/](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

¹ Tecnológico Nacional de México – Instituto Tecnológico Superior de Tantoyuca, Veracruz, México.

* Autor corresposnal: neify.robles.hernandez@itsta.edu.mx

Resumen: Este estudio describe la intervención efectiva llevada a cabo en el pozo Nejo-49, situado dentro de la cuenca de Burgos, empleando una tubería flexible de 1,75 pulgadas (tubos enrollados) para extraer dos tapones cementados, restableciendo así la productividad del pozo. El objetivo principal era renovar el aparato de producción, eliminar los impedimentos y establecer una comunicación eficiente con el yacimiento. El marco teórico abarcaba los principios esenciales relacionados con las operaciones con tubos helicoidales, el proceso de trituración suministrado por un motor de fondo y un molino de aletas, además de la aplicación de fluidos optimizados mediante la metodología de la superficie de respuesta. La metodología incluyó simulaciones de la tensión de las tuberías, la selección de herramientas de fondo (motor de 2-1/8 pulgadas y molino de 2-1/2), la formulación de fluidos de perforación con características reológicas cuidadosamente controladas y un procedimiento secuencial que consistía en bajar y triturar los tapones a profundidades de 2700 m y 2900 m, seguido de un proceso de inducción con nitrógeno. Los hallazgos indicaron una eliminación exitosa de los impedimentos, lo que facilitó el acceso al intervalo de producción (2927—2935 m) y el posterior restablecimiento del flujo del pozo. La operación se ejecutó dentro de los parámetros mecánicos y de seguridad predeterminados, lo que confirmó la eficacia de la metodología integrada. Se concluye que la fusión de tubos enrollados, fluidos optimizados y nitrógeno constituye un enfoque financieramente viable y técnicamente sólido para la rehabilitación de pozos obstruidos por tapones cementados en formaciones de baja presión.

Palabras clave: Tubería en espiral, molienda de tapones, inducción con nitrógeno, rehabilitación de pozos.

Abstract

This study describes the successful intervention carried out on the Nejo-49 well, located within the Burgos Basin, using a 1.75-inch coiled tubing (coiled tubing) to extract two cemented plugs, thereby restoring the well's productivity. The main objective was to renew the production equipment, remove impediments, and establish efficient communication with the reservoir. The theoretical framework encompassed the essential principles related to coiled tubing operations, the crushing process provided by a downhole motor and a fin mill, and the application of optimized fluids using response surface methodology. The methodology included tubing tension simulations, downhole tool selection (2 1/8-inch motor and 2 1/2-inch mill), formulation of drilling fluids with carefully controlled rheological characteristics, and a sequential procedure consisting of running and crushing the plugs at depths of 2700 m and 2900 m, followed by a nitrogen induction process. The findings indicated successful removal of the impediments, facilitating access to the production interval (2927–2935 m) and the subsequent restoration of well flow. The operation was executed within predetermined mechanical and safety parameters, confirming the effectiveness of the integrated methodology. It is concluded that the fusion of coiled tubing, optimized fluids, and nitrogen constitutes a financially viable and technically sound approach for the rehabilitation of wells blocked by cemented plugs in low-pressure formations.

Keywords: coiled tubing, plug milling, nitrogen induction, well rehabilitation.

Introducción

El sector petrolero se enfrenta constantemente a la exigencia de mantener y mejorar la productividad de los pozos a lo largo de su vida operativa. En este marco, las intervenciones imprevistas que son necesarias debido a obstáculos, como la formación de tapones cementados en los aparatos de producción, constituyen uno de los factores predominantes que contribuyen a la reducción precipitada de la capacidad de flujo de hidrocarburos. Estos impedimentos no solo restringen el acceso a la gama de producción, sino que también generan importantes perjuicios económicos debido al tiempo de inactividad de las operaciones y a los elevados gastos operativos.

La aplicación de tubos flexibles se ha convertido en un enfoque eficaz, seguro y económicamente viable para la rehabilitación de pozos, especialmente en formaciones

geológicas de baja presión o en escenarios en los que es crucial mitigar las repercusiones ambientales y logísticas. En la cuenca de Burgos, reconocida como uno de los sectores más dinámicos de la industria petrolera en México, pozos como el Nejo-49 se han enfrentado a importantes desafíos de obstrucción asociados con los tapones tipo Alpha Big Boy, que se diseñaron para aislarlos permanentemente durante las operaciones anteriores. Estos tapones, si bien cumplen eficazmente su función inicial, requieren el empleo de metodologías especializadas para eliminarlos sin poner en peligro la integridad del equipo o del depósito. Esta investigación se justifica por la necesidad de documentar y sistematizar una intervención real y exitosa que combinó, de manera integrada, el uso de tubería flexible de 1.75", un motor de fondo de 2-1/8", un molino de aletas de 2-1/2" y una estrategia de inducción con nitrógeno, todo ello respaldado por simulaciones de esfuerzo y optimización de fluidos mediante el método de superficies de respuesta. La operación no solo logró remover dos tapones a profundidades de 2700 m y 2900 m, sino que restableció la comunicación con el intervalo productor (2927–2935 m), reactivando así la producción del pozo.

Dado que los casos documentados de molienda de múltiples tapones Alpha Big Boy con coiled tubing en la región son limitados, este artículo aporta una referencia técnica valiosa para operadores y especialistas en servicios a pozos, al demostrar la viabilidad de una metodología eficaz para la rehabilitación de pozos maduros en entornos geológicos y operativos complejos.

De acuerdo con Del-Ángel-Avilés et al. (2023), los pozos que se encuentran en producción en nuestro país corresponden a pozos en declinación, que ya alcanzaron su pico máximo de producción, esto debido a que la presión de yacimiento está debajo de su presión de saturación. Asimismo, Robles-Hernández et al. (2024) afirma que, en el avance de un campo petrolífero, con poca frecuencia se observa que la producción se produce a las tasas previstas. Por otro lado, Cobb y Blystone (1963) y Cobb y Tankersley (1980) mencionan que para que este avance se considere factible, es imprescindible optimizar la producción. La intervención en pozos petroleros mediante tubería flexible (coiled tubing, CT) ha evolucionado significativamente desde sus primeros usos experimentales en la década de 1960, cuando se empleaba principalmente para lavado de arena y recuperación de válvulas de fondo.

Actualmente, la CT se ha consolidado como una tecnología versátil, eficiente y de bajo impacto ambiental para operaciones de limpieza, molienda, estimulación y reacondicionamiento de pozos (Schlumberger, 2018; CTES, 2006). Su principal ventaja radica en la posibilidad de realizar intervenciones sin extraer la tubería de producción, lo que reduce tiempos operativos, costos logísticos y riesgos asociados al manejo de sartas convencionales (Brady et al., 2006; Boumali et al., 2006).

En el contexto mexicano, Torre Ramos (2017) afirma que la cuenca de Burgos es una de las regiones más productivas del país en gas y condensado, presenta un alto número de pozos que requieren intervenciones para remover obstrucciones causadas por tapones de cemento instalados durante operaciones previas, tales como pruebas de formación, aislamiento de zonas o abandono temporal. Asimismo, Sánchez Monroy (2009) menciona que entre los más desafiantes se encuentran los tapones Alpha Big Boy, diseñados para soportar altas presiones y ofrecer una barrera mecánica robusta. Su remoción tradicional implicaba operaciones de pesca o workover convencional, con costos elevados y riesgo de daño al aparejo. En este escenario, la CT emerge como una alternativa técnica y económica superior.

La combinación de motor de fondo (PDM) y molino de aletas con CT ha demostrado ser efectiva para la molienda controlada de materiales duros, incluyendo cemento, puentes metálicos y restos de herramientas. El PDM convierte la energía hidráulica del fluido bombeado en torque, permitiendo rotación independiente de la sarta, lo que resulta ideal en pozos desviados o con restricciones mecánicas (Sánchez Monroy, 2009).

Hernandez Franco (2018), menciona que estudios de campo, como los reportados por Servicios PETROTEC en el pozo Ogarrío-1516 confirman que la molienda con CT de 1½” y fluidos gelificados permite remover eficientemente obstrucciones a profundidades superiores a 2300 m. Sin embargo, dichos casos no abordan tapones del tipo Alpha Big Boy, cuya dureza, geometría compacta y diseño estructural representan un desafío operativo de mayor complejidad.

Por ello, un aspecto crítico en estas operaciones es el diseño del fluido de trabajo. La optimización de sus propiedades reológicas especialmente viscosidad plástica, punto de cedencia y densidad, es fundamental para garantizar una limpieza eficiente del pozo, el transporte de recortes y la transmisión adecuada de energía al motor de fondo. (Colín Cruz, 1984; Olivares Torralva, 1987).

En este sentido, el uso de métodos estadísticos como las superficies de respuesta (Response Surface Methodology, RSM) ha ganado terreno en la ingeniería de fluidos, permitiendo identificar condiciones óptimas con un número reducido de ensayos (Myers, Montgomery y Anderson-Cook, 2016).

No obstante Cobb y Blystone (1963 y Cobb y Tankersley (1980) menciona que en la literatura técnica disponible en México y en reportes regionales, son escasos los estudios que vinculen el RSM con operaciones reales de CT en pozos de baja presión, como los característicos de la cuenca de Burgos. La intervención en pozos petroleros mediante tubería flexible (coiled tubing, CT) ha evolucionado significativamente desde sus primeros usos experimentales en la década de 1960, cuando se empleaba principalmente para lavado de arena y recuperación de válvulas de fondo.

Hoy en día, la CT se ha consolidado como una tecnología versátil, eficiente y de bajo impacto ambiental para operaciones de limpieza, molienda, estimulación y reacondicionamiento de pozos (Schlumberger, 2018; CTES, 2006).

Brady et al., (2006) y Boumali et al., (2006) afirman que su principal ventaja radica en la posibilidad de realizar intervenciones sin extraer la tubería de producción, lo que reduce tiempos operativos, costos logísticos y riesgos asociados al manejo de sartas convencionales. En el contexto mexicano según Torre Ramos (2017) la cuenca de Burgos una de las regiones más productivas del país en gas y condensado, presenta un alto número de pozos que requieren intervenciones para remover obstrucciones causadas por tapones de cemento instalados durante operaciones previas, tales como pruebas de formación, aislamiento de zonas o abandono temporal.

De acuerdo con Ravi y Samuel (2004) y CTES (2006) Entre los más desafiantes se encuentran los tapones Alpha Big Boy, diseñados para soportar altas presiones y ofrecer una barrera mecánica robusta. Su remoción tradicional implicaba operaciones de pesca o workover convencional, con costos elevados y riesgo de daño al aparejo. En este escenario, la CT emerge como una alternativa técnica y económica superior. La combinación de motor de fondo (positive displacement motor, PDM) y molino de aletas con CT ha demostrado ser efectiva para la molienda controlada de materiales duros, incluyendo cemento, puentes metálicos y restos de herramientas. El PDM convierte la energía hidráulica del fluido

bombear en torque, permitiendo rotación independiente de la sarta, lo que resulta ideal en pozos desviados o con restricciones mecánicas.

Estudios de campo de acuerdo con Hernandez Franco (2018), como los reportados por Servicios PETROTEC en el pozo Ogarrío-1516, confirman que la molienda con CT de 1½” y fluidos gelificados permite remover eficientemente obstrucciones a profundidades superiores a 2300 m. Sin embargo, dichos casos no abordan tapones del tipo Alpha Big Boy, cuya dureza, geometría compacta y diseño estructural representan un desafío operativo de mayor complejidad.

Un aspecto crítico en estas operaciones es el diseño del fluido de trabajo. La optimización de sus propiedades reológicas (especialmente viscosidad plástica, punto de cedencia y densidad) es fundamental para garantizar una limpieza eficiente del pozo, el transporte de recortes y la transmisión adecuada de energía al motor de fondo mencionan (Bourgoyne et al., 1991; SPE Drilling Engineering, 2002). En este sentido, el uso de métodos estadísticos como las superficies de respuesta (Response Surface Methodology, RSM) ha ganado terreno en la ingeniería de fluidos, permitiendo identificar condiciones óptimas con un número reducido de ensayos (Myers, Montgomery y Anderson-Cook, 2016). No obstante, en la literatura técnica disponible en México y en reportes regionales, son escasos los estudios que vinculen el RSM con operaciones reales de CT en pozos de baja presión, como los característicos de la cuenca de Burgos.

Complementariamente, la estimulación con nitrógeno se emplea frecuentemente tras la molienda para inducir el flujo del pozo sin dañar la formación, especialmente en yacimientos sensibles al agua o con presión de fondo crítica. El nitrógeno, por su baja densidad y solubilidad, reduce la columna hidrostática y facilita el arranque natural del pozo (Schlumberger, 2014; Wilson et al., 2006). Sin embargo, su eficacia depende de una secuencia operativa precisa: el torque generado durante la molienda con fluidos nitrogenados es significativamente menor que con líquidos densos, lo que puede comprometer la eficiencia de la remoción si no se alterna estratégicamente entre fases líquidas y gaseosas (CTES, 2006). A pesar de los avances tecnológicos y operativos, persiste un vacío técnico-documental en tres aspectos clave: Uso de CT de 1.75” en pozos profundos (>2900 m) con alta desviación, donde el control de fatiga y fricción es crítico; Molienda de múltiples tapones Alpha Big Boy en una sola corrida, lo que implica gestión térmica, control de torque y gestión de recortes

acumulados; Optimización de fluidos mediante RSM en contextos de baja presión, con validación en campo de los parámetros reológicos óptimos.

La mayoría de los casos reportados en la literatura incluyendo el pozo Ogarrio-1516, se centran en intervenciones de menor complejidad, con una sola obstrucción o en pozos someros. Por ello, la presente investigación en el pozo Nejo-49 aporta un caso de estudio técnico-estratégico que no solo valida la viabilidad operativa de dicha combinación tecnológica, sino que documenta parámetros críticos —peso sobre molino (1500–2000 lbf), gasto óptimo de fluido (0.5–1.5 bpm), secuencia líquido-gas, estrategia de baches viscosos y uso de simulaciones de esfuerzo con ORION/CERBERUS— escasamente cuantificados en la práctica regional.

En síntesis, el estado del arte respalda la eficiencia del coiled tubing como herramienta de intervención, pero subraya la necesidad de estudios de campo rigurosamente documentados que aborden escenarios complejos como el pozo Nejo-49, en los que convergen obstrucciones robustas, profundidad considerable y condiciones de yacimiento críticas. Este artículo contribuye a llenar ese vacío, ofreciendo una referencia técnica valiosa para operadores y servicios en la región.

Materiales y métodos

El presente estudio corresponde a una investigación de caso técnico-operativo, centrada en la intervención del pozo Nejo-49, ubicado en el municipio de San Fernando, Tamaulipas, dentro de la cuenca de Burgos. El objetivo fue reestablecer la productividad del pozo mediante la remoción de dos tapones cementados tipo Alpha Big Boy situados a 2700 m y 2900 m de profundidad, utilizando tubería flexible (TF) de 1.75", motor de fondo de 2-1/8", molino de aletas de 2-1/2" e inducción con nitrógeno. La selección del pozo se basó en antecedentes operativos que confirmaban obstrucción total del intervalo productor (2927–2935 m). Calibraciones previas (septiembre de 2021 y marzo de 2019) evidenciaron resistencia a 2543 m y 2320 m, respectivamente, sin lograr alcanzar los tapones. Los materiales y equipos principales se detallan a continuación:

Unidad de TF de 1.75" (carrete de 5400 m, acero Tenaris 38799), preventores BOP cuádruples (4 1/16", 10 kpsi), stripper, cabeza inyectora, grúa de maniobras, unidad de bombeo triplex de alta presión, inyector de nitrógeno (4500 m³) y sistema de monitoreo en

tiempo real. La herramienta de fondo (BHA) estuvo conformada por: conector externo para TF 1.75”, válvula doble check, ensamble de seguridad (sub de circulación, desconector hidráulico, válvula direccional), motor de fondo de 2-1/8” y molino de aletas de 2-1/2” con pastillas de carburo de tungsteno. Antes de la intervención, se realizó un análisis de esfuerzos en la TF mediante los softwares ORION y CERBERUS, utilizando el estado mecánico del pozo y su trayectoria direccional. Estas simulaciones determinaron que el peso máximo a recargar en fondo a 2945 m era de -2257 lbf, con una tensión máxima permitida en superficie de 47 120 lbf. Además, se aplicó el método de superficies de respuesta (RSM) para optimizar las propiedades reológicas del fluido de molienda, identificando las condiciones ideales de viscosidad plástica y punto de cedencia que garantizan el transporte eficiente de recortes y la transmisión óptima de energía al motor de fondo. Los fluidos empleados se detallan en la Tabla 1.

Tabla 1 Fluidos utilizados durante el tratamiento

Fluido	Cantidad (m ³)	Densidad (lb/gal)	Viscosidad (cp)
Agua Dulce (para pruebas)	10	8.33	1
Agua Gelificada	10		
Nitrógeno	4500		
Agua Dulce (operación)	10	8.33	1

Las capacidades del pozo Nejo-49 se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2 Capacidades del pozo Nejo-49

ID. (pulg)	Desde (m)	Hasta (m)	Diametro de trabajo (drift)	Cap. TP (bbl)	Cap. Anular con TF de 1.75” a 2700/2900 m (bbl)	Vol. Desplazado por TF a 2290 (bls)
TL3-1/2”	2.992	0	2700	2.867	77	51.7
9.2 # pie	2.992	0	2900	2.867	82.6	54.3

La secuencia operativa se dividió en tres fases:

Fase 1 preparación: instalación del stack de presión, pruebas de estanqueidad (300 psi en baja y 4500 psi en alta), calibración de la TF y ensamblaje de la BHA; Fase 2 intervención: descenso de la TF sin circulación hasta 50 m, luego con bombeo continuo de agua gelificada (0.5–1.5 bpm). Al tocar los tapones, se aplicó peso controlado (1500–2000 lbf) y se alternó entre fluido gelificado y nitrógeno (15–20 m³/min). Se bombearon baches viscosos (1.5 m³) tras cada tapón; Fase 3 inducción y cierre: tras alcanzar 2945 m y limpiar el intervalo productor, se activó el sub de circulación mediante canica y se indujo el pozo con nitrógeno a 15–25 m³/min hasta observar flujo estable. Finalmente, se recuperó la TF y se desmantelaron los equipos.

La recopilación de datos se realizó en tiempo real mediante sensores de presión, peso y profundidad. Se registraron: presión de bombeo, gasto de fluido, peso sobre herramienta, temperatura de fondo y presión diferencial en el motor. Estos parámetros permitieron validar la operación y ajustar decisiones en campo.

Entre las limitaciones del estudio destacan: La profundidad (2945 m) y desviación del pozo incrementaron la fricción, reduciendo el peso efectivo sobre el molino, la ausencia de sensores de fondo limitó la medición directa de torque y temperatura en la herramienta, el diseño se basó en un solo caso, sin grupo de comparación.

No obstante, la replicabilidad está garantizada por la documentación detallada de parámetros operativos, diseño de fluidos y protocolos de seguridad. Todas las actividades se ejecutaron conforme a la Norma API RP 17B, con reuniones diarias de seguridad, análisis de riesgos (AST), pruebas de presión documentadas y supervisión continua del estado de fatiga de la TF. El éxito operativo se definió por el libre paso hasta 2945 m, la eliminación completa de ambos tapones Alpha Big Boy y la reactivación del flujo del pozo.

Resultados y discusión

La intervención realizada en el pozo Nejo-49, ubicado en la cuenca de Burgos, Tamaulipas, logró el restablecimiento total de la productividad del pozo, cumpliendo con los objetivos técnicos planteados al inicio del proyecto. La operación, ejecutada mediante tubería flexible (TF) de 1.75”, motor de fondo de 2-1/8” y molino de aletas de 2-1/2”, permitió la remoción exitosa de dos tapones cementados tipo Alpha Big Boy localizados a 2700 m y

2900 m de profundidad, respectivamente. Estos tapones, instalados durante operaciones previas de abandono temporal, habían impedido la comunicación con el intervalo productor 2927–2935 m, limitando gravemente la capacidad de flujo del yacimiento. Uno de los hallazgos más relevantes fue el libre acceso hasta 2945 m, 10 metros por debajo del intervalo productor, lo que confirmó la eliminación completa de las obstrucciones. Este resultado fue verificado mediante reconocimiento mecánico en tiempo real, monitoreo continuo del peso sobre herramienta y análisis de retornos en superficie. A diferencia de intervenciones previas en el mismo pozo —como las de septiembre de 2021 y marzo de 2019, donde solo se alcanzaron 2543 m y 2320 m respectivamente—, esta operación demostró que el uso de una herramienta de fondo especializada (BHA) y una secuencia operativa rigurosa supera las limitaciones de las técnicas convencionales, como el uso de cortadores de parafina. La eficiencia en la transmisión de torque al molino fue crítica para el éxito de la molienda. Durante la operación, se mantuvo un gasto de fluido entre 0.5 y 1.5 bpm de agua gelificada, lo que generó una presión diferencial estable de 300–500 psi en el motor de fondo, suficiente para mantener una rotación efectiva del molino sin provocar atascos ni daño a la herramienta. Este enfoque contrasta con el uso exclusivo de nitrógeno durante la molienda, ya que, como se anticipó en la planificación, el torque generado por fluidos gaseosos es insuficiente para cortar cemento compacto como el de los tapones Alpha Big Boy. Esta estrategia operativa —separar claramente la fase de molienda (con fluido líquido) de la fase de inducción (con nitrógeno)— refleja un entendimiento avanzado de la dinámica de herramientas de fondo. Además, el diseño del fluido de trabajo, optimizado mediante el método de superficies de respuesta (RSM), resultó en una viscosidad plástica de 12 cp y un punto de cedencia de 8 lbf/100 ft², condiciones ideales para el transporte eficiente de recortes sin generar pérdidas de presión excesivas en el sistema. Desde los primeros metros de molienda, los retornos en superficie fueron limpios y continuos, lo que minimizó el riesgo de formación de puentes o embudos dentro del aparejo. Este enfoque cuantitativo representa una mejora significativa respecto a las prácticas empíricas tradicionales y se alinea con estándares internacionales de ingeniería de fluidos. La inducción posterior con nitrógeno (15–25 m³/min) fue igualmente exitosa. Al reducir la columna hidrostática sin introducir agua ni químicos dañinos, se logró reactivar el flujo natural del pozo sin evidencia de invasión de fluidos, emulsiones o daño a la formación. Este resultado es particularmente relevante en yacimientos de baja presión

como los de la cuenca de Burgos, donde la sensibilidad al agua y la presión crítica de fondo exigen estrategias de estimulación no invasivas. La compatibilidad del método con las características del yacimiento reafirma las recomendaciones realizadas por una empresa petrolera internacional y confirma que la inducción con nitrógeno, cuando se aplica tras una limpieza eficaz, es una técnica altamente efectiva para pozos maduros. Desde el punto de vista mecánico, las simulaciones previas con ORION y CERBERUS se validaron en campo: el peso máximo aplicado en fondo fue de -2257 lbf, dentro del límite calculado de -2500 lbf, y la tensión en superficie nunca excedió los $47\ 120$ lbf. No se registraron eventos de compresión excesiva, pandeo o fatiga crítica en la TF, lo que demuestra la precisión del modelado y la importancia de considerar la trayectoria direccional y el coeficiente de fricción real durante la planificación. Estos resultados contrastan con operaciones fallidas en pozos similares, donde la falta de simulación condujo a atascos, roturas de herramienta o inaccesibilidad al objetivo. En comparación con el caso del pozo Ogarrio-1516 donde se limpió arena en un solo intervalo a 2333 m con TF de $1\frac{1}{2}$ ", la intervención en Nejo-49 representa un salto cualitativo: no solo se abordó una profundidad mayor (2945 m vs. 2333 m), sino que se superó una obstrucción estructuralmente robusta (tapones Alpha Big Boy vs. arena o parafina). Esta diferencia subraya la capacidad de escalabilidad técnica de la metodología propuesta y su aplicabilidad en escenarios de alta complejidad. No obstante, el estudio presenta limitaciones. La ausencia de sensores de fondo impidió medir directamente el torque y la temperatura en la herramienta, lo que obligó a inferir su comportamiento a partir de parámetros en superficie. Además, la desviación del pozo inferida como $>30^\circ$ por la fricción observada, redujo el peso efectivo sobre el molino, requiriendo ajustes operativos en tiempo real. A pesar de ello, la documentación detallada de parámetros (gastos, presiones, pesos, tiempos) garantiza la replicabilidad del procedimiento en otros pozos con características similares. En síntesis, los resultados no solo confirman la viabilidad técnica de la intervención, sino que también demuestran una mejora operativa cuantificable frente a intentos previos. Este caso refuerza la evidencia empírica de que la tubería flexible, cuando se combina con herramientas especializadas, fluidos optimizados y planificación basada en simulación, constituye una alternativa superior al workover convencional en pozos con obstrucciones múltiples, profundas y robustas. Su impacto va más allá del pozo individual:

establece un protocolo técnico replicable para la rehabilitación de pozos maduros en la cuenca de Burgos y en otras regiones con condiciones análogas.

Conclusiones

La intervención en el pozo Nejo-49 demostró que la combinación de tubería flexible de 1.75", motor de fondo de 2-1/8", molino de aletas de 2-1/2" e inducción con nitrógeno constituye una estrategia técnicamente robusta y operativamente eficiente para la rehabilitación de pozos con múltiples obstrucciones cementadas en zonas de baja presión. Se validó que el uso de fluidos optimizados mediante el método de superficies de respuesta permite alcanzar propiedades reológicas ideales que garantizan la limpieza efectiva del pozo y la transmisión adecuada de energía al motor de fondo, superando las limitaciones de enfoques empíricos tradicionales. Además, se confirmó que la secuenciación estratégica entre fluidos gelificados y nitrógeno maximiza el torque durante la molienda y facilita la inducción posterior sin dañar la formación, lo que resulta crítico en yacimientos sensibles al agua como los de la cuenca de Burgos. Este caso constituye una de las primeras documentaciones técnicas en el ámbito regional de la remoción de dos tapones Alpha Big Boy en una sola corrida, superando anteriores intentos fallidos con herramientas convencionales y estableciendo un protocolo replicable para pozos con características similares. Finalmente, la integración de simulaciones de esfuerzo en tiempo real, planificación rigurosa y cumplimiento estricto de normas de seguridad permitió ejecutar la operación dentro de los límites mecánicos de la tubería flexible, reafirmando que la tecnología de coiled tubing no solo reduce costos y tiempos, sino que también eleva los estándares de confiabilidad en intervenciones complejas.

Referencias bibliográficas

- Bourgoyne, A. T., Jr., Millheim, K. K., Chenevert, M. E., & Young, F. S., Jr. (1991). Applied drilling engineering (2nd ed.). Society of Petroleum Engineers.
- Boumali, A., Brady, M. E., Ferdiansyah, E., Kumar, S., van Gisbergen, S., Kavanagh, T., Ortiz, A. Z., Ortiz, R. A., Pandey, A., Pipchuk, D., & Wilson, S. (2006). Tubería flexible: Métodos innovadores de intervención de pozos. *Oilfield Review*, Schlumberger.

- Brady, M. E., Pipchuk, D., & Wilson, S. (2006). Advances in coiled tubing applications. *SPE Drilling & Completion*, 21(3), 175–182. <https://doi.org/10.2118/94048-PA>
- Cobb, W. L., & Blystone, P. G. (1963). Continuous string workover unit. *Journal of Petroleum Technology*, 15(11), 1249–1252. <https://doi.org/10.2118/662-PA>
- Cobb, W. L., & Tankersley, R. H. (1980). Coiled tubing: History and applications. *World Oil*, 191(4), 67–72.
- CTES, L.P. (2006). Coiled tubing manual (Ed. 07-2006-A). CTES.
- Del-Ángel-Avilés, R., Robles-Hernández, N. P., & Escudero-Díaz, B. N. (2023). Activación de pozos de Hidrocarburos asistidos con sistemas de compresión en localización Coralillos. *Revista Interdisciplinaria De Ingeniería Sustentable Y Desarrollo Social*, 9(1), 280–293. <https://doi.org/10.63728/riisds.v9i1.116>
- Drilling Contractor. (2005, agosto). Avances técnicos con tubería flexible para disminuir grandemente costos operacionales. *Drilling Contractor Magazine*, 61(4), 34–39.
- Hernandez Franco, T. (2018). Pozo Ogarrío 1516 Limpieza de aparejo con herramienta especial. Villahermosa: Servicios PETROTEC.
- J&C Raptor Oil Energy Services. (2018). Manual técnico para el operador de tubería flexible.
- Myers, R. H., Montgomery, D. C., & Anderson-Cook, C. M. (2016). Response surface methodology: Process and product optimization using designed experiments (4.^a ed.). Wiley.
- Ravi, K., & Samuel, R. (2004). Drilling engineering: Coiled tubing and downhole motor applications. En *SPE coiled tubing operations workshop*. Houston, TX.
- Robles-Hernández, N. P., Del Ángel-Avilés, R., & Escudero-Díaz, B. N. (2024). Optimización de producción en pozos ABCD mediante reducción de contrapresión con BECH: un enfoque en la plataforma existente. *Revista Interdisciplinaria De Ingeniería Sustentable Y Desarrollo Social*, 10(1), 433–450. <https://doi.org/10.63728/riisds.v10i1.57>
- Schlumberger. (2006). Tubería flexible: Métodos innovadores de intervención de pozos. *Oilfield Review*. http://oilproduction.net/files/limpieza_tuberia_flexible.pdf
- Schlumberger. (2014). Well intervention techniques using nitrogen (Technical Report). Schlumberger.

- Schlumberger. (2018). Coiled tubing. En Schlumberger oilfield glossary. https://glossary.slb.com/en/terms/c/coiled_tubing
- Servicios PETROTEC. (2018). Reporte operativo: Intervención en pozo Ogarrio-1516 [Documento interno no publicado].
- SPE Drilling Engineering. (2002). Rheology of drilling and completion fluids. SPE Technical Report, 17(3), 145–156. <https://doi.org/10.2118/78901-PA>
- Torre Ramos, E. de la. (2017). Terminación y reparación de pozos petrolíferos (1.ª ed.). Trillas.
- Wilson, S., Ortiz, R. A., Pandey, A., Pipchuk, D., & Ortiz, A. Z. (2006). Real-time data delivery in coiled-tubing well interventions. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, SPE-89528-MS. <https://doi.org/10.2118/89528-MS>
- World Oil. (2006). Introduction to coiled tubing drilling. Leading Edge Advantage. <http://www.lealtd.com>