

ACIPET

Puncher Electromecánico para comunicar anulares libre de explosivos en trabajos de abandono.

D. Calle, Rodatech. J.F. Melo, Ecopetrol. H. Trujillo, Rodatech

Categoría: Marque con una "X"

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.
Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Resumen

La vida de un pozo petrolero se divide en diferentes fases; la fase de perforación del pozo, la fase de producción y vida útil, y la fase de abandono. Aunque pareciera que la fase de abandono es la menos importante, es una de las fases más críticas para la protección ambiental del suelo y subsuelo. El taponamiento exitoso del pozo evita la mezcla y contaminación de los fluidos de diferentes formaciones o la migración de los fluidos del pozo y posterior contaminación en la superficie del pozo.

En la Gerencia Cira Infantas se han venido realizando estas intervenciones con el fin de aislar los intervalos abiertos y proteger los acuíferos presentes; buscando de esta forma realizar un adecuado abandono, cumpliendo con la reglamentación Nacional vigente y asegurar que no se presenten futuros eventos ambientales.

En el marco de la campaña de abandono de pozos del campo 2021, se implementó el Punch Tool Electromecánico en el pozo INFA-1574. El poncheo del casing de 6 5/8" logró de manera práctica, eficiente y 100% libre de explosivos la comunicación con el anular y evitando así la pérdida de integridad del casing de superficie a una profundidad de 61 ft, en una zona con un acuífero y que presentaba alto riesgo de contaminación de este.

Algunos de los principales beneficios y optimizaciones que se tuvieron con la implementación de la tecnología fueron:

- Movilización ágil, rápida y en el mismo día, sin necesidad de escoltas ni permisos para movilización y manipulación de explosivos.
- La mitigación de riesgos operacionales en el poncheo del casing al no usar explosivos.
- Mitigación de emisiones de CO₂.
- Operación con Wireline 100% Rigless.
- Garantía del área de flujo requerida para la cementación.
- Se logra comunicación con anular próximo, sin afectar casing de anulares, ni formación.

Introducción

Bien sea que un pozo petrolero o gasífero que resulte seco, tenga problemas mecánicos o que después de su ciclo de vida deba abandonarse, este tal vez resulta ser una de las operaciones de mayor importancia en la industria de hidrocarburos a nivel mundial, pues

la garantía de un correcto abandono permitirá mantener un ambiente limpio, evitando futuras contaminaciones, fugas al medio ambiente y la comunidad y sobrecostos por la necesidad de reabandonar pozos que alguna vez no fueron abandonados correctamente, situación que actualmente se presenta con regularidad en diferentes partes del mundo. Con el fin de evitar lo anterior, en Colombia se tiene una exigente reglamentación y guía para estandarizar el correcto procedimiento de abandono de pozos, en la cual existen tres tipos de operaciones:

- Abandono: Se aísla el pozo en fondo (abandona), pero se mantiene la infraestructura en sitio.
- Desmantelamiento: Se desmonta toda la facilidad en superficie para su posterior disposición o reutilización.
- Remediación: Se realiza la recuperación de la facilidad, el suelo, la flora y fauna con una adecuada gestión ambiental.

En el presente artículo nos vamos a enfocar en la operación de Abandono del pozo, pues si bien las tres etapas del abandono de un pozo son de suma importancia, la tecnología del Puncher Electromecánico busca ser un complemento ambientalmente amigable que permitirá soportar el correcto abandono de un pozo petrolero con las siguientes características:

- ✓ Evitar la movilización de escoltas y grandes planeaciones logísticas por la movilización y utilización de explosivos, impactando directamente el medio ambiente e incrementando los costos operacionales.
- ✓ Mitigar el riesgo operacional que conlleva la manipulación de explosivos.
- ✓ Facilitar y permitir la agilidad operacional con una solución 100% Rigless.
- ✓ Ponchar el Tubing o Casing permitiendo comunicación únicamente con el anular más próximo sin afectar casing de anulares, la formación o cualquier acuífero presente en el pozo.
- ✓ Garantizar el área de flujo requerida para la cementación posterior.

Cómo y porqué abandonar un pozo

Es importante aclarar que se hace necesario abandonar un pozo cuando se presentan cualquiera de las siguientes situaciones:

- El pozo perforado es seco, no tiene producción de Gas o Petróleo.
- El pozo tuvo algún tipo de problema mecánico irreparable y el mismo no puede arrancar o volver a su etapa productiva.
- Después de realizar un análisis técnico-económico, se define que el pozo no es comercialmente viable.

Realizar un correcto abandono del pozo se hace principalmente necesario por los efectos y consecuencias ambientales que traería el no hacer un proceso de abandono de manera correcta, entre los que se destacan principalmente:

- ⊗ La contaminación de aguas subterráneas y/o superficiales.
- ⊗ La mezcla y contaminación de los fluidos de diferentes formaciones en fondo.
- ⊗ La migración de los diferentes fluidos del pozo y posterior contaminación en la superficie del pozo.
- ⊗ El riesgo de intoxicación y explosión por la migración de gases de fondo a superficie.
- ⊗ La contaminación de suelos y aire.

Adicionalmente, destacan las responsabilidades de la operadora frente a un correcto abandono con implicaciones en:

- ⊗ Alto costo económico del impacto ambiental y la posterior remediación.
- ⊗ Las obligaciones y exigencias legislativas del estado que implican altas multas.
- ⊗ La afectación de la imagen corporativa.
- ⊗ Las responsabilidades que se asumen con las comunidades aledañas, autoridades locales y regionales.

Para realizar un abandono correcto, primero es muy importante definir si el abandono a realizarse será temporal o definitivo:

- Abandono Temporal: Se consideran cuando la operadora tiene la intención de re-entrar al pozo posteriormente. Para esto se requieren tapones de cemento cómo barrera primaria y secundaria en fondo de pozo con el fin de aislar formaciones de gas, petróleo o agua de manera que garanticen un sello transversal, horizontal y vertical. Las facilidades en superficie permanecen para una futura intervención.
- Abandono Definitivo: Se realiza cuando la operadora NO tiene la intención de re-entrar al pozo posteriormente. Adicional a los tapones de cemento cómo barrera primaria y secundaria en fondo con el fin de aislar formaciones de gas, petróleo o agua de manera que garanticen un sello transversal, horizontal y vertical, es necesario también rellenar el contrapozo, la instalación de la placa del abandono en superficie y desmantelar el cabezal y las facilidades en superficie para su posterior remediación. La protección de los cuerpos de agua es vital y su contaminación o afectación traerá consigo multas y penalidades importantes para la operadora.

Una vez definido esto, es de vital importancia llevar a cabo una correcta planeación teniendo en consideración las condiciones de cada pozo para posteriormente realizar un correcto abandono siguiendo la reglamentación local. Dicho plan será evaluado por todas las autoridades y divisiones que intervienen en el abandono y posterior a su aprobación, el mismo debe seguirse correctamente, siguiendo las recomendaciones realizadas.

Para realizar la barrera primaria y secundaria es necesario tener comunicación entre anulares para que las mismas sean transversales. Para esto, comunmente se ha implementado el uso de explosivos, los cuales en muchas ocasiones, por su rango de penetración afecta los casings anulares, la formación e inclusive los acuíferos, ocasionando contaminación y altos costos de remediación.

Con el fin de corregir la situación descrita anteriormente y evitar el uso de explosivos, se busca utilizar una herramienta que permita:

- ✓ Evitar el uso de explosivos
- ✓ Tener mayor agilidad y facilidad operacional con un sistema Rigless..
- ✓ Ponchar el Tubing o Casing permitiendo comunicación únicamente con el anular más próximo sin afectar casing de anulares, la formación o cualquier acuífero presente en fondo de pozo.
- ✓ Garantizar el área de flujo requerida para la cementación posterior.

Puncher Electromecánico 100% libre de Explosivos - Puncher.



Figura 1. Diagrama del Puncher Electromecánico - Puncher



Figura 2. Muestra de Casing Ponchado

El Puncher Electromecánico está compuesto por tres partes principales (ver figura 3), las cuales logran perforar orificios orientados individuales o múltiples en una sola corrida. La misma puede perforar orificios en una variedad de tamaños de tubería y revestimiento de 2 7/8 "a 11 3/4". A continuación se describe el sistema compuesto por:

- ✓ Setting Tool Electromecánica
- ✓ Actuador Hidráulico
- ✓ Cabeza de Poncheo

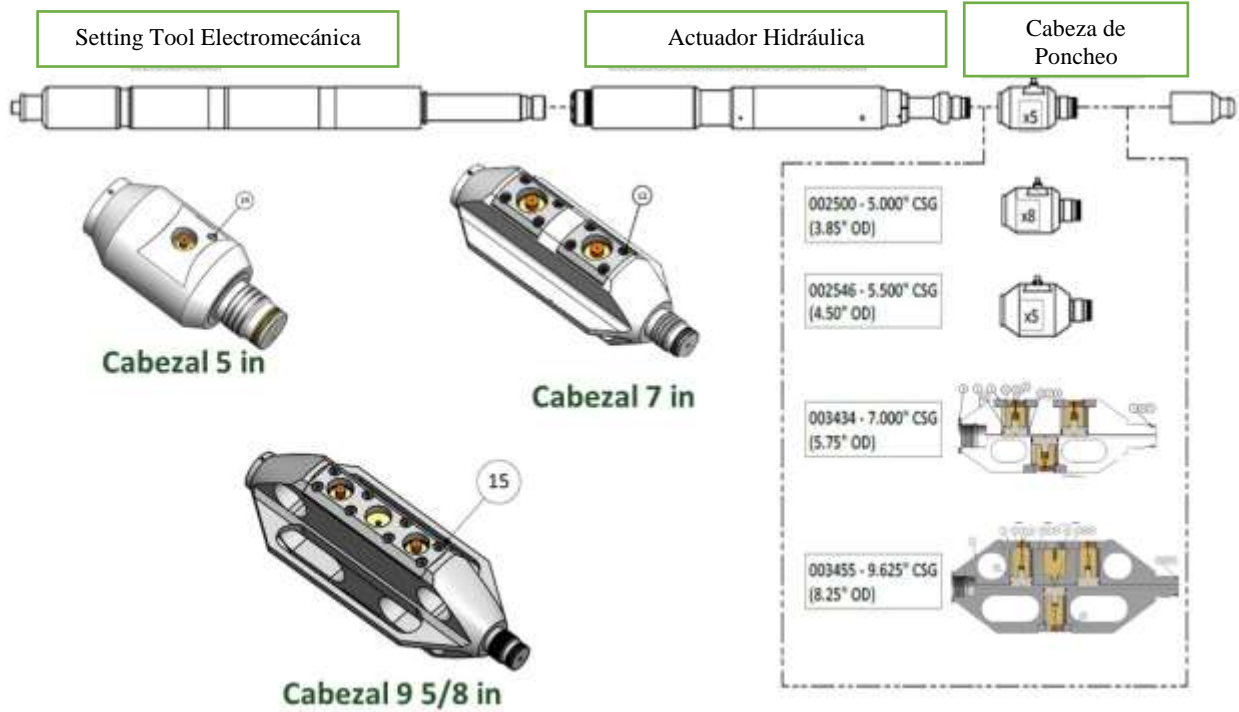


Figura 3. Diagrama de Puncher

Setting Tool Electromecánica. El corazón del Puncher Electromecánico es la Setting Tool Electromecánica 100% libre de explosivos, la cual permite el asentamiento de Tapones, Retenedores de Cemento y Empaques con Wireline o con Slickline sin explosivos. La herramienta es modular y genera una tensión de hasta 90K lbs de manera controlada y regulada. Las conexiones mecánicas de la Setting Tool son compatibles con otras herramientas similares en el mercado, lo que hace posible utilizar Adapter Kits convencionales (Baker / Owen). El controlador electrónico se selecciona para su operación en tiempo real con Wireline o Memorizado con temporizador con Slickline y es reemplazado en cada corrida. El ciclo de operación de la herramienta se inicia y controla con el módulo electrónico para una mayor precisión.

IMAGEN		DESCRIPCIÓN
		PCM Assembly: Este consta de dos partes; PCM Housing que cumple con la función de alojar el módulo de alimentación y control y el PCM como tal, que se compone del arreglo de celdas alcalinas y la lógica electrónica que controla la potencia que llega al Motor Module. El PCM Housing y PCM Module, tienen dos presentaciones, que dependen de las necesidades y especificaciones de la operación a realizar, estas son:
		E - Line: Posee conexión a línea electrónica que permite accionar el mecanismo de la herramienta en tiempo real. Slick line: Modo de memoria o programado, el cual permite programar el tiempo en que se activara el funcionamiento de la herramienta.
		Motor Module: Este módulo contiene un Servo Motor que se controla mediante el PCM y que es el encargado de producir la fuerza motriz que alimenta el mecanismo de accionamiento de la herramienta.
		Gearbox Module: Esta diseñado a medida y de manera robusta para garantizar que se pueda generar altas cargas repetidas sin que se deteriore por la operación. El Gearbox Module toma el movimiento de rotación de alta velocidad del motor y lo convierte en una salida de alto torque que está directamente acoplado al Linear Actuator Module.
		Linear Actuator Module: Convierte el torque rotacional del Gearbox Module en fuerza de tracción lineal. Durante el funcionamiento, la varilla deslizante se desplaza lentamente hacia arriba proporcionando el movimiento diferencial requerido por la configuración del dispositivo en el pozo y genera así la fuerza requerida para activar el mecanismo de asentamiento de la herramienta a posicionar y luego liberar la RDT - EMST.

Figura 4. Diagrama de la Setting Tool Electromecánica

Overall Length	E-Line: 56.87" (1444.5 mm) Slickline: 57.87" (1469.9 mm)
Make up Length	48.87" (1241.3 mm)
Maximum OD	3.600" (91.4 mm)
Tool Weight	108 LB (49 kg)
Top Thread Description	E-Line: 1 3/16 x 12 UN GO box Slickline: 1 1/16 x 10 UN (sucker rod) Pin
Upper Fishing Neck	Size 3" Fishing Neck
Maximum Operating Pressure	15000 psi (1034 bar)
Minimum Operating Temperature	14°F (-10°C) NOTE: The PCM will not perform at full capacity at this temperature. It is advised to keep the PCM at room temperature for as long as possible prior to operation.
Maximum Operating Temperature	275°F (135°C) for 6 hours 250°F (121°C) for 8 hours CAUTION: Exposure to temperatures greater or longer than stated WILL cause battery leakage and may damage internal components.
Stroke Length	10" (254mm)
Nominal Setting Force	60000 lb. (27.22 Tonne)
Maximum Setting Force	90000 lb. (40.82 Tonne)
Maximum Tensile Rating	E-Line: 25000 lb (11.33 Tonne) at GO box thread. Slickline: 30000 lb (13.61 Tonne) at SR thread.
Outer Adaptor Thread Description	3.5" x 6 Regular Acme Pin (Baker #20)
Inner Adaptor Thread Description	2.0" x 6 Regular Acme Pin (Baker #20)
Maximum Time for Full Stroke (10"	18 minutes - 25 minutes

Figura 5. Características Técnicas de la Setting Tool Electromecánica

Actuador Hidráulico. A la Setting Tool Electromecánica se le adiciona un actuador hidráulico que logra convertir la fuerza mecánica generada por la Setting Tool en fuerza hidráulica, generando una alta presión, que dependiendo del tamaño del casing o tubing oscilará entre 17K lbs hasta 30K lbs. sistema hidráulico simple que se energiza o alivia directamente manipulando el pistón principal hacia arriba o hacia abajo. Una vez que la sarta está estacionada a la profundidad de perforación requerida, la operación puede comenzar. El actuador hidráulico se inicia con un comando electrónico en la Setting Electromecánica y el mandril central comenzará a moverse hacia arriba, tirando del pistón principal del Punch Tool presurizando la cámara hidráulica en su interior (Ver figura 6).

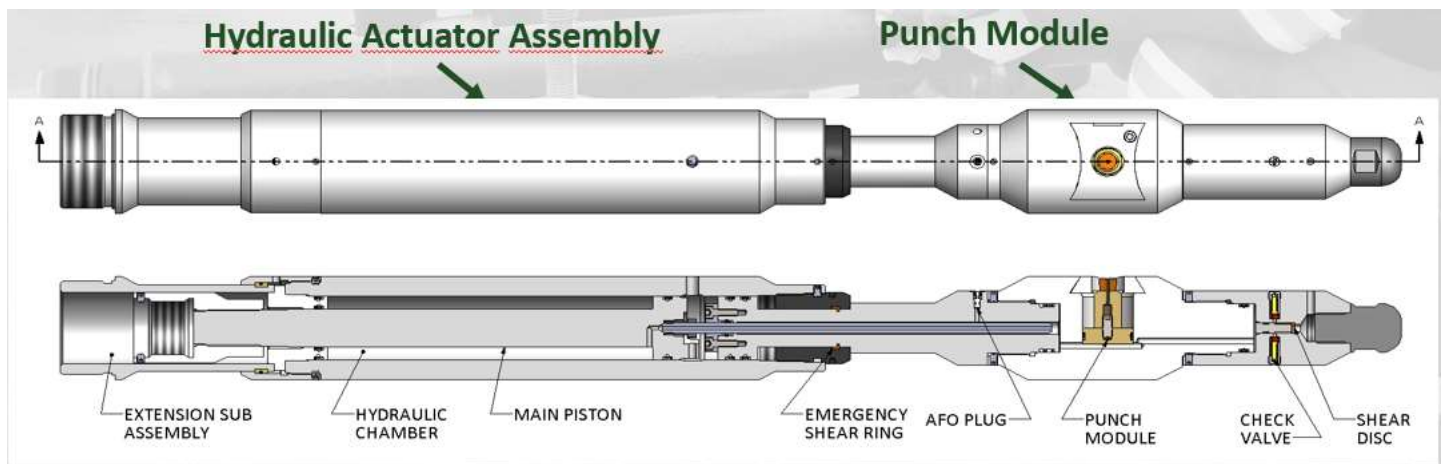


Figura 6. Actuador Hidráulico y Cabeza de Poncheo

Cabeza de Poncheo. Para finalizar, el sistema se complementa con la cabeza de poncheo, la cual será seleccionada según el tamaño de Casing o Tubing que se vaya a ponchar (ver Figura 3). Dependiendo del tamaño de tubing o casing, se podrán perforar entre uno y siete orificios por corrida. A medida que aumenta la presión, los pistones perforadores son forzados hacia afuera y los botones perforadores conectados entrarán en contacto con la pared de la tubería. Ver Figuras 7-11 explicativas del funcionamiento.

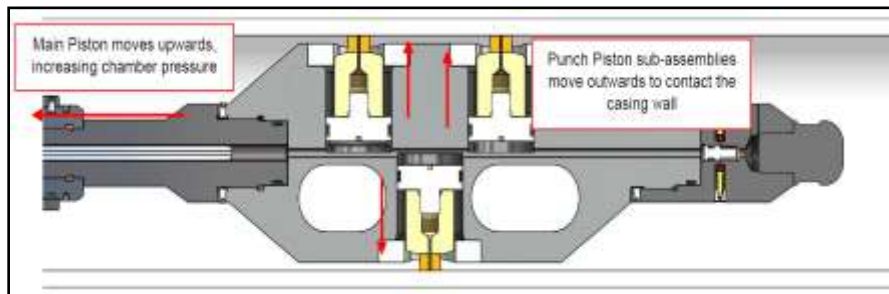


Figura 7. Posición de Corrida, Inicio Ciclo de Poncheo

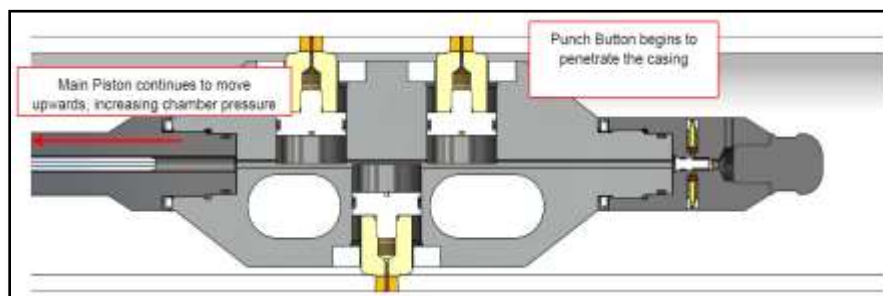


Figura 8. Accionamiento de Pistones e inicio de Poncheo con los botones perforando el Casing

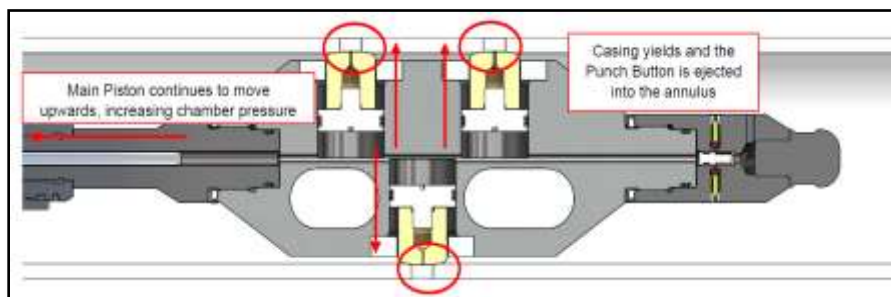


Figura 9. Botones perforan el Casing. Sigue el accionamiento

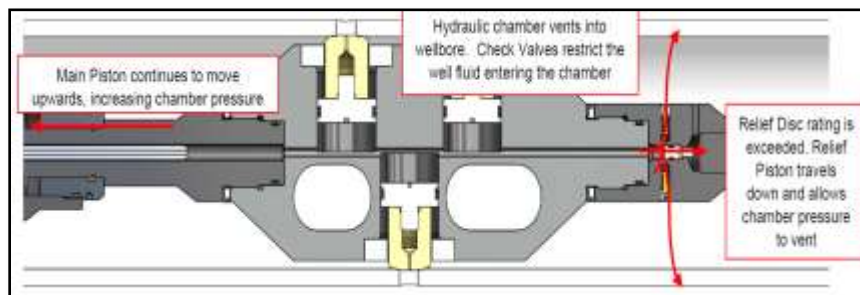


Figura 10. El incremento de presión acciona el disco de ruptura

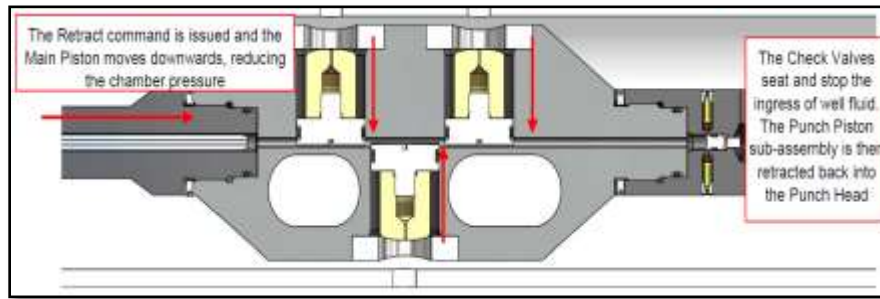


Figura 11. Alivio de Presión y pistones vuelven a su posición original

Características adicionales.

- ✓ Sistema 100% libre de explosivos.
- ✓ Equipo modular de rápido mantenimiento y preparación.
- ✓ Tener mayor agilidad y facilidad operacional con un sistema Rigless.
- ✓ Ponchar el Tubing o Casing permitiendo comunicación únicamente con el anular más próximo sin afectar casing de anulares, la formación o cualquier acuífero presente en fondo de pozo.
- ✓ Garantizar el área de flujo requerida para la cementación posterior. Ver Tabla 1 para algunas áreas de flujo en algunos tamaños.

RDT Punch Tool Specifications						
Tubing Size	2.875"	3.5"	4.5"	5.5"	7"	9.625"
Tubing grade	J55	J55	J55	J55	J55	J55
	L80	L80	L80	L80	L80	L80
	P110	P110	P110	P110	P110	P110
Tubing weight LB/FT	6.4 to 8.6	7.7 to 12.7*	12.6	20	29	47
Hole Size	0.375" (9.525mm)	0.375" (9.525mm)	0.560" (14.224mm)	0.560" (14.224mm)	0.625" (15.875mm)	0.625" (15.875mm)
	Running/Setting Tool EMST	2.125"	2.125"	2.125"	2.125"	3.6"
2.75"		2.75"	2.75"	2.75"		
3.6"		3.6"	3.6"	3.6"		
Punch Tool OD	2.16"	2.59"	3.6"	4.5"	5.75"	8.25"
		2.74"				
No of Holes (in single run)	Up to 8	Up to 6	Up to 5	Up to 5	Up to 3	Up to 3s

Tabla 1. Especificaciones de Puncher

Prueba Tecnológica del Puncher Electromecánico en Campo

En el marco de la campaña de abandono de 2021 en la Gerencia Cira Infantas, la cual consistía en realizar el abandono técnico a 65 pozos con el objetivo de lograr el correcto aislamiento de las zonas productoras de fluido, proteger los acuíferos presentes y corregir las fallas de integridad reportadas, cumpliendo con la reglamentación Nacional vigente y asegurando que no se presenten futuros eventos ambientales. Durante el desarrollo de esta campaña, se evidencia que el pozo INFA 1574 presenta deficiencias de integridad de acuerdo con la evaluación realizada en el Formato de Evaluación de Integridad de Pozo y como resultado de esta se establece que la barrera primaria es parcialmente efectiva y la barrera secundaria como no efectiva por lo tanto se define la intervención al pozo para realizar el abandono técnico del mismo.

Adicionalmente de acuerdo con la revisión realizada en la documentación existente del pozo se evidenció lo siguiente;

- La información histórica de cementación del pozo reporta que el tope del cemento en la cementación primaria del revestimiento de producción de 6-5/8" va desde el zapato del revestimiento de producción sentado @ 1802 ft hasta 695 ft y para el revestimiento de superficie desde 71 ft hasta 6 ft.
- En el "informe de descripción de zanja del pozo" se evidencia arena manchada por petróleo entre 130 y 140 ft (Figura 12).

0' - 20'	Arena y cascajo - Grano grueso, angular.
20' - 40'	Arcilla multicolorado, levemente arenosa.
40' - 130'	Arcilla y arcilla arenosa azul-verdosa clara, con intercalaciones de arena muy arcillosa, grano fino angular.
130' - 140'	Arena manchada por petróleo.
140' - 150'	Arenisca verde oscura, dura.
150' - 540'	Arcilla grasa roja y carmelita. 220'-230'- Arená muy arcillosa, grano fino, sub-angular.

Figura 12. Recorte del Informe de descripción de zanja de pozo

- El pozo se perforó hasta 2050 ft y se bajaron los siguientes revestimientos:
Superficie: 9 5/8" sentado a 71 ft.
Producción: 6 5/8" sentado a 1802 ft.

Teniendo en cuenta esta información se programó la intervención al pozo y se propuso inicialmente realizar el cañoneo a 2 TPP con cañón Big Hole de baja penetración de 4-1/2" del revestimiento de producción de 6-5/8" en el intervalo (58 – 68) ft, para comunicar el espacio anular con superficie, pero la simulación de cañoneo indicó que se podría tener penetración el casing de superficie de 9 5/8" que está sentado a 71 ft, por lo anterior se buscó otro mecanismo con el cual se lograra esta comunicación sin generar afectación al revestimiento de superficie y el acuífero. Como opción se selecciona El Puncher Electromecánico y se realiza la operación de poncheo del casing de 6 5/8" de manera práctica, eficiente, 100% libre de explosivos y la comunicación con el anular a una profundidad de 61 ft, logrando así el objetivo buscado, sin generar afectación alguna al casing de 9 5/8" y al acuífero, logrando asegurar la barrera buscada posteriormente con la cementación del tapón de superficie.

Operación. Se realiza la planeación del trabajo, allí se define que antes de realizar el tapón de superficie el personal de Operaciones e Ingeniería debe revisar y analizar en conjunto los registros de cementación para determinar si hay o no hay cemento en el anular formado por los revestimientos de producción y superficie; o si la cementación primaria es deficiente (de acuerdo al historial del pozo no se registra cemento a esta profundidad). De no existir cemento en el anular o de ser deficiente la cementación se inicialmente realizar el cañoneo a 2 TPP con cañón Big Hole de baja penetración de 4-1/2" del revestimiento de producción de 6-5/8" en el intervalo (58 – 68) ft, para comunicar el espacio anular con superficie, pero la simulación de cañoneo indicó que se podría tener penetración el casing de superficie de 9 5/8" que está sentado a 71 ft, por lo anterior se buscó otro mecanismo con el cual se lograra esta comunicación sin generar afectación al revestimiento de superficie, por lo tanto se decide utilizar el puncher electromecánico con el fin de tener el tener el área de flujo requerida para el posterior trabajo de cementación del tapón de superficie.

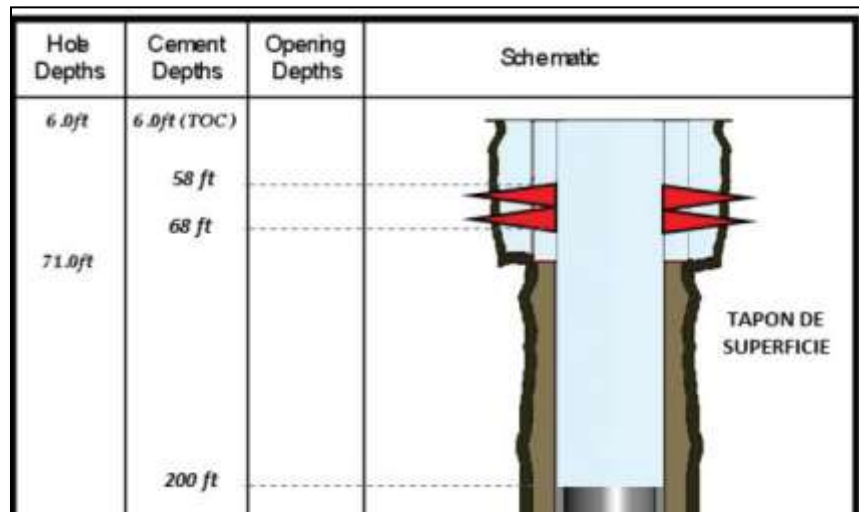


Figura 13. Esquemático del tapón de superficie propuesto.

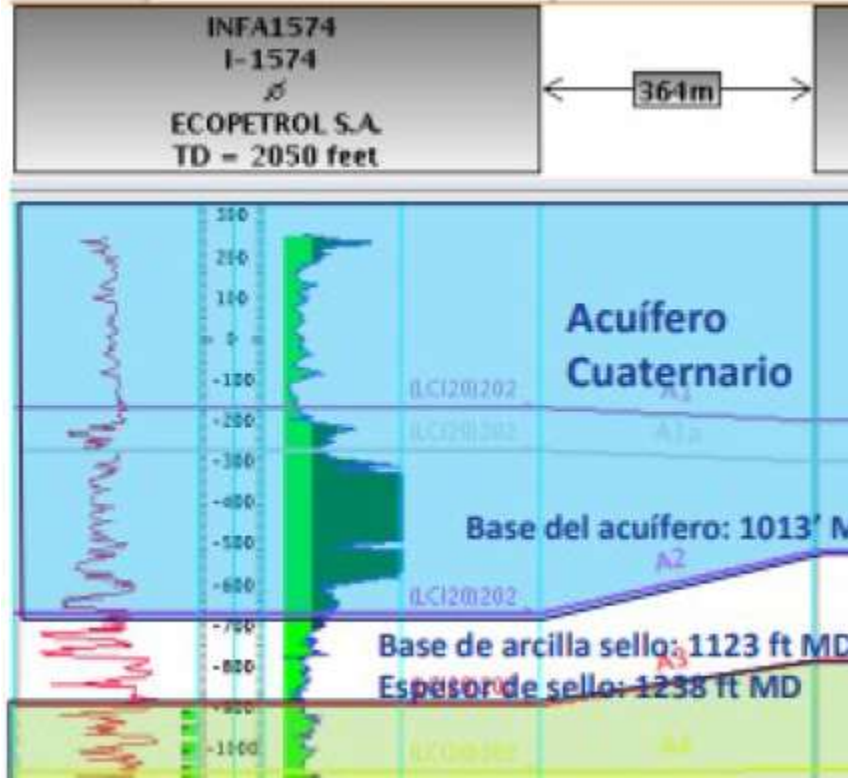


Figura 14. Presencia de Acuífero

RODATECH
Soluciones eficientes

DIAGRAMA PUNCH TOOL

CLIENTE:	ECOPETROL	POZO:	LC1574	FECHA:	30-Nov-2021		
REPRESENTANTE CLIENTE:		CAMPO:	LC1	PREPARADO POR:	Ing. Heberto Trijón		
BASTA DE TCP							
Intervalo: 20' - 40'							
Perfil de Componentes: 8 x 8 pulg							
Temperatura: 189.75 TMS							
ID	DESCRIPCION	TIPO (In)	LONGITUD (ft)	PROFUNDIDAD (ft)	PROFUNDIDAD (ft)	CANTIDAD	RESPONSABLE
1	WFL	WFL	30.0	30.00	30.00	1	Bosque/In
2	Capo Aluminio	Capo	42.04	52.04	52.04	1	Bosque/In
3	Stinger (40" x 18" x 33.18) (20' x 10" x 10.50) (20' x 10" x 10.50)	Stinger	5.700	57.74	63.44	1	Bosque/In
4	Wrench Pin (1.315" x 10.50) (20' x 10" x 10.50)	Wrench Pin	3.000	60.74	63.74	1	Bosque/In
5	WFL	WFL	30.0	93.74	123.74	1	Bosque/In
6	WFL	WFL	30.0	123.74	153.74	1	Bosque/In
7	WFL	WFL	30.0	153.74	183.74	1	Bosque/In
8	WFL	WFL	30.0	183.74	213.74	1	Bosque/In
9	WFL	WFL	30.0	213.74	243.74	1	Bosque/In
10	WFL	WFL	30.0	243.74	273.74	1	Bosque/In
11	WFL	WFL	30.0	273.74	303.74	1	Bosque/In
12	WFL	WFL	30.0	303.74	333.74	1	Bosque/In
13	WFL	WFL	30.0	333.74	363.74	1	Bosque/In
14	WFL	WFL	30.0	363.74	393.74	1	Bosque/In
15	WFL	WFL	30.0	393.74	423.74	1	Bosque/In
16	WFL	WFL	30.0	423.74	453.74	1	Bosque/In
17	WFL	WFL	30.0	453.74	483.74	1	Bosque/In
18	WFL	WFL	30.0	483.74	513.74	1	Bosque/In
19	WFL	WFL	30.0	513.74	543.74	1	Bosque/In
20	WFL	WFL	30.0	543.74	573.74	1	Bosque/In
21	WFL	WFL	30.0	573.74	603.74	1	Bosque/In
22	WFL	WFL	30.0	603.74	633.74	1	Bosque/In
23	WFL	WFL	30.0	633.74	663.74	1	Bosque/In
24	WFL	WFL	30.0	663.74	693.74	1	Bosque/In
25	WFL	WFL	30.0	693.74	723.74	1	Bosque/In
26	WFL	WFL	30.0	723.74	753.74	1	Bosque/In
27	WFL	WFL	30.0	753.74	783.74	1	Bosque/In
28	WFL	WFL	30.0	783.74	813.74	1	Bosque/In
29	WFL	WFL	30.0	813.74	843.74	1	Bosque/In
30	WFL	WFL	30.0	843.74	873.74	1	Bosque/In
31	WFL	WFL	30.0	873.74	903.74	1	Bosque/In
32	WFL	WFL	30.0	903.74	933.74	1	Bosque/In
33	WFL	WFL	30.0	933.74	963.74	1	Bosque/In
34	WFL	WFL	30.0	963.74	993.74	1	Bosque/In
35	WFL	WFL	30.0	993.74	1023.74	1	Bosque/In
36	WFL	WFL	30.0	1023.74	1053.74	1	Bosque/In
37	WFL	WFL	30.0	1053.74	1083.74	1	Bosque/In
38	WFL	WFL	30.0	1083.74	1113.74	1	Bosque/In
39	WFL	WFL	30.0	1113.74	1143.74	1	Bosque/In
40	WFL	WFL	30.0	1143.74	1173.74	1	Bosque/In
41	WFL	WFL	30.0	1173.74	1203.74	1	Bosque/In
42	WFL	WFL	30.0	1203.74	1233.74	1	Bosque/In
43	WFL	WFL	30.0	1233.74	1263.74	1	Bosque/In
44	WFL	WFL	30.0	1263.74	1293.74	1	Bosque/In
45	WFL	WFL	30.0	1293.74	1323.74	1	Bosque/In
46	WFL	WFL	30.0	1323.74	1353.74	1	Bosque/In
47	WFL	WFL	30.0	1353.74	1383.74	1	Bosque/In
48	WFL	WFL	30.0	1383.74	1413.74	1	Bosque/In
49	WFL	WFL	30.0	1413.74	1443.74	1	Bosque/In
50	WFL	WFL	30.0	1443.74	1473.74	1	Bosque/In



Figura 15. BHA definido para el poncheo a realizar en el pozo.

Una vez se realizó la intervención al pozo con equipo de workover para el abandono definitivo del poz, se realizó toma de registro URS-CBL-VDL-GR-CCL desde 1762 ft hasta superficie (Figura 19), allí se evidencia ausencia de cemento por lo tanto se define realizar poncheo para lograr comunicación con el espacio anular del pozo.

En superficie, previo a la primera corrida se realizó prueba de comunicación entre la herramienta y la unidad de Wireline teniendo éxito, posterior a ello, se realizó la primera corrida a 63 Ft de profundidad. Se realizan 3 perforaciones al casing de 6 5/8" J-55 20ft/lb. Ver registro de la primera corrida en la Figura 16 a continuación:

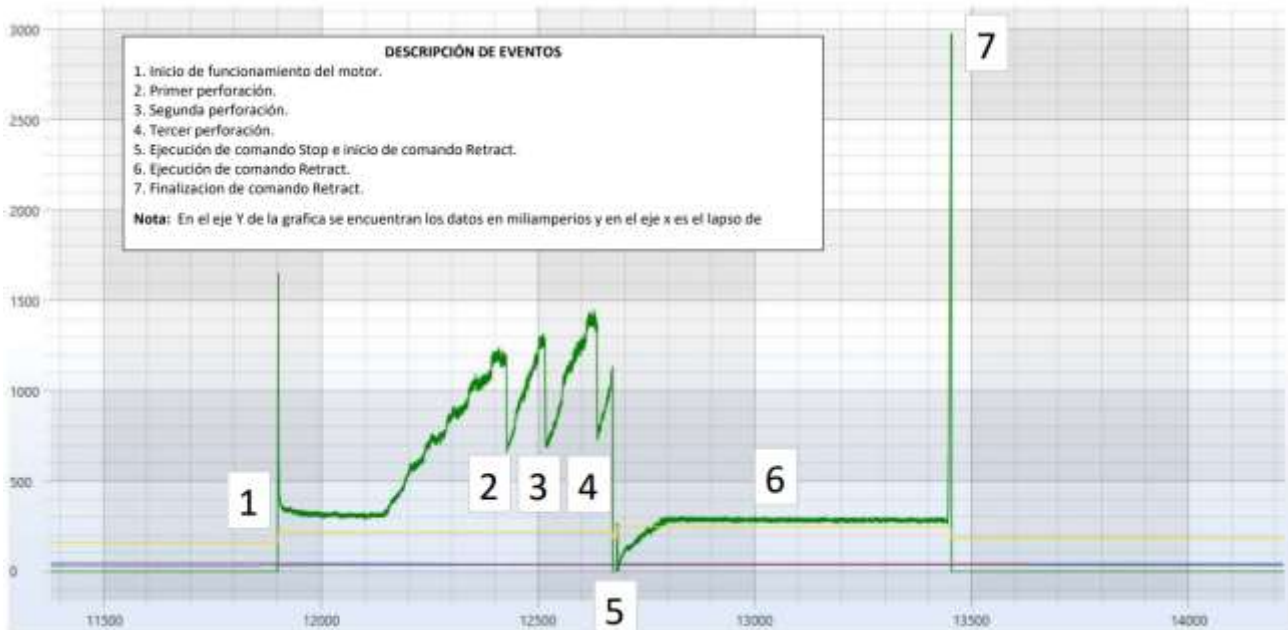


Figura 16. Registro del módulo electrónico (PCM) después de la primera corrida

Una vez en superficie, se hace el Redress de la herramienta rápidamente, se valida conectividad nuevamente con la unidad de Wireline y se procede a realizar un segundo poncheo a 61 ft, logrando otras 3 perforaciones, para un total de 6 perforaciones en las 2 corridas. Al recuperar la herramienta, la misma llega a superficie sin los botones de poncheo, lo que es un indicio de corrida exitosa y la misma es confirmada al descargar la data de la corrida. Ver registro de la segunda corrida en la Figura 17 a continuación.



Figura 17. Registro del módulo electrónico (PCM) después de la segunda corrida

Posterior a las dos corridas exitosas se obtiene confirmación hidráulica mediante la circulación del pozo y los retornos en superficie. Ver Figura 18 con la confirmación:



Figura 18. Confirmación Hidráulica por Circulación del Pozo con Retorno en Superficie.

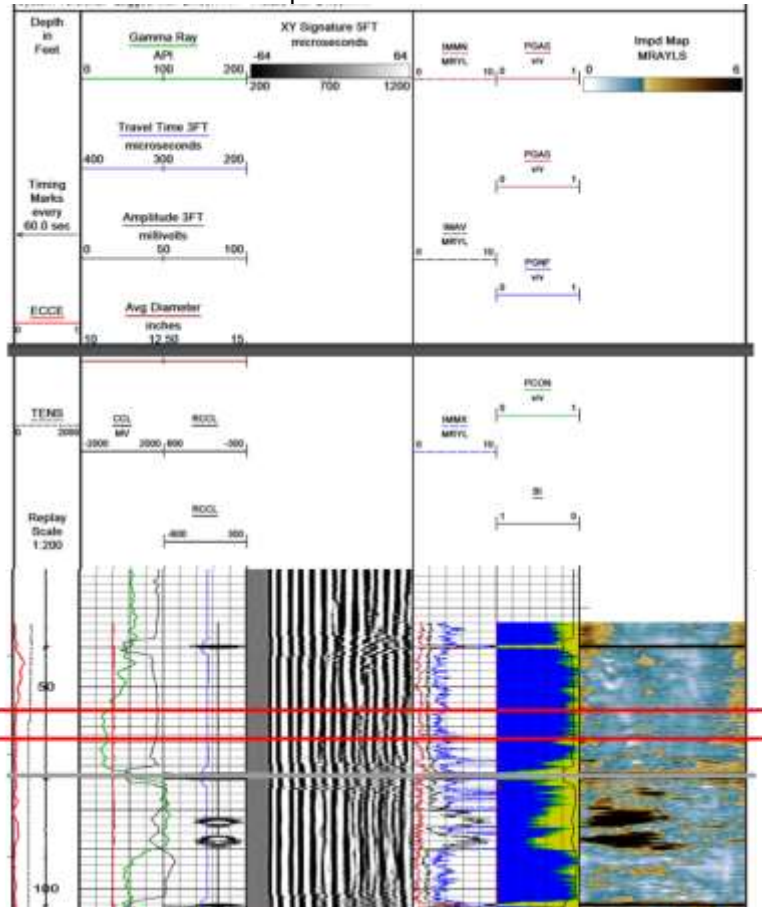


Figura 19. Tramo de registro URS-CBL-VDL-GR-CCL a la profundidad de interés. A continuación, se presenta la Tabla 2 resumiendo los resultados obtenidos.

DESCRIPCION	DATOS
OD ELECTROMECHANICAL SETTING TOOL (IN)	3.6
OD MODULO HIDRAULICO (IN)	3.6
OD CABEZA PUNCHER (EA)	5.75
NUMEROS DE PERFORACIONES POR CORRIDA (EA)	3
NUMEROS DE CORRIDAS (EA)	2
NUMERO DE PERFORACIONES REALIZADAS EN TRABAJO (EA)	6
OD BOTON PERFORADOR USADO (IN)	0,715
AREA DE FLUJO POR CADA PERFORACION (IN ²)	0,402
AREA DE FLUJO TOTAL (IN ²)	2,409
DENSIDAD DEL CEMENTO BOMBEADO (PPG)	15.8
BARRILES BOMBEADOS	18
CAUDAL DE BOMBEO (BPM)	1
PRESION DE BOMBEO (PSI)	40

Tabla 2. Resumen de Resultados Obtenidos

Análisis y Logros obtenidos con la tecnología.

Para la implementación del Puncher Electromecánico se tuvieron en cuenta las necesidades de la operación para el correcto poncheo del casing y/o tubing y el reto que presentaba el generar comunicación con el primer anular con sistemas convencionales con Explosivos por su mayor rango de penetración y adicionalmente la dificultad operacional que la manipulación de explosivos implica.

Con el puncher electromecánico se logró el poncheo del casing de 6 5/8" de manera práctica, eficiente, 100% libre de explosivos y la comunicación con el anular a una profundidad de 61 ft, logrando así el objetivo buscado y sin generar afectación alguna al casing de 9 5/8" y logrando asegurar la barrera buscada posteriormente con la cementación del tapón de superficie. Es importante resaltar, que si se requiere perforar el segundo Casing, Tubing o Comunicar con la formación, el Poncher Electromecánico no es una opción tecnológica viable, pues esta es su limitación operacional.

En lecciones aprendidas de operaciones de Abandono similares con otras tecnologías para el mismo propósito, es importante resaltar los riesgos operacionales y ambientales que se tienen, donde la comunicación con la formación es supremamente probable y el riesgo operacional muy elevado.

Esta es una herramienta que presenta alto grado de innovación, permite la mejora del proceso de abandono y disminuye la posibilidad en la materialización de eventos operacionales, ocupacionales y/o ambientales por efecto del manejo y/o manipulación de explosivos.

Conclusiones

Luego de realizar la implementación del Puncher Electromecánico 100% libre de explosivos en campo durante las dos corridas, es posible concluir que con esta tecnología se logra principalmente:

- ✓ La Movilización ágil, rápida y en el mismo día, sin necesidad de escoltas, ni permisos para movilización y manipulación de explosivos. Esto se traduce también en una optimización de costos operacionales, pues la movilización de explosivos es considerablemente elevada.
- ✓ Sistema 100% libre de explosivos.
- ✓ Herramienta que funciona con Baterías Alkalinas, sin problemas por disposición de Litio.
- ✓ Viabilidad de accionamiento con Wireline, Slickline o Coiled Tubing con conexiones convencionales con las diferentes unidades. Se puede operar en tiempo real o temporalizada.
- ✓ Se garantiza el área de flujo requerida para la cementación. En función al área requerida se hacen la cantidad de poncheos necesarios para garantizar dicha área de flujo y que de esa manera el posterior trabajo de cementación pueda ser llevado a cabo sin complicaciones.
- ✓ Se logra comunicación con anular próximo, sin afectar Casing de anulares, ni formación. Para formaciones que presentan acuíferos, se protege el mismo, evitando el impacto y costo ambiental que conllevaría la contaminación de dichos acuíferos en fondo.
- ✓ Operación y mantenimiento fácil y rápido de la herramienta. Gracias a la practicidad del equipo y su rapidez de mantenimiento (redress), es viable hacer múltiples corridas en un mismo pozo.

Reconocimientos y agradecimientos

A Ecopetrol por su ayuda y compromiso de implementar esta tecnología, siempre realizando un aseguramiento y calidad de la operación y las herramientas.

Referencias

Ministerio de Minas y Energía: Resolución Número 18 1495 de 2009, por la cual se regulan y controlan las actividades relativas a la exploración y explotación de hidrocarburos, maximizar su recuperación final y evitar su desperdicio, 2009.

Ministerio de Minas y Energía: Resolución Número 40048 de 2015, por la cual se establecen los requisitos técnicos para las operaciones de suspensión y abandono temporal o definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y se modifica parcialmente la resolución 18 1495 de 2009, 2015.

Servicio Geológico Colombiano – Banco de Información Petrolera: Manual de entrega de información técnica y geológica de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera, Anexo Técnico No. 2: Operaciones de Pozos., Bogotá, Marzo de 2020