



COMUNICACIÓN ANULAR SIN DAÑO A CASING ADYACENTE IMPLEMENTANDO DIFERENTES TÉCNICAS DE CAÑONEO PARA POZOS CON COMPLETAMIENTOS Y YACIMIENTOS HETEROGÉNEOS EN COLOMBIA

Oscar Leonardo Suarez Méndez, Ecopetrol, oscarle.suarez@ecopetrol.com.co / Rodrigo Lozano Vargas/ Ecopetrol / rodrigo.lozano@ecopetrol.com.co / Mónica del Pilar Torres, monica.torresve@ecopetrol.com.co / Julio Cesar Romero Arévalo, Meridian consulting, julio.romero@ecopetrol.com.co / Edgar Alberto Villa Chaparro, Ecopetrol, Edgar.albertovi@ecopetrol.com.co / Alba Enith Rodriguez Otavo, Ecopetrol, AlbaE.Rodriguez@ecopetrol.com.co /

Sinopsis

Las necesidades operativas en abandono de pozos están enfocadas en garantizar y conservar la integridad de los revestimientos para asegurar una apropiada ejecución de aislamiento de las zonas de interés y protección de los acuíferos aprovechables, es así, donde por medio la implementación de nuevas tecnologías que permiten comunicar anulares sin afectar el casing adyacente y evitar la comunicación de formaciones permeables permitió el éxito operativo en proyectos de abandono de pozo en campos de Colombia.

Uno de los principales retos en la industria, es la falta de disponibilidad y aplicabilidad de opciones de cañoneo que no afecten ni el casing adyacente ni comuniquen la roca, en este caso puntual, mediante el uso de unidad de wireline, por medio de cañoneo tipo flama (perforating torch Cutter) y cañoneo convencional con cargas PAC (Plug & Abandonment Circulation), obteniendo resultados satisfactorios en pozos de los campos: Colorado, Petrolea, Camoa y La Luna operados por Ecopetrol, eficiencia validada mediante el análisis de la integridad del completamiento previo y posterior al cañoneo empleando registro combinación de Caliper y Electromagnético como también con el aseguramiento de las pruebas de circulación efectivas obtenidas sin pérdidas de fluidos ni restauración de presión anulares no deseadas durante las etapas de bombeo de taponer de cemento.

Estos resultados, dieron cabida a campañas de abandono de pozos exploratorios y de desarrollo en diferentes campos petroleros de Colombia reduciendo las evidencias de restauraciones de presiones anulares, minimizando riesgo de afloramientos de fluidos en superficie y garantizando la integridad de los abandonos en yacimientos heterogeneos y de diferentes diseños de completamientos.

Introducción

Dentro de la desincorporación de activos según la guía de Ecopetrol IDA-010 “Guía para desincorporación de activos de producción”, los pozos con baja productividad y/o alcance del límite económico son los candidatos para su taponamiento y abandono, el cual es la fase final de la vida útil de un pozo, un abandono técnico es una operación o conjunto de operaciones mediante la cual se realizan taponos temporales o definitivos como barreras requeridas para conservar su integridad, dismantelar instalaciones y equipos de superficie cumpliendo con los siguientes objetivos:

- Prevenir el flujo de fluidos del pozo desde zonas productoras de hidrocarburos o fluidos de inyección a la superficie.
- Prevenir el flujo cruzado entre formaciones permeables.
- Prevenir la contaminación de los acuíferos superficiales.
- Prevenir el desarrollo de presiones sostenidas en los anulares.
- Cumplir con la regulación gubernamental y lineamientos de Ecopetrol S.A., vigentes.

La limitante actual radica en que no se encuentran identificadas tecnologías disponibles que permitan la comunicación anular mediante punchers, que aseguren la comunicación de un solo revestimiento, la circulación de cemento y garantizar la mínima o nula afectación del siguiente revestimiento, conservando así la integridad y la no comunicación del yacimiento. La disponibilidad actual, se limitaba al uso de explosivos

o químicos de alta peligrosidad lo que en muchos de los casos representa un alto riesgo de manejo en superficie, la dificultad en cuanto a su movilización y logística principalmente en áreas de operación remota y con un nivel de riesgos de seguridad física medio u alto

El problema que supone este tipo de operaciones es asegurar la integridad del casing externo después de la realización de cualquier tipo de punzado en casing de producción, previniendo la contaminación de acuíferos superficiales y/o a superficie, logrando una comunicación efectiva en el espacio anular para la posterior circulación de cemento en este anular en la fase de bombeo de tapón de cemento de superficie, (Ver ilustración 1). La siguiente ilustración muestra realización de puncher flama a 350' (106 mts), logrando la comunicación anular entre casing de 6 5/8" (16,83 cm) y casing de 8 5/8" (21,90 cm), por donde se realiza el bombeo de tapón de cemento de superficie en directa por el casing de 6 5/8" (16,83 cm) hasta superficie, circulando cemento a través de la zona comunicada a 350' (106,7 mts), también hasta superficie, de igual manera se ha realizado la operación de comunicación anular con cargas PAC, con los mismos resultados de éxito, esto es, logrando efectiva comunicación sin daño al casing adyacente.

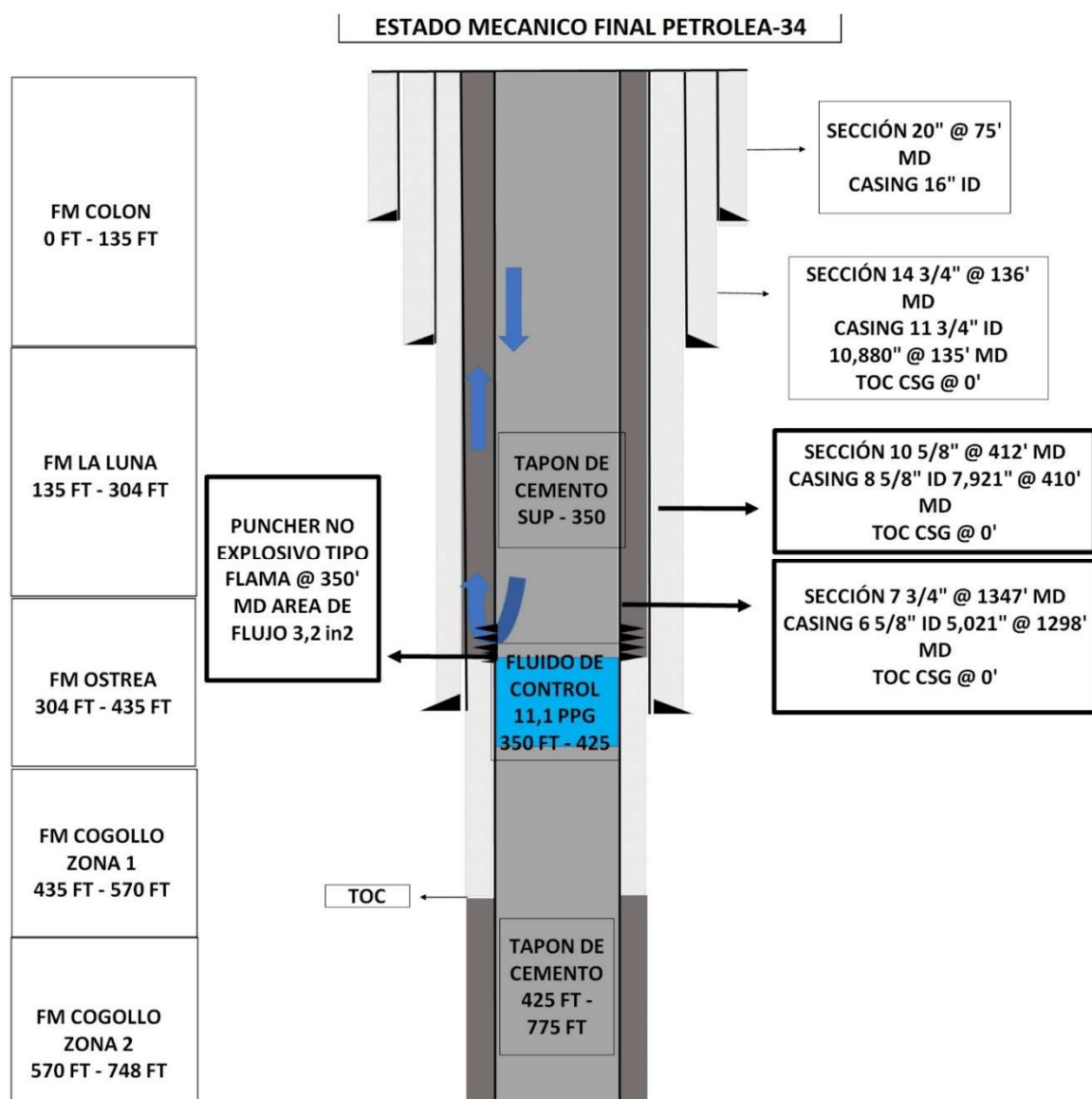


Ilustración 1. Estado Mecánico Final Petrolea 34
Fuente: Ecopetrol 2021

Este artículo técnico presenta los resultados de las pruebas piloto realizadas en los abandonos en los campos Petrolea, Colorado, La Luna, Cusiana y Cupiagua, donde se implementaron las tecnologías para la comunicación del anular del casing de producción y el casing de superficie para la posterior circulación de cemento en este espacio anular, sin afectación o daño a este casing de superficie cumpliendo con los objetivos técnicos de prevenir el escape de fluidos de las formaciones productoras hacia el medio ambiente y prevenir la contaminación de acuíferos, bajo la política de “cero es posible” para el cumplimiento de las metas HSE de Ecopetrol, logrando cero impactos ambientales, dando estricto cumplimiento a la normatividad y regulación vigente en Colombia, y a la política de integridad de la organización, de acuerdo con la Guía para el manejo de la integridad de pozos de Ecopetrol - WIMS DPD-G-188, el “Instructivo Estándar de Cementación” - WDP-I-008, la "Guía para la planeación y ejecución de intervenciones especiales (WIG) IDA-G-001" y "Guía para desincorporación de activos de producción IDA-G-010".

Desarrollo

La metodología utilizada, una vez retirado el completamiento, es realizar la evaluación de calidad de cemento e integridad del revestimiento del pozo a abandonar, en este caso, se registró con wireline herramienta Radial Bond Tool (Ver ilustración 2) y Electromagnético + Caliper 40/60 dedos (Ver ilustración 3), estas herramientas son corridas en combo con el fin de establecer la condición del cemento en el espacio anular, la integridad del casing de producción y el estado del casing adyacente.

Se evalúan las profundidades con mejor condición donde se realizará la comunicación entre anulares, se asegura previo a esto la integridad según los datos obtenidos en el análisis e interpretación (Ver tablas 1 y 2), y se define el mejor punto para realizar el puncher con wireline bien sea el no explosivo tipo flama PTC-2937-200 (Anexo 1), o el puncher explosivo con cargas PAC-5128-450S (Anexo 2). En algunos casos, posterior al disparo del puncher y una vez se logra efectiva comunicación, se han adquirido nuevamente registros de integridad con la herramienta electromagnética para corroborar que el casing adyacente no fue afectado y al mismo tiempo caracterizar el casing efectivamente abierto; En otros casos, se cuenta con ensayos de laboratorio donde ya las cargas han sido probadas en el escenario real del pozo y estas verificaciones pueden omitirse debido a que no hay margen de duda del correcto funcionamiento.

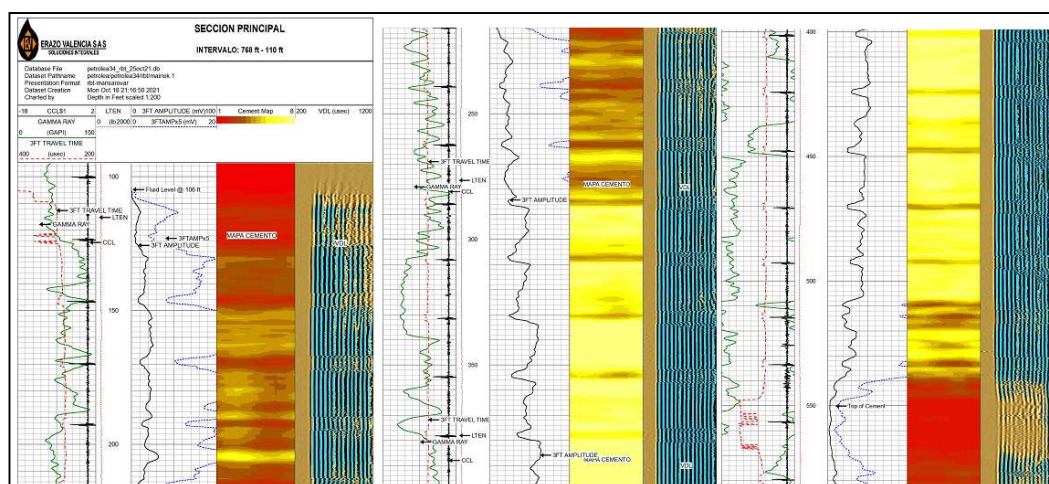


Ilustración 2. Registro de evaluación de cemento.

Fuente: Registro evaluación de cemento, Erazo Valencia pozo Petrolea 34

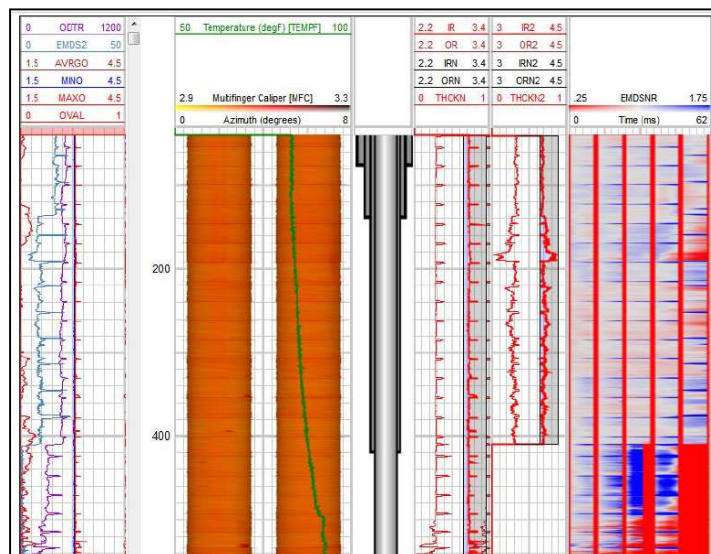


Ilustración 3. Registro de evaluación de integridad.

Fuente: Registro evaluación de integridad, Erazo Valencia pozo Petrolea 34

Posterior al registro de evaluación de cemento, los datos recolectados son el resultado de la interpretación y análisis del registro de integridad en la condición del casing externo (ver tablas 1 y 2)

Datos obtenidos previos al puncher						
Junta	Tope (m)	Base (m)	Espesor nominal (cm)	Mínimo espesor (cm)	Máxima pérdida de metal (%)	Grado Clasificación
1	12,37	19,69	0,89	0,77	14,2	Clase I
2	19,69	29,56	0,89	0,73	18,5	Clase I
3	29,56	41,15	0,89	0,71	20,2	Clase II
4	41,15	48,77	0,89	0,55	38,4	Clase II
5	48,77	58,15	0,89	0,06	93,8	Clase V
6	58,15	67,30	0,89	0,65	27	Clase II
7	67,30	76,87	0,89	0,42	52,8	Clase III
8	76,87	86,22	0,89	0,47	47,7	Clase III
9	86,22	95,64	0,89	0,55	38,6	Clase II
10	95,64	105,21	0,89	0,52	41,8	Clase III
11	105,21	375,70	0,89	0,60	32,7	Clase II

Tabla 1. Datos obtenidos de integridad en casing externo de 8 5/8" (21,90 cm), según registro electromagnético previo al puncher

Datos obtenidos posteriores al puncher						
Junta	Tope (m)	Base (m)	Espesor nominal (cm)	Mínimo espesor (cm)	Máxima pérdida de metal (%)	Grado Clasificación
1	12,37	19,69	0,89	0,77	14,3	Clase I
2	19,69	29,56	0,89	0,73	18,6	Clase I
3	29,56	41,15	0,89	0,71	20,5	Clase II
4	41,15	48,77	0,89	0,55	38,6	Clase II
5	48,77	58,15	0,89	0,06	92,3	Clase V
6	58,15	67,30	0,89	0,65	27,2	Clase II
7	67,30	76,87	0,89	0,42	52,7	Clase III
8	76,87	86,22	0,89	0,47	47,4	Clase III
9	86,22	95,64	0,89	0,55	39	Clase II
10	95,64	105,21	0,89	0,52	46,3	Clase III
11	105,21	114,51	0,89	0,60	36,8	Clase II

Tabla 2. Datos obtenidos de integridad en casing externo de 8 5/8" (21,90 cm), según registro electromagnético posterior al puncher flama hecho a 350° (106,7 mts),



Al analizar los resultados de los registros integridad previo y posteriores al puncher, para soportar como ejemplo el caso del pozo Petrolea 34, el casing externo de 8 5/8" (21,90 cm), 32# J-55 desde el zapato @ 410' (124,9 mts) hasta superficie, según la clasificación de desgastes (Ver ilustración 4), se observan los siguientes resultados:

Se realiza verificación de la zona con mayor desgaste en la junta #5 donde se observa la conservación de la integridad.

Grado	Perdida Metal (%)	Clasificación
Clase I	< 20%	Muy ligero
Clase II	20% > 40%	Ligero
Clase III	40% > 60%	Moderado
Clase IV	60% > 80%	Significante
Clase V	> 80%	Intensivo

Ilustración 4 Clasificación de desgastes de acuerdo a tablas de Ecopetrol.

La comparativa de los resultados vistos entre el registro base (previo al puncher) y el registro posterior al puncher flama detonado a 350 pies (106,7 mts) de profundidad, evidencian que en el casing de 8 5/8" (21,90 cm), que no se tuvo un mayor impacto en las calificaciones respecto a su desgaste.

En el punto de impacto Junta #11, se observa un leve incremento en el porcentaje de pérdida de espesor, calculándose en 36.8%. lo que demuestra de que el casing objeto de estudio, en términos generales conservó su integridad sin mostrar mayor afectación con resultados menores al 2%

Junta	Tope (m)	Base (m)	Espesor nominal (cm)	Mínimo espesor (cm)	Datos previos		Datos posteriores	
					Máxima pérdida de metal (%)	Grado Clasificación	Máxima pérdida de metal (%)	Grado Clasificación
1	12,37	19,69	0,89	0,77	14,2	Clase I	14,3	Clase I
2	19,69	29,56	0,89	0,73	18,5	Clase I	18,6	Clase I
3	29,56	41,15	0,89	0,71	20,2	Clase II	20,5	Clase II
4	41,15	48,77	0,89	0,55	38,4	Clase II	38,6	Clase II
5	48,77	58,15	0,89	0,06	93,8	Clase V	92,3	Clase V
6	58,15	67,30	0,89	0,65	27	Clase II	27,2	Clase II
7	67,30	76,87	0,89	0,42	52,8	Clase III	52,7	Clase III
8	76,87	86,22	0,89	0,47	47,7	Clase III	47,4	Clase III
9	86,22	95,64	0,89	0,55	38,6	Clase II	39	Clase II
10	95,64	105,21	0,89	0,52	41,8	Clase III	46,3	Clase III
11	105,21	375,70	0,89	0,60	32,7	Clase II	36,8	Clase II

Tabla 3. Comparación de resultados pérdida y desgaste, datos Previos y posteriores al puncher flama Pozo Petrolea 34

Fuente: Reporte de integridad Erazo Valencia pozo Petrolea 34

Otro ejemplo claro de la efectividad de estas tecnologías lo encontramos si analizamos también los resultados obtenidos en el abandono del pozo Colorado 62, para el casing externo de 8 5/8" (21,90 cm), 24# J-55, desde el zapato a 514' (156,6 mts) hasta superficie, al comparar los resultados obtenidos en el registro realizado previo y posterior al puncher, se pudo observar que en la junta donde se ubica el puncher, Junta 2 (Ver tabla 4), hubo un pequeño incremento en el porcentaje de pérdida de metal, lo que no afectó el tipo de clase de cada junta. Manteniéndose en clase II, con un desgaste catalogado como ligero

Junta	Tope (m)	Base (m)	Espesor nominal (cm)	Mínimo espesor (cm)	Datos previos		Datos posteriores	
					Máxima pérdida de metal (%)	Grado Clasificación	Máxima pérdida de metal (%)	Grado Clasificación
1	84,61	94,88	0,66	0,33	52.7	Clase III	52.75	Clase III
2	105,03	115,21	0,66	0,51	25.4	Clase II	33,71	Clase II
3	115,21	125,48	0,66	0,66	3.41	Clase I	4,17	Clase I
4	125,48	135,72	0,66	0,51	24.62	Clase II	25,76	Clase II
5	135,72	145,93	0,66	0,53	20.1	Clase II	21,97	Clase II

Tabla 4. Comparación de resultados perdida y desgaste, datos Previos y posteriores al puncher flama Pozo Colorado 62

Fuente: Reporte de integridad Erazo Valencia pozo Colorado 62.

Además de los resultados ya expuestos utilizando el puncher tipo flama, también se ejecutaron exitosamente múltiples operaciones con otro tipo de tecnología ya mencionada anteriormente en este artículo, es de tipo explosivo y se denominada PAC (Plug and Abandonment Circulation), esta tecnología tiene la característica de conectar anulares evitando el daño al casing adyacente, las pruebas que se realizan en laboratorio muestran la capacidad de este tipo de cargas de establecer comunicación en cualquier tipo de escenario, incluso en comunicaciones multi-string.

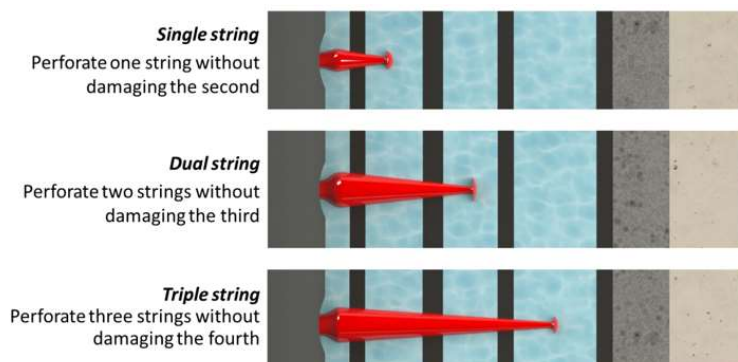


Ilustración 6. Grafica Capacidades técnicas puncher tipo PAC

Fuente: Corelab documentos de soporte

La utilización de estas cargas se soporta en pruebas de laboratorio hechas en el fluid pit del fabricante en Texas, se configura un escenario real en superficie simulando las condiciones que se tienen en el pozo objetivo, la siguiente ilustración es la configuración de una prueba específica hecha para los pozos de abandono del campo Colorado en Colombia.

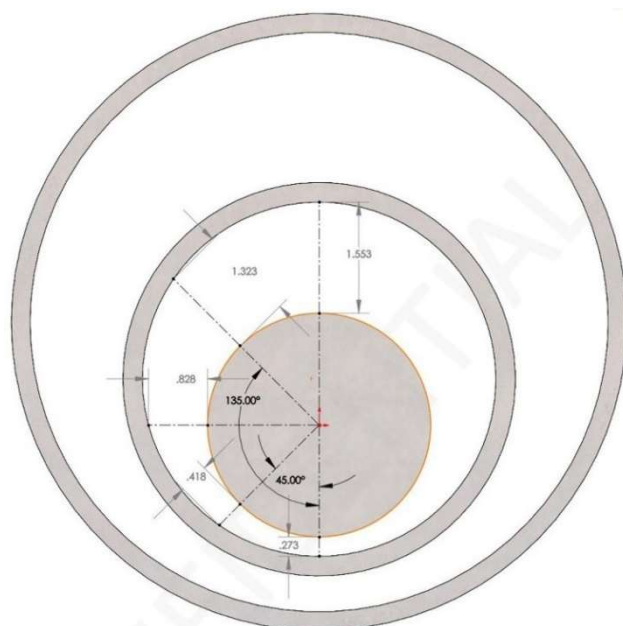


Ilustración 7. Configuración prueba, distanciamiento y fase
Fuente: Prueba de laboratorio PRJ-1271-LTR-08

Una vez se tiene el resultado de la prueba de laboratorio, este es documentado por el fabricante y entregado a la empresa con los resultados y la referencia de la carga ideal para el escenario probado, de esta manera se asegura el éxito en las operaciones, caso puntual, el excelente resultado de esta tecnología en los pozos de abandono y que en resumen se documentan en la siguiente tabla (Ver tabla 5), donde se hace un resumen de las operaciones ejecutadas con ambas tecnologías.

OPERACIONES CARGAS PAC								
POZO	TIPO DE CARGA	INTERVALO PERFORADO (m)	AREA DE FLUJO (cm2)	CASING TARGET (cm)	CASING EXTERNO (cm)	VERIFICACIÓN	CAUDAL (m³/s)	PRESION (Kpa)
COLORADO 45	PAC-5128-450S	149-150	46.45	16.83	24.45	CIRCULACIÓN A SUPERFICIE SIN PERDIDAS EN FORMACIÓN	0.0044	1379
COLORDO 27	PAC-5128-450S	192-193,5	46.45	16.83	N/A		0.0044	3447.4
COLORADO 40	PAC-5128-450S	148 - 149,3	46.45	16.83	24.45		0,0035 - 0,0088	413 -1379
COLORADO 35	PAC-5128-450S	115,8-117	46.45	16.83	24.45		0,0035 - 0,0088	413 -1379
COLORADO 21	PAC-5128-450S	65,5-66,75	46.45	16.83	33.97		0.007	2068.4
COLORADO 36	PAC-5128-450S	83,51-84,74	46.45	16.83	24.45		0.007	2068.4
COLORADO 37	PAC-5128-450S	114,6-115,8	46.45	16.83	24.45		0.0049	3323
COLORADO 44	PAC-5128-450S	120-122	46.45	16.83	24.45		0.007	2758
COLORADO 23	PAC-5128-450S	71,32 - 72,5	46.45	16.83	24.45		0,0017 - 0,0052	1034
OPERACIONES FLAMA								
POZO	TIPO DE CARGA	INTERVALO PERFORADO (m)	AREA DE FLUJO (cm2)	CASING TARGET (cm)	CASING EXTERNO (cm)	VERIFICACIÓN	CAUDAL (m³/s)	PRESION (Kpa)
PETROLEA 34	PTC-2937-200	106	22.5	16.8	21.9	ELECTROMAGNETICO	0.0035	413
COLORADO 62	PTC-2937-200	109	46.45	13.97	21.9	ELECTROMAGNETICO	0.00088	3102
CAMO A 3	PTC-2937-200	92	22.5	17.78	24.45	CIRCULACIÓN A SUPERFICIE SIN PERDIDAS EN FORMACIÓN	0.0088	482
COLORADO 58	PTC-2937-200	148	46.45	13.97	21.9		0.00528	3447
COLORADO 75	PTC-2937-200	119	46.45	13.97	21.9		0.00352	896
COLORADO 74	PTC-2937-200	131	46.45	13.97	21.9		0.00088	2758
COLORADO 55	PTC-2937-200	64	46.45	13.97	21.9		0.00352	344
COLORADO 67	PTC-2937-200	36.5	46.45	13.97	24.45		0.00352	2758
COLORADO 69	PTC-2937-200	92	46.45	13.97	21.9		0.00617	1379
COLORADO 76	PTC-2937-200	33	46.45	13.97	21.9		0.00617	1034
COLORADO 02	PYRO TORCH PPT	152	46.45	29.85	39.37		0.005725	207
COLORADO 02	PYRO TORCH PPT	47	46.45	29.85	39.37		0.00528	138
LUNA 1	PTC-2937-200	655.3	19.3	24.45	33.97		0.001763	6894

Tabla 5, resultados generales en operaciones realizadas con puncher no explosivo de flama y puncher explosivo con cargas PAC en pozos de abandono de Ecopetrol

Perforación Sand Jetting o cañoneo abrasivo.

Como parte del aseguramiento técnico para garantizar la comunicación anular en tipos de Completamiento estándar en pozos profundos, económicamente viable y versátil, se realizó la prueba de campo para asegurar que la técnica sand jetting pudiese ser involucrada como opción para la comunicación anular en abandono de pozos.

Ejecución de Yard Test para la aplicación

Se realizó un yard test usando tubería de coiled tubing de 2,0" OD (5,08 cm), unidad de bombeo, batch mixer para mezcla de píldora abrasiva (Gel con arena 0.7 ppa o 83,87 kg/m³), y grúa hidráulica. Izó el stack de coiled tubing compuesto por inyector y stripper sobre catch tank para recibir los fluidos de la operación de sand jetting.

Para simular las condiciones del completamiento, se usaron 3 tubulares debidamente soldados acorde a la configuración del completamiento standard para pozos profundos, la misma correspondía a una sección de Casing 9-5/8" OD (24,44 cm) (53,5 lb/ft) (79,4 Kg/m), Casing 13-3/8" OD (33,97 cm) (72 lb/ft) (50,55 Kg/m), y Casing 20" OD (50,8 cm) (133 lb/ft) (197,9 Kg/m), respectivamente. En la tabla a continuación se describen las especificaciones de la configuración simulada.

Revestimiento (cm)	ID (cm)	Espesor de pared (cm)	Peso nominal (Kg)
50,8	47,57	1,61	60,32
33,97	31,36	1,30	32,65
24,44	21,67	1,38	24,26

Tabla 6. Configuración de completamiento.

Para esta prueba se armó un BHA con herramienta de 5.75" OD (14.60 cm) (mismo tamaño que la corrida durante el trabajo), configurada con 3 orificios de 0.15" (0,381 cm) espaciados a 120 deg, como se muestra a continuación.



Ilustración 8. Configuración de completamiento con BHA sand jetting posicionado (Yard test).

La prueba fue realizada bombeando a un caudal de 1.8 bpm (0,0035 m³/s) y concentración de arena de 0.7 ppa (83,87 kg/m³), monitoreando el retorno de fluido a través de cada anular para establecer el tiempo de penetración de cada casing. Los resultados del yard test se muestran a continuación.

Revestimiento (cm)	Tiempo de perforado (min)	Tiempo acumulado (min)	Presión de bombeo (kpa)	Caudal de bombeo (m ³ /s)
50,8	2.7	2.7	28268.5	0,0035
33,97	2.3	5	29164.82	0,0035
24,44	4	9	28957.98	0,0035

Tabla 7. Resultados y parámetros de yard test

Ejecución de la operación de Perforación Abrasiva y Cementación en pozo

Para la aplicación en pozos para abandono definitivo, en Colombia se han tenido aplicaciones las cuales ha involucrado, la bajada en tándem de perforado abrasivo con tapón mecánico, con aplicación exitosa, así como la bajada de sólo el perforador abrasivo para la comunicación anular, e incluso como cañoneo abrasivo para zona nuevas u opción de recañoneo.

En el caso del yard test y su aplicación, incluyó en la ejecución la bajada del BHA para asentamiento de tapón y perforado abrasivo con la siguiente configuración: 2.88" OD (7.3152 cm) Double Flapper + 2.88" OD (7.3152 cm) Hydraulic Disconnect + 2.88" OD (7.3152 cm) Sub + 5.75" OD (14.60 cm) perforadora + 3.8" OD (9.652 cm) Setting Tool Baker-20 + 8" OD (20,32 cm) Wireline Adapter Kit + 9 5/8" (24,44 cm) Bridge Plug Longitud Total: 18,25 ft. (5.5626 m) Se realizó hasta profundidad de sentamiento a 3,833 ft (1168.29 m), activando la setting tool y sentando tapon a dicha profundidad, seguido del posicionamiento y Ejecución de la operación de Perforación Abrasiva y Cementación.

La corrida del BHA para asentamiento de tapón y perforado abrasivo con el siguiente BHA, 2.88" OD (7.3152 cm) Double Flapper + 2.88" OD (7.3152 cm) Hydraulic Disconnect + 2.88" OD (7.3152 cm) Sub + 5.75" OD (14.60 cm) perforadora + 3.8" OD (9.652 cm) Setting Tool Baker-20 + 8" OD (20,32 cm) Wireline Adapter Kit + 9 5/8" Bridge Plug Longitud Total: 18,25 ft. (5.5626 m) Se realiza hasta profundidad de sentamiento a 3,833 ft, (1168.29 m), activando la setting tool y sentando tapon a dicha profundidad, seguido del posicionamiento y realización del perforado abrasivo a 3,783 ft (1168.29 m), realizando dos etapas (1168.29 m y 1152 m) de 8 minutos cada una a un caudal de 0,0035 m³/s 83,87 kg/m³ de arena. Tras el perforado se realiza prueba de comunicación con el anular entre 9 5/8" (24.44 cm) y 13 3/8" (33,97 cm) sin observar circulación incrementando presión hasta 6894.76 kpa constante por directa y 0 kpa en dicho anular.

Tras intento de circulación no exitoso se realizan etapas adicionales en las profundidades desde 1152 m hasta 1148,7 m (3,65 m totales perforados), bombeando 8 min por etapa con los mismos parámetros de caudal y concentración de arena, tras los cuales se realiza intento de circulación por el anular, presurizando hasta 11031.61 kpa sin observar comunicación, por lo cual se realiza bombeo de tapón de cemento balanceado en el casing de 9 5/8" (24.44 cm).

Para el tapón de cemento intermedio, se realiza la corrida del BHA BHA #X para asentamiento de tapón y perforado abrasivo con el siguiente BHA, 2.88" OD (7.3152 cm) Double Flapper + 2.88" OD (7.3152 cm) Hydraulic Disconnect + 2.88" OD (7.3152 cm) Sub + 5.75" OD (14.60 cm) perforadora + 3.8" OD (9.652 cm) Setting Tool Baker-20 + 8" OD (20,32 cm) Wireline Adapter Kit + 9 5/8" (24.44 cm) Bridge Plug Longitud Total: 18,25 ft (5.5626 m), realizando el sentamiento del tapón a 681,5 m y perforado abrasivo del casing de 9 5/8" (24.44 cm) en 10 etapas desde 671,7 m hasta 669 ft a 0,0035 m³/s con 0.7 ppa y 8 minutos



por etapa, tras observar comunicación efectiva se realiza operación de rocking tanto en anular como en directa logrando establecer circulación constante entre 9 5/8" (24.44 cm) y 13 3/8" (33.97 cm) bombeando a 0,0016 m³/s y 3447.38 kpa

Bajo estas condiciones, se realizó el bombeo de tapón de cemento que permitió el abandono definitivo de estos anulares, minimizando el riesgo de restauración de presión anular y garantizando el cumplimiento del plan original, así como de la política de abandono.

OPERACIONES SAND JETTING								
POZO	TIPO DE CARGA	INTERVALO PERFORADO (m)	AREA DE FLUJO (cm ²)	CASING TARGET (cm)	CASING EXTERNO (cm)	VERIFICACIÓN	CAUDAL (m ³ /s)	PRESION (Kpa)
CUPIAGUA H42	3.38" HYDRAJETTING	4328.2	3.65	13.97	24.45	CIRCULACIÓN A SUPERFICIE	0.0031734	8720.91
COPORO 1	5.75" HYDRAJETTING	184.1	10.94	24.45	33.97		0.001763	1502.892
PUMA 1	4.5" HYDRAJETTING	182.9	3.65	17.78	24.45		0.0031734	2516.31

Tabla 8, resultados generales en operaciones realizadas con Perforado abrasivo en pozos de abandono de Ecopetrol

Conclusiones

Los anteriores datos expuestos, muestran la efectividad de ambos sistemas de punchers para la comunicación anular sin representar riesgo de afectación o daño al casing externo o casing de superficie ni comunicación del yacimiento, cumpliendo de esta manera, con uno de los principales objetivos técnicos, prevenir el escape de fluidos de las formaciones productoras hacia el medio ambiente y prevenir la contaminación de acuíferos.

La tabla 5, relaciona los resultados de la implementación de las tecnologías Flama y PAC en los campos Colorado, Petrolea, Camoa y La Luna, desde el mes de Octubre de 2021 hasta el 21 de Junio de 2022, en total, 20 pozos abandonados empleando estas tecnologías, que han sido respaldadas con las pruebas de laboratorio de los fabricantes, para los revestimientos 5 1/2" (13.97 cm) - 8 5/8" (21.90 cm), solicitada por el aliado Erazo Valencia, y donde la evidencia corroborada con la circulación efectiva de cemento a superficie en el espacio anular, sin pérdidas de este hacia la formación, han permitido eliminar riesgos de contaminación de acuíferos subterráneos durante la intervención de abandono de pozo, así como, la eliminación de costos y tiempos asociados a la remediación de pérdidas de fluido, de manera que se logra cumplir con el objetivo técnico principal de asegurar las barreras que contengan los fluidos desde los yacimientos productores, siendo estas tecnologías planeadas para ser masificadas como las mejores opciones para asegurar el abandono de pozos salva guardando la integridad, eliminando riesgo de afectación al medio ambiente, propiciando operaciones limpias y seguras con el no uso de explosivos y/o químicos que impliquen riesgos asociados a la seguridad de las personas y del medio ambiente, así como, eliminando el riesgo en áreas remotas operativas en cuanto a seguridad física refiere.

Acorde con los resultados, se logra corroborar la efectiva comunicación anular entre revestimientos sin daño a casing adyacente ni comunicación del yacimiento con las tecnologías de flama no explosiva y puncher convencional usando cargas PAC.

- El área efectiva de circulación después de ejecutar las tecnologías de flama no explosiva y puncher convencional usando cargas PAC permite sin mayores restricciones la circulación de fluido de control y cemento, de manera que se asegura el cumplimiento del objetivo en cuanto a la integridad de la barrera de cemento en el espacio anular.
- Se logra mitigar el riesgo de comunicación del yacimiento detrás del segundo Casing y las consecuencias en cuanto a control de pérdidas o comunicación de formaciones permeables, logrando cumplir con los objetivos del abandono, prevenir el flujo de fluidos del pozo desde zonas productoras de hidrocarburos o fluidos de inyección a la superficie y prevenir la contaminación de los acuíferos superficiales, cumpliendo con la regulación gubernamental y lineamientos de Ecopetrol S.A., vigentes.
- Los datos analizados, corroboran la efectividad de este tipo de punchers, estableciendo comunicación anular entre los revestimientos con afectaciones menores al 2%, evaluadas con registro



Electromagnético antes y después de la realización del puncher y mediante la efectiva circulación a superficie sin pérdidas en formación.

- Las pruebas de las tecnologías realizadas por los fabricantes junto con su implementación en los 20 pozos descritos en el presente artículo constituyen un gran avance en el campo de los abandonos técnicos de pozos, teniendo en consideración el gran número de operaciones de abandono que se estiman ejecutar en Colombia, cumpliendo con las exigencias actuales de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y las regulaciones colombianas para abandono de pozos petroleros.

Anexo 1. Especificaciones técnicas Puncher tipo flama



PTC
PERFORATING TORCH CUTTER

 the new standard™

PERFORATING TORCH SYSTEMS

MCR's Perforating Torch Cutter™ tool provides the industry with a safe, efficient and reliable pipe punching alternative to explosives. MCR's Perforating Torch Cutter tool effectively perforates coiled tubing, tubing, casing and drill pipe without the use of restrictive technologies. When running a job that requires adequate flow into the annulus, explosive perforators and punchers are unreliable in many configurations at producing a consistent or sufficient hole in pipe. MCR's line of punchers allow operators to perforate or circulate with confidence while relying on MCR's field proven technology.

ADVANCED TECHNOLOGY

The patented nozzle and proprietary mixture of various powdered metals produces jets of highly energized plasma to perforate virtually any type of pipe in any well condition. Because the PTC™ tool does not use explosives or hazardous chemicals, the tool can be shipped almost anywhere in the world within 24 hours, saving significant time and associated costs, while remaining compliant with safety regulations.

SUPPORTING TOOLS

- Generator Safety Sleeve (GSS)
 - ▷ Safely dissipates all Thermal Generator energy in the event of operator activation error on surface
- Remote Firing Mechanism (RFM)
 - ▷ Data logging tool and firing system
 - ▷ Safely enables all MCR systems on coiled tubing, slickline and pipe

© MCR Oil Tools, L.L.C. Tools sold only under license. MCR, Perforating Torch Cutter, PTC, Thermal Generator and THG are trademarks of MCR Oil Tools, L.L.C. and Affiliates • Last Rev AUG 30, 2018

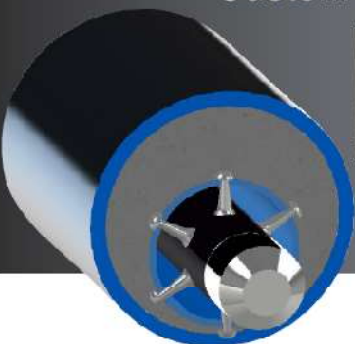
Fuente: MCR - documentos de soporte



Anexo 2. Especificaciones técnicas Puncher tipo PAC



Custom Design Perforation Solution



INNER STRING MIDDLE STRING OUTER STRING

Advantages

- Capable of providing 360° perforation coverage of primary casing string to establish communication with annulus
- Produces consistent entry hole to assist in cement squeeze and circulation operations
- Large area open to flow for less impeded cement flow and more homogenous cement plug
- Limited damage to secondary string regardless of primary to secondary string orientation
- Product offerings for gun sizes ranging from 1-9/16 to 7in.
- PAC product offerings for C & D Annulus limited penetration scenarios

Owen's PAC line provides a superior option to standard tubing/casing punch charges when limited penetration is required. These charges are capable of producing 0° - 360° coverage of the primary casing string with consistent exit hole diameters for less impeded cement flow. These charges utilize manufacturing and packaging processes that allow for easy shipment and fast delivery to the customer.

This technology should be used to establish communication between two or more strings of tubing or casing. The system with the largest possible running diameter should be chosen to achieve maximum hole size in the primary string. For well abandonment or zonal isolation, a PAC system with 360° coverage is recommended. This will improve the quality of the cement plug and drastically reduce the time for completion. For establishment of circulation or applications where reduced area open to flow is required, 0° phased systems are recommended. These systems provide consistent hole sizes and minimal controlled damage to the outer string.

Owen Oil Tools
P.O. Box 568, 12001 County Road 1000, Godley, Texas 76044
P. 800.333.5936 - www.corelab.com/owen

PERFORATING SOLUTIONS



OWEN OIL TOOLS

Fuente: Corelab - documentos de soporte

Bibliografía

American Petroleum Institute. (april de 2016). API RECOMMENDED PRACTICE 90-2. Annular Casing

Pressure Management. Washington.
Core Laboratories. (2022). Core laboratories. Obtenido de <https://www.corelab.com/owen/Charges/charges-pac>
Ecopetrol. (s.f.). (WIG) IDA-G-001, Guía para la planeación y ejecución de intervenciones especiales. .
Ecopetrol. (15 de 10 de 2018). WDP-I-008, Instructivo Estándar de Cementación.
Ecopetrol. (19 de MARZO de 2020). IDA-G-010, Guía Para Desincorporación Activos de Producción .
Ecopetrol. (s.f.). WIMS DPD-G-188, Guía para el manejo de la integridad de pozos.
MCR Oil tools. (s.f.). Perforating torch cutter. Obtenido de
<https://www.mcroiltools.com/PRODUCTS/PerforatingTorchCutter/tabid/188/Default.aspx>
Standards Norway. (s.f.). Norsok Standar D'010, Well integrity in drilling and well operations.
Tenaris. (Julio de 2007). Manual de Uso de casing y tubing. Tenaris Marketing communications.

Oscar Leonardo Suárez Mendez

Título y lugar de estudio: Ingeniero de Petróleos, Universidad Surcolombiana, Colombia

Trayectoria: Ingeniero de Petróleos 15 años de experiencia como Company Man en Intervención a pozos con equipo de Workover y rigless para las compañías BP, Equion, y Ecopetrol en donde actualmente laboro, he ocupado cargos de liderazgo en proyectos de Abandono y atención a pozos declarados en emergencia por Blow out y/o pérdidas de integridad.

Cargo actual en la empresa: Company Man Perforación y Completamiento

Rodrigo Lozano Vargas

Título y lugar de estudio: Ingeniero Mecánico, Universidad Nacional, Colombia

Trayectoria: Ingeniero Mecánico con 20 años de experiencia en diferentes áreas tales como:
- Ingeniero de Campo y Gerente de Servicios a Campo para trabajos de Tubería Flexible tanto en tierra como en offshore en la compañía Schlumberger, desempeñando labores en Colombia, Libia y Camerún.
- Company Man de Intervención de pozos rigless para pozos de flujo natural de hasta Categoría 3, principalmente en las compañías Equion Energía, y Ecopetrol S.A.

Cargo actual en la empresa: Senior de Operaciones Completamiento Piedemonte para Ecopetrol S.A. Colombia

Julio Cesar Romero Arévalo

Título y lugar de estudio: Ingeniero electrónico Universidad Pontificia Bolivariana y MBA universidad EAN, Colombia

Trayectoria: Ingeniero con 23 años de experiencia en la industria Oil & Gas con especialidad en registros eléctricos wireline hueco entubado en compañías como Halliburton, Weatherford y Hotwell US, con cargos de gerencia de operaciones, Supervisión y planeación en operaciones de reacondicionamiento, producción y abandonos en pozos de Oil & Gas

Cargo actual en la empresa: Company Man Subsuelo.

Alba Enith Rodríguez Otavo

Título y lugar de estudio: Ingeniera de Petróleos, Universidad Industrial de Santander y Magister en Gestión Financiera, universidad EAN, Colombia

Trayectoria: Ingeniera con 17 años de experiencia en la industria del Oil & Gas en planeación técnica, operaciones de perforación, completamiento y subsuelo en empresas como Consultec, Gexdes y Ecop S.A., Coordinadora de Operaciones de Subsuelo en Ecopetrol, liderando intervenciones de reacondicionamiento, Well services y abandono en campos del Piedemonte Llanero.

Cargo actual en la empresa: Coordinadora de Operaciones de Subsuelo.