

ACIPET TEC-328

Completamiento Inteligente de pozo con sistemas selectivos de inyección de fluido pulsante en campos maduros

“Smart Well Completion for selective injection with pulsating fluid in mature fields”

J. H. Vargas - ECOPEPETROL S.A, J. C. M. Escobar-Remolina- ECOPEPETROL S.A, J. L. Jimenez - ECOPEPETROL S.A, D. Skrzypczk - Gesca Corp. Colombia SAS, A. Sanchez - Wavefront Reservoir Technologies Ltd.

Categoría: Marque con una “X”

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

X

Derechos de Autor 2017, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XVII Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET en Bogotá D.C. 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

En este trabajo se presenta el comportamiento de un pozo de inyección de agua, T-FP1, en el campo Tibú de Ecopetrol, completado con 2 herramientas de inyección de fluido pulsante durante una prueba tecnológica en el año 2015. El pozo inyector inicialmente con un completamiento convencional y capacidad de inyectividad nula, recupero su capacidad de inyección durante los 7 meses que duró la prueba y la mantuvo por 10 meses después del retiro de las herramientas pulsantes. Este documento se centrará en el inyector y los productores asociados a su patrón de acuerdo a los datos recopilados e interpretados.

Cuando una zona de inyección pierde su capacidad de admisión de agua, no se alcanzará la capacidad de barrido óptima, y entonces el operador no logrará una producción de petróleo suficiente para mantener la rentabilidad. En el campo Tibú se instalaron 2 herramientas de fluido pulsante, con el objetivo de superar la pérdida de inyectividad debido a bloqueos y decaimiento de permeabilidad en la cara de formación. Las herramientas de fluido pulsantes en un pozo convencional se instalaron por primera vez en Colombia en el campo Tibú y el pozo inyector fue seleccionado por haber perdido totalmente su capacidad de inyección.

De los resultados observados obtenidos se evidencio, como los intervalos que antes no aceptaban el agua de inyección, gradualmente (después de un mes) comenzaron a recibir agua y mejorar la inyectividad de la zona. Esto último confirma la eficacia teórica y práctica de la herramienta de fluido pulsante. La herramienta gobierna el camino del fluido y su tecnología agrega energía al fluido que se inyecta, convirtiendo el caudal continuo en numerosas pulsaciones por minuto. Con lo anterior se logra entre 10 y un 25% de incremento del corte de petróleo de los productores del patrón con el inyector pulsante.

Introduccion

El campo Tibú pertenece al convenio de explotación de operación directa Tibú, el cual es administrado por la Vicepresidencia de Producción Central de Ecopetrol, por medio de la Gerencia de Desarrollo y Producción Catatumbo. Se encuentra ubicado a 96 kilómetros al norte de la ciudad de Cúcuta en el Departamento de Norte de Santander. Fue descubierto en 1941 con el pozo Tibu-01, ocupa una longitud de 30 km de largo por 10 km de ancho, se encuentra conformado por 2 anticlinales denominados Tibú y Socuavó. Por facilidades el campo se divide en 5 áreas operacionales: A, B, C, D y E, ver Figura 1.

La Figura 2, nos muestra la columna estratigráfica y los yacimientos principales y secundarios del Campo Tibú. Los principales yacimientos encontrados son la formación Barco de edad terciaria a una profundidad promedio de 4500' y el grupo Uribante, compuesto por las formaciones Aguardiente, Mercedes y Tibú, de edad Cretácea a una profundidad promedio 9500'.

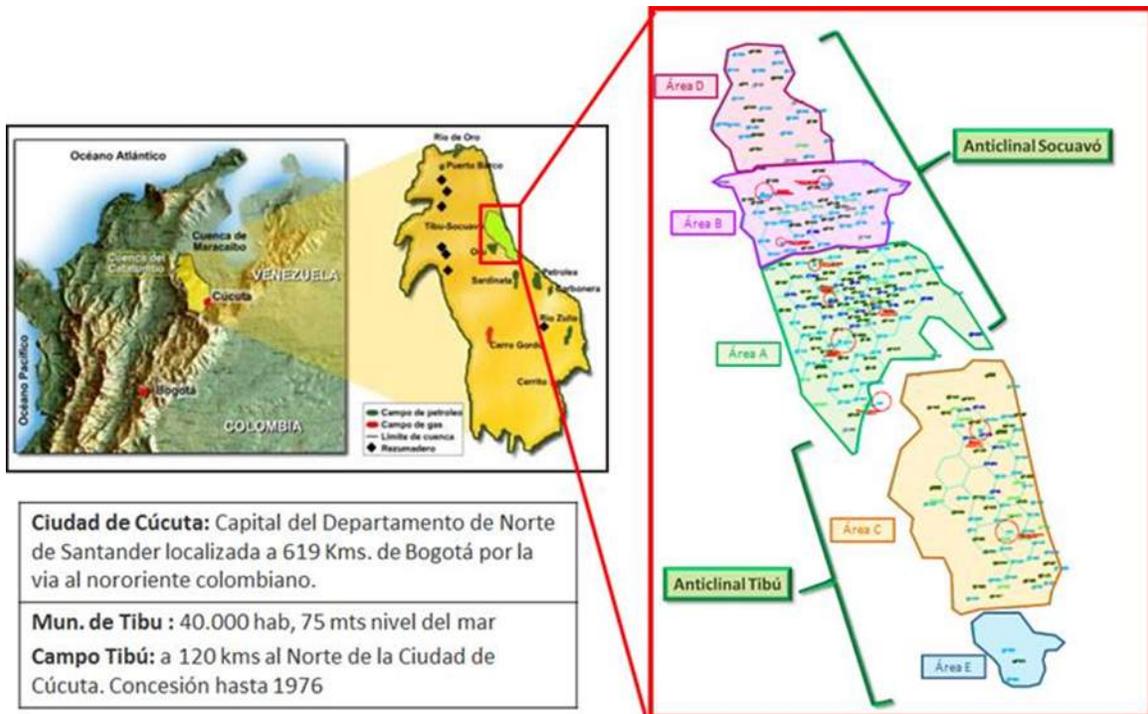


Figura 1. Localización geográfica Campo Tibú estructuras y áreas.

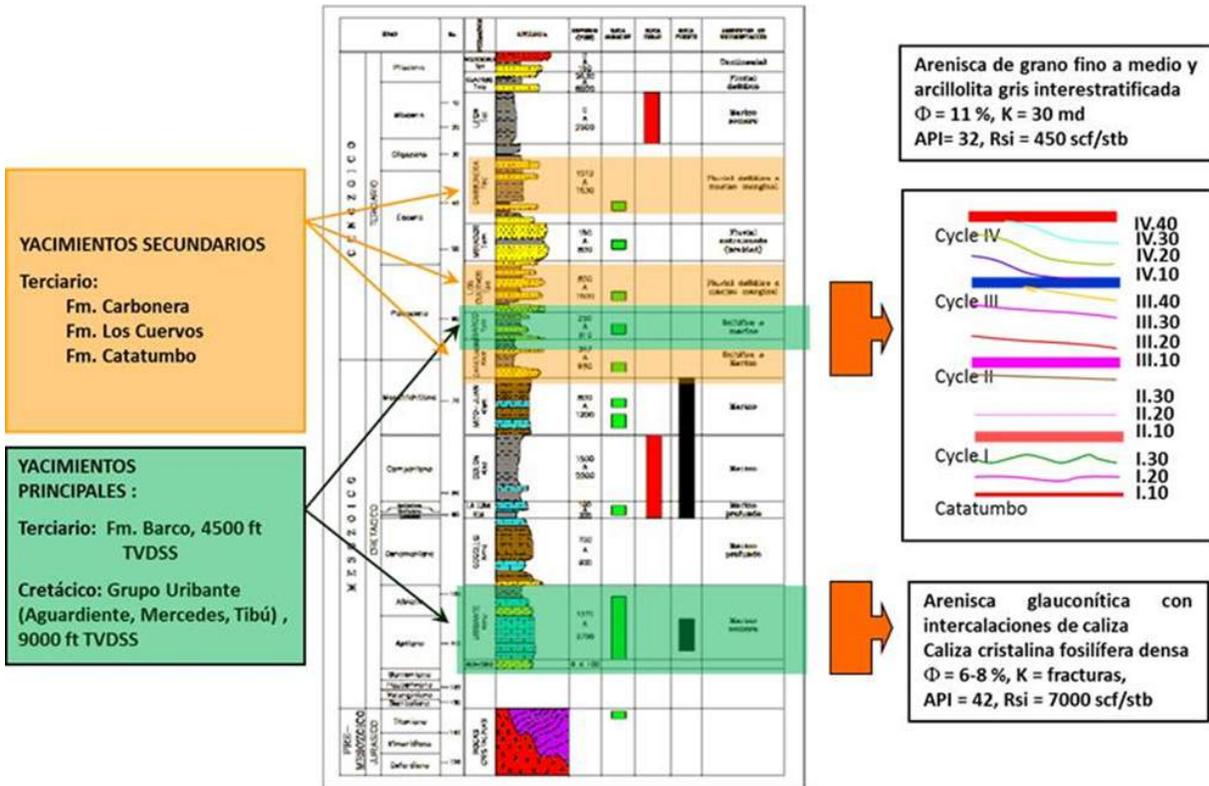


Figura 2. Columna estratigráfica y yacimientos principales - secundarios del Campo Tibú.

En la Tabla 1, podemos observar los datos técnicos del campo de la formación Barco, y datos de recobro por inyección de agua y su producción.

DATOS TECNICOS DEL CAMPO			
Gerencia	GCU	Año de descubrimiento	1941
Nombre del campo	TIBU	Área de Campo (Acres)	74131,6
Nombre de Formación	BARCO	Participación ECOPETROL	100%
YACIMIENTO		PROPIEDADES DE ROCAS Y FLUIDOS	
Tipo de trampa	Estructural - estratigráfico	porosidad promedio %	12
Angulo de Buzamiento	0 - 15°	Rango de porosidad %	0 - 18
Edad Geológica	Terciario	Permeabilidad promedio (mD)	30
Ambiente de depositacion	Deltaico	Rango de permeabilidad	10 - 100
Litología	Areniscas-Limotitas	Relación Kv/Kh	0,15
Profundidad promedio	4500	Reservorio Naturalmente fracturado	NO
Espesor Total (Prom pies TVT)	550	Gravedad API del aceite	32
Espesor neto petrolífero (Prom pies TVT)	50 - 150	GE del gas	0,9269
Saturación inicial de Agua Sw (%)	0,3	Viscosidad Aceite / Gas (cp)	1,5 - 4,74 @ 143 °F
Saturación de aceite residual Sor (%)	0,33	Presión de punto de burbuja (psi)	1650
Temperatura del Yacimiento	143	relación Gas-Aceite Rsi (SCF/STB)	300 - 450
Presión inicial del Yacimiento (psi)	2210	Factor Volumétrico Bo/Bgi (RB/STB o PC/PCS)	1,21 @ Pb
Mecanismo Primario de Produccion	Gas en Solución	Salinidad agua de formación (ppm Cl)	500 - 7000
CONTACTO DE LOS FLUIDOS		ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	
Contacto gas-aceite o LKG (pies)		Pozos totales perforados	576
Contacto aceite-agua o LKO (pies)	Depende del anticlinal y ciclo	Pozos productores activos (petróleo, Gas)	113
		Pozos inyectores activos	79
VOLUMENES DE FLUIDOS Y FR		PRODUCCION ACTUAL Y ACUMULADA MAYO 2016	
OOIP (MBPE)	1008	Petróleo (bpd, bls)	2600 - 256105620,21
OGIP (GPC)		Gas (kpcd, KPC)	1402 - 376476589,51
FR actual (petróleo, gas) %	20,9	Agua (bpd, bls)	33985 - 572085838,22
FR esperado escenario 3P (petróleo, gas) %	29,3	Agua inyectada (bpd, bls)	51186 - 1094596149,63

Tabla 1. Datos técnicos de campo Tibú.

Este yacimiento tiene como mecanismo de producción primario el empuje de gas en solución y ha sido evidenciado por la rápida disminución de la presión del yacimiento que paso de 2150 a 700 PSI en los primeros 15 años de producción. Su desarrollo se inició con un espaciamiento de 90 acres/pozo y a partir del año 1950 se desarrollaron programas de reducción de espaciamiento de 45 acres/pozo. En 1961 se inicia el proceso de recuperación secundaria con la inyección de agua a través de modelos regulares de 7 puntos.

En total se han perforado 576 pozos de los cuales permanecen activos 113 productores, 7 abastecedores y 79 inyectoros de agua. La recuperación secundaria por inyección de agua se inició en 1955 cuando se iniciaron los pilotos de inyección de agua en área “C”, en 1960 se tenía una recuperación primaria acumulada de 84.3 MBLS (recobro 11 % sobre OOIP = 764.49 Mbbs), en este año se inició el proyecto en firme en las áreas “A”, “B” y “C”. La inyección en el área “D” se inició en 1970. Los patrones de inyección fueron de 7 puntos-normal (2I/1P) con un espaciamiento de 90 Ac/650 mts.

En 1971-1972, 1976-1978 y 1988-1989 se realizaron campañas de Reducción de Espaciamiento en el área “A” a 45 Ac/325 mts. En los años 2011–2012 se implementó un piloto de inyección con sartas selectivas en 6 pozos. Resultó, un aumento en la presión en cabeza de los pozos inyectoros, inyectando con perfiles distribuidos y mejora en la eficiencia vertical de la inyección y se contactaron nuevas arenas. El Campo Tibú es un campo maduro en etapa de Desarrollo Incremental. Actualmente se está adelantando un nuevo proyecto de inversión denominado PROYECTO TIBU, orientado a la recuperación secundaria por Inyección de Agua en la Formación Barco que posee el 73.1% del aceite original.

La Inyección Convencional es el sistema más utilizado en el Campo Tibú, 44 pozos inyectoros, tiene la desventaja que las arenas de buenas propiedades petrofísicas tienen un alto barrido y han acumulado hasta máximo 2 volúmenes porosos. Las arenas que no presentan muy buenas propiedades petrofísicas, las cuales no han sido contactadas, han inyectado menos de 0.5 volúmenes porosos. En la actualidad 35 pozos del campo inyectan selectivamente.

Este artículo describe los resultados de la aplicación de 2 herramientas de flujo pulsante y como al mejorar la inyectividad, esta se mantuvo por un tiempo y se logra incrementar la producción en los pozos del patrón asociado al inyector.

Desarrollo del trabajo

En esta sección se discuten las bondades de la tecnología de Fluidos Pulsantes (FP), especificaciones de una herramienta tipo de FP y finalmente la descripción del pozo inyector candidato T-FP1 y su relación con los pozos productores.

Bondades de la tecnología de fluidos pulsantes (FP). Es una tecnología a través de herramientas que crea pulsaciones de fluido entre 150 a 1500 psi, maximizando el barrido y generando nuevos canales. El dispositivo gobierna el camino del fluido ya que por su tecnología agrega energía al fluido que se inyecta, convirtiendo el caudal continuo en muchas pulsaciones por minuto. Con lo anterior se logra entre 10 y un 25% de incremento del corte de petróleo de los productores del patrón con el inyector pulsante (Ref. 1, 2 y 3). Dentro de las bondades de esta tecnología de FP se tiene:

- Esta herramienta ofrece una gobernabilidad total en su funcionamiento y desempeño, debido a que cuenta con una computadora en superficie que controla todos los parámetros de funcionalidad de la herramienta pulsando en el fondo del pozo.
- En este tipo de completamientos, se pueden instalar hasta 11 herramientas en una sola columna de inyección en un pozo inyector.
- Las herramientas de FP poseen tecnología Scada, para una operación y monitoreo remota.
- Se maximiza el barrido y por ende mejor penetración de los fluidos.
- Mejora y estabiliza la curva de declinación del corte de petróleo y corte de agua de los productores del patrón con el inyector pulsante.
- Logra entre un 10 y un 25% de incremento del corte de petróleo de los productores del patrón con el inyector pulsante.
- De tener daño el pozo inyector, recupera e inclusive potencialmente logra incrementar la inyectividad.
- Estos equipos pulsan tantas veces según su diseño, sin importar las condiciones del reservorio o del caudal de inyección.

Para la instalación de la herramienta se requirió de equipo de Workover, para pozos con un empaque mecánico. Las herramientas se colocan enfrente de los punzados que más necesitan ayuda para la inyección, los demás punzados seguirán recibiendo fluido, pero la energía se concentrará enfrente de los puertos de salida de la herramienta.

Especificaciones Herramienta de una herramienta tipo de Fluidos Pulsantes. En la Figura 3, se representa una herramienta típica de FP. La Figura 3 nos esquematiza, la ficha técnica de la herramienta tipo de FP, diseño, geometría y materiales (Ref. 4). Las características principales de una herramienta de FP son:

Eléctrica

Requiere de 0,5 AMP de energía en pozo.

Se puede configurar desde 250 a 10000 Bwpd

Diámetro de 3,75”.

Requiere de un equipo de “pulling” para su instalación.

Cuenta con una computadora en superficie (controlador) que controla la herramienta.

Tecnología SCADA.



Figura 3. Ficha técnica de la herramienta tipo de FP diseño y geometría, materiales.

Descripción de pozo candidato. Se seleccionó el pozo inyector T-FP1, el cual se encontraba con capacidad nula de inyección en el año 2015. En la selección del inyector se tuvo en cuenta los productores asociados.

En la Figura 4, se puede apreciar claramente el pozo inyector T-FP1 seleccionado y sus productores activos, T-FP02, T-FP04, T-FP06, T-FP08, T-FP10, y el productor inactivo T-FP12.

El completamiento inicial del pozo T-FP1, especificando su empaque y sarta de inyección se muestra en la Figura 5. La Figura 5, también nos detalla los intervalos cañoneados.

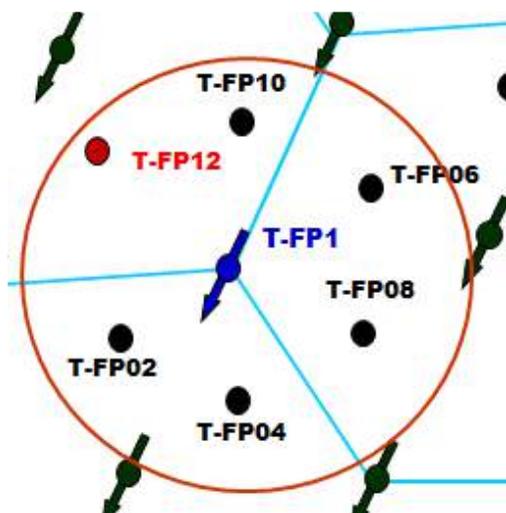


Figura 4. Patrón inyector T-FP1.

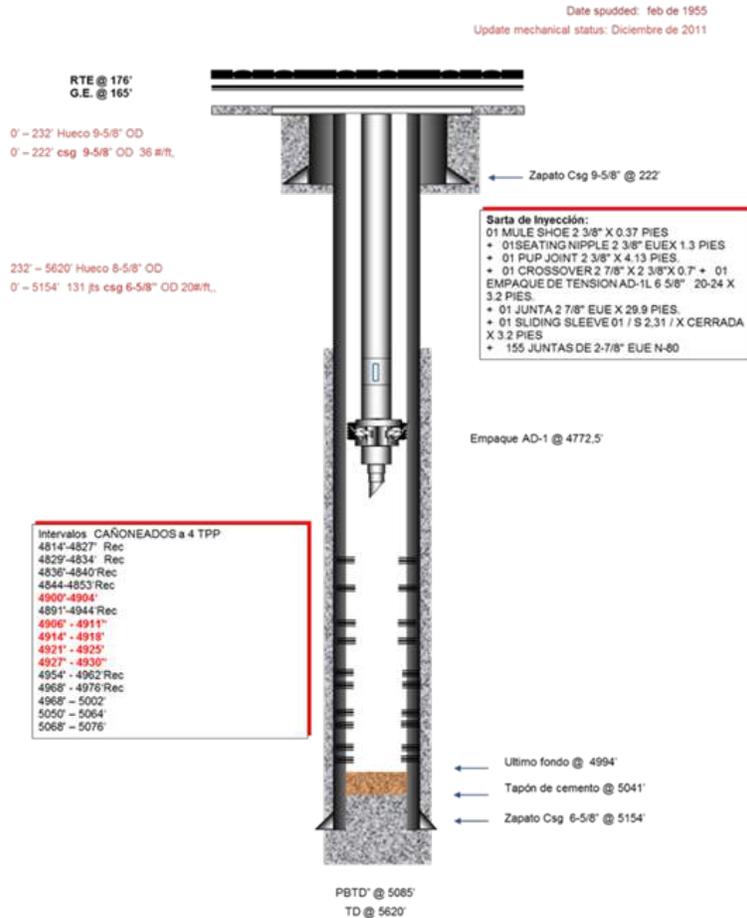


Figura 5. Completamiento inicial pozo T-FP1.

Se determinó que uno de los problemas que pueden tener los inyectores en el campo, y en este caso el inyector seleccionado, es el taponamiento por sólidos de la cara de la formación, y posible acumulación de sólidos en el área de inyección. El primer trabajo de la herramienta se basa en reparar estos problemas, funcionando como una herramienta de limpieza y estimulación de pozo, pero instalada permanentemente. Una vez que se abren nuevos espacios que estaban bloqueados, tanto en la formación, como en la cara del área de inyección, se traza como objetivo el poder reinyectar agua en zonas que ya no estaban siendo barridas, logrando trabajar en recuperar la inyectividad. Una expectativa de la herramienta, es mantener la inyectividad por más tiempo, al estar constantemente pulsando y creando suficiente turbulencia en la zona de ubicación y cara de la formación. Esto, evita que se acumulen los sólidos y partículas que contiene el agua, causando posibles nuevas pérdidas de inyectividad que anteriormente eran constantes. Por otro lado la tecnología pulsante nos provee de un barrido uniforme del crudo que puede encontrarse entrampado en el área.

Se realizó la selección de los intervalos a estimular y la profundidad de instalación de las herramientas de acuerdo a la correlación del pozo inyector con los pozos productores. La Tabla 2 muestra los intervalos a estimular y la Figura 6 nos esquematiza la correlación inyector a pozos productores.

POZO	Intervalos a estimular	Tope herramienta (ft)	Q _{wi} recomendado (bwipd)
T-FP1	4814-4853	4830,7	500
	4883-4940	4908,7	500

Tabla 2. Selección de intervalos a estimular.



Figura 6. Correlación inyector con pozos productores.

De acuerdo a los aspectos contemplados y análisis-diseño correspondientes, se determinó el completamiento a instalar en el pozo inyector (Rref 5) el cual quedo, ver Figura 7.

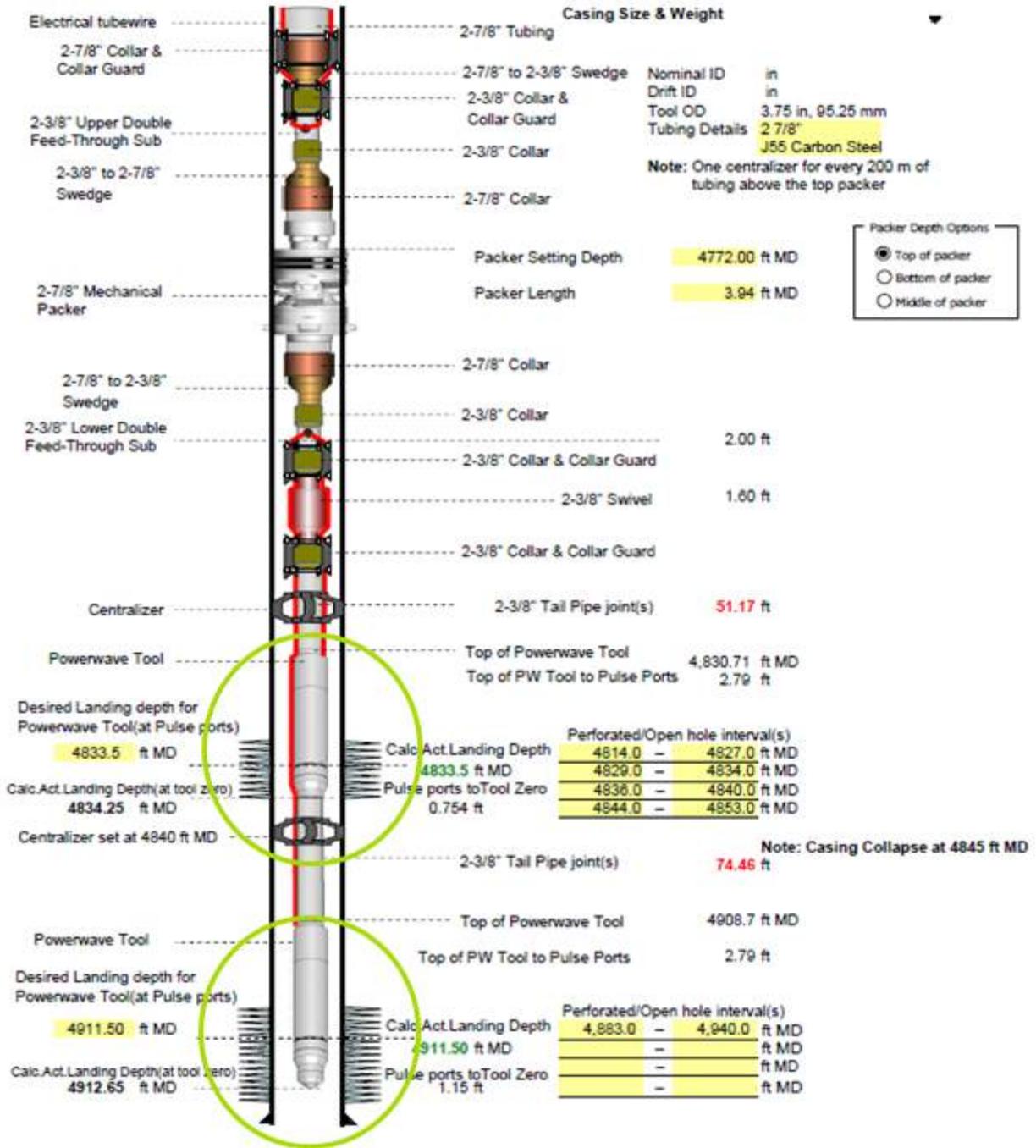


Figura 7. Completamiento final pozo T-FP1.

Este proyecto de aplicación de la tecnología de Fluido Pulsante en el Campo Tibú, llevo la implantación de inyección dinámica pulsante en el pozo inyector T-FP1, utilizando 2 herramientas tipo de esta tecnología de 3,75" OD. Una vez instaladas las herramientas, estas entraron en un periodo de monitoreo hasta finales de diciembre del 2015, alrededor de 7 meses. Dicho periodo permitió medir el funcionamiento de la herramienta en el pozo inyector objeto del proyecto, tratando de cumplir los objetivos planteados con respecto a recuperar y mantener inyectividad en la formación. Los parámetros a medir fueron: 1) la lectura de presión en cabezal, 2) la capacidad de aceptación de caudal por cada una de las capas inyectoras, de igual forma se monitoreo el comportamiento de pozos productores dependientes del inyector intervenido.

Resultados

Una vez instaladas las herramientas de fluido pulsante en el pozo inyector T-FP1, se inició con un periodo de monitoreo desde el 1 de junio hasta finales de diciembre de 2015. La presión inicial en cabeza era de 2700 psi y su caudal 0 bwpd. Entre los resultados logrados se tienen los siguientes:

El yacimiento en la malla inyectora pulsante T-FP1 paso a tomar 740 bwpd (barriles de agua por día), a una presión en cabezal de 2700 psi,

A diciembre del 2015, como se muestra en la Figura 8, la malla inyectora se encuentra estabilizada inyectando y acepto fluido, a un caudal promedio de 675 bwpd, promedio considerando las paradas del sistema de inyección, por la inestabilidad eléctrica del campo Tibú, a una presión de cabezal de 2650 psi estable. En condiciones eléctricas estables el promedio de inyección se hubiera mantenido en 750 bwpd.

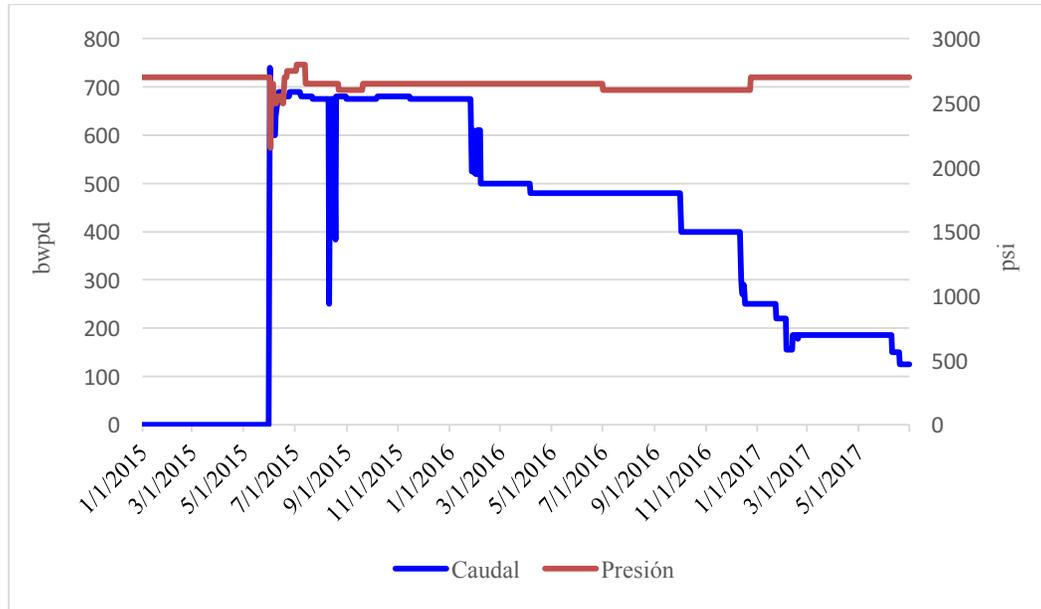


Figura 8. Comportamiento inyector T-FP1 en presión y caudal de agua inyectada.

La aplicación de la tecnología permite en el pozo generar la capacidad de variar su inyectividad, dependiendo del caudal que se tenga disponible para la malla inyectora. Que el yacimiento aceptara fluido, para lograr barrido, es un éxito otorgado a las pulsaciones de los equipos de inyección pulsante.

En lo que tiene que ver con la producción de petróleo en el proyecto de tecnología pulsante, fueron 5 los pozos productores activos dentro de la malla inyectora T-FP1. A estos pozos, se les realizaron entre 2 y 4 pruebas de producción durante el transcurso de la prueba, como se ve en la Tabla 3. El pozo T-PF12 permaneció inactivo durante la prueba de la tecnología.

En la figura 9 se presenta el comportamiento de los pozos productores activos desde el año 2014 (antes de la aplicación de la tecnología pulsante) hasta la fecha. Se observa un incremento en la producción en el primer año (2015) del 23.1%, en el segundo (2016) del 35.1 % y ya en el tercer año (2017) del 21.3, ver Figura 10. En la Tabla 4 se presenta el comportamiento de la producción en porcentaje comparándolo con la producción de cada pozo antes de la implementación de la tecnología pulsante en el pozo inyector.

POZO	AÑO	VOLUMEN DE ACEITE	VOLUMEN DE AGUA	BSW
T-FP02	2014	6	35	85
	2015	13	30	70
	2016	10	30	75
	2017	10	23	70
T-FP04	2014	10	140	93
	2015	15	148	91
	2016	16	170	91
	2017	17	160	90
T-FP06	2014	30	31	51
	2015	38	51	57
	2016	62	22	26
	2017	58	21	27
T-FP08	2014	20	13	39
	2015	25	15	38
	2016	32	26	45
	2017	19	11	37
T-FP10	2014	30	93	76
	2015	35	75	68
	2016	28	68	71
	2017	18	50	74
T-FP12	2014	5	6	52
	2015	Inactivo		
	2016	Inactivo		
	2017	Inactivo		

Tabla 3. Resultados pruebas de producción promedio anual.

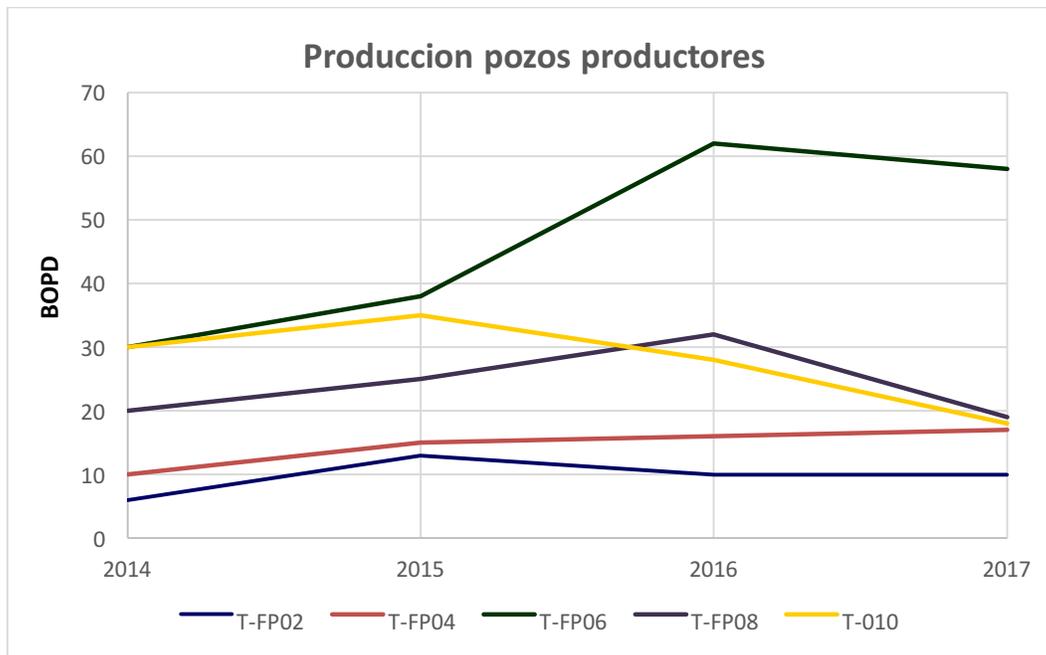


Figura 9. Comportamiento producción pozos productores patrón inyector T-FP1.

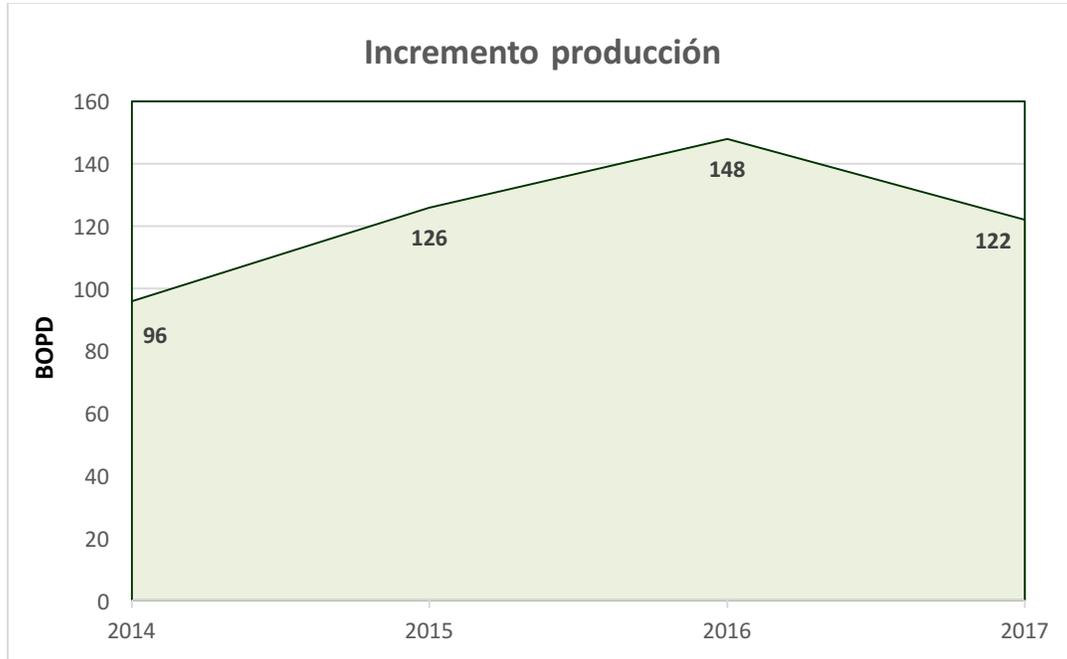


Figura 10. Incremento producción patrón pozo inyector T-FP1.

AÑO	T-FP02	T-FP04	T-FP06	T-FP08	T-FP10
2015	54%	33%	21%	20%	14%
2016	40%	38%	52%	38%	-7%
2017	40%	41%	48%	-5%	-67%
Promedio	45%	37%	40%	17%	-20%

Tabla 4. Porcentajes de incremento de producción.

El pozo T-FP10 fue perforado y completado en enero de 2015 y presentó como los pozos del patrón un comportamiento inicial de incremento de producción y posterior declinación, presentando este pozo la mayor caída de producción. El pozo T-FP12 inactivo durante la prueba solo hasta este año tiene programación de reactivación.

Conclusiones

El proyecto mejoró y restauró los volúmenes de inyección de agua, incrementando así la eficiencia en el pozo inyector T-FP1. Las ondas emitidas por las herramientas pulsantes, lograron que el yacimiento aceptara fluido, para lograr barrido en el yacimiento. El aumento del índice de inyectividad varió de 0% a 80%. Cabe destacar que el incremento en el flujo de inyección osciló entre el 750 bwpd a 500 bwpd durante la aplicación de la inyección pulsante. Se demostró que la técnica de pulso fluido era eficaz para mejorar la inyectividad y contribuyó en gran medida a mejorar la productividad y la economía del desarrollo del campo.

Se logró un incremento de Producción en Pozos Productores asociados al Inyector del 35 % (52 BOPD) durante los 6 meses después de aplicada la tecnología.

Si la malla hubiera quedado más tiempo pulsando, inundando de mejor manera la malla inyectora, maximizando el barrido, el efecto en la producción de petróleo sin duda habría sido más contundente, dado que los equipos estuvieron efectivamente pulsando entre 5-6 meses.

Después de los 6 meses de aplicación de la tecnología, a pesar de que el piloto que buscaba probar la efectividad de la herramienta pulsante fue exitoso, tanto en el inyector como en los productores cercanos. Lamentablemente, se tuvo que retirar las herramientas del pozo inyector ya que por la caída de los precios del petróleo se redujo el presupuesto y pararon todos los trabajos de perforación y WO que se estaban realizando en el campo dentro del proyecto incremental Socuavó del campo Tibú.

Se recomienda dentro del nuevo desarrollo del campo, una vez se dé inicio nuevamente a las actividades de recuperación de reservas (campaña perforación y WO) instalar nuevamente las herramientas de inyección de fluido pulsante en el pozo T-FPI y en otros pozos inyectores convencionales del campo y de Colombia. Con ello, se podrá obtener un aumento en la inyectividad en pozos inyectores de bajo caudal y asociado incremento en producción que contribuyan a mejorar el factor de recobro del campo de los campos a nivel Nacional.

Reconocimientos

Los autores desean agradecer a Ecopetrol SA: Luis Antonio Castillo Gerente de Desarrollo & Producción Catatumbo, Harold Alberto Páez Jefe de Dpto. de producción Catatumbo, Adriano Lobo Gerente de Yacimientos, Carlos Chaparro Jefe de Dpto. Tecnologías. A GAF (Grupo de Aseguramiento de Flujo), Johnny Emerson Jay Gomez profesional Dpto. de Mantenimiento y al grupo de ingenieros de subsuelo del campo Tibú.

Armando Sanchez y Danuta Skrzypczak agradecen la empresa Wavefront Reservoir Technologies Ltd y a la Compañía Gesca Corp. Colombia SAS, en especial a B.C. Davidson por su contribución y apoyo logístico.

Referencias

1. D. Avagnina, R. J. Segura, M. E. Muniategui, A. Sanchez, A. Keshka, K. R. Kolli, J. Wegmann-Sanchez, "An Innovative Waterflood Optimization Method for Unconsolidated Sandstone Reservoirs to Increase Oil Production, Lower Water-Cut, and Improve or Stabilize Base Oil Decline Rate". Mature Fields Congress 2015
2. J.C.M. Escobar-Remolina, W. Barrios-Ortiz, J. Mantilla-Villamizar, J. A. Vargas-Medina, L. Sanabria-Gomez, Ecopetrol S.A. B.C. Davidson, A. Sanchez-Lona, J.M. Wegmann-Sanchez, "An Effective Accelerated Pulsing Injection Method for Restoring Injectivity in Waterflood Fields with Selective Injection Systems with Side-Pocket Mandrels and Control Flow Valves". SPE-169544-MS. SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Regional Meeting held in Denver, Colorado, USA, April 16–18 | 2014.
3. Jeroen Groenenboom, Sau-Wai Wong, Shell Tor Meling, Robert Zschuppe. "Pulsed Water Injection during Waterflooding", SPE Paper 84856. SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific held in Kuala Lumpur, Malaysia, October 20–21 2003.
4. A. Sanchez. "Optimización de procesos de inyección de agua en sistemas convencionales de EOR (inyectores pulsantes)". Información técnica GSC-FR-CO-01. Gesca Corp. Colombia SAS, Wavefront Reservoir Technologies Ltd, Julio 2013.
5. K. R. Kolly. "Gidelines for installation of tubing conveyed Powerwave equipment. Project No 10254". Edmonton, Canada, march 2015.