

Análisis del Comportamiento de Inyección de Vapor en Pozos Horizontales Completados con el
Sistema Dual Pipe Pulse

Ricardo Torres Arenas

Monografía presentada como requisito para optar al título de Especialista en Producción de
Hidrocarburos

Director

Juan Camilo Castaño Lizarazo

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Producción de Hidrocarburos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

Dedico mi trabajo de grado principalmente a Dios, me ha dado todo lo que tengo, sin él nada de esto se hubiese logrado... este sueño.

*Dedico también este trabajo a mi esposa, la cual fue muy importante en todo este proceso, por estar ahí en los momentos más difíciles, por su ayuda idónea, gracias, **Adriana Beltrán**.*

A mis hijos por ser el motor de mi vida.

A Mansarovar Energy por brindarme la oportunidad de formarme como profesional.

Ricardo Torres Arenas

Agradecimientos

*A **Mansarovar Energy Colombia Ltd.** Por permitirme desarrollar esta monografía en los Campos Moriche, Underriver & Abarco.*

Al Ingeniero Juan Camilo Castaño por dirigir esta monografía y por sus aportes realizados.

Finalmente, a mis amigos que me acompañaron en este bonito proceso aportaron ideas y su tiempo en la ejecución de este trabajo; a los ingenieros Álvaro Cañas Morales, Sergio Andrés Marín, Daimer Miguel Cruz.

Ricardo Torres Arenas

Contenido

	Pág.
Introducción	15
1. Inyección Cíclica de Vapor.....	17
1.1 Factores relevantes para la planeación, realización y éxito de la inyección cíclica de vapor. 19	
1.1.1 Espesores Netos de Arena.....	20
1.1.2 Calor inyectado en cada ciclo	20
1.1.3 Calidad de vapor inyectado.....	20
1.1.4 Tiempo de remojo	21
1.1.5 Número máximo de ciclos de inyección.....	21
1.1.6 Periodos de cierre (Soaking).....	22
1.1.7 Puesta del pozo en producción.....	22
1.2 Ventajas de la inyección cíclica de vapor	22
1.3 Desventajas de la inyección cíclica de vapor.....	23
1.4 Criterios de selección de un yacimiento para la inyección cíclica de vapor.....	23
2. Completamientos usados en la inyección cíclica de vapor	25
2.1 Completamiento convencional.....	25
2.1.1 Sarta de tubería o tubing	25
2.1.2 Crossover 3-1/2 in 2-7/8 in EUE BOX PIN.....	26

2.1.3 Seating Nipple.....	27
2.1.4 Pup Joint.....	28
2.1.5 Muleshoe Guide.	29
2.2 Completamiento Pulse Tube Dual Pipe	30
2.2.1 Diseño de una sarta Pulse Tube Dual Pipe	31
2.2.2 Estructura de la sarta Pulse Tube Dual Pipe	32
2.2.3 Distribuidor de Vapor	33
2.2.4 Tubería de Pulso (Tubo Jet).....	34
2.2.5 Empaques de inyección de vapor.....	36
2.2.6 Tubo Central	38
2.2.7 Centralizador.....	40
2.2.8 Selladores de Tubo.....	41
2.3 Pasos para instalar la sarta Pulse Tube Dual Pipe.....	41
2.4 Sarta de tubería Pulse Tube Dual Pipe VS Sarta de tubería convencional	42
3. Ciclo completo de inyección de vapor con completamiento convencional.....	45
3.1 Etapa de inyección de vapor.	47
3.2 Etapa de remojo	49
3.3 Etapa de producción.....	50
4. Distribución de calor a lo largo de la zona productora	53
4.1 Distribución de calor en pozos convencionales	54
4.1.1 Primera fase pozo en frio.	56
4.1.2 Segunda fase: inyección cíclica de vapor.	57
4.1.3 Tercera fase: Periodo de remojo del pozo (Soaking).....	59

4.2 Distribución de calor en pozos horizontales	64
4.2.1 Primera fase pozo en frio	65
4.2.2 Segunda fase: inyección cíclica de vapor	67
4.2.3 Tercera fase: Periodo de remojo del pozo (Soaking)	70
4.2.4 Cuarta fase: Etapa de producción.	73
5. Implementación del completamiento Pulse Tube Dual Pipe	77
5.1 Pozo URNCP-HZ02.....	78
5.2 Pozo URNX-HZ04.....	86
5.3 Pozo ABA PH3-HZ10.	93
6. Conclusiones	98
7. Recomendaciones	99
Referencias.....	101
Apéndices.....	103

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Criterios para la aplicación de un proceso de inyección cíclica de vapor.</i>	24
Tabla 2. <i>Especificaciones y condiciones de uso para la implementación del distribuidor de vapor.</i>	34
Tabla 3. <i>Especificaciones y condiciones de uso para la implementación del tubo de pulso (tubo Jet)</i>	36
Tabla 4. <i>Especificaciones y condiciones de uso para la implementación del empaque de inyección de vapor.</i>	38
Tabla 5. <i>Especificaciones y condiciones de uso para la implementación del empaque del tubo central.</i>	39
Tabla 6. <i>Especificaciones y condiciones de uso para la implementación del centralizador.</i>	40
Tabla 7. <i>Condiciones iniciales de pozo antes de la inyección de vapor.</i>	46
Tabla 8. <i>Variables monitoreadas durante la inyección cíclica de vapor en un pozo del campo Abarco.</i>	48
Tabla 9. <i>Registro de producción de fluidos del pozo ABA PH5-HZ8.</i>	51
Tabla 10. <i>Porcentaje de vapor inyectado en cada intervalo de interés durante el proceso de inyección cíclica de vapor en un pozo convencional según registro DTS.</i>	59

Tabla 11. <i>Porcentaje de vapor inyectado en cada intervalo de interés durante el proceso de inyección cíclica de vapor en un pozo horizontal según registro DTS.....</i>	69
Tabla 12. <i>Reporte inyección de vapor convencional de por ciclo del pozo URNCP-HZ02.</i>	82
Tabla 13. <i>Reporte de producción de crudo con tecnología Pulse Tube Dual Pipe pozo URNCP-HZ02.</i>	84
Tabla 14. <i>Reporte de inyección de vapor convencional vs tecnología Pulse Tube Dual Pipe por ciclo del pozo URNCP-HZ02.....</i>	85
Tabla 15. <i>Reporte de inyección de vapor convencional por ciclo del pozo URNX-HZ04.....</i>	89
Tabla 16. <i>Reporte de producción de crudo con tecnología Pulse Tube Dual Pipe por ciclo del pozo URNX-HZ04.</i>	90
Tabla 17. <i>Reporte de inyección de vapor convencional vs tecnología Pulse Tube Dual Pipe por ciclo del pozo URNX-HZ04.</i>	91
Tabla 18. <i>Reporte de inyección de vapor convencional por ciclo del pozo ABA PH3-HZ10.</i>	95
Tabla 19. <i>Reporte de producción de crudo con tecnología Pulse Tube Dual Pipe por ciclo del pozo ABA PH3-HZ10.</i>	96
Tabla 20. <i>Reporte de inyección de vapor convencional vs tecnología Pulse Tube Dual Pipe por ciclo del pozo ABA PH3-HZ10.</i>	97

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. <i>Proceso de inyección de vapor.</i>	17
Figura 2. <i>Comportamiento típico de los ciclos de la inyección de vapor</i>	18
Figura 3. <i>Tubería de 3-1/2 in N80 x 30 ft.</i>	26
Figura 4. <i>Crossover 3-1/2 in 2-7/8 in EUE BOX PIN.</i>	27
Figura 5. <i>Seating nipple 2-7/8 in.</i>	28
Figura 6. <i>Pup Joint.</i>	29
Figura 7. <i>Muleshoe Guide.</i>	30
Figura 8. <i>Diseño y estructura de una tubería Pulse Tube Dual Pipe.</i>	32
Figura 9. <i>Distribuidor de vapor de la sarta Pulse Tube Dual Pipe.</i>	33
Figura 10 <i>Tubo de Pulso (Tubo Jet)</i>	35
Figura 11. <i>Empaques de inyección de vapor.</i>	36
Figura 12. <i>Tubo Central.</i>	39
Figura 13. <i>Centralizador.</i>	40
Figura 14. <i>Selladores de tubo.</i>	41
Figura 15. <i>Tally de tubería sarta convencional.</i>	43
Figura 16. <i>Tally de tubería sarta Pulse Tube Dual Pipe.</i>	44
Figura 17. <i>Condiciones en frío del pozo ABA PH3-HZ10.</i>	46
Figura 18. <i>Etapa de inyección cíclica de vapor.</i>	47

Figura 19. <i>Etapas de remojo</i>	49
Figura 20. <i>Etapas de producción</i>	50
Figura 21. <i>Estado mecánico pozo MOR AX-10</i>	55
Figura 22. <i>Registro DTS - Temperatura vs Profundidad para un pozo convencional en frío</i>	56
Figura 23. <i>Registro DTS - Temperatura vs profundidad vs tiempo durante el proceso de inyección cíclica de vapor en un pozo convencional</i>	57
Figura 24. <i>Temperatura vs profundidad vs tiempo durante el periodo de remojo en un proceso de inyección cíclica de vapor para pozo convencional medido a profundidades de yacimiento</i>	60
Figura 25. <i>Temperatura vs profundidad vs tiempo durante el periodo de remojo en un proceso de inyección cíclica de vapor para pozo convencional medido desde superficie hasta el fondo del pozo convencional</i>	61
Figura 26. <i>Temperatura vs profundidad vs tiempo durante las etapas de “pozo en frío”, inyección de vapor y remojo para pozo convencional</i>	62
Figura 27. <i>Registro DTS de distribución de temperatura en profundidades de yacimiento en un pozo convencional durante el proceso de inyección cíclica de vapor</i>	63
Figura 28. <i>Estado mecánico pozo ABA PH5-HZ03</i>	64
Figura 29. <i>Registro DTS de las condiciones de temperatura iniciales en un pozo horizontal antes de un nuevo ciclo de inyección de vapor (Pozo en frío)</i>	65
Figura 30. <i>Temperatura vs profundidad vs tiempo durante un proceso de inyección de cíclica de vapor en un pozo horizontal</i>	66
Figura 31. <i>Temperatura vs profundidad vs tiempo durante la inyección cíclica de vapor en un pozo horizontal</i>	68

Figura 32. <i>Temperatura vs tiempo vs profundidad desde superficie hasta yacimiento durante el periodo de remojo en un pozo horizontal según datos obtenidos por medio de un registro DTS.</i>	70
Figura 33. <i>Perfil de distribución de calor en el yacimiento en un pozo horizontal durante el periodo de remojo</i>	71
Figura 34. <i>Registro DTS - temperatura vs profundidad durante el periodo de remojo en un pozo horizontal.</i>	72
Figura 35. <i>Perfil de distribución de calor durante la etapa de producción en un pozo horizontal luego de ser estimulado por medio de inyección cíclica de vapor.</i>	73
Figura 36. <i>Perfil de distribución de calor a nivel de yacimiento durante la etapa de producción en un pozo horizontal luego de ser estimulado por medio de inyección cíclica de vapor.</i>	74
Figura 37. <i>Registro DTS de distribución de calor en el pozo durante la etapa de producción de un pozo horizontal.....</i>	75
Figura 38. <i>Perfil de distribución de temperatura durante un ciclo completo de inyección de vapor en un pozo horizontal.</i>	76
Figura 39. <i>Estado mecánico del pozo URNCP-HZ02.....</i>	79
Figura 40. <i>Modelo de intervalo final del pozo URNCP-HZ02</i>	80
Figura 41. <i>Estado mecánico del pozo URNX-HZ04.</i>	88
Figura 42. <i>Estado mecánico del pozo ABA PH3-HZ10.</i>	93

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Gráfico comparativo del petróleo obtenido con el sistema convencional y Dual Pulse Tube para el pozo URNCP-HZ02.	103
Apéndice B. Gráfico comparativo del petróleo obtenido con el sistema convencional y Dual Pulse Tube para el pozo URNX-HZ04.	104
Apéndice C. Gráfico comparativo del petróleo obtenido con el sistema convencional y Dual Pulse Tube para el pozo ABA PH3-HZ10.	105
Apéndice D. Gráfico de información de pruebas del pozo URNCP-HZ02.	106
Apéndice E. Gráfico de información de pruebas del pozo ABA PH3-HZ10.	107

Resumen

Título: Análisis del comportamiento de inyección de vapor en pozos horizontales completados con el sistema dual pipe pulse*

Autor: Ricardo Torres Arenas**

Palabras Claves: Sarta dual concéntrica, inyección cíclica de vapor, pozos horizontales, crudo pesado.

Descripción:

En el presente trabajo se realizó optimización de la producción de crudo pesado mediante la distribución homogénea de vapor de inyección, a través de la aplicación de la tecnología dual pipe pulse (sarta dual concéntrica con boquillas) en pozos horizontales con técnica de inyección cíclica de vapor como método de recobro mejorado. En campos petroleros con producción de crudo pesado se observa una disminución en la producción de crudo en los pozos horizontales debido a la imposibilidad de distribuir homogéneamente (total o parcial) el vapor de inyección en la zona de interés, por esta razón el calor no es distribuido en forma continua impidiendo así la estimulación total del pozo afectando la producción de petróleo y generando fallas en los componentes de subsuelo del sistema de bombeo del pozo.

Hoy en día existen diferentes técnicas de inyección de vapor como: La inyección cíclica, continua, y segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD). La aplicación de estas técnicas depende del tipo de yacimiento, tipo de crudo y la rentabilidad del sistema que se tiene en el proceso. Para caso de este estudio se implementó un sistema de inyección de vapor por medio de sarta dual concéntrica para distribuir el vapor de una manera parcial y uniforme a lo largo de la formación productora en la que tiene influencia el pozo y así obtener una mayor producción de crudo durante el proceso de inyección cíclica de vapor.

* Trabajo de grado

** . Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: Juan Camilo Lizarazo, M.Sc. Ingeniería de Hidrocarburos.

Abstract

Title: Analysis of the behavior of steam injection in horizontal wells completed with the dual pipe pulse system*

Author: Ricardo Torres Arenas**

Keywords: Dual pulse tube, steam injection, horizontal wells, heavy oil.

Description:

In the present work has been made the optimization of the production of heavy crude oil was carried out through the homogeneous distribution of injection steam, through the application of dual pipe pulse technology (dual concentric string with nozzles) in horizontal wells with cyclic steam injection technique as an improved recovery method. In oil fields with heavy crude production, a decrease in crude oil production is observed in horizontal wells due to the impossibility of homogeneously distributing (total or partial) the injection steam in the area of interest, for this reason the heat is not distributed in a continuous way, thus preventing the total stimulation of the well, affecting oil production and generating failures in the subsurface components of the well's pumping system.

Today there are different steam injection techniques such as: Cyclic injection, continuous injection, and steam-assisted gravitational segregation (SAGD). The application of these techniques depends on the type of reservoir, type of crude oil and the profitability of the system in the process. For the case of this study a steam injection system was implemented by means of a concentric dual string to distribute the steam in a partial and uniform way throughout the producing formation in which the well influences and thus obtain a higher production of crude oil during the cyclic steam injection process.

* Degree work

** Faculty of Physics Chemistry Engineering, Petroleum Engineering Program. Hydrocarbons Production Specialization. Director: Juan Camilo Lizarazo, M.Sc. Hydrocarbons Engineering.

Introducción

En los campos de crudo pesado de Asociación Nare se utiliza la inyección cíclica de vapor como método de recobro mejorado para la producción de hidrocarburos, gracias a esta técnica se generan aproximadamente 20600 bpd, convirtiendo a Mansarovar Energy en el sexto operador en producción de petróleo en el país, siendo fundamental para la economía nacional el sostenimiento de esta cantidad de producción de crudo por medio de la inyección de vapor la cual tiene como objetivo aumentar el factor de recobro por medio de la transferencia de calor desde el vapor inyectado hasta el fluido en la formación con el fin de aumentar su movilidad para hacer posible su transporte hasta superficie por medio de sistemas de levantamiento artificial.

La inyección cíclica de vapor ha sido fundamental en la vida productiva de los campos de la Asociación Nare, muchos pozos tienen hasta 25 ciclos de inyección generando una disminución notable en el crudo producido en cada ciclo de inyección, ocasionando como consecuencia un notable aumento en los costos de levantamiento de barril de petróleo porque se debe aumentar la generación energética, mayores costos en el tratamiento de agua, equipos y personal haciendo económicamente inviable la operación, por esto es de vital importancia mantener la mejor relación crudo-vapor implementando las mejores estrategias y tecnologías de inyección de vapor en los campos con recobro térmico.

Con el fin de mejorar la relación crudo-vapor se han efectuado implementaciones tecnológicas importantes basadas en registros térmicos por medio de fibra óptica, monitoreando la distribución del calor en el pozo y en el yacimiento durante todas las etapas que componen un ciclo completo de inyección. Se generaron graficas 3D en los reportes, los cuales fueron analizados con

el fin de determinar el comportamiento de la temperatura vs profundidad y así generar nuevos conocimientos y un mejor entendimiento de lo que sucede en el subsuelo cuando se desarrolla la inyección de vapor en el pozo. Se observó que, durante las diferentes etapas de inyección, remojo y producción de los pozos con estimulación térmica con vapor, ciertas zonas tienen mayor favorabilidad para recibir el calor inyectado. Este fenómeno se debe a diferentes razones como propiedades de la roca a lo largo de la zona productora, posicionamiento de la sarta, pérdida o anomalías de presión y flujo en el fondo de pozo entre otras razones. Al haber áreas de flujo preferencia del vapor, se evidencia que la mayoría del calor se centra en partes lavadas por ciclos previamente realizados y dejando sin estimular zonas con mayor potencial de crudo, disminuyendo considerablemente la eficiencia de la transmisión térmica en zonas de interés productivo.

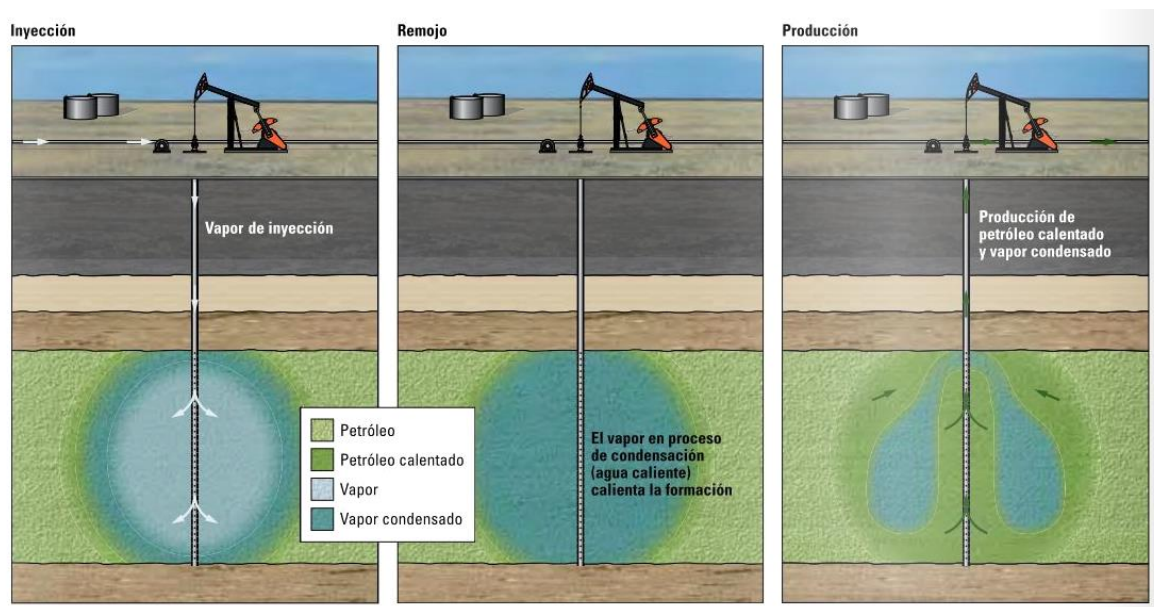
En busca de hallar una solución definitiva a los inconvenientes mencionados anteriormente, compañía se ha visto en la necesidad de investigar e incursionar en otras tecnologías enfocadas en el mejoramiento de la eficiencia de transmisión térmica en el fondo de pozo durante la inyección de vapor, entre las que se destaca la inyección/producción con completamiento con una sarta dual pipe pulse (sarta concéntrica). El objetivo de la sarta dual pipe pulse es distribuir el vapor inyectado de forma selectiva en áreas de alto interés con menor preferencia de flujo de vapor y mayor potencial de crudo para incrementar la relación crudo-vapor en los ciclos de inyección. Con base en la respuesta de producción de los pozos candidatos a los cuales se les aplicó esta tecnología, se compara con la respuesta en producción de los ciclos de inyección con completamiento convencional.

1. Inyección Cíclica de Vapor

La inyección cíclica de vapor es usada como una técnica de estimulación térmica para un pozo suministrando un calentamiento localizado en la zona vecina del pozo. La estimulación cíclica de vapor, también conocida en algunos textos como procesos de “remojo en vapor” o “Huff and Puff”. Esta estimulación de pozos de crudo pesado ha recibido bastante interés por parte de compañías productoras desde principios del año 1960. La *Figura 1* presenta un diagrama del proceso a manera de tradicional.

Figura 1.

Proceso de inyección de vapor.



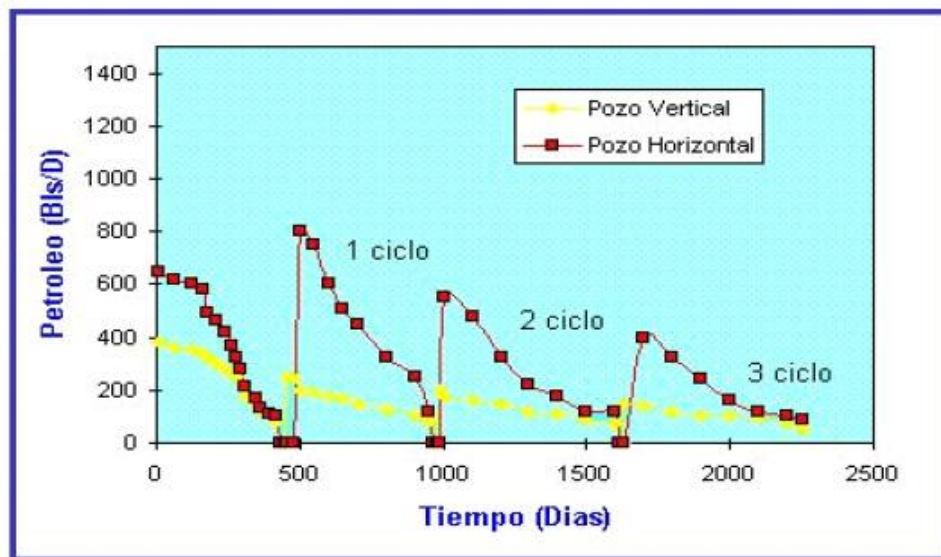
Nota: Adaptado de Gurbina & et.al., (2010), Proceso de inyección de vapor. pág. 10.

El proceso de estimulación de vapor consiste en la inyección de vapor húmedo (una mezcla de vapor y agua a la temperatura de saturación) hacia la formación de interés la cual contiene petróleo viscoso durante un periodo de tiempo especificado. Esto permite que el calor suministrado “remoje” o penetre en las rocas y fluidos del yacimiento por varios días y a la vez permitiendo la producción del pozo.

El flujo inyectado consiste en vapor húmedo y condensado, la producción de aceite comienza a una tasa elevada que eventualmente va declinando por lo que el calor es disipado, luego el pozo es re-estimulado. Un comportamiento cíclico típico simulado se muestra en la *Figura 2*.

Figura 2.

Comportamiento típico de los ciclos de la inyección de vapor



Nota: Adaptado de Garzón Navarro & Ponce Hidalgo, (2010). Evaluación de la viabilidad técnica y financiera de utilizar la inyección cíclica de vapor como método de recuperación incremental de crudo en campo moriche estudio de prefactibilidad. pág. 15

El éxito de la estimulación con vapor está ligado al gran efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los crudos pesados. Para un incremento en la temperatura, la viscosidad del aceite crudo disminuye marcadamente. Es de anotar que el grado de reducción es mucho más pronunciado para los crudos de baja gravedad °API. El crudo de Campo Moriche posee una gravedad de 12.5 °API, esto explica la estimulación térmica que está siendo aplicada primariamente en yacimientos que producen petróleo de gravedad 11.5 °API.

Debido a que la productividad de un pozo es inversamente proporcional a la viscosidad del crudo, cualquier reducción de la viscosidad generará un incremento en el caudal de producción del pozo. El objetivo principal de esta estimulación es tener la energía térmica dentro de la formación y permitir que la roca actúe como un intercambiador de calor para almacenar el calor inyectado. Este calor puede ser usado efectivamente para disminuir la viscosidad del aceite y permitir que este fluya a través del yacimiento.

Adicionalmente del beneficio obtenido con la reducción de viscosidad, se produce una estimulación como efecto colateral causando la remoción de ciertos tipos de daño cercanos a la cara del pozo, tales como sólidos finos, depósitos asfálticos y parafílicos. En conjunto, la remoción de este daño resulta un incremento en la productividad más alta que aquella relacionada por la reducción de la viscosidad del crudo simplemente.

1.1 Factores relevantes para la planeación, realización y éxito de la inyección cíclica de vapor

Cuando se planea realizar la implementación de la inyección cíclica de vapor como método de recobro mejorado es necesario tener en cuenta varios aspectos técnicos que son fundamentales para tener éxito en el desarrollo de este método de recobro. A continuación, se detallan algunos de los más relevantes.

1.1.1 Espesores Netos de Arena

Este es un factor muy importante para tener en cuenta en la inyección, ocurre que mientras más amplias sean las arenas para inyectar, las pérdidas de calor disminuirán notablemente debido a que se presentan menos escapes de calor a las otras formaciones. Estas pérdidas se registran cuando existen intercalaciones de arenas con otro tipo de formación, generalmente arcillas, como es el caso de los campos Moriche y Nare debido a la formación lenticular de los estratos. Por lo general los pozos tienen espesores netos de 150 a 250 pies en Moriche y Nare.

1.1.2 Calor inyectado en cada ciclo

La cantidad de vapor a inyectar en cada pozo del campo es de 35 MMBTU/pie neto de arena abierto a producción, aunque en realidad se está inyectando a 42 MMBTU/pie neto para compensar de cierta forma las pérdidas de calor ocurridas en el proceso. Esta cantidad se determinó experimentalmente variando las cantidades a inyectar y teniendo en cuenta consideraciones financieras. Según estudios existe la posibilidad de inyectar más vapor por pie de arena neto de formación a medida que los ciclos van aumentando, como se sabe a medida que aumentan los ciclos el crudo recuperado es cada vez menor. (Garzón Navarro & Ponce Hidalgo, 2010, pág. 18)

1.1.3 Calidad de vapor inyectado

La calidad del vapor generado se mide por el método de la conductividad en el agua de alimentación al generador y a la salida de este. Conociendo la conductividad en estos dos puntos la calidad puede ser determinada. La calidad generalmente en la salida del generador se encuentra entre 75-80 %.

1.1.4 Tiempo de remojo

El tiempo de remojo para los pozos varía entre dos y seis días dependiendo de la cantidad de calor inyectado, este tiempo es suficiente para que el yacimiento reciba la energía transmitida por el vapor. Se ha determinado experimentalmente que aumentando el tiempo de remojo se obtienen mejores resultados. El tiempo de remojo es determinado de forma empírica.

En zonas de presión relativamente altas donde no se observa producción de vapor al abrir los pozos a producción, el tiempo de remojo no afecta o afecta muy poco el comportamiento de la producción, en contraste, en zonas de presión relativamente altas, pero donde se observa producción de vapor al abrir los pozos y en zonas de baja presión, un tiempo de remojo largo mejora el comportamiento de la producción.

1.1.5 Número máximo de ciclos de inyección

El número máximo de ciclos de inyección de vapor no está determinado, porque este depende principalmente de las características del yacimiento y del crudo recuperado. Basados en experiencias de las campañas previas se observa que el primer ciclo no arroja los mejores resultados debido a que durante el completamiento del pozo se evidencia residuos de perforación y alta cantidades de sedimento, sin embargo, desde el segundo ciclo se mejora la respuesta del vapor.

El número de ciclos se determina con base en los siguientes factores:

- Reacción de los pozos a la inyección.
- Petróleo recuperable mediante el proceso.
- Consideraciones económicas.

1.1.6 Periodos de cierre (Soaking)

En algunos yacimientos de crudo pesado donde se ha aplicado la inyección alterna de vapor y posteriormente se han cerrado. La producción de crudo ha mejorado, esto debido a que el vapor condensado suministra energía adicional al yacimiento permitiéndole que al abrir nuevamente los pozos estos desalojen una mayor cantidad de petróleo.

1.1.7 Puesta del pozo en producción

Luego del periodo de inyección y de remojo, el pozo es devuelto a producción, algunos fluyen por sí solos durante un par de días gracias a la energía que en ese momento almacenan, aunque no todos presentan este comportamiento, esto no quiere decir que la estimulación no haya sido exitosa. Parámetros tales como el potencial del pozo, cantidad y calidad del vapor inyectado etc., influyen en el momento de la puesta en producción del pozo. Un pozo que en el momento de su puesta en producción no fluya por sí solo, puede indicar que el vapor inyectado fue bien recibido por la formación además de un periodo óptimo de remojo (72 horas), hechos que a la larga darán mejor resultado en la tasa de producción del pozo.

1.2 Ventajas de la inyección cíclica de vapor

- Se obtiene rápidamente altas tasas de producción de petróleo.
- La rentabilidad del proceso es alta y el tiempo de retorno de la inversión es pequeño.
- No es afectado considerablemente por las heterogeneidades del yacimiento.
- La respuesta del yacimiento es inmediata.

1.3 Desventajas de la inyección cíclica de vapor

- Se incrementa considerablemente la producción de agua si el pozo está cerca de un acuífero.
- Más del 50% del agua inyectada en forma de vapor se queda en el yacimiento, creando una zona de alta saturación de agua.
- El condensando del vapor hidrata las arcillas y reduce la productividad de los pozos.

1.4 Criterios de selección de un yacimiento para la inyección cíclica de vapor

Resulta difícil establecer criterios que garanticen la aplicación de un proyecto de inyección cíclica de vapor sea exitosa, debido que la mayoría de estos depende de las características de cada campo siendo la experiencia la mejor guía para la selección de criterios. Posteriormente en la Tabla 1 se muestran los criterios más utilizados para la realización de este proceso:

- Se cree comúnmente que el petróleo en sitio debe ser del orden de 1.200 bbl/acre-pie o más, con la finalidad de que el proyecto resulte económicamente exitoso.
- La permeabilidad debe ser lo suficientemente alta para permitir una inyección rápida del vapor y una alta tasa de flujo de petróleo hacia el pozo.
- El mayor éxito se obtiene cuando la viscosidad del petróleo es del orden de 4000 cP a condiciones de yacimiento, pero puede ocurrir que en algunos casos se tenga una viscosidad menor.
- La gravedad del petróleo es conveniente que este en el rango de 8 a 15 °API.

- La máxima profundidad practica es 3000 ft. Valores de profundidad menores son deseables ya que las pérdidas de calor en el pozo son menores.
- El espesor de arena neta debe ser mayor a 30 pies y se considera conveniente que la presión del yacimiento sea modernamente alta. Sin embargo, existen proyectos exitosos donde la presión es baja, del orden de 40 psi.
- La porosidad del yacimiento de alrededor de 30% y una saturación de petróleo de 60%.

Tabla 1.

Criterios para la aplicación de un proceso de inyección cíclica de vapor.

Parámetros	Valor
Viscosidad (cP)	< 4000
API	< 16
Profundidad	< 3000
Espesor (ft)	> 30
Porosidad (%)	> 30
Saturación de Petróleo (bbl/acre-pie)	> 1200
Permeabilidad (mD)	> 1000
Transmisibilidad (mD-ft/cP)	> 100

Nota: Adaptado de Granados Padilla & Gil Diaz, (2014). Evaluación de una alternativa al proceso de inyección cíclica de vapor mediante la adición de un solvente en un campo colombiano-laser. pág. 28

2. Completamientos usados en la inyección cíclica de vapor

Desde el surgimiento del método de recobro mejorado por inyección cíclica de vapor se han puesto a prueba diferentes completamientos con el fin de hallar un arreglo de tubería con mayores beneficios que permita optimizar el proceso de inyección, generar confiabilidad, que posea una durabilidad prolongada, sin aumentar los costos de producción o en lo posible reducirlos. A continuación, se detallan los componentes principales de una sarta convencional utilizada para la inyección cíclica de vapor y los componentes de una sarta dual concéntrica con boquillas “dual pipe pulse” para tener un acercamiento más detallado a esta tecnología.

2.1 Completamiento convencional

La inyección cíclica de vapor comenzó a ser utilizada en pozos verticales, luego con la aparición de los pozos horizontales, el completamiento se adaptó para llegar a mayores distancias y/o profundidades con el fin de llevar el vapor hasta la zona de interés. A continuación, se detalla el diseño de sarta más utilizado en los campos objeto de estudio. Esta sarta de inyección / producción tiene la ventaja de ser realmente sencilla, gracias su simplicidad ha sido usada ampliamente en la industria. Los principales componentes que la integran se listan en los siguientes numerales.

2.1.1 *Sarta de tubería o tubing*

En los pozos con completamiento convencional, la sarta de producción o tubing es utilizado la etapa productiva del pozo como medio para movilizar el fluido desde fondo a superficie y

soportar su carga; también es utilizada como medio para llevar el vapor desde la cabeza de pozo hasta la formación productora. Generalmente en instalaciones menores a 5,000 ft la tubería está suspendida en el cabezal del pozo, a mayores profundidades es necesario anclarla. En el campo objeto de estudio se usan generalmente los diámetros de tubería 3-1/2 in y 2-7/8 in. La norma API RP-11 condensa toda la información sobre tuberías de producción disponibles.

Figura 3.

Tubería de 3-1/2 in N80 x 30 ft.



Nota: Adaptado de Pipe & Fitting Manufacturer.

2.1.2 Crossover 3-1/2 in 2-7/8 in EUE BOX PIN

El crossover es un elemento utilizado para hacer posible la unión entre tuberías que poseen diferentes diámetros; en el campo de petróleo en estudio, con frecuencia los pozos horizontales con completados con tubería de 3-1/2 in en la sección horizontal y tubería de 2-7/8 in en la sección con mayor inclinación.

Figura 4.

Crossover 3-1/2 in 2-7/8 in EUE BOX PIN.



2.1.3 Seating Nipple.

Generalmente se conoce como niplesilla, la cual es utilizada para anclar la bomba que se utilizará para la recuperación del crudo luego del proceso de inyección de vapor en los pozos.

Figura 5.

Seating nipple 2-7/8 in.



2.1.4 Pup Joint

Este componente es utilizado en el diseño de la sarta de producción y/o inyección con el fin de posicionar la bomba en la profundidad adecuada para obtener el mayor rendimiento de la bomba de acuerdo con los requerimientos de esta.

Figura 6.

Pup Joint.



Nota: Adaptado de Dfyunlong. Disponible en:

https://www.dfyunlong.com/images/201908/goods_img/156_P_1565896777842.jpg

2.1.5 Muleshoe Guide.

Componente utilizado en el extremo inferior del arreglo con el fin de guiar la sarta de tubería reduciendo así posibles fricciones facilitando el paso por pequeñas restricciones que pueda tener al pozo. Este elemento ha sido de gran ayuda cuando es necesario sacar y volver a ingresar la tubería en el pozo durante los servicios de mantenimiento a pozos.

Figura 7.

Muleshoe Guide.



Nota: Adaptado de Turntextool. Disponible en: <https://www.turntextool.com/wp-content/uploads/Muleshoe-Guides-Cut-Out.jpg>

En las páginas anteriores se listaron los componentes principales que posee un diseño de sarta convencional para inyección cíclica de vapor. Se puede analizar que con estos componentes solo es posible la inyección de vapor en un punto, lo cual es la desventaja principal de este tipo de completamiento. Dentro de sus ventajas están: su simplicidad, facilitando el ensamble por parte de la cuadrilla del equipo, su durabilidad y economía.

2.2 Completamiento Pulse Tube Dual Pipe

El sistema de tubería dual pipe pulse (sarta dual concéntrico con boquillas) es un ensamblaje de equipos, herramientas y bomba, donde su diseño permite poder producir de manera óptima de varias zonas productoras existentes en un mismo pozo pero que se encuentran en distintos estratos de roca productora y por tanto a diferentes profundidades. Este ensamblaje

consiste, el primero de un sistema de bombeo implementado en el pozo para producir de las zonas de interés, mientras que la otra se encarga de inyectar vapor a las zonas de mayor potencial para obtener un mayor incremento de petróleo.

El sistema dual pipe pulse posee mayores ventajas para aquellos pozos, en el cual están sometidos a inyección cíclica de vapor por que disminuyen los tiempos y costos de intervención debido a que solo es necesario utilizar una unidad de Flush By para corrida de la sarta de varilla en el momento de realizar el servicio post inyección.

La instalación de este sistema se realizó en varios pozos de Campo Nare donde se obtuvieron excelentes resultados debido al mayor aumento de producción de petróleo y se reflejó la disminución del costo por intervención de equipo de Workover o Well Services y posteriormente paso a la implementación en otros pozos candidatos a este sistema de sarta dual pipe pulse.

2.2.1 Diseño de una sarta Pulse Tube Dual Pipe

El diseño original de una sarta de inyección fue modificado al combinar la inyección por tubería dual con las ventajas de la distribución multipunto, diseñando así el proceso de pulso uniforme de inyección dual pipe.

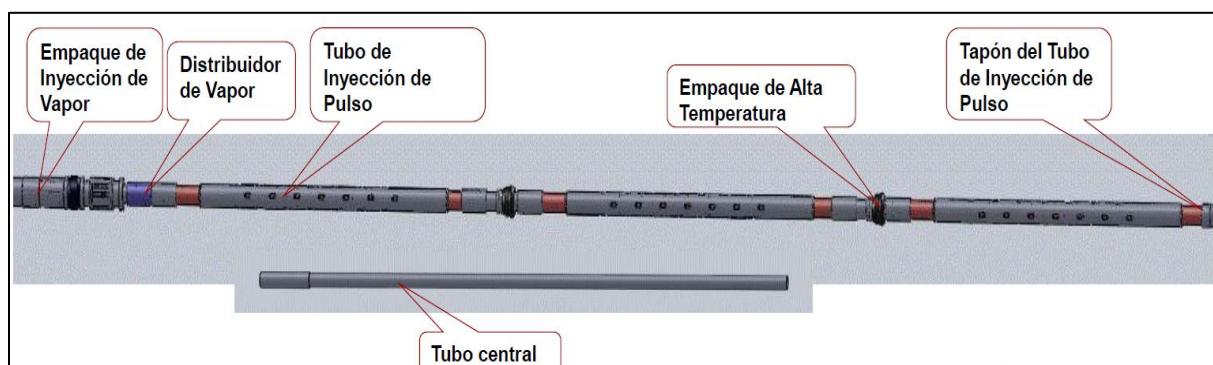
La presión del yacimiento puede ser considerada constante, durante la inyección de vapor se tendrá una distribución de presión al largo de la sección horizontal, siendo mayor en el punto de inyección y menor al final de la sección horizontal. Al utilizar la tubería pulsada se crea una restricción al flujo provocando la nivelación de la presión en el interior del pozo y así logrando una inyección uniforme. Para lograr este efecto la restricción debe ser mayor al principio de la sección horizontal del pozo e ir disminuyendo hacia el final. En la Figura 8 se representa el diseño de esta sarta.

2.2.2 Estructura de la sarta Pulse Tube Dual Pipe

En la tubería externa del sistema se encuentran ubicados: la tubería de producción, el empaque principal de vapor, el distribuidor de vapor, la tubería pulsada, el empaque de inyección de vapor y el sello de la tubería. En la tubería interna del sistema, se encuentran, el distribuidor de vapor y el tubo central que va situado en el fondo del tubo de inyección del pulso como se muestra en la Figura 8.

Figura 8.

Diseño y estructura de una tubería Pulse Tube Dual Pipe.



Nota: Adaptado de Instruction of Dual Pipe Pulsating Device for Steam Injection, (2014). Shandong Kerui Petroleum Equipment Co, pag. 2

Debido a que es una nueva tecnología implementada en el Campo Nare, es necesario la descripción de cada uno de los elementos que conforman este sistema con sus respectivas funciones y dimensiones para tener en cuenta la aplicabilidad en los campos donde se desean implementar.

2.2.3 Distribuidor de Vapor

El distribuidor de vapor es utilizado para conectar la tubería central y la externa, a la vez realiza la distribución de la presión y el flujo del vapor. A través del orificio de control se puede regular la cantidad de vapor entre la tubería central y externa, y de esta forma eliminar la influencia de la presión diferencial entre el reservorio y el centro de la tubería, este es un componente muy importante en la sarta. Unas de las ventajas de este dispositivo es incrementar la eficiencia del uso del vapor, distribuyéndolo de manera uniforme la presión y el flujo de vapor.

Figura 9.

Distribuidor de vapor de la sarta Pulse Tube Dual Pipe.



Nota: Adaptado de Instruction of Dual Pipe Pulsating Device for Steam Injection, (2014). Shandong Kerui Petroleum Equipment Co, pag. 3.

Las especificaciones y dimensiones que se presentan a continuación son utilizados para aquellos pozos que poseen un casing intermedio de 9-5/8 in y un liner de 7 in, lo cuales fueron desarrollados y diseñados bajo las condiciones y propiedades del yacimiento del campo.

Tabla 2.

Especificaciones y condiciones de uso para la implementación del distribuidor de vapor.

Especificaciones del distribuidor de vapor	Valor
Diámetro exterior máximo [mm]	108
Diámetro interior [mm]	46.5
Conexión superior hembra [in]	3.5
Conexión inferior macho [in]	3.5
Longitud [mm]	300
Máxima presión de trabajo [psi]	2465
Temperatura de trabajo [°C]	342
Precisión (Con resistencia a la corrosión)	±10

Nota: Adaptado de Instruction of Dual Pipe Pulsating Device for Steam Injection, (2014).

Shandong Kerui Petroleum Equipment Co, pag. 3

2.2.4 Tubería de Pulso (Tubo Jet)

Se utiliza la tubería pulsada y el tubo central para la inyección de vapor y realizar la restricción al flujo, y el vapor pueda ser inyectado a la vez desde la sección horizontal y llegue al extremo. La tubería externa utiliza la pulsación; la distribución de las boquillas y el número de hoyos del tubo de pulso se dividen de diferentes formas a través de la sección horizontal.

Figura 10.

Tubo de Pulso (Tubo Jet)



Nota: Adaptado de Instruction of Dual Pipe Pulsating Device for Steam Injection, (2014). Shandong Kerui Petroleum Equipment Co, pag. 3.

Unas de las ventajas de este dispositivo, es que la inyección de vapor es más uniforme, porque reduce el escape de vapor de manera eficiente e incrementa el área de inyección de vapor. Las especificaciones del dispositivo se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3.

Especificaciones y condiciones de uso para la implementación del tubo de pulso (tubo Jet)

Especificaciones del tubo de pulso (Tubo Jet)	Valor
Diámetro exterior máximo [mm]	108
Diámetro interior [mm]	76
Conexión superior hembra [in]	3.5
Conexión inferior macho [in]	3.5
Longitud [mm]	9000
Boquillas en acero inoxidable 316	4 x M16
Máxima presión de trabajo [psi]	2465
Temperatura de trabajo [°C]	300

Nota: Adaptado de Instruction of Dual Pipe Pulsating Device for Steam Injection, (2014).

Shandong Kerui Petroleum Equipment Co, pag. 3

2.2.5 Empaques de inyección de vapor

Los empaques se conectan por medio de las dos secciones del Pulse Tube, es un componente sellador que tiene elasticidad y es utilizado para evitar el escape del vapor.

Figura 11.

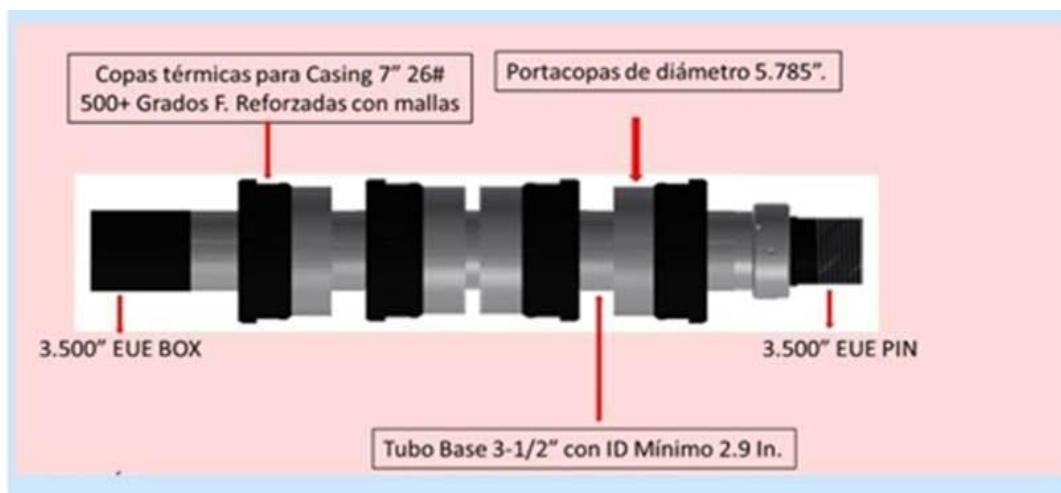
Empaques de inyección de vapor.



(a)



(b)



(c)

Nota: Adaptado de Instruction of Dual Pipe Pulsating Device for Steam Injection, (2014).

Shandong Kerui Petroleum Equipment Co, pag. 4.

Unas de las ventajas de este empaque es que tiene funcionalidades de estabilizar el tubo garantizando el sello para evitar el escape del vapor que es inyectado a través de toda la sarta. En la Tabla 4 se muestran las especificaciones para instalación de este empaque.

Tabla 4.

Especificaciones y condiciones de uso para la implementación del empaque de inyección de vapor.

Especificaciones del empaque de inyección de vapor	Valor
Diámetro exterior máximo [mm]	108
Diámetro interior [mm]	76
Conexión superior hembra [in]	3.5
Conexión inferior macho [in]	3.5
Longitud [mm]	565
Máxima presión de trabajo [psi]	2465
Temperatura de trabajo [°C]	350

Nota: Adaptado de Instruction of Dual Pipe Pulsating Device for Steam Injection, (2014). Shandong Kerui Petroleum Equipment Co, pag. 4

2.2.6 Tubo Central

El tubo central está conectado al distribuidor de flujo y se extiende hasta el final de la sección horizontal, mediante el distribuidor de vapor se distribuye una gran cantidad de vapor y por el tubo central se inyecta y este es inyectado a la parte final de la sección horizontal lo cual logra una inyección uniforme. Este dispositivo es una de las partes fundamentales de sistema, ya que se ubica en la sección horizontal del pozo donde se realiza la inyección uniforme de vapor.

Figura 12.

Tubo Central.

Nota: Adaptado de Instruction of Dual Pipe Pulsating Device for Steam Injection, (2014).
Shandong Kerui Petroleum Equipment Co, pag. 4

Tabla 5.

Especificaciones y condiciones de uso para la implementación del empaque del tubo central.

Especificaciones del tubo central	Valor
Diámetro exterior máximo [mm]	59
Diámetro interior [mm]	46.5
Conexión superior hembra [in]	59
Conexión inferior macho [in]	57
Diámetro del collar [mm]	68
Tipo de material	N80

Nota: Adaptado de Instruction of Dual Pipe Pulsating Device for Steam Injection, (2014).

Shandong Kerui Petroleum Equipment Co, pag. 4

2.2.7 Centralizador

Este componente del sistema pulse tube facilita la instalación en los pozos con alto ángulo de desviación, permitiendo que los tubos no vayan a chocar y puedan ser instalados en la en el área de interés.

Figura 13.

Centralizador.



Nota: Adaptado de Instruction of Dual Pipe Pulsating Device for Steam Injection, (2014).
Shandong Kerui Petroleum Equipment Co, pag. 5

Tabla 6.

Especificaciones y condiciones de uso para la implementación del centralizador.

Especificaciones de los centralizadores	Valor
Diámetro exterior máximo [mm]	74
Diámetro interior [mm]	57
Tipo de material (Resistente a altas temperaturas)	PTFE

Nota: Adaptado de Instruction of Dual Pipe Pulsating Device for Steam Injection, (2014).
Shandong Kerui Petroleum Equipment Co, pag. 5

2.2.8 Selladores de Tubo

Los selladores de tubo se colocan en el tramo final del pulse tube y va conectado a este. El tubo central va insertado en él, se encarga de sellar el espacio anular entre la tubería central y la externa. El tramo final de la sección del tubo central usa un tratamiento especial, llamado intubación, este es utilizado en conjunto con el sellador de tubo.

Figura 14.

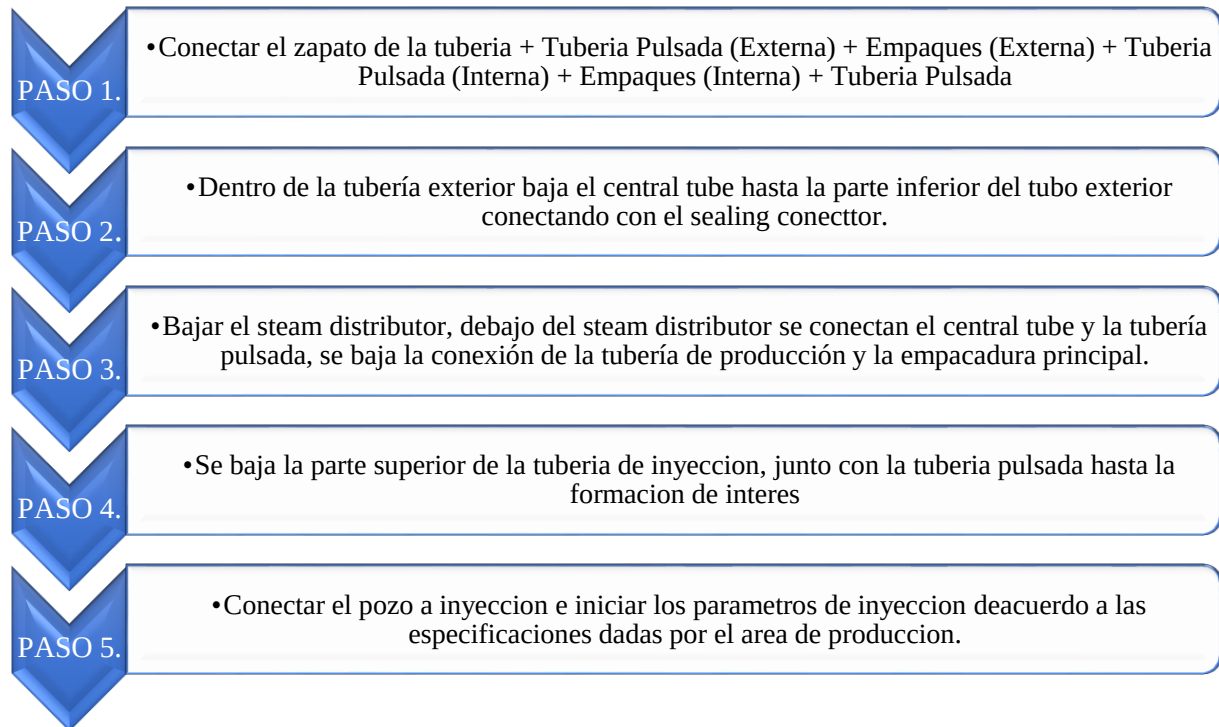
Selladores de tubo.



Nota: Adaptado de Instruction of Dual Pipe Pulsating Device for Steam Injection, (2014).
Shandong Kerui Petroleum Equipment Co, pag. 5

2.3 Pasos para instalar la sarta Pulse Tube Dual Pipe.

La Tubería Pulse Dual Pipe posee una serie de pasos para su respectiva instalación exitosa como se presenta a continuación.



Los pasos nombrados anteriormente son implementados para instalar la sarta pulse tube después del termal packer de la tubería de 3 ½ in o después del intake de la bomba, como se muestra en el tally presentado en la Figura 16.

2.4 Sarta de tubería Pulse Tube Dual Pipe VS Sarta de tubería convencional

En esta sección se realizó la comparación de las sarta que son usadas en el campo petrolero objeto de estudio para las operaciones tanto de producción como de inyección cíclica de vapor. La comparación se realizó por medio del Tally de tubería que es reportado luego de cada servicio de intervención al pozo, en este se pueden visualizar los componentes que integran cada uno de los arreglos de tubería utilizados.

Figura 15.

Tally de tubería sarta convencional.

COMPONENTS DETAILS PROD											
Type	Section Type	Component Type	Number of joints	Length	Md Top (FT)	Md Base (FT)	Body Od (IN)	Body Id (IN)	Drift	Item Description	Condition
ROD STRING	ROD	Polished Rod	1	26	20.0	46.0	1.25			POLISHED ROD OF 1-1/4 X 26 FT	RERUN
	ROD	Pony Rod(s)	1	6	46.0	52.0	0.875			PONY ROD OF 7/8 X 6 FT	RERUN
	ROD	Pony Rod(s)	1	10	52.0	62.0	0.875			PONY ROD OF 7/8 X 10 FT	RERUN
	ROD	Rod	39	1170	62.0	1,232.0	0.875			ROD OF 7/8 X 30 FT	RERUN
	WBEQP	Sinker Bar	15	375	1,232.0	1,607.0	1.5			SINKER BARS OF 1-1/2 X 25 FT	RERUN
	WBEQP	Rod Guides	19	42.75	1,607.0	1,649.8	3.5			ROD GUIDE OF 3-1/2 X 2.25	RERUN
	CPUMP	Tubing Pump	1	3	1,649.8	1,652.8	2.75			GIR 213 p-008	RECND
TUBING ASSEMBLY #1	TBG	Tubing	52	1616.45	20.0	1,636.5	3.5			TUBING JOINTS 3-1/2" EUE	RERUN
	CPUMP	Tubing Pump	1	22.95	1,636.5	1,659.4	3.5			BARREL 3-1/2" X 2-3/4" EUE 5/16" B GIR 80	RECND
	TBG	Tubing	5	153	1,659.4	1,812.4	3.5			TAIL JOINT 3-1/2" EUE	RERUN
	WBEQP	Shear Pin	1	1	1,812.4	1,813.4	3.5			SHEAR PIN 3-1/2" EUE	RERUN
	TBG	X-Over	1	0.6	1,813.4	1,814.0	2.875			X-OVER 3-1/2" * 2-7/8" EUE	RERUN
	TBG	Tubing	52	1577.46	1,814.0	3,392.5	2.875			TAIL JOINTS 2-7/8" EUE	RERUN
	WBEQP	Mule Shoe	1	2	3,392.5	3,393.5	2.875			MULE SHOE 2-7/8" EUE	RERUN

Nota: Adaptado de ABA PH5-HZ03, Open Wells Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., (2015)

Figura 16.

Tally de tubería sarta Pulse Tube Dual Pipe.

TALLY TUBERIA PULSE DUAL PIPE						
Cantidad	Descripción	OD (in)	Long Uni. (ft)	Long. Total (ft)	Tope (ft)	Fondo (ft)
	Mesa Rotaria		20	20	0.00	20.00
53	Tubing 3 1/2" - Grade:N-80 - Type:EUE 8RD	3.5	30.37	1609.61	20.00	1629.61
1	Pup Joint 3-1/2" - Grade:N-80 - Type:EUE 8RD	3.5	9.8	9.8	1629.61	1639.41
1	Nipples 3/2"	3.5	1.21	1.21	1639.41	1640.62
15	Tubing 3 1/2" - Grade:N-80 - Type:EUE 8RD	3.5	32.82933333	492.44	1640.62	2133.06
1	SHEAR PIN 3-1/2"	3.5	0.59	0.59	2133.06	2133.65
6	Bevel Tbg 3-1/2" - Grade:N-80 Type: EUE 8RD	3.5	30.785	184.71	2133.65	2318.36
1	Thermal Cup Packer 3-1/2"	3.5	3.62	3.62	2318.36	2321.98
1	Pup Joint 10 ft 3-1/2". Eu box * 3-1/2" EUE pin	3.5	14.8	14.8	2321.98	2336.78
39	Bevel Tbg 3-1/2" - Grade:N-80 Type: EUE 8RD	3.5	29.61485714	1154.979429	2336.78	3491.76
1	Pup Joint 15 ft 3-1/2". Eu box * 3-1/2" EUE pin	3.5	14.8	14.8	3491.76	3506.56
1	Bebel Couplin 3-1/2" EUE box * 3-1/2 EUE pin	3.5	0.5	0.5	3506.56	3507.06
1	Distributor	3.5	0.18	0.18	3507.06	3507.24
1	Tet Tube	3.5	30.88	30.88	3507.24	3538.12
1	Tep Tube Pup Joint 8 ft	3.5	7.95	7.95	3538.12	3546.07
1	Bevel Tbg 3-1/2" - Grade:N-80 Type: EUE 8RD	3.5	30.71	30.71	3546.07	3576.78
1	Pup Joint 10 ft	3.5	9.8	9.8	3576.78	3586.58
1	Tet Tube	3.5	31.37	31.37	3586.58	3617.95
1	Tet Tube Pup Joint 8ft	3.5	7.98	7.98	3617.95	3625.93
1	Bevel Tbg 3-1/2" - Grade:N-80 Type: EUE 8RD	3.5	29.1	29.1	3625.93	3655.03
1	Tet Tube	3.5	31.36	31.36	3655.03	3686.39
1	Tet Tube Pup Joint 8 ft	3.5	7.93	7.93	3686.39	3694.32
1	Bevel Tbg 3-1/2" - Grade: N-80 . Type:EUE 8RD	3.5	30.52	30.52	3694.32	3724.84
1	Centralizer	3.5	1.3	1.3	3724.84	3726.14
1	Tet Tube	3.5	31.5	31.5	3726.14	3757.64
1	Tet Tube Pup Joint 8 ft	3.5	7.95	7.95	3757.64	3765.59
1	Tet Tube Pup Joint 6 ft	3.5	6	6	3765.59	3771.59
1	Bevel Tbg 3-1/2" - Grade: N-80 . Type:EUE 8RD	3.5	31.29	31.29	3771.59	3802.88
1	Tet Tube	3.5	31.17	31.17	3802.88	3834.05
1	Tet Tube Pup Joint 8 ft	3.5	7.93	7.93	3834.05	3841.98
1	Tet Tube Pup Joint 6 ft	3.5	6	6	3841.98	3847.98
1	Tet Tube Pup Joint 6 ft	3.5	6	6	3847.98	3853.98
1	Tet Tube Pup Joint 6 ft	3.5	6	6	3853.98	3859.98
1	Thermal Cup Packer 3-1/2" (Biselado)	3.5	3.51	3.51	3859.98	3863.49
1	Bevel Tbg 3-1/2" - Grade: N-80 . Type:EUE 8RD	3.5	31.37	31.37	3863.49	3894.86
1	Tet Tube	3.5	31.36	31.36	3894.86	3926.22
1	Tet Tube Pup Joint 8 ft	3.5	7.95	7.95	3926.22	3934.17
1	Bevel Tbg 3-1/2" - Grade: N-80 . Type:EUE 8RD	3.5	31.31	31.31	3934.17	3965.48
1	Centralizer	3.5	1.3	1.3	3965.48	3966.78
1	Tet Tube	3.5	30.35	30.35	3966.78	3997.13
1	Tet Tube Pup Joint 8 ft	3.5	7.93	7.93	3997.13	4005.06
1	Tet Tube Pup Joint 6 ft	3.5	6	6	4005.06	4011.06
1	Bevel Tbg 3-1/2" - Grade:N-80 Type: EUE 8RD	3.5	30.83	30.83	4011.06	4041.89
1	Tet Tube	3.5	31.4	31.4	4041.89	4073.29
1	Tet Tube Pup Joint 8 ft	3.5	8	8	4073.29	4081.29
1	Bevel Tbg 3-1/2" - Grade:N-80 Type: EUE 8RD	3.5	30.38	30.38	4081.29	4111.67
1	Tet Tube	3.5	30.38	30.38	4111.67	4142.05
1	Tet Tube Pup Joint 8 ft	3.5	8.05	8.05	4142.05	4150.10
1	Tet Tube Pup Joint 8 ft	3.5	8.05	8.05	4150.10	4158.15
1	Bevel Tbg 3-1/2" - Grade: N-80 . Type:EUE 8RD	3.5	30.32	30.32	4158.15	4188.47
1	Pup Joint 5 ft	3.5	4.88	4.88	4188.47	4193.35
1	Centralizer	3.5	1.3	1.3	4193.35	4194.65
1	Tet Tube	3.5	31.15	31.15	4194.65	4225.80
1	Tet Tube Pup Joint 8 ft	3.5	8.05	8.05	4225.80	4233.85
1	Bevel Tbg 3-1/2" - Grade:N-80 Type: EUE 8RD	3.5	30.5	30.5	4233.85	4264.35
1	Tet Tube	3.5	30.87	30.87	4264.35	4295.22
1	Tet Tube Pup Joint 8 ft	3.5	8	8	4295.22	4303.22
1	Tet Tube Pup Joint 6 ft	3.5	6.06	6.06	4303.22	4309.28
1	Sealor	3.5	1.18	1.18	4309.28	4310.46

Nota: Adaptado de ABA PH3-HZ10, Open Wells Base de datos Mansarovar Energy Colombia

Ltda., (2019)

3. Ciclo completo de inyección de vapor con completamiento convencional

Cuando se hace referencia a un ciclo completo de inyección cíclica de vapor, como se mencionó anteriormente, existen tres procesos fundamentales que lo componen, comenzando por la inyección de vapor, luego se debe dar un tiempo de remojo con el fin de que el vapor transfiera el calor a la formación y al fluido, para así finalizar con la producción del hidrocarburo. A continuación, se analizará el desarrollo de un ciclo completo de inyección para un pozo de la compañía operadora.

Antes del desarrollo del ciclo de inyección, se estudiaron las condiciones actuales del pozo con el fin de determinar su estado para de esta manera hacer posible una comparación con las condiciones resultantes luego del proceso inyección cíclica de vapor.

El pozo se encontraba con una producción diaria promedio de 7.23 BOPD, lo que se conoce como producción en frío, un BSW de 50% aproximadamente, con una temperatura de operación de 86 °F, y cuenta con un completamiento convencional para la realización de la inyección. En la siguiente tabla muestran los resultados de 8 pruebas de producción de pozo realizadas antes del ciclo de inyección.

Tabla 7.

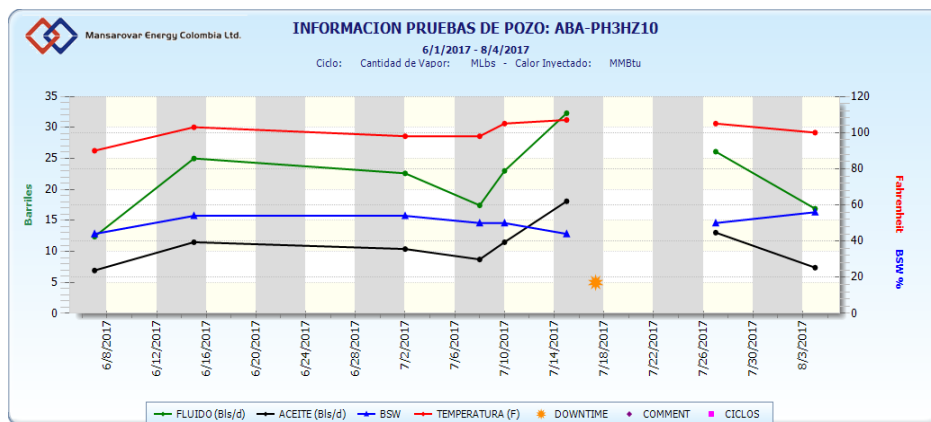
Condiciones iniciales de pozo antes de la inyección de vapor.

ABA PH3-HZ10	6/07/2017	6/15/2017	7/02/2017	7/08/2017	7/10/2017	7/15/2017	7/27/2017	8/04/2017
Fluido (bls/d)	12.4	25	22.6	17.44	23	32.3	26.1	16.9
Aceite (bls/d)	6.94	11.5	10.4	8.72	11.5	18.1	13.05	7.4
Api	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4
Bsw (%)	44	54	54	50	50	44	50	56
Thp (psig)	40	0	120	0	180	180	460	360
Chp (psig)	-0.6	0	-0.6	0	-0.2	-0.2	0	-0.5
Nivel fluido (ft)	1650.36	0	1327.29	0	1327.03	1312.29	1319.46	1326.15
Prof. Bomba (tvd)	1642	1642	1642	1642	1642	1642	1642	1642

Nota: Adaptado de ABA PH3-HZ10, AVM, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., (2019)

Figura 17.

Condiciones en frío del pozo ABA PH3-HZ10.



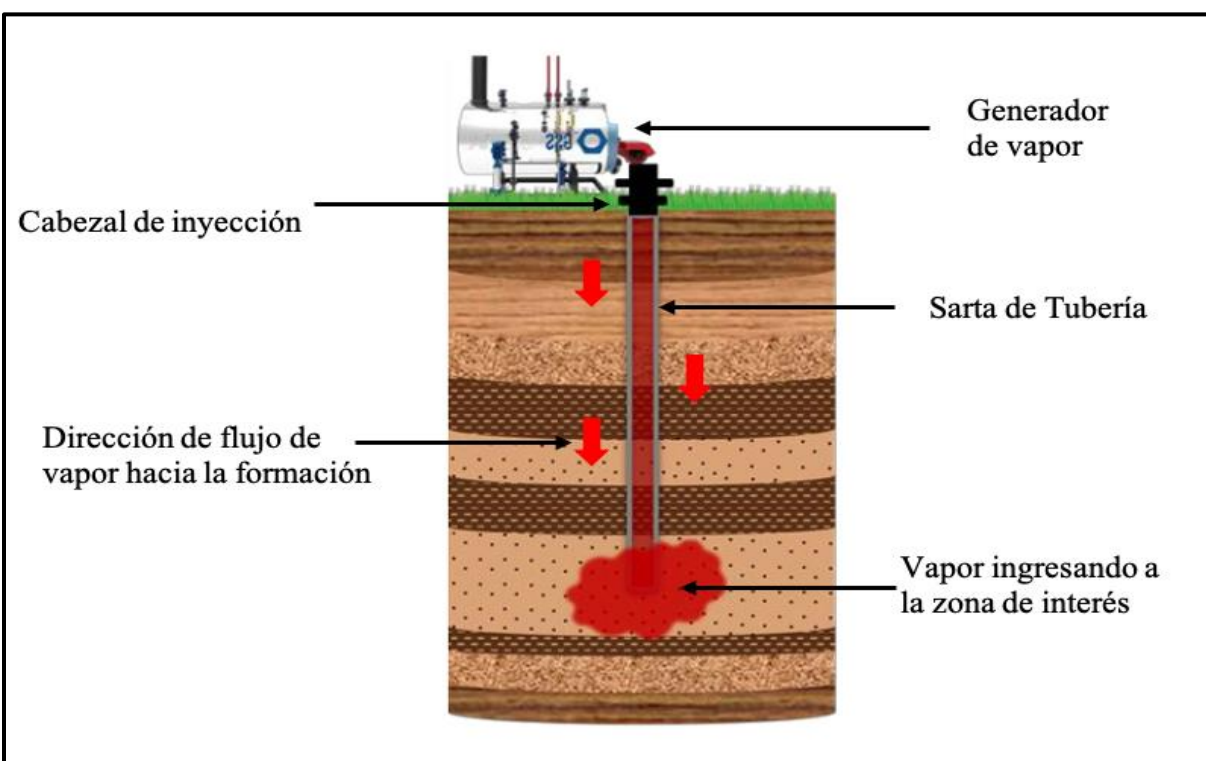
Nota: Adaptado de ABA PH3-HZ10, AVM, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., (2019)

En la Figura 17, se evidencia el comportamiento que presentó el pozo aproximadamente 2 meses antes del ciclo de inyección, donde como dato relevante se aprecia un tiempo no operativo, este evento se presentó debido a inconvenientes eléctricos que afectaron su producción. La baja producción del pozo fue uno de los motivadores para la realización de un nuevo ciclo de inyección con el fin de aumentar el recobro del hidrocarburo.

3.1 Etapa de inyección de vapor.

Figura 18.

Etapa de inyección cíclica de vapor.



Nota: Adaptado de González Sánchez & Peña Olarte, (2018). Ajuste del modelo analítico de Boberg y Lantz para un proceso de inyección cíclica de vapor en un yacimiento de crudo pesado

Durante esta etapa se inyectaron 8913.12 MMBTU durante 225.5 horas para un total de 9,36 días en inyección, los cuales se inyectaron en la etapa inicial con 2 generadores. La calidad promedio del vapor fue de 80%. Se inyectaron en total 23933 bbl de agua. En la Tabla 8 se muestran las variables medidas durante el proceso.

Tabla 8.

Variables monitoreadas durante la inyección cíclica de vapor en un pozo del campo Abarco.

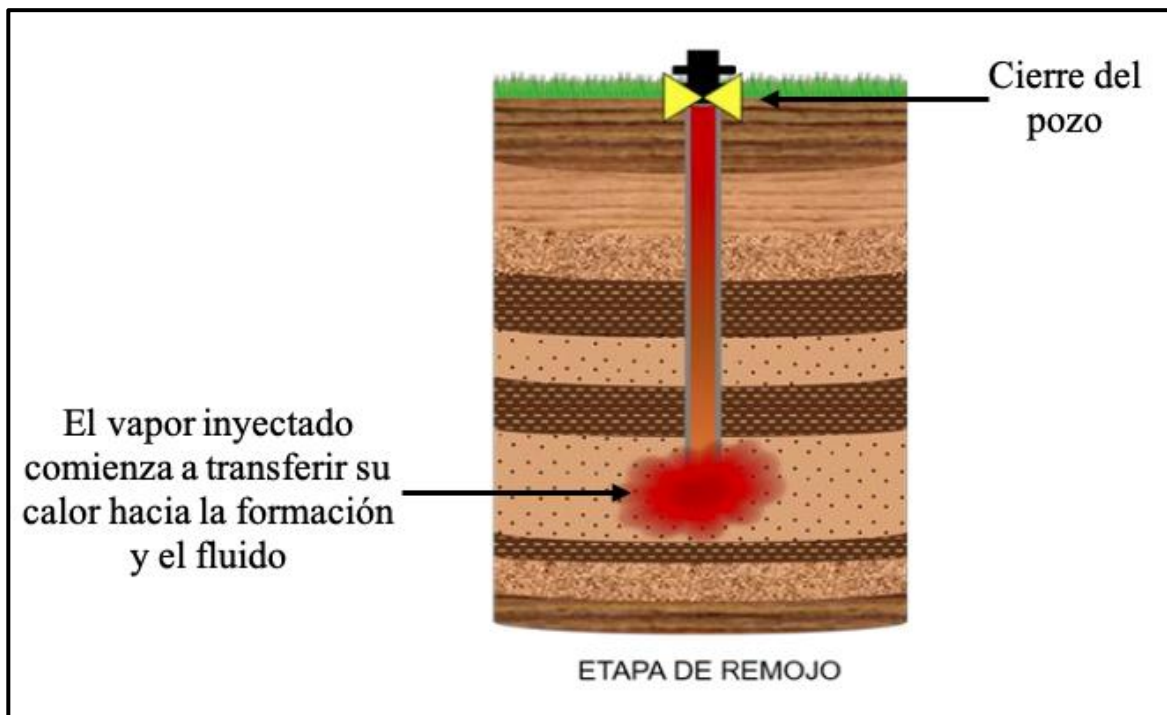
	Generador	Tiempo [h]	P. generador [psi]	Gpm	P. operación [psi]	T [°F]	MMBTU/ D	Water [Ton]	Water [bbl]
1	X 538	14	1119	75	1050	523	558.7	265.04	1500
1	X 539	8	1244	55	1114	523	234.07	111.04	628.57
2	X 538	23	1090	75	990	518	917.87	435.42	2464.29
3	X 538	24	1165	75	970	519	957.74	454.34	2571.43
4	X 538	24	1149	75	1053	523	957.77	454.35	2571.43
5	X 538	24	1168	75	1066	528	957.74	454.34	2571.43
6	X 538	22.5	1179	75	1080	528	897.85	425.93	2410.71
7	X 538	24	1192	75	1093	528	957.66	454.3	2571.43
8	X 538	24	1196	75	1106	530	957.6	454.27	2571.43
9	X 538	24	1207	75	1120	531	957.53	454.24	2571.43
10	X 538	14	1208	75	1110	528	558.59	264.99	1500

Nota: Adaptado de Inyección de vapor Campo Abarco, AVM, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., (2019)

3.2 Etapa de remojo

Figura 19.

Etapa de remojo



Nota: Adaptado de González & Peña, (2018)

Durante esta etapa se lleva a cabo el cierre del pozo durante algunos días, esto dependerá de la presión y temperatura de yacimiento, la cantidad de vapor inyectado, propiedades de la arena y del fluido. El tiempo de remojo se realiza con el fin de que el vapor transfiera su energía calórica al fluido y así aumentar su movilidad y sea posible su producción hasta superficie. El tiempo de remojo, idealmente debe ser intermedio, un tiempo de remojo muy corto no permitirá que el vapor transfiera todo el calor a la formación y al fluido, restándole eficiencia al proceso, y un tiempo demasiado largo tendrá como consecuencia una pérdida de calor en las formaciones adyacentes.

Para este pozo en estudio, se programó un periodo de remojo de 184 horas, lo que equivale a 7.7 días aproximadamente.

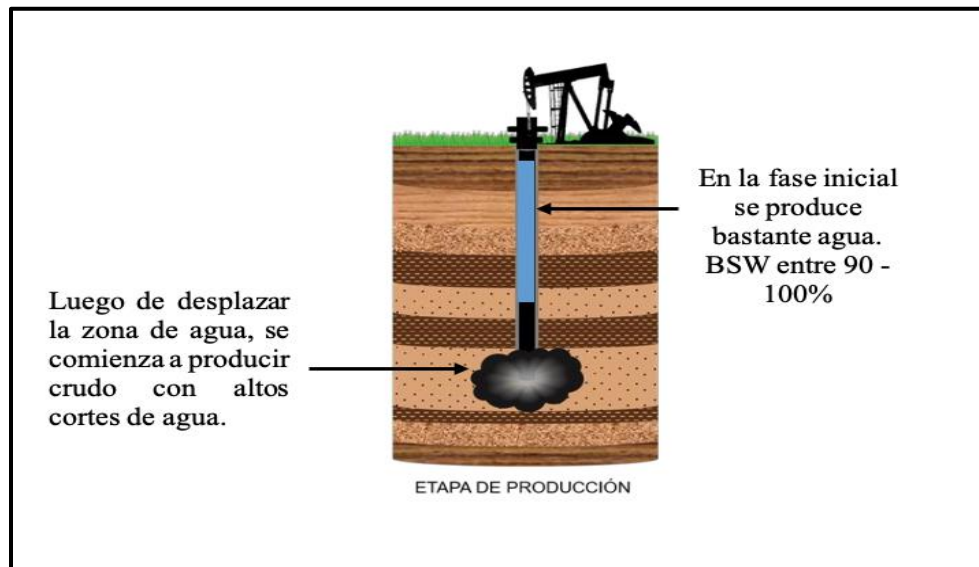
La presión también tiene un lugar importante durante esta etapa, ya que se busca que la presión se estabilice con la finalidad que el vapor inyectado se expanda a través de la formación de manera uniforme, le transfiera calor y se cree una zona caliente uniforme alrededor del pozo favoreciendo la movilidad del crudo desde la formación hacia el pozo.

Otro aspecto fundamental es la alta temperatura del vapor; ésta es capaz de generar cambios en las presiones capilares y modificar permeabilidades relativas al agua y al aceite, favoreciendo la movilidad del crudo hacia el pozo.

3.3 Etapa de producción.

Figura 20.

Etapa de producción.



Nota: Adaptado de González & Peña, (2018)

Durante esta etapa el pozo se abre y es puesto en producción, es común observar que estos pozos fluyen los primeros días sin necesidad de un sistema de levantamiento artificial gracias a la gran cantidad de energía transferida por el vapor hacia el fluido. Gracias a la condensación del vapor, es común que en cercanías al pozo se forme una zona de agua saturada, por lo que es frecuente que al principio de esta etapa se produzcan grandes cantidades de agua a una temperatura elevada. Esta etapa puede alcanzar una duración de hasta 2 años y dependerá de la rapidez con la que los fluidos que se están produciendo enfríen la formación junto con la cantidad de energía que sea transferida a las formaciones adyacentes.

La cantidad de fluido producido dependerá de la viscosidad del crudo al inicio del proceso, la permeabilidad de la formación, la reducción de viscosidad obtenida con el aumento de temperatura, la presión y temperatura del yacimiento y el radio de calentamiento.

Cuando la producción se acerque al valor que se tenía antes de la realización del trabajo de inyección, se concluye que la formación se ha enfriado y será necesario repetir el proceso hasta alcanzar el límite económico.

Se inicia la producción el día 30 de agosto y esta finaliza el 29 de diciembre del siguiente año para un total de 486 días de duración en la etapa de producción.

Tabla 9.

Registro de producción de fluidos del pozo ABA PH5-HZ8.

Días por prueba	T[°F]	BOPD	BWPD	BSW	BOP Incremental
14	190	0	475	100.000	-101.22
14	163	0	485.2	100.000	-101.22
27	128	40.64	144.11	78.000	902.07

Tabla 9. *Continuación*

Días por prueba	T[°F]	BOPD	BWPD	BSW	BOP Incremental
1	138	47	91.3	66.000	39.77
5	119	22.3	89.1	80.000	75.35
4	119	32.4	75.6	70.000	100.68
5	109	29.9	76.8	72.000	113.35
14	114	16.9	53.7	76.000	135.38
37	107	16.27	51.53	76.000	334.48
9	120	15.3	61.1	80.000	72.63
6	104	14	56	80.000	40.62
13	100	31.8	127.2	80.000	319.41
15	118	7.27	65.43	90.000	0.6
10	107	18.1	132.9	88.000	108.7
13	104	20.7	48.3	70.000	175.11
17	100	23.5	94	80.000	276.59
5	90	17.71	6.89	28.000	52.4
20	98	7.5	29.9	80.000	5.4
12	111	4.8	42.9	90.000	-29.16
14	104	6.5	6	48.000	-10.22
18	99	0	21	100.000	-130.14
10	102	11.4	17	60.000	41.7
16	105	9.3	8.5	48.000	33.12
13	105	17.5	17.5	50.000	133.51
8	105	6.6	10	60.000	-5.04
10	100	4.6	9.7	68.000	-26.3
19	90	6.2	8	56.000	-19.57

Tabla 9. *Continuación*

Días por prueba	T[°F]	BOPD	BWPD	BSW	BOP Incremental
7	108	6	7.6	56.000	-8.61
22	100	5.1	4.4	46.000	-46.86
44	106	0.2	9.3	98.000	-309.32
30	100	8.01	6.29	44.000	23.4
24	101	11.86	3.75	24.000	111.12
10	101	3	1	25.000	-42.3
486					2265.43

Nota: Adaptado de Reportes de producción, pozo ABA PH5-HZ08, Campo Abarco, AVM, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., (2019).

Con los datos mostrados de la tabla se concluyó que la respuesta a la inyección fue aceptable, se obtuvo un crudo incremental de 4.7 bpod, la respuesta del pozo a la inyección cíclica de vapor DTS por sus siglas en inglés (Distributed Temperature Survey) en conjunto con la tecnología de fibra óptica.

4. Distribución de calor a lo largo de la zona productora

El sistema DTS con fibra óptica mide la temperatura con respecto al tiempo y profundidad, la distribución de temperatura se mide enviando un pulso láser por la fibra óptica, la vibración molecular, está directamente relacionada con la temperatura, esta crea señales débiles que son detectadas en superficie y se convierten en un registro de temperatura.

La principal aplicación de este sistema es el registro en tiempo real de la temperatura distribuida, puede ser usado durante las 3 etapas del ciclo de inyección de vapor: inyección, remojo y producción. Su principal objetivo es el monitoreo y verificación del perfil de inyección.

Para el estudio del comportamiento del calor en la formación se realizaron registros DTS con fibra óptica durante las 3 etapas del ciclo de inyección de vapor: inyección, remojo y producción.

Durante el desarrollo de los registros DTS se tuvieron los siguientes objetivos:

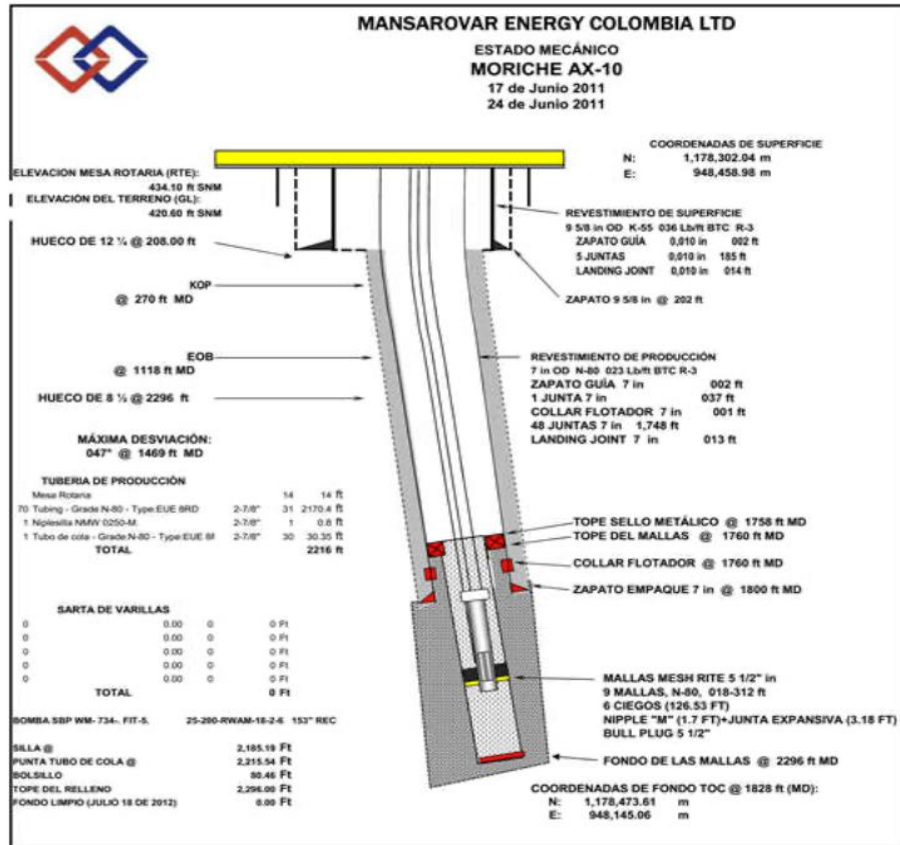
- Determinar la distribución de inyección de vapor a lo largo de la sección horizontal cubierta con la fibra óptica usando DTS.
- Evaluar cualitativamente la pérdida de calor a lo largo del pozo usando mediciones de temperatura con la tecnología DTS.
- Evaluar cualitativamente el perfil de producción a lo largo de la sección horizontal cubierta con fibra óptica usando tecnología DTS

4.1 Distribución de calor en pozos convencionales

Para llevar a cabo un entendimiento de los resultados obtenidos con los registros DTS es fundamental comprender el estado mecánico del pozo, analizando la profundidad de la zona productora, la desviación del pozo, su sección horizontal, el completamiento y demás datos relevantes aportados por este. En la Figura 21 se muestra el estado mecánico del pozo objeto de estudio.

Figura 21.

Estado mecánico pozo MOR AX-10.



Nota: Adaptado de Estados mecánicos campo Moriche, pozo MOR AX-10, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., (2019).

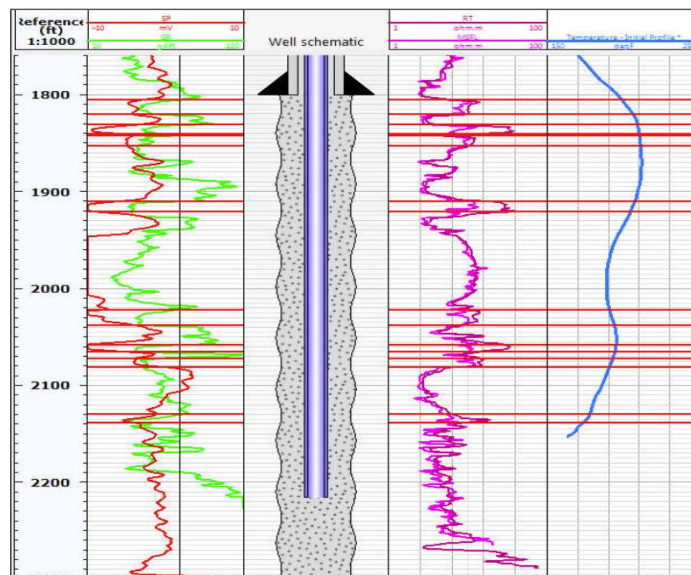
El análisis de la distribución del calor en el pozo convencional se realizó en 3 fases, como fase inicial se monitorearon las condiciones iniciales del pozo, condiciones en frío, luego se llevó a cabo la inyección de vapor y finalmente se supervisó el comportamiento de la distribución de calor a lo largo del periodo de cierre. A continuación, se detallan cada una de estas etapas.

4.1.1 Primera fase pozo en frío.

Se realizó una medición de las condiciones de temperatura iniciales del pozo con el fin de determinar el perfil de temperatura inicial ya que no es considerado que la temperatura del pozo sea solo responsabilidad del gradiente geotérmico.

Figura 22.

Registro DTS - Temperatura vs Profundidad para un pozo convencional en frío.



Nota: Adaptado de DTS for Steam Injection Monitoring Final Report, Well MOR AX-10, C.

Contreras, Mansarovar Energy Colombia Ltda, (2017), Asociación Nare. pág. 17

En la Figura 22, el primer track (pista o columna) corresponde a la profundidad, en el segundo track aparecen las mediciones correspondientes a los registros GR (gamma ray) y SP (potencial espontáneo), el tercer lugar se muestra el diagrama del pozo, en cuarta posición las mediciones de registros resistivos en hueco abierto y para finalizar aparecen las mediciones de la temperatura.

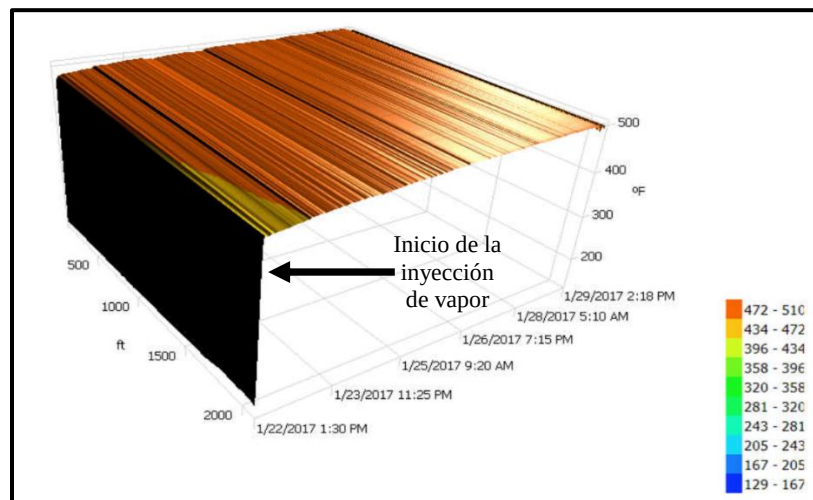
Con el registro DTS de temperatura vs profundidad (Figura 22) se verifica el estado del pozo respecto a su temperatura como un “pozo frío” ya que su temperatura esta cercana al gradiente geotérmico, sin embargo, se evidencian unas alteraciones en la temperatura, éstas producto de previos ciclos de inyección de vapor.

4.1.2 Segunda fase: inyección cíclica de vapor.

Para el periodo de inyección se realizó durante 7 días en el cual se inyectaron 2589 bpd de agua equivalente (CWE), la calidad promedio del vapor fue de 80%, la presión de operación de 1100 psi y una temperatura promedio durante la inyección de 545 °F.

Figura 23.

Registro DTS - Temperatura vs profundidad vs tiempo durante el proceso de inyección cíclica de vapor en un pozo convencional.



Nota: Adaptado de DTS for Steam Injection Monitoring Final Report, Well MOR AX-10, C. Contreras, Mansarovar Energy Colombia Ltda, (2017). Asociación Nare. pág. 18

La Figura 23 expone los datos obtenidos por medio de las mediciones de temperaturas realizadas con la tecnología DTS. Se puede apreciar que el inicio de la inyección de vapor se dio el día 22 de enero de 2017 a la 1:30 pm esto se ve reflejado dado que la temperatura del pozo era inferior a 200 °F y comienza a incrementar marcadamente hasta llegar a estar entre 472 – 510 °F. Se aprecia que durante el proceso de inyección la temperatura incrementa a medida que se desarrolla la inyección permitiendo obtener una calidad de vapor aceptable al momento de hacer contacto con la formación. Un incremento de temperatura constante durante la inyección de vapor también es indicio que la presión de inyección se mantuvo controlada, ya que no se evidencian caídas abruptas de temperatura. Adicionalmente se puede apreciar como hacia los 2000 ft el incremento de la temperatura es más lento en horas recientes de inyección, esto debido posiblemente a las pérdidas de calor ocasionadas ya que a medida que aumenta la profundidad en el pozo aumenta la distancia a la fuente de calor, que para este caso es el generador de vapor por lo tanto las pérdidas de calor son mayores y al final del recorrido el vapor llega con una temperatura menor, luego de 20 horas de inyección aproximadamente, se logra la prácticamente la uniformidad de la temperatura en las cercanías del pozo.

Tabla 10.

Porcentaje de vapor inyectado en cada intervalo de interés durante el proceso de inyección cíclica de vapor en un pozo convencional según registro DTS.

Zona de yacimiento		Zona de Influjo		Inyección de vapor
Tope	Base	Tope	Base	
ft		ft		%
1805	1820	1805	1820	1%
1831	1840	1831	1853	5%
1842	1853			
2022	2038	2022	2038	29%
2058	2065	2058	2081	23%
2072	2081			
2130	2138	2130	2138	32%

Nota: Adaptado de DTS for Steam Injection Monitoring Final Report, Well MOR AX-10, C.

Contreras, Mansarovar Energy Colombia Ltda, (2017). Asociación Nare. pág. 5

Por medio de registros DTS también fue posible cuantificar el vapor inyectado en cada intervalo de interés (Tabla 10), siendo posible identificar las secciones del yacimiento preferenciales donde se genera una mayor admisión de vapor, generando posiblemente zonas de canalización donde el calor es transferido a zonas lavadas con bajo porcentaje de hidrocarburos.

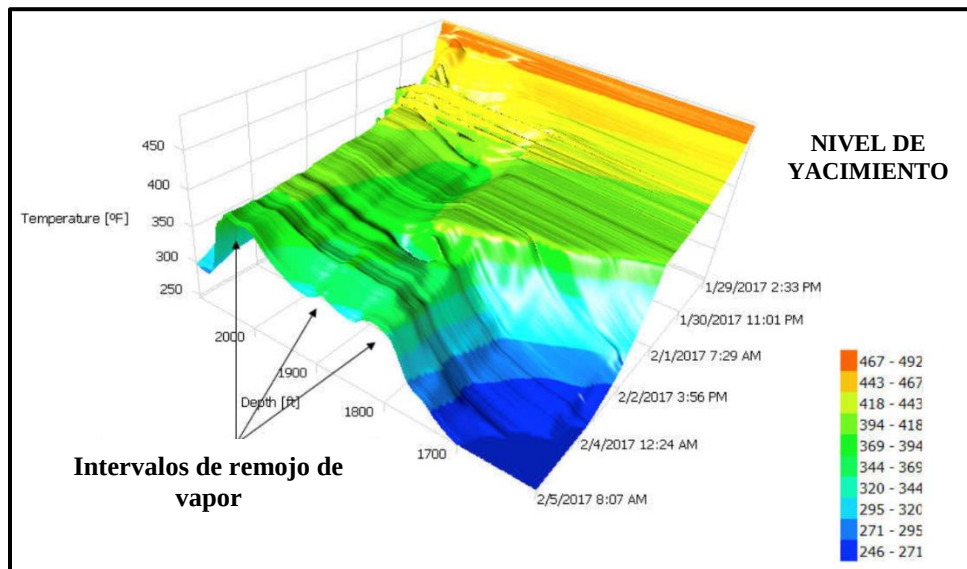
4.1.3 Tercera fase: Periodo de remojo del pozo (Soaking)

Durante el periodo de cierre, el monitoreo con registros DTS tiene como finalidad evidenciar el comportamiento de la temperatura y a su vez dar una idea de la distribución de calor a lo largo del yacimiento. Para este estudio, el periodo de cierre se llevó a cabo durante 4 días

aproximadamente. En la Figura 24, se evidencian 3 picos de temperatura, los cuales corresponden a los intervalos de interés en los cuales la formación recibió una cantidad mayor de vapor. De igual manera se puede apreciar como la temperatura disminuye rápidamente en las zonas aledañas a los intervalos estimulados, tanto a mayor profundidad como en las zonas más someras del pozo.

Figura 24.

Temperatura vs profundidad vs tiempo durante el periodo de remojo en un proceso de inyección cíclica de vapor para pozo convencional medido a profundidades de yacimiento.



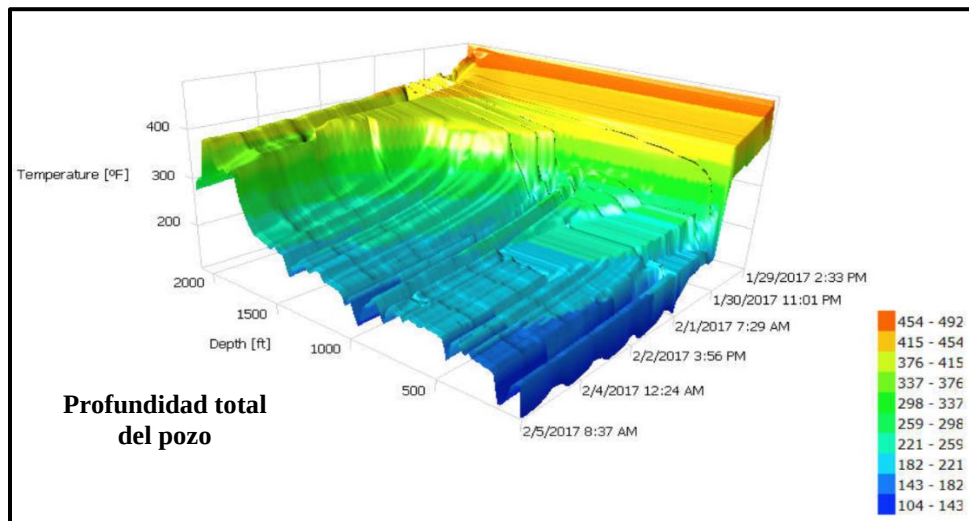
Nota: Adaptado de DTS for Steam Injection Monitoring Final Report, Well MOR AX-10, C. Contreras, Mansarovar Energy Colombia Ltda, (2017), Asociación Nare. pág. 20

En la Figura 25 se muestra el comportamiento de la temperatura durante el periodo de cierre con la particularidad que se tiene en cuenta toda la profundidad del pozo, desde superficie hasta 2,300 ft aproximadamente, evidenciando desde el momento que termina la inyección de vapor, como la temperatura comienza a disminuir casi que de manera uniforme en todo el pozo en

las primeras horas de la etapa de cierre, luego de esto, el calor se disipa rápidamente en las cercanías a la superficie, de igual modo es consistente que la mayor temperatura se tenga en el intervalo de la formación que recibió un mayor cantidad de vapor, como se denotó en la Tabla 10.

Figura 25.

Temperatura vs profundidad vs tiempo durante el periodo de remojo en un proceso de inyección cíclica de vapor para pozo convencional medido desde superficie hasta el fondo del pozo convencional



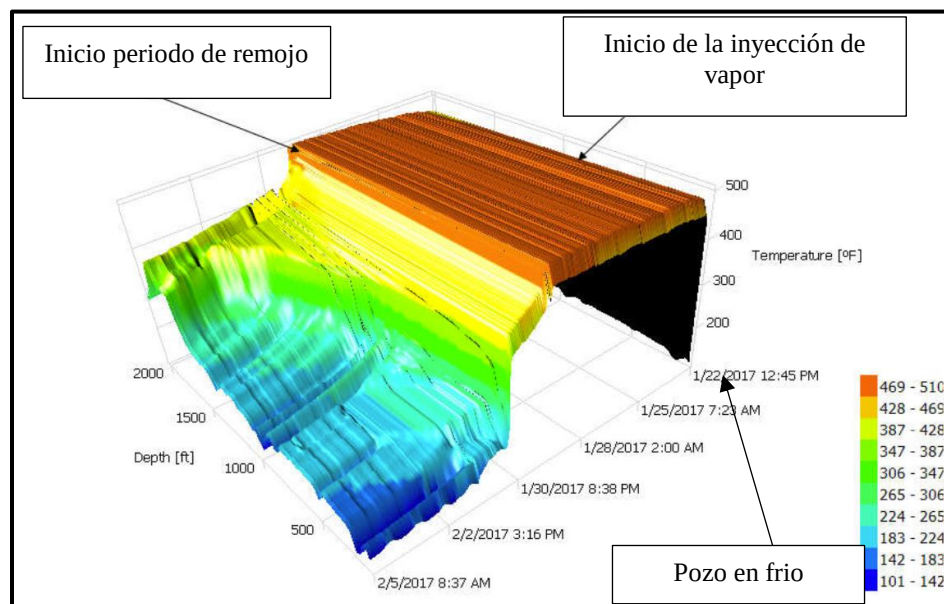
Nota: Adaptado de DTS for Steam Injection Monitoring Final Report, Well MOR AX-10, C. Contreras, Mansarovar Energy Colombia Ltda, (2017), Asociación Nare. pág. 20

Finalmente, en la Figura 26 se efectuó una compilación de la información obtenida durante las 3 etapas del ciclo de inyección de vapor, análisis de las condiciones iniciales denominado “pozo en frío”, luego el proceso de la inyección de vapor y finalmente el periodo de remojo. Cabe resaltar que en este pozo no se monitoreó la etapa de producción. La grafica inicia describiendo las condiciones de temperatura del pozo, luego se evidencia un incremento de temperatura el cual

corresponde al momento de inyección de vapor donde la temperatura incrementa a medida que se inyecta el vapor, esto sugiere que los parámetros de inyección fueron debidamente controlados y no existieron variaciones considerables en éstos, para terminar el análisis se muestra la distribución de calor durante el periodo de cierre, el inicio de este se ve reflejado por el cambio de tendencia en la gráfica, esta puede identificarse por un cambio de color donde inició el periodo de cierre (01/29/2017), empieza una caída de temperatura considerable con el tiempo y se genera el comportamiento esperado, donde el intervalo de interés que sostiene la mayor temperatura en el tiempo coincide con uno de los intervalos que recibió más vapor.

Figura 26.

Temperatura vs profundidad vs tiempo durante las etapas de “pozo en frio”, inyección de vapor y remojo para pozo convencional.

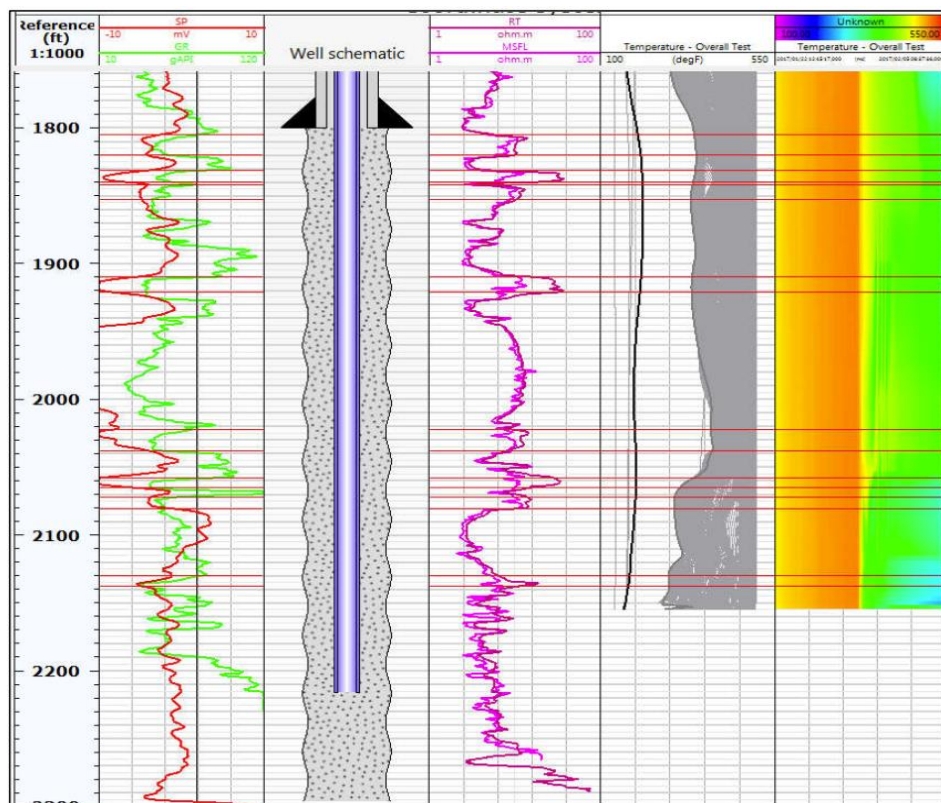


Nota: Adaptado de DTS for Steam Injection Monitoring Final Report, Well MOR AX-10, C. Contreras, Mansarovar Energy Colombia Ltda, (2017), Asociación Nare. pág. 15

La Figura 27, corresponde al registro DTS del monitoreo durante la operación de inyección cíclica de vapor en un pozo convencional; el primer track (pista o columna) corresponde a la profundidad, en el segundo track aparecen las mediciones correspondientes a los registros GR (gamma ray) y SP (potencial espontáneo), el tercer lugar se muestra el diagrama del pozo, en cuarta posición las mediciones de registros de resistividad en hueco abierto, en las pistas 5 y 6 aparecen las mediciones de la temperatura.

Figura 27.

Registro DTS de distribución de temperatura en profundidades de yacimiento en un pozo convencional durante el proceso de inyección cíclica de vapor.



Nota: Adaptado de DTS for Steam Injection Monitoring Final Report, Well MOR AX-10, C.

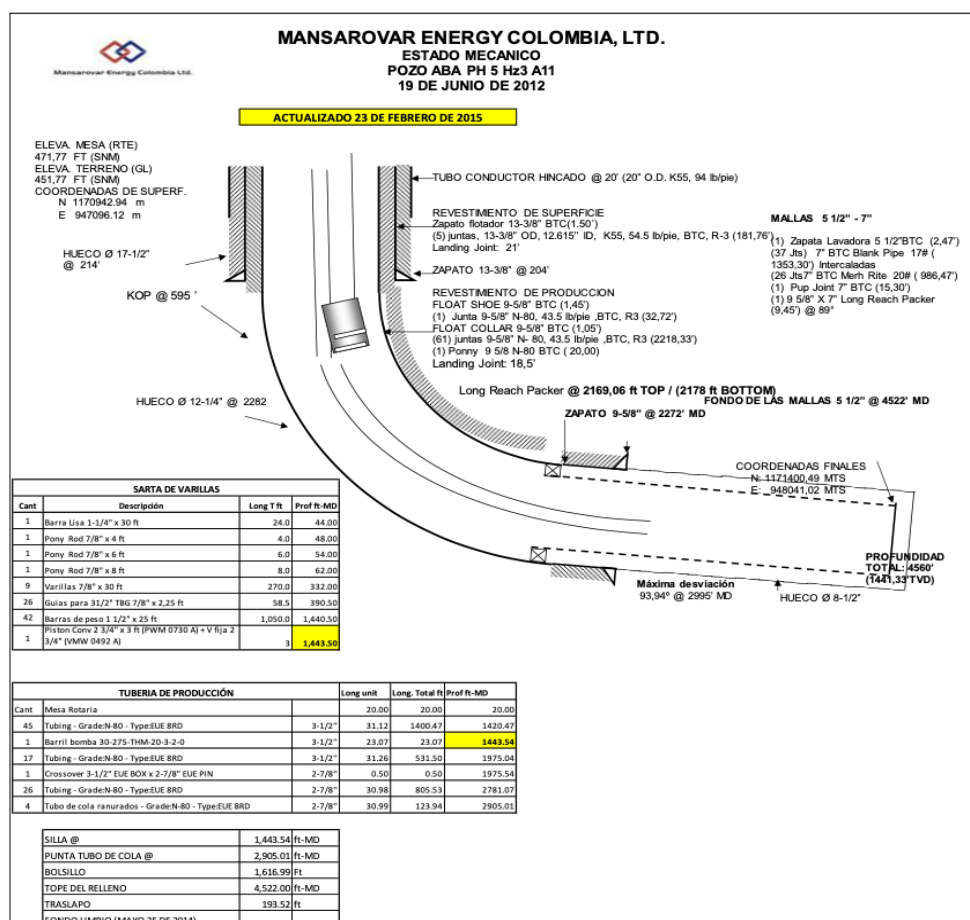
Contreras, Mansarovar Energy Colombia Ltda, (2017), Asociación Nare. pág. 16

4.2 Distribución de calor en pozos horizontales

Para entender los resultados obtenidos con los registros DTS es fundamental comprender el estado mecánico del pozo, analizando la profundidad de la zona productora, la desviación del pozo, su sección horizontal y demás datos relevantes aportados por este. En la Figura 28 se muestra el estado mecánico del pozo objeto de estudio.

Figura 28.

Estado mecánico pozo ABA PH5-HZ03.



Nota: Adaptado de Estados mecánicos campo Abarco, pozo ABA PH5-HZ03, Base de datos

Mansarovar Energy Colombia Ltda., (2020).

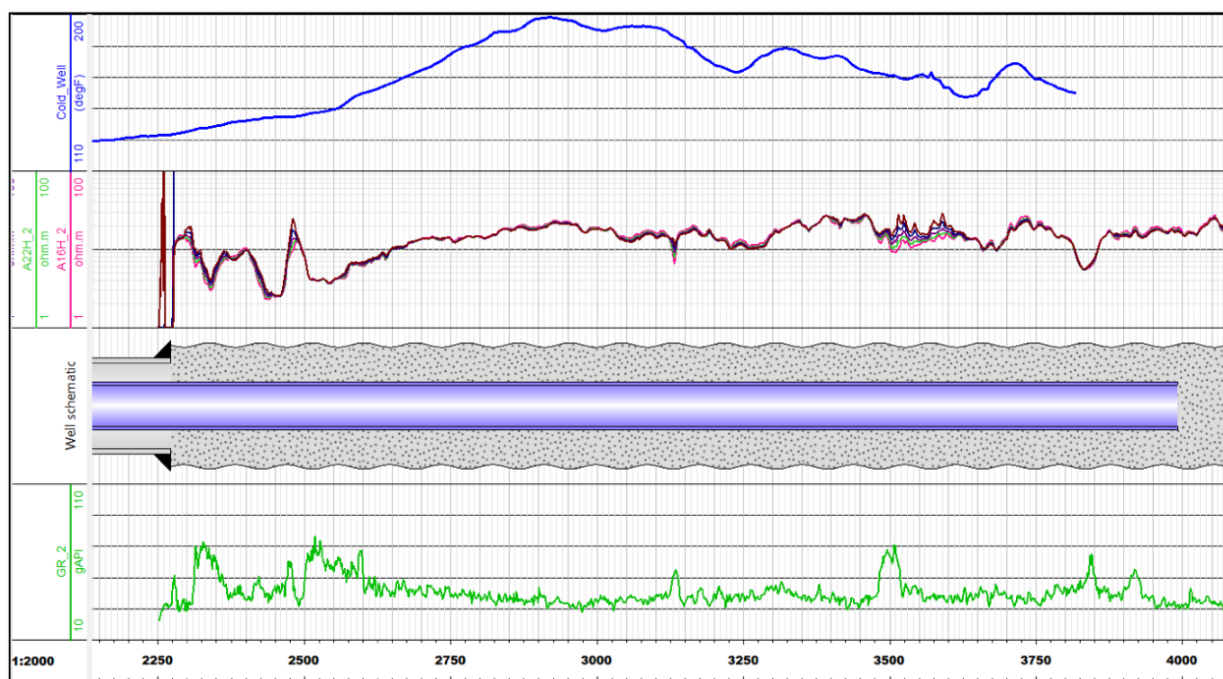
El desarrollo de los registros DTS se llevó a cabo en 4 fases. A continuación, se detallan cada una de ellas.

4.2.1 Primera fase pozo en frío

La primera consistió en el monitorear el pozo antes de la inyección, lo que se conoce como “el pozo en frío” con el fin de determinar las condiciones iniciales del pozo. La Figura 29 muestra la relación los resultados obtenidos mediante las mediciones realizadas.

Figura 29.

Registro DTS de las condiciones de temperatura iniciales en un pozo horizontal antes de un nuevo ciclo de inyección de vapor (Pozo en frío).

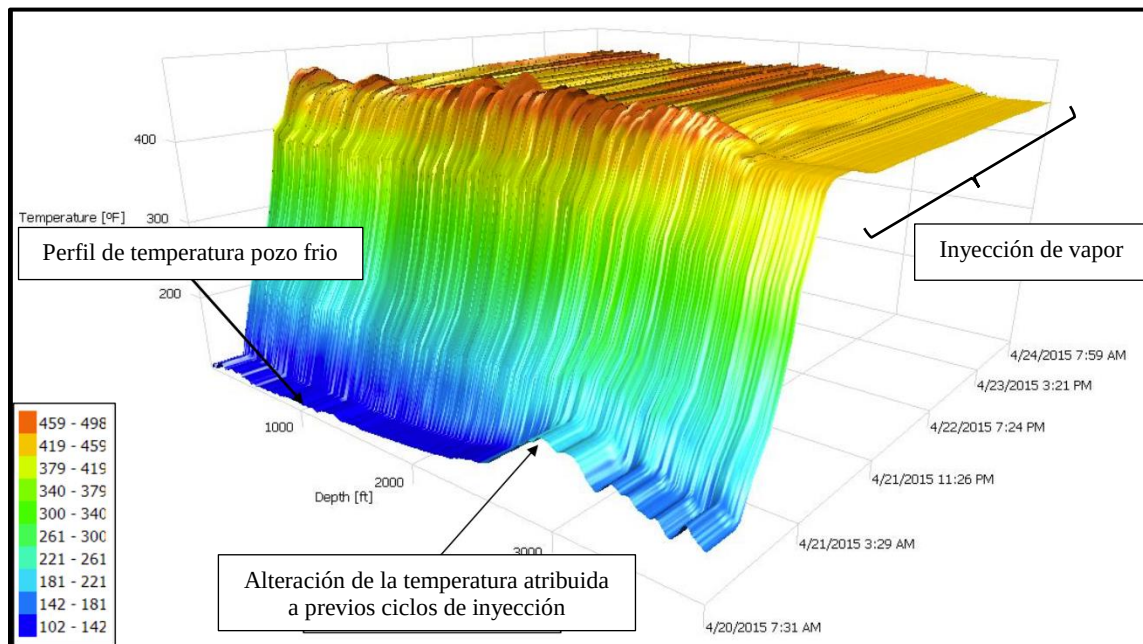


Nota: Adaptado de DTS for Steam Injection Monitoring Final Report, (2015). Well ABA PH5-HZ03, X. Guerrero, Mansarovar Energy Colombia Ltda., pag 13.

La Figura 29, corresponde al registro DTS donde se estudiaron las condiciones iniciales del pozo con el fin de establecer la temperatura del pozo en los intervalos de interés. El primer track (pista o columna) corresponde a la profundidad, en el segundo track aparecen las mediciones correspondientes a los registros GR (gamma ray), el tercer lugar se muestra el diagrama del pozo, en la cuarta pista aparecen las mediciones de los registros de resistividad en hueco abierto y para finalizar en el track 5 se muestran las mediciones de la temperatura obtenidas. Se observa que cerca a los 3000 ft se produce un incremento de temperatura, esta alteración es atribuida a previos ciclos de inyección de vapor.

Figura 30.

Temperatura vs profundidad vs tiempo durante un proceso de inyección de cíclica de vapor en un pozo horizontal.



Nota: Adaptado de DTS for Steam Injection Monitoring Final Report, (2015). Well ABA PH5-HZ03, X. Guerrero, Mansarovar Energy Colombia Ltda., pag 32.

La Figura 30 muestra una representación en 3D de la distribución de temperatura a condiciones iniciales del pozo horizontal medidos desde superficie, las cuales están representadas en el intervalo de tiempo inicial (4/20/2015).

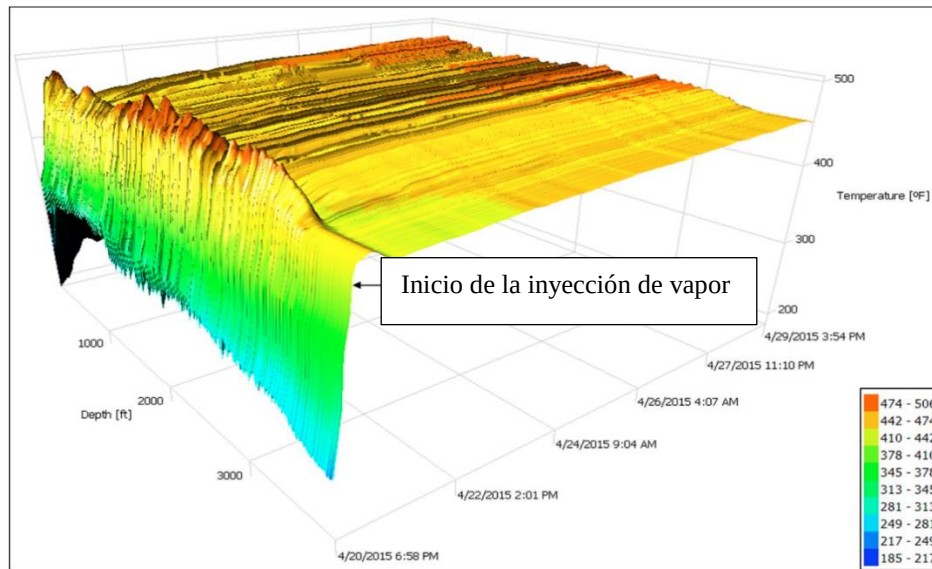
Esta grafica también permite tener un acercamiento con el perfil de temperatura durante la inyección de vapor con el fin de entender de mejor manera el estado inicial del pozo junto con sus variaciones en el momento de la inyección cíclica de vapor.

4.2.2 Segunda fase: inyección cíclica de vapor

Para esta fase se realizó el registro y monitoreo de información durante el todo el tiempo inyección el cual fue de un total de 213 horas, 8.9 días aproximadamente. Los parámetros con los que se desarrolló la inyección, calidad promedio del vapor fue de 80%, se inyectaron un equivalente de agua (CWE) de 2,990 bpd, presión de operación de 887 psi y una temperatura de 520 °F.

Figura 31.

Temperatura vs profundidad vs tiempo durante la inyección cíclica de vapor en un pozo horizontal.



Nota: Adaptado de DTS for Steam Injection Monitoring Final Report, (2015). Well ABA PH5-HZ03, X. Guerrero, Mansarovar Energy Colombia Ltda., pag 14.

Durante la inyección de vapor, el pozo horizontal y el yacimiento son expuestos a un incremento acelerado de temperatura como se aprecia en la Figura 31, el pozo inicialmente posee una temperatura baja, cuando se inicia la inyección de vapor, se incrementa la temperatura. Como evento relevante, la figura muestra un pico de temperatura generado en primeras horas de inyección que luego es estabilizado y se mantiene hasta terminar la inyección de vapor, posiblemente este evento se halla originado por alguna sobrepresión en el sistema de inyección que luego fue regulada.

La tecnología de registros DTS es capaz de cuantificar la cantidad de vapor que es inyectado en cada uno de los intervalos de interés presentes en la formación, en la Tabla 11 se consolidan los datos obtenidos durante este proceso.

Tabla 11.

Porcentaje de vapor inyectado en cada intervalo de interés durante el proceso de inyección cíclica de vapor en un pozo horizontal según registro DTS.

Zona de yacimiento		Inyección de vapor
Tope	Base	
ft		%
2272	2620	8%
2620	3120	36%
3120	3220	9%
3220	3340	9%
3340	3600	22%
3600	3820	17

Nota: Adaptado de DTS for Steam Injection Monitoring Final Report, (2015). Well ABA PH5-HZ03, X. Guerrero, Mansarovar Energy Colombia Ltda., pag 5.

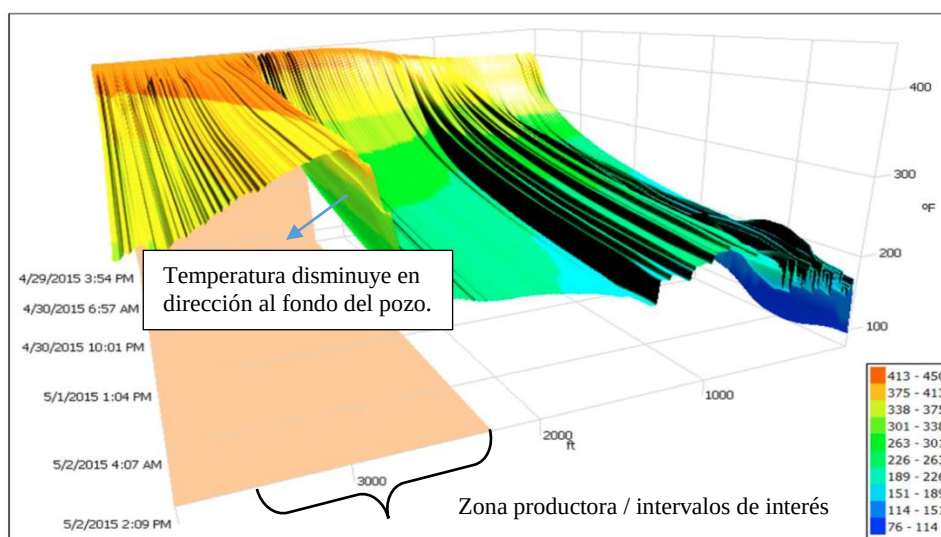
Con los datos obtenidos en la Tabla 11 se corrobora que existen zonas con preferencia a la inyección de vapor las cuales se absorben la mayor cantidad de calor y luego varios ciclos de estimulación se convierten en zonas lavadas donde no es posible recuperar más hidrocarburo.

4.2.3 Tercera fase: Periodo de remojo del pozo (Soaking)

En la tercera fase se llevó a cabo el monitoreo de la etapa de cierre o soaking, ésta tuvo una duración de 143 horas, lo que equivale alrededor de 6 días. El estudio de esta fase ayuda a comprender el comportamiento del calor inyectado dentro de la zona de interés, su distribución, analizar si existen zonas con variaciones considerables de temperatura, zonas preferenciales al flujo de vapor o determinar el radio de calentamiento que se logró con la inyección de vapor.

Figura 32.

Temperatura vs tiempo vs profundidad desde superficie hasta yacimiento durante el periodo de remojo en un pozo horizontal según datos obtenidos por medio de un registro DTS.



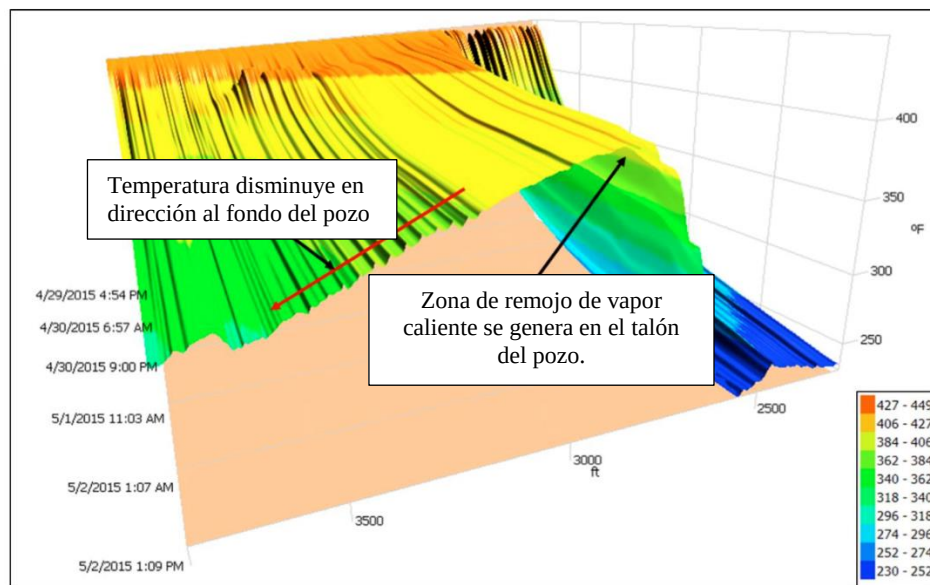
Nota: Adaptado de DTS for Steam Injection Monitoring Final Report, (2015). Well ABA PH5-HZ03, X. Guerrero, Mansarovar Energy Colombia Ltda., pag 16.

En la figura 32 se puede apreciar la distribución del calor durante el periodo de remojo medido desde la superficie hasta la profundidad del yacimiento. Se puede apreciar que la temperatura tiene un comportamiento decreciente en dirección al fondo del pozo. La zona de

remojo de vapor caliente se genera principalmente hacia el talón del pozo aproximadamente a 2600 ft, este comportamiento se muestra más detalladamente en la Figura 33, ya que se estudia solo el intervalo correspondiente a las profundidades del yacimiento.

Figura 33.

Perfil de distribución de calor en el yacimiento en un pozo horizontal durante el periodo de remojo

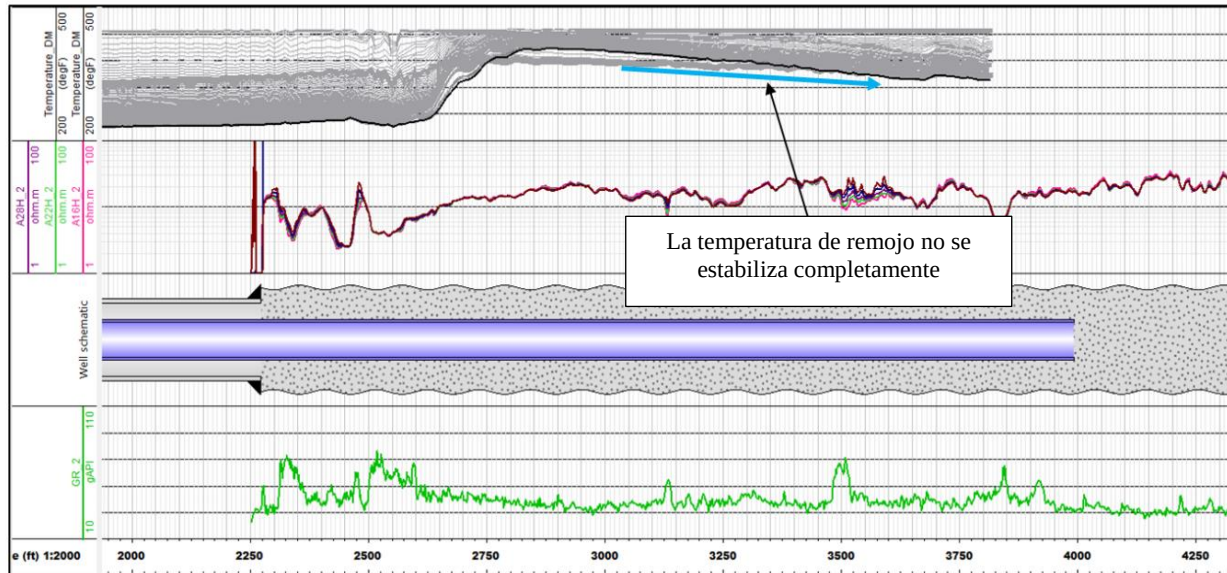


Nota: Adaptado de DTS for Steam Injection Monitoring Final Report, (2015). Well ABA PH5-HZ03, X. Guerrero, Mansarovar Energy Colombia Ltda., pag 16.

La Figura 33 muestra el comportamiento de la temperatura en el yacimiento desde el comienzo del periodo de remojo. El análisis de la zona de interés únicamente permite la realización de un análisis más detallado. La temperatura disminuye a medida que se aproxima al fondo del pozo, también es posible apreciar en esta grafica que el intervalo que posee mayor temperatura esta cercano al talón del pozo, en esta zona se genera una zona de remojo de vapor caliente.

Figura 34.

Registro DTS - temperatura vs profundidad durante el periodo de remojo en un pozo horizontal.



Nota: Adaptado de DTS for Steam Injection Monitoring Final Report, (2015). Well ABA PH5-HZ03, X. Guerrero, Mansarovar Energy Colombia Ltda., pag 17.

La Figura 34 corresponde a un registro DTS donde se estudió la distribución de la temperatura en el pozo durante el periodo de remojo o soaking. El primer track (pista o columna) corresponde a la profundidad, en el segundo track aparecen las mediciones correspondientes a los registros GR (gamma ray), el tercer lugar se muestra el diagrama del pozo, en la cuarta pista aparecen las mediciones de los registros de resistividad en hueco abierto, en el track 5 se muestran las mediciones de la temperatura durante el proceso. Se observa que durante el periodo de remojo la temperatura no alcanza a estabilizarse totalmente, se obtiene una tendencia decreciente. Este comportamiento debe posiblemente al movimiento de fluidos dentro del tubing, según datos aportados por el registro DTS.

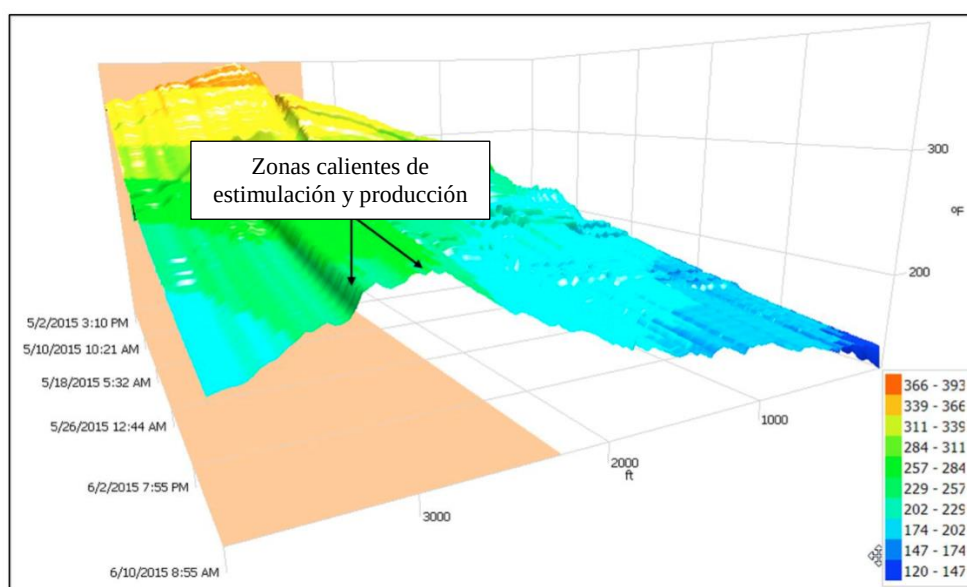
Evidencias de este tipo generan análisis y oportunidades de mejora con el fin de poder optimizar el tiempo de cierre, generar mejores resultados durante los ciclos de inyección y por ende un mayor factor de recobro.

4.2.4 Cuarta fase: Etapa de producción.

Finalmente se monitoreó durante 40 días la etapa de producción con el fin de identificar las variaciones de temperatura generados por la producción de hidrocarburos.

Figura 35.

Perfil de distribución de calor durante la etapa de producción en un pozo horizontal luego de ser estimulado por medio de inyección cíclica de vapor.

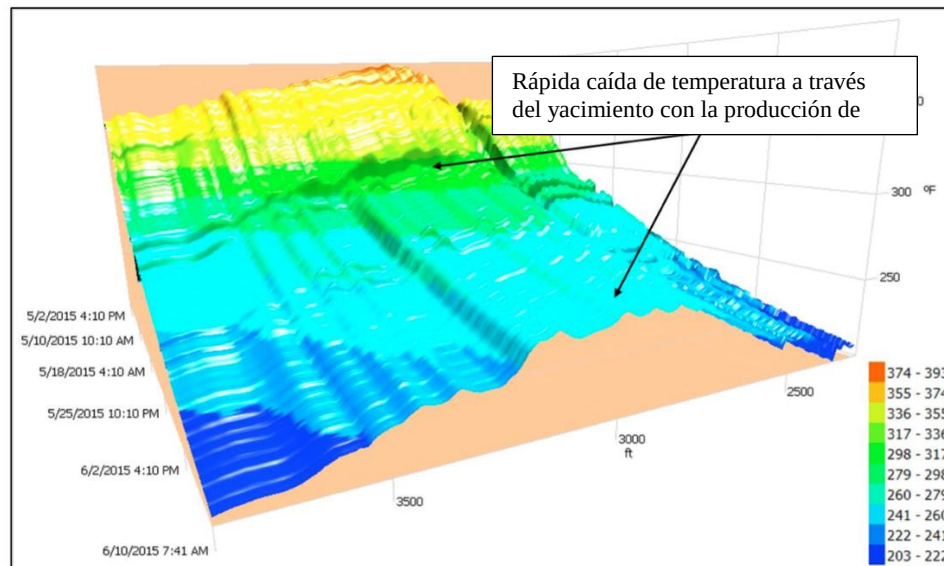


Nota: Adaptado de DTS for Steam Injection Monitoring Final Report, (2015). Well ABA PH5-HZ03, X. Guerrero, Mansarovar Energy Colombia Ltda., pag 17.

La Figura 35 expone el comportamiento o distribución de la temperatura desde el inicio de la puesta en producción del pozo horizontal. Las variaciones de temperatura son registradas desde la superficie hasta el fondo del pozo. Es evidente que las zonas productoras poseen mayor temperatura confirmando una buena transferencia de calor hacia el fluido. Como se mencionó anteriormente, estas zonas recibieron más de la mitad del vapor inyectado, en total un 58% del total, confirmando que en el yacimiento existen zonas preferenciales a la inyección, posiblemente generadas por ciclos de inyección previos que dieron origen a zonas de canalización. Con la puesta del pozo en producción, se genera una rápida caída en la temperatura a través de la zona productora, la cual se ve reflejada en toda la zona estimulada.

Figura 36.

Perfil de distribución de calor a nivel de yacimiento durante la etapa de producción en un pozo horizontal luego de ser estimulado por medio de inyección cíclica de vapor.



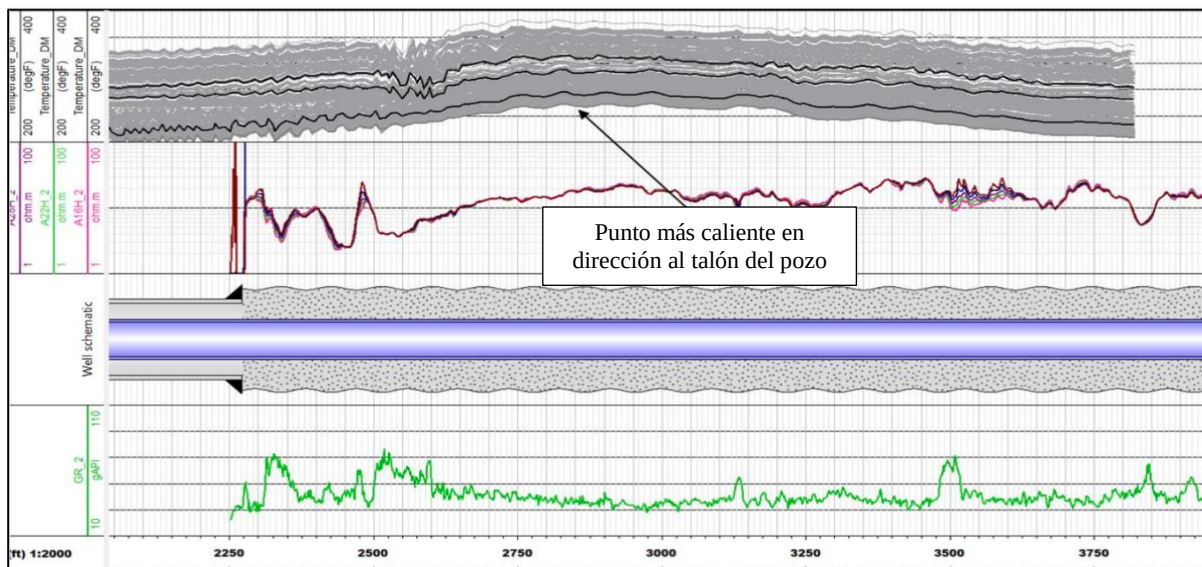
Nota: Adaptado de DTS for Steam Injection Monitoring Final Report, (2015). Well ABA PH5-HZ03, X. Guerrero, Mansarovar Energy Colombia Ltda., pag 18.

Durante la producción del pozo se ve reflejada una disminución de temperatura considerable a través de todo el yacimiento. El intervalo de interés localizado entre 2620 – 3120 ft fue estimulado en mayor proporción ya que según los datos obtenidos por medio del registro DTS este intervalo recibió el 36% del vapor total inyectado y como resultado también fue el mayor contribuidor a la producción.

Con los datos obtenidos durante el monitoreo de la temperatura en la etapa de producción se genera la Figura 37. El análisis del registro muestra un calentamiento significativo en el intervalo entre 2550 – 3250 ft. se puede apreciar que el punto más caliente se genera a en dirección al talón del pozo, lo que concuerda con la información obtenida durante el periodo de cierre.

Figura 37.

Registro DTS de distribución de calor en el pozo durante la etapa de producción de un pozo horizontal.

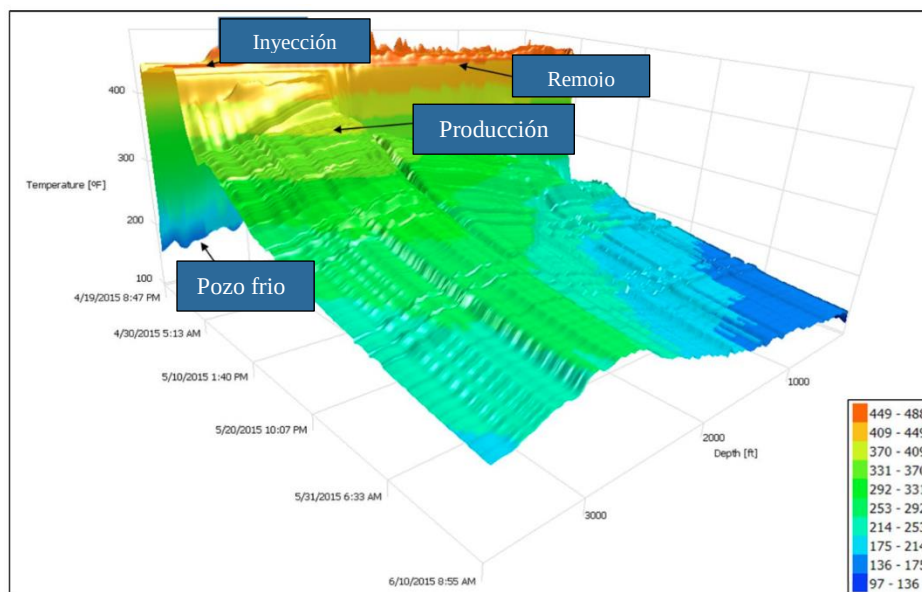


Nota: Adaptado de DTS for Steam Injection Monitoring Final Report, (2015). Well ABA PH5-HZ03, X. Guerrero, Mansarovar Energy Colombia Ltda., pág. 19.

Por último, se realizó la integración de todas las etapas del ciclo de inyección monitoreadas durante la realización de los registros DTS y se generó la Figura 38 en el cual se aprecia de manera clara la distribución del calor a lo largo del proceso de inyección cíclica de vapor.

Figura 38.

Perfil de distribución de temperatura durante un ciclo completo de inyección de vapor en un pozo horizontal.



Nota: Adaptado de DTS for Steam Injection Monitoring Final Report, (2015). Well ABA PH5-HZ03, X. Guerrero, Mansarovar Energy Colombia Ltda., pag 11.

En la Figura 38 se muestra el comportamiento de la temperatura durante las cuatro etapas que componen un ciclo de inyección de vapor, comenzando por las condiciones iniciales del pozo, luego se realiza la inyección vapor, donde se refleja un incremento considerable de temperatura, posteriormente, se desarrolla un periodo de remojo donde se espera que la temperatura se estabilice y para finalizar se pone el pozo en producción, en esta etapa se evidencia una fuerte caída de

temperatura a lo largo de todo el pozo, siendo los intervalos de interés los que se ven afectados en menor medida ya que exponen una disminución de temperatura progresiva.

5. Implementación del completamiento Pulse Tube Dual Pipe

En nuestro campo de estudio se tiene implementado como sistema de recobro mejorado, la inyección cíclica de vapor debido a que el crudo que aporta el campo tiene una gravedad API menor a 12°, por lo cual este método ayuda a reducir su viscosidad para ser llevado a superficie mediante los sistemas de bombeo mecánico.

Debido a la acumulación de ciclos de inyección que se les han realizado a los pozos, estos sufren desgaste en la matriz de la roca lo cual incrementa la cantidad de arena y la cantidad de agua, por lo tanto, fue necesario la implementación de la tecnología Tubería Pulse Dual Pipe. Para aplicar esta tecnología en nuestro campo de estudio fue necesario evaluar distintas variables para identificar cuáles de los dos sistemas era más eficiente, si la inyección cíclica de vapor convencional o la inyección de vapor mediante tubería pulse dual pipe.

Para la evaluación de los dos métodos se tomaron en cuenta las variables como presión de operación (°P), temperatura de operación (°T), millones de BTU inyectados (MMBTU), cantidad de barriles de fluidos producidos por día (BFPD) y barriles de aceites producidos por día (BOPD). Los pozos que se evaluarán para la comparación de las variables operativas de los dos métodos de inyección serán llamados URNCP-HZ02, URNX-HZ04 y ABA PH3-HZ10

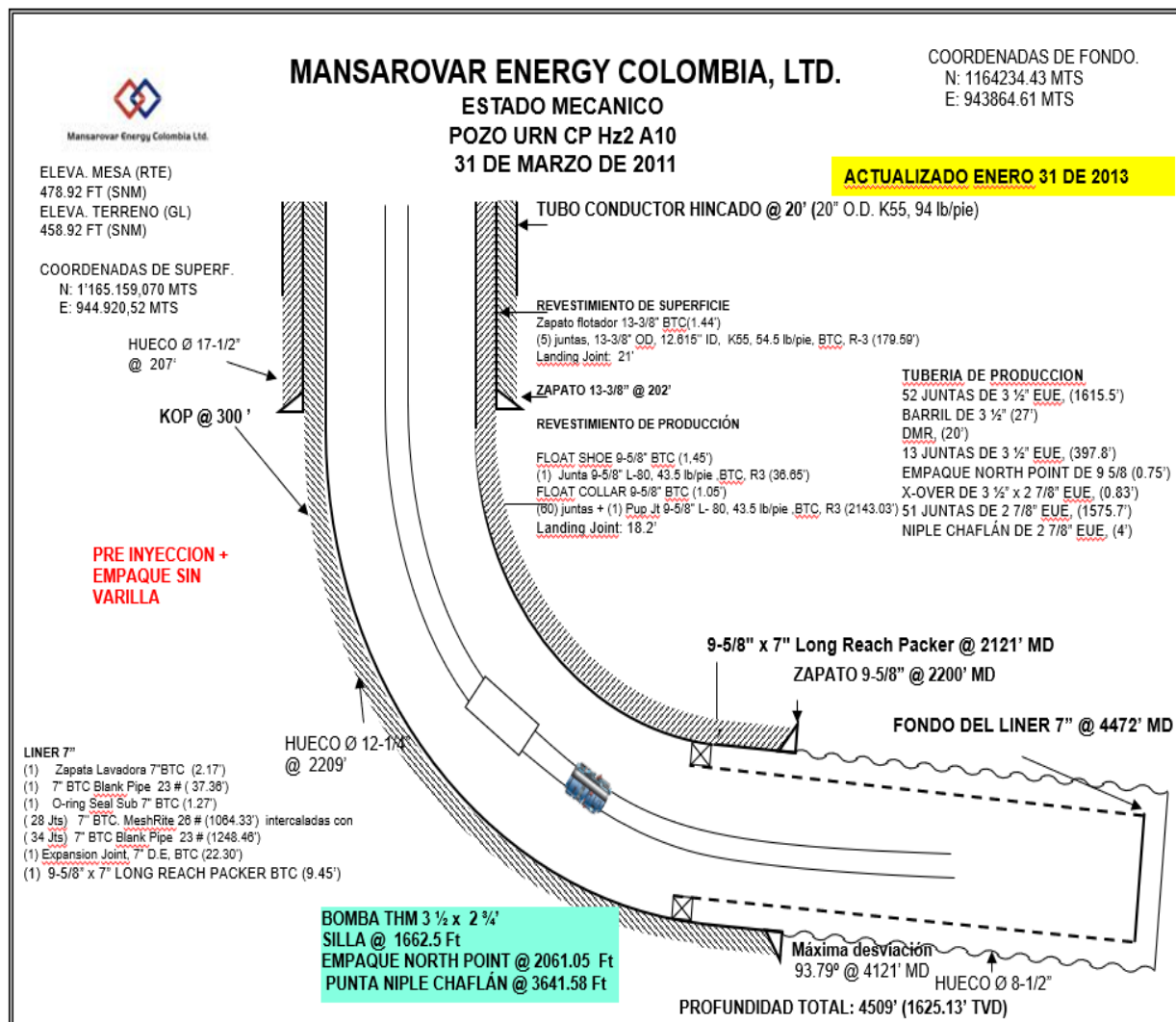
5.1 Pozo URNCP-HZ02.

El pozo URNCP-HZ02 fue perforado el 31 de marzo de 2011 alcanzando una profundidad final de 4509 FT MD (1625 FT TVD), con una inclinación de 206.4 grados. Este pozo se perforó con una sección horizontal del 2300 FT. Se realizó la corrida de registros eléctricos donde se reportó un 100% de arena con shows entre buenos y muy buenos con resistividades sobre los 15 ohm.m (alcanzando promedios de 40 ohm.m). como se muestra en la Figura 40.

Inicialmente el pozo URNCP-HZ02 se le realizaron las pruebas de producción para evaluar el potencial del pozo donde se determinó una producción diaria de 82 BOPD, con una temperatura de operación de 505 °F, una presión de operación de 980 PSI y la calidad de vapor de inyección del 80% durante el primer ciclo, lo cual destacó el pozo como uno de los principales candidatos para implementación de la tecnología Dual Pulse Tube.

Figura 39.

Estado mecánico del pozo URNCP-HZ02.



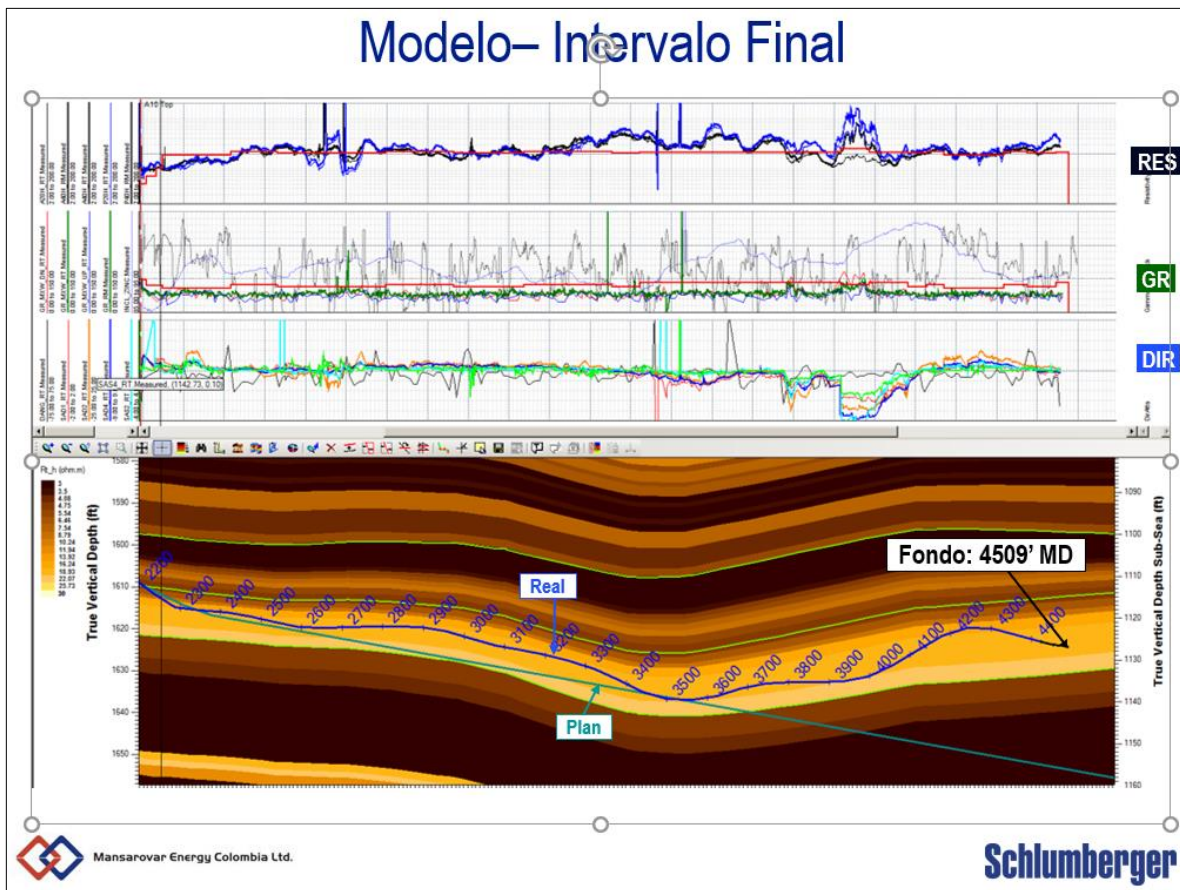
Nota: Adaptado de Estados mecánicos campo Underriver, pozo URNCP-HZ02, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., (2020).

Al realizar los primeros ciclos de inyección mediante la tecnología convencional con sarta levantada se obtuvo una buena cantidad de petróleo debido a etapas tempranas de producción del pozo, a medida que se realizaban los diferentes ciclos de inyección era necesario ajustar los

parámetros como presión de operación, temperatura de yacimiento, calidad del vapor y MMBTU inyectados, para obtener la cantidad de petróleo deseado mediante las simulaciones por parte del departamento de yacimientos.

Figura 40.

Modelo de intervalo final del pozo URNCP-HZ02



Nota: Adaptado de Campo Underriver, historial del pozo URNCP-HZ02, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda, (2017). Asociación Nare

A medida que los ciclos de inyección fueron aumentando, el potencial del pozo fue declinando como se tenía previsto mediante las curvas de inclinación por parte del departamento de producción de Mansarovar. Al llegar al ciclo número 22 en conjunto con el departamento de producción y yacimientos se decide realizar la inyección de nitrógeno con el fin de aislar las zonas de mayor pérdida de vapor durante el ciclo y a su vez realizar la inyección de espumas para obtener un mayor incremental del pozo para el ciclo número 23.

Durante la inyección del ciclo 22 mediante inyección de nitrógeno, se desarrolla en el pozo con la finalidad de atenuar la declinación del campo y aumentar la producción diaria de petróleo, con el uso del nitrógeno se aumenta la capacidad del transporte de calor al actuar como aislante térmico lo cual ayuda a una mejor distribución de calor durante la zona productora, después de realizar la inyección de nitrógeno se realizan las pruebas de producción para determinar la viabilidad del ciclo en el cual no se obtuvo resultados positivos en cuanto el incremental de petróleo, lo cual se decide iniciar el ciclo 23 del pozo mediante la inyección de espumas.

Para la inyección del ciclo 23 se decidió realizar la inyección de espumas con el fin de bloquear los canales preferenciales de flujo y las zonas de alta permeabilidad, disminuyendo así la canalización de vapor permitiendo que, en este último, contacte las zonas más lejanas y de esta forma optimizar la inyección cíclica de vapor. Con este ciclo se pudo optimizar y recuperación de petróleo que no se obtuvo en el ciclo anterior. Ver Tabla 12.

Tabla 12.

Reporte inyección de vapor convencional de por ciclo del pozo URNCP-HZ02.

Ciclo	Fecha inicial	Tiempo neto [días]	Calidad promedio %	Agua iny bls	Calor iny mmbtu	Presión promedio psi	T [°F]	Flujo de liq promedio glus/min	Tecnología
4	23/08/2013	11.58	79.92	27520	10237	882	488	68.81	Convencional
5	10/01/2014	8.08	80	21856	8127	785	489	79.02	Convencional
6	08/05/2014	10.17	80	26874	10001	855	512	76.64	Convencional
7	19/08/2014	5.58	80	16523	6147	836	476	85.67	Convencional
8	18/12/2014	5.96	80	22871	8517	953	516	110.93	Convencional
9	21/03/2015	5.25	79.86	21221	7894	905	498	114.14	Convencional
10	13/07/2015	10.29	80.09	24111	8984	1009	539	67.91	Inyección tubing - anular con sarta levantada
11	29/10/2015	11.50	80	27223	10134	901	508	69.93	Inyección tubing - anular con sarta levantada
12	25/02/2016	10.52	80	26458	9852	951	502	72.13	Inyección tubing - anular con sarta levantada

Tabla 12. Continuación

Ciclo	Fecha inicial	Tiempo neto [días]	Calidad promedio %	Agua iny bls	Calor iny mmbtu	Presión promedio psi	T [°F]	Flujo de liq promedio glus/min	Tecnología
13	29/06/2016	9.77	80	23161	8606	754	476	69.44	Inyección tubing - anular
14	23/10/2016	9.26	80	24526	9113	745	467	77.58	Inyección tubing - anular
15	03/02/2017	7.71	80	20463	7603	722	445	77.33	Inyección tubing - anular
16	14/06/2017	7.63	80.63	21541	8050	858	527	82.3	Convencional
17	23/10/2017	10.69	80	25482	9565	1067	550	70.07	Convencional
18	23/04/2018	10.56	79.93	26972	10041	992	534	74.68	Convencional
19	07/09/2018	12.02	78.19	26568	9783	961	553	64.4	Secuencial
20	19/02/2019	0.83	80	2167	807	927	538	76	Convencional
21	26/02/2019	4.13	80	11086	4128	922	535	78	Convencional
22	08/05/2019	4.54	80	11228	4180	887	448	72.2	Secuencial
22	11/05/2019	6.89	80.02	16450	6126	910	538	70.01	Secuencial + n2
23	14/10/2019	13.05	80	26543	9880	885	535	59.44	Inyección de espuma

Nota: Adaptado de Reportes de inyección de vapor, pozo URNCP-HZ02, Campo Underriver, AVM, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., (2020).

Al implementar la tecnología Dual Pulse Tube se obtuvo un mayor incremento de petróleo producido durante los 3 meses y se reflejó un aumento de los MMBTU inyectados debido a la distribución homogénea de vapor en la zona de interés o zona de productora. Ver Tabla 13. Esta tecnología se dejó implementada en el pozo URNCP-HZ02 con el fin de verificar la viabilidad del proyecto en otros pozos candidatos y así aumentar la cantidad de crudo producido en aquellos pozos donde se han inyectado más de 16 ciclos. Con el fin de demostrar la viabilidad de la tecnología implementada en este pozo se mostraron una tabla comparativa con los sistemas convencionales de inyección y la de Dual Pulse Tube. Ver Tabla 13.

Tabla 13.

Reporte de producción de crudo con tecnología Pulse Tube Dual Pipe pozo URNCP-HZ02.

URNCP-HZ02	Producción el ciclo	Producción en el	Producción en el	Diferencia [bopd]
	anterior	ciclo esperada	ciclo con tecnología	
	[bopd]	[bopd]	PTDP	
			[bopd]	
Mes 1	155.34	121	322.55	202
Mes 2	320.16	249	993.79	744
Mes 3	909.99	709	1611.37	902

Nota: Adaptado de Reportes de producción, pozo URNCP-HZ02, Campo Underriver, AVM, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda. (2020).

En la Tabla 14. Se muestra que al implementar la tecnología Dual Pulse Tube se obtuvo un incremento del crudo de alrededor de 20 barriles diarios lo cual equivale a un 28% de la producción diaria respecto los sistemas convencionales que se venían implementado anteriormente. Con estos

datos reales tomados a través de la medición de crudo, verificación de los strokes de la bomba, temperatura estable en el yacimiento, la presión operativa de inyección de vapor a paso a seguir a la implementación de esta tecnología en otros pozos candidatos para seguir evaluando la eficacia de la tecnología en el campo.

Tabla 14.

Reporte de inyección de vapor convencional vs tecnología Pulse Tube Dual Pipe por ciclo del pozo URNCP-HZ02.

Ciclo	Fecha inicial	Tiempo neto [días]	Calidad promedio %	Agua iny bls	Calor iny mmbtu	Presión promedio psi	T [°F]	Flujo de liq promedio glus/min	Tecnología
19	07/09/2018	12.02	78.19	26568	9783	961	553	64.4	Secuencial
20	19/02/2019	0.83	80	2167	807	927	538	76	Convencional
21	26/02/2019	4.13	80	11086	4128	922	535	78	Convencional
22	08/05/2019	4.54	80	11228	4180	887	448	72.2	Secuencial
22	11/05/2019	6.89	80.02	16450	6126	910	538	70.01	Secuencial + n2
23	14/10/2019	13.05	80	26543	9880	885	535	59.44	Inyección de espuma
24	20/12/2019	10.40	80	21642	8974	960	540	90.6	Dual pulse tube

Tabla 14. *Continuación*

Ciclo	Fecha inicial	Tiempo neto [días]	Calidad promedio %	Agua iny bls	Calor iny mmbtu	Presión promedio psi	T [°F]	Flujo de liq promedio glus/min	Tecnología
25	22/02/2020	11.20	80	22874	8891	955	537	91.7	Dual pulse tube
26	5/04/2020	13.10	80	26985	9943	942	539	93.2	Dual pulse tube

Nota: Adaptado de Reportes de inyección de vapor, pozo URNCP-HZ02, Campo Underriver, AVM, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., (2021).

5.2 Pozo URNX-HZ04.

El pozo URNX-HZ04 fue perforado el 22 de agosto de 2012 alcanzando una profundidad final de 4081 FT MD (1361 FT TVD), con una inclinación de 202.91 grados. Este pozo se perforó con una sección horizontal del 1507 FT. Ver figura 41. Se realizó la corrida de registros eléctricos donde se reportó un 100% de arena con shows entre pobres, con resistividades debajo de 12 ohm.m (alcanzando promedios de 16 ohm.m).

Inicialmente el pozo URNX-HZ04 se le realizaron las pruebas de producción para evaluar el potencial del pozo donde se determinó una producción diaria de 70 BOPD, con una temperatura de operación de 510 °F, una presión de operación de 945 PSI y la calidad de vapor de inyección del 80% durante el primer ciclo, lo cual destacó el pozo como uno de los principales candidatos para implementación de la tecnología Dual Pulse Tube.

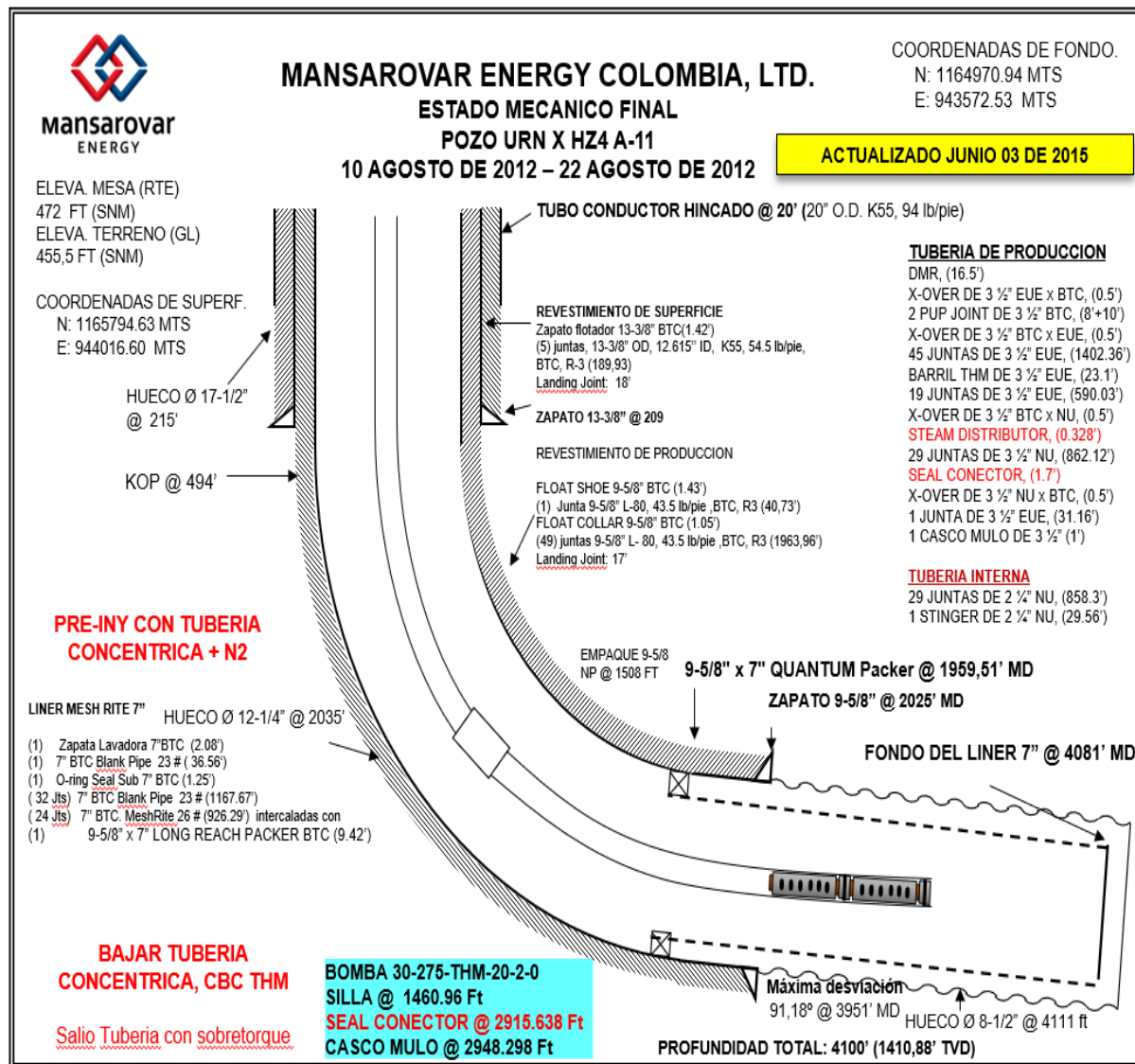
Al realizar los primeros ciclos de inyección mediante la tecnología convencional con sarta levantada se obtuvo una buena cantidad de petróleo debido a etapas tempranas de producción del

pozo, a medida que se realizaban los diferentes ciclos de inyección era necesario ajustar los parámetros como presión de operación, temperatura de yacimiento, calidad del vapor y MMBTU inyectados, para obtener la cantidad de petróleo deseado mediante las simulaciones por parte del departamento de yacimientos. Ver tabla 15.

A medida que los ciclos de inyección fueron aumentando, el potencial del pozo fue declinando como se tenía previsto mediante las curvas de inclinación por parte del departamento de producción de Mansarovar. Al llegar al ciclo número 7 en conjunto con el departamento de producción y yacimientos se decide realizar la implementación del sistema Dual Pulse Tube.

Figura 41.

Estado mecánico del pozo URNX-HZ04.



Nota: Adaptado de Estados mecánicos campo Underriver, pozo URNX-HZ04, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., (2019).

Todas las operaciones de inyección cíclica de vapor que se muestran en la Tabla 15 se realizaron con tecnología de inyección convencional.

Tabla 15.

Reporte de inyección de vapor convencional por ciclo del pozo URNX-HZ04.

Fecha inicio	Ciclo	Tiempo [h]	MMBTU inyectados	Presión operación [psi]	T [°F]	Calidad %	Flujo liquido gpm (glus/min)	Flujo masa (lbm/h)
10/31/2012	1	13.0	415.00	920.00	500.00	80.0	60.00	29988.00
11/9/2012	1	21.0	174.00	940.00	487.00	76.0	16.00	7997.00
11/10/2012	1	21.0	174.00	940.00	487.00	76.0	16.00	7997.00
2/15/2013	2	7.0	193.00	920.00	505.00	80.0	52.00	25990.00
2/16/2013	2	24.0	1021.00	960.00	505.00	80.0	80.00	39984.00
2/17/2013	2	24.0	1020.00	930.00	510.00	80.0	80.00	39984.00
8/11/2013	3	24.0	855.00	1013.00	530.00	80.0	67.00	33487.00
8/12/2013	3	24.0	842.00	1088.00	522.00	80.0	66.00	32987.00
8/13/2013	3	24.0	854.00	1161.00	522.00	80.0	67.00	33487.00
8/14/2013	3	13.0	463.00	1190.00	542.00	80.0	67.00	33487.00
2/4/2014	4	24.0	943.03	960.00	521.00	80.0	73.85	36945.30
2/5/2014	4	24.0	955.85	980.00	509.00	80.0	74.85	37445.58
2/6/2014	4	24.0	943.08	983.00	516.00	80.0	73.85	36945.30
10/19/2014	5	24.0	1403.10	1231.00	531.00	80.0	110.00	55030.24
10/20/2014	5	6.5	397.37	1210.00	510.00	80.0	115.00	57531.62
2/24/2015	6	24.0	1647.32	1066.00	520.00	80.0	129.00	64535.46

Nota: Adaptado de Reportes de inyección de vapor, Campo Underriver, pozo URNX-HZ04, AVM,

Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., (2021).

Al implementar la tecnología Dual Pulse Tube se obtuvo un mayor incremento de petróleo producido durante los 6 meses y se reflejó un aumento de los MMBTU inyectados debido a la distribución homogénea de vapor en la zona de interés o zona de productora. Ver Tabla 16. Esta tecnología se dejó implementada en el pozo URNX-HZ04 con el fin de verificar la viabilidad del proyecto en otros pozos candidatos y así aumentar la cantidad de crudo producido en aquellos pozos donde se han inyectado más de 16 ciclos. Con el fin de demostrar la viabilidad de la tecnología implementada en este pozo se muestra una tabla de inyección comparativa con los sistemas convencionales de inyección y la tecnología Dual Pulse Tube. Ver Tabla 16.

Tabla 16.

Reporte de producción de crudo con tecnología Pulse Tube Dual Pipe por ciclo del pozo URNX-HZ04.

URNX-HZ04	Producción el ciclo	Producción en el	Producción en el	Diferencia
	anterior	ciclo esperada	ciclo con tecnología	
	[bbl]	[bbl]	PTDP [bbl]	
Mes 1	155.34	154	322.55	169
Mes 2	320.16	258	993.79	736
Mes 3	909.99	723	1611.37	888
Mes 4	983	766	1754.75	989
Mes 5	1054	821	1807.31	986
Mes 6	1147	894	1872.33	979

Nota: Adaptado de Reportes producción, Campo Underriver, pozo URNX-HZ04, AVM, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., (2021).

En la Tabla 17, Se muestra que al implementar la tecnología Dual Pulse Tube se obtuvo un incremento del crudo de alrededor de 15 barriles diarios lo cual equivale a un 14% de la producción diaria respecto los sistemas convencionales que se tenían implementados anteriormente. Con estos datos reales tomados a través de la medición de crudo, verificación de los strokes de la bomba, temperatura estable en el yacimiento, la presión operativa de inyección de vapor a paso a seguir a la implementación de esta tecnología en otros pozos candidatos para seguir evaluando la eficacia de la tecnología en el campo.

Tabla 17.

Reporte de inyección de vapor convencional vs tecnología Pulse Tube Dual Pipe por ciclo del pozo URNX-HZ04.

Fecha inicio	Ciclo	Horas diarias	MMBTU programados	MMBTU inyectados	Presión operación (psi)	T [°f]	Flujo liquido gpm (glus/min)	Tecnología
10/31/2012	1	13	8500	415.0	920	500	60	Conventional
2/15/2013	2	7	8500	193.0	920	505	52	Conventional
8/11/2013	3	24	8500	855.0	1013	530	67	Conventional
2/6/2014	4	24	8500	943.1	983	516	74	Conventional
10/20/2014	5	6.5	8500	397.4	1210	510	70	Conventional
2/24/2015	6	24	8500	1647.3	1066	520	67	Conventional
6/4/2015	7	9.5	11000	403.6	755	484	89	Pulse Tube Dual Pipe
6/5/2015	7	22.8	11000	967.0	793	471	87	Pulse Tube Dual Pipe

Tabla 17. *Continuación*

Fecha inicio	Ciclo	Horas diarias	MMBTU programados	MMBTU inyectados	Presión operación (psi)	T [°f]	Flujo liquido gpm (glus/min)	Tecnología
6/6/2015	7	24.	11000	1020.8	846	480	92	Pulse Tube Dual Pipe
6/7/2015	7	24.	11000	1020.4	812	466	91	Pulse Tube Dual Pipe
6/8/2015	7	24.	11000	1020.6	830	478	88	Pulse Tube Dual Pipe
6/9/2015	7	24.0	11000	1021.1	880	483	93	Pulse Tube Dual Pipe
6/10/2015	7	24.	11000	1021.3	900	488	91	Pulse Tube Dual Pipe
6/11/2015	7	24.	11000	1021.5	940	489	90	Pulse Tube Dual Pipe
6/12/2015	7	24.	11000	1021.6	960	495	89	Pulse Tube Dual Pipe
6/13/2015	7	24.	11000	1021.6	980	499	91	Pulse Tube Dual Pipe

Nota: Adaptado de Reportes de inyección de vapor, Campo Underriver, pozo URNX-HZ04, AVM,
Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., (2021).

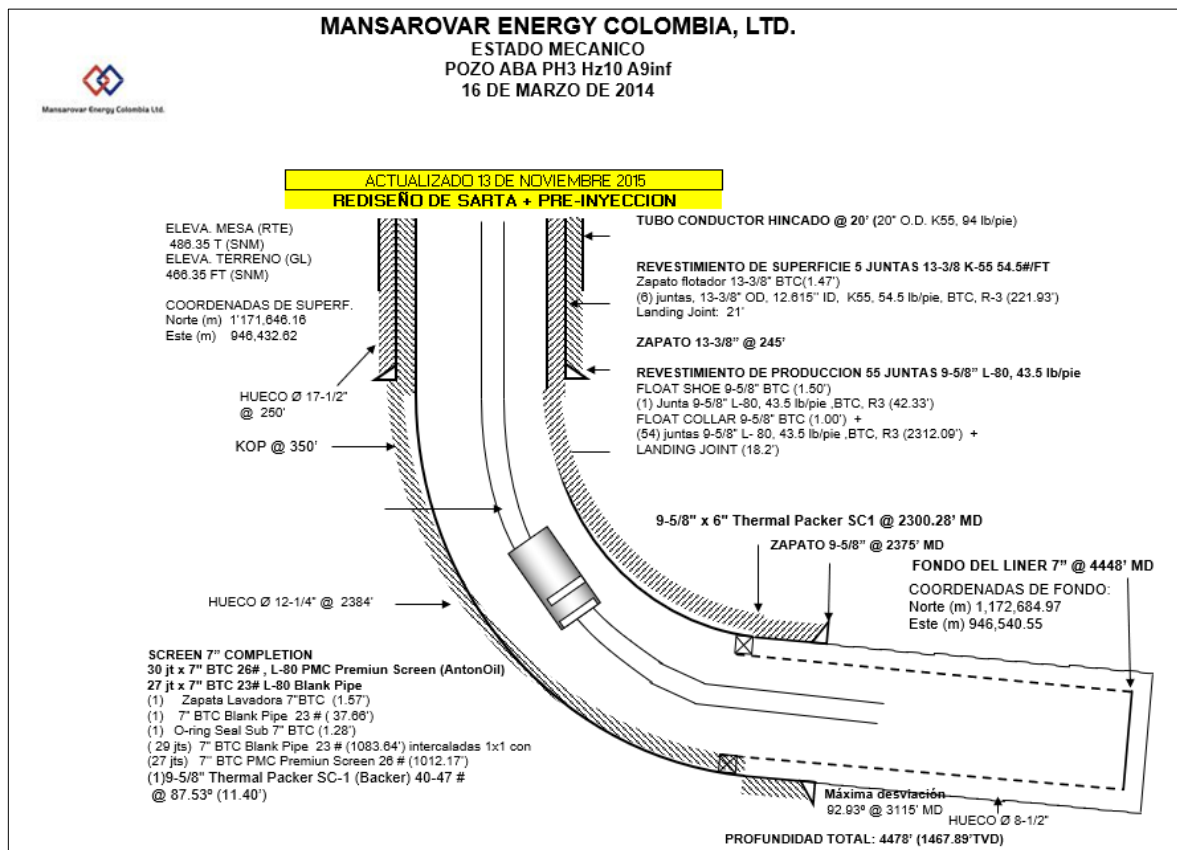
En la Tabla 17 todos los ciclos de inyección se realizaron con una calidad promedio del
80%

5.3 Pozo ABA PH3-HZ10.

El pozo ABA PH3-HZ10 fue perforado el 13 de marzo de 2014 alcanzando una profundidad final de 4413 FT MD (1470 ft TVD), con una inclinación de 91.67 grados. Este pozo se perforó con una sección horizontal del 2103 ft. Ver Figura 42. Se realizó la corrida de registros eléctricos donde se reportó un 100% de arena con shows entre pobres con resistividades debajo de 80 ohm.m (alcanzando promedios de 50 ohm.m).

Figura 42.

Estado mecánico del pozo ABA PH3-HZ10.



Nota: Adaptado de Estados mecánicos, Campo Abarco, pozo ABA PH3-HZ10, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., (2019).

Inicialmente al pozo ABA PH3-HZ10 se le realizaron las pruebas de producción para evaluar el potencial del pozo donde se determinó una producción diaria de 70 BOPD, con una temperatura de operación de 500 °F, una presión de operación de 952 PSI y la calidad de vapor de inyección del 80% durante el primer ciclo, lo cual destacó el pozo como uno de los principales candidatos para implementación de la tecnología Dual Pulse Tube.

A medida que los ciclos de inyección fueron aumentando, el potencial del pozo fue declinando como se tenía previsto mediante las curvas de declinación por parte del departamento de producción de Mansarovar. Al llegar al ciclo número 9 en conjunto con el departamento de producción y yacimientos se decide realizar la implementación del sistema Dual Pulse Tube. Ver Tabla 18.

Al implementar la tecnología Dual Pulse Tube se obtuvo un incremento mayor de petróleo producido durante 6 meses, también se reflejó un aumento en los MMBTU inyectados, debido a la distribución homogénea del vapor en la zona de interés o zona productora. En los datos contenidos en la Tabla 20, se evidencia que esta tecnología se dejó implementada en el pozo ABA PH3-HZ10 con el fin de verificar la viabilidad del proyecto en otros pozos candidatos a la implementación de la sarta dual pulse tube, con el objetivo de aumentar la cantidad de crudo recuperado en aquellos pozos donde se han realizado más de 16 ciclos de inyección de vapor.

Tabla 18.

Reporte de inyección de vapor convencional por ciclo del pozo ABA PH3-HZ10.

Fecha inicio	Ciclo	Tiempo [h]	MMBTU Programados	MMBTU Inyectados	Presión Operación [psi]	T [°F]	Calidad %	Flujo liquido Gpm [g/min]	Flujo masa [lbm/h]
6/19/2014	1	24.0	5000	570.42	1476.00	588	61	50	24993.73
9/16/2014	2	24.0	7500	635.46	1457.00	589	80	50	25013.75
1/15/2015	3	24.0	7500	1084.83	1171.00	546	80	85	42523.37
1/16/2015	3	10.0	7500	451.77	1228.00	535	80	85	42523.37
4/11/2015	4	10.0	8000	451.89	843.00	508	80	85	42523.37
7/30/2015	5	24.0	8500	893.88	1073.00	541	80	70	35019.24
11/19/2015	6	24.0	9500	957.67	948.00	528	80	75	37520.62
3/30/2016	7	24.0	8000	802.19	710.00	487	80	63	31517.32
7/14/2016	8	24.0	9000	1084.72	860.00	488	80	85	42523.37
8/22/2017	9	24.0	9700	957.53	1120.00	531	80	75	37520.62
8/23/2017	9	14.0	9700	558.59	1110.00	528	80	75	37520.62

Nota: Adaptado de Reportes de inyección de vapor, Campo Abarco, pozo ABA PH3-HZ10, AVM, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., (2019).

Todas las operaciones de inyección cíclica de vapor que se muestran en la Tabla 18 se realizaron con tecnología de inyección convencional a excepción del ciclo de inyección número 3 que se realizó con inyección por Casing – Tubing.

Tabla 19.

Reporte de producción de crudo con tecnología Pulse Tube Dual Pipe por ciclo del pozo ABA PH3-HZ10.

ABA PH3-HZ10	Producción el ciclo anterior [bbl]	Producción en el ciclo esperada [bbl]	Producción en el ciclo con tecnología PTDP [bbl]	Diferencia
Mes 1	132.34	165	339	174
Mes 2	311.13	261	998	737
Mes 3	917	732	1622	890
Mes 4	967	776	1786	1010
Mes 5	1122	829	1832	1003
Mes 6	1211	901	1893	992

Nota: Adaptado de Reportes producción, Campo Abarco, pozo ABA PH3-HZ10, AVM, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., (2019).

Con el propósito de evaluar los resultados obtenidos se hicieron las siguientes consideraciones:

- Se toma como base de comparación la historia de producción del pozo a través los acumulados de producción e inyección de vapor.
- Establece el último ciclo de inyección y su respuesta en producción como punto de referencia para análisis comparativo de efectividad de la tecnología implementada, considerando la declinación evidenciada en la tendencia del pozo.

- El tiempo promedio de duración del ciclo completo de inyección de vapor se considera de 4 meses,
- Se descartan los datos de los primeros ciclos con el fin de alcanzar una representatividad de la regresión de los datos mayor al 95%.

Tabla 20.

Reporte de inyección de vapor convencional vs tecnología Pulse Tube Dual Pipe por ciclo del pozo ABA PH3-HZ10.

Fecha inicio	ciclo	Horas diarias	MMBTU programados	MMBTU inyectados	Presión Operación (psi)	T [°F]	calidad %	Flujo liquido [gl/min]	Tecnología
6/19/2014	1	24	5000	570.42	1476	588	61.0	49.96	Conventional
9/16/2014	2	24	7500	635.46	1457	589	80.0	50	Conventional
1/15/2015	3	24	7500	1084.83	1171	546	80.0	55	Inyección Casing- Tubing
1/16/2015	3	10	7500	451.77	1228	535	80.0	52	Inyección Casing- Tubing
4/11/2015	4	10	8000	451.89	843	508	80.0	50	Conventional
7/30/2015	5	24	8500	893.88	1073	541	80.0	52	Conventional
11/19/2015	6	24	9500	957.67	948	528	80.0	51	Conventional
3/30/2016	7	24	8000	802.19	710	487	80.0	60	Conventional
7/14/2016	8	24	9000	1084.72	860	488	80.0	60	Conventional

Tabla 20. *Continuación*

Fecha inicio	ciclo	Horas diarias	MMBTU programados	MMBTU inyectados	Presión Operación (psi)	T [°F]	calidad %	Flujo liquido [gl/min]	Tecnología
8/23/2017	9	14	9700	558.59	1110	528	80.0	50	Conventional
2/17/2019	10	15	10500	577.85	800	544	80.0	72.5	Pulse Tube Dual Pipe
2/18/2019	10	24	10500	956.44	800	548	80.0	75	Pulse Tube Dual Pipe
2/19/2019	10	24	10500	956.44	800	553	80.0	75	Pulse Tube Dual Pipe
2/20/2019	10	23.5	10500	942.00	930	559.8	81.0	75	Pulse Tube Dual Pipe
2/21/2019	10	22.5	10500	900.53	930	488.5	81.0	75	Pulse Tube Dual Pipe

Nota: Adaptado de Reportes de inyección de vapor, Campo Abarco, pozo ABA PH3-HZ10, AVM, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., (2019).

6. Conclusiones

Se determinó que sarta de tubería Dual Pulse Tube posee ventajas competitivas frente sarta de inyección de vapor convencional porque cuenta con un distribuidor de vapor que permite la inyección de vapor multipunto generando una mejor distribución del vapor inyectado y por ende una mejor estimulación de la formación.

Se demostró que la implementación de la tecnología Dual Pulse Tube generó incrementos en la producción de crudo que van desde el 14% hasta el 28% en el mejor de los casos, gracias a una distribución de vapor controlada permitiendo evitar que el vapor llegue a zonas lavadas con baja saturación de hidrocarburos recuperables.

Los mejores resultados para la implementación de la tecnología Dual Pulse Tube se obtienen en pozos con largas secciones horizontales que poseen zonas preferenciales al vapor, que ya hayan superado más de 12 ciclos de inyección, con zonas lavadas y zonas sin estimular.

7. Recomendaciones

Realizar un estudio en los campos Moriche y Jazmín utilizando la tecnología Dual Pulse Tube en pozos verticales que tengan más de 20 ciclos de inyección de vapor, con posibles zonas lavadas y zonas sin estimular con el fin de aumentar la producción diaria en estos campos

Se recomienda realizar una prueba de Pulse Tubing con Sonda de fibra Óptica, con el fin registrar perfiles de temperatura que permitan la verificación de la colocación del vapor a lo largo de la sección horizontal.

Realizar la implementación de la tecnología Dual Pulse Tube en conjunto con un equipo de control de arenas para disminuir la intervención en los pozos reduciendo así los rediseños de la sarta y los cambios de bombas de producción cuando se inicia la etapa productiva del pozo.

Realizar la búsqueda de nuevas tecnologías con recubrimiento de fibra de vidrio para combinarlos con todos los elementos que conforman la sarta Dual Pulse Tube, con el fin de reducir

los efectos de la corrosión asociados a la inyección de vapor en los casos cuando el crudo posee partes abrasivas dentro de su composición.

Referencias

- Barbosa Goldstein, C. (2016). *Evaluación técnica y financiera de la factibilidad de aplicación de la inyección de espumas para el mejoramiento del proceso de inyección cíclica de vapor en un campo de crudo pesado colombiano*. Monografía. Universidad industrial de Santander. Bucaramanga.
- Garzón Navarro, E.A.; Ponce Hidalgo, R.D. (2010). *Evaluación de la viabilidad técnica y financiera de utilizar la inyección cíclica de vapor como método de recuperación incremental de crudo en campo moriche estudio de prefactibilidad*. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
- Gil Amaya, Carlos Orley. (2016). *Análisis técnico para determinar las fallas de las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico ocasionado por la inyección cíclica de vapor en el campo moriche de Mansarovar Energy Ltda*. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
- González Sánchez, A. M., & Peña Olarte, E. J., (2018) *Ajuste del modelo analítico de Boberg y Lantz para un proceso de inyección cíclica de vapor en un yacimiento de crudo pesado*.
- Granados Padilla, Juley María; Gil Diaz Emilio Adolfo. (2014). *Evaluación de una alternativa al proceso de inyección cíclica de vapor mediante la adición de un solvente en un campo colombiano-laser*. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
- Instituto Colombiano de Normas Técnicas. (2008). *Normas colombianas NTC 1486 para presentación de tesis, trabajos de grados y otros trabajos de investigación*. Sexta actualización. Bogotá D.C.: Incontec. 37p.

Mansarovar Energy Colombia Ltda. (2017). *Asociación Nare* [en línea].

<http://www.mansarovar.com.co/nuestra-compania/nuestros-activos>.

Matus, e & Mamora, d. (sf). *Top-injection and bottom-production (tinbop) cyclic steam-injection method enhances oil recovery*. spe/ps-cim/choa 97850. Disponible en onepetro

Quintanilla Bueno, Verónica Marcela. (2017). *Evaluación técnica y financiera de la inyección cíclica de vapor mejorada con nitrógeno en un campo petrolero de crudo pesado en el Magdalena medio colombiano*. Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Bucaramanga.

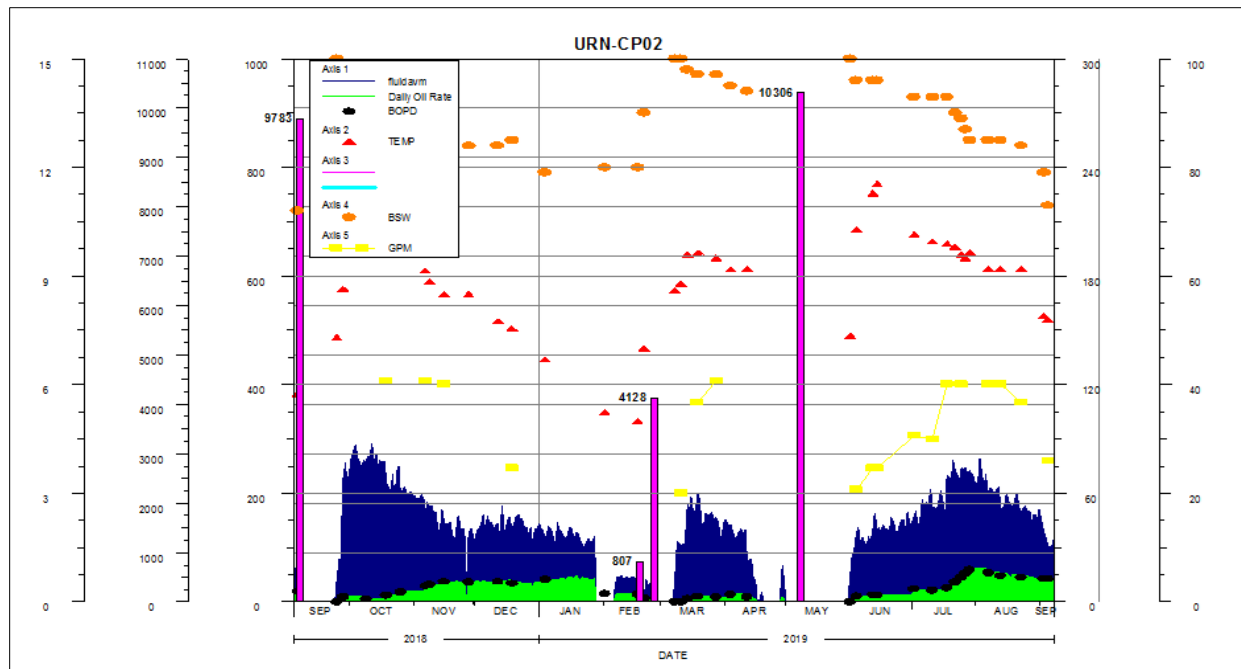
Uribe Hidalgo, Carlos Andrés. (2012). *Evaluación técnico-financiera de un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales*. Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Bucaramanga.

Vargas rincón, Ludwing Smith. (2016). *Implementación del modelo de confiabilidad para bombeo mecánico basado en la metodología rifts aplicado a los campos de la Asociación Nare*. Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Bucaramanga.

Apéndices

Apéndice A. Comparativo del petróleo obtenido con el sistema convencional y Dual Pulse

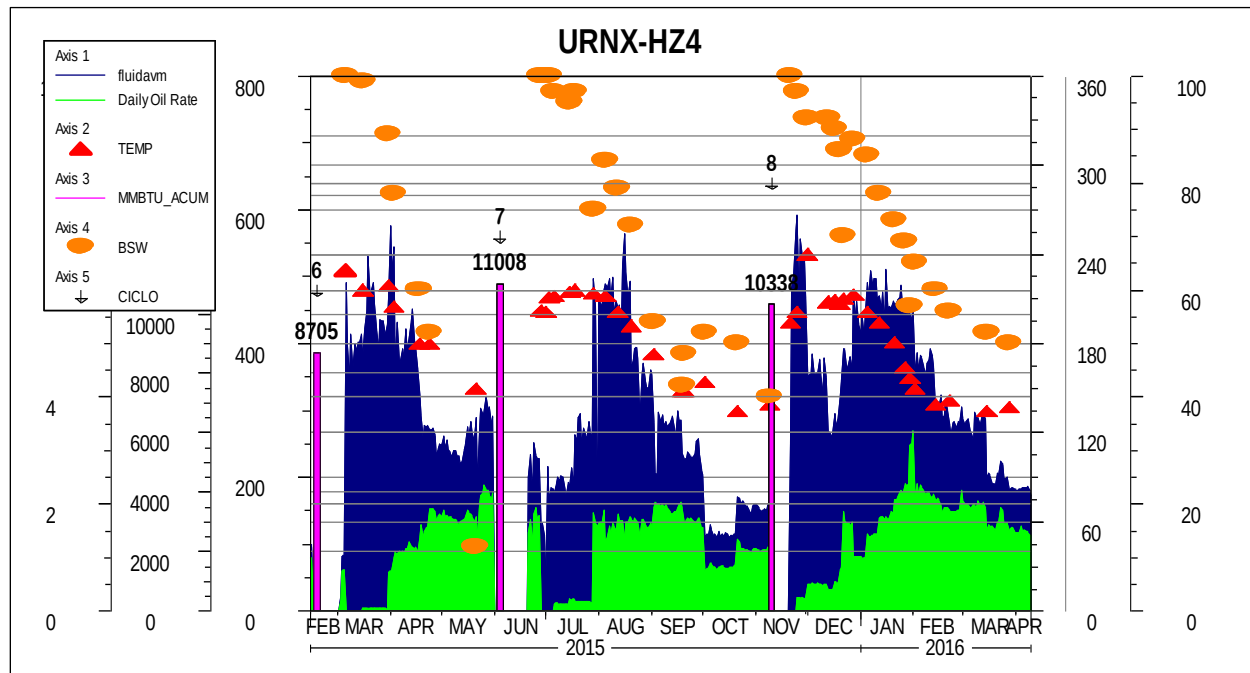
Tube para el pozo URNCP-HZ02.



Nota: Adaptado de Campo Underriver, historial del pozo URNCP-HZ02, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., 2020.

Apéndice B. Comparativo del petróleo obtenido con el sistema convencional y Dual Pulse

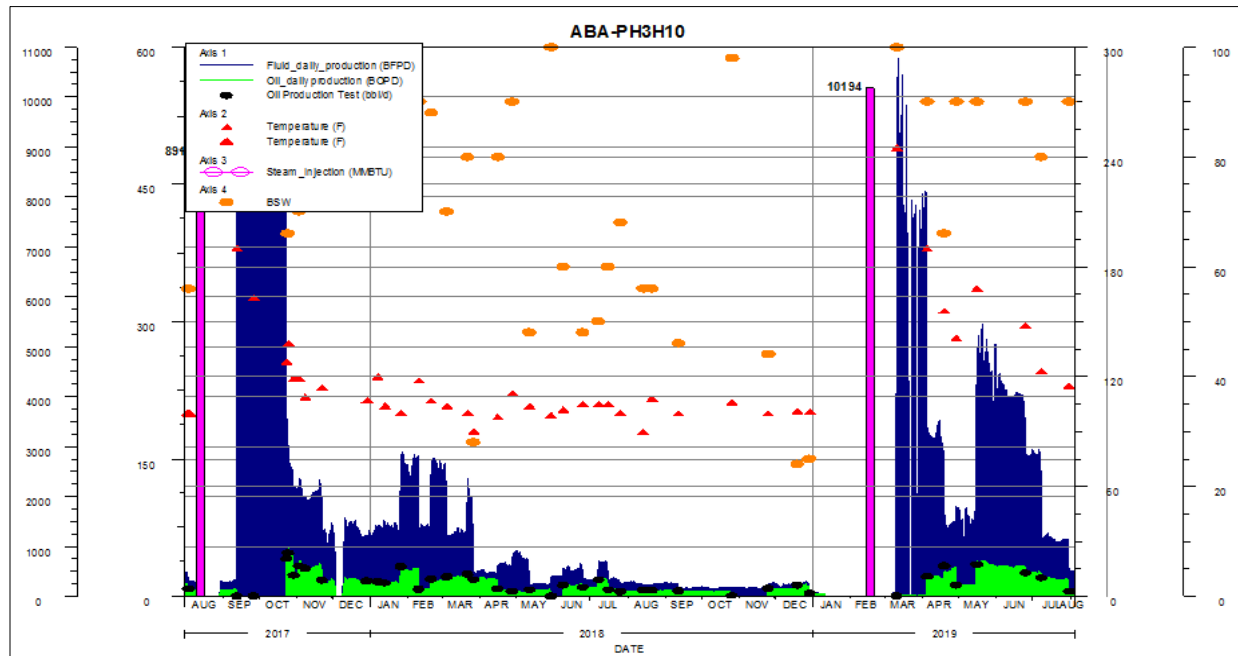
Tube para el pozo URNX-HZ04.



Nota: Adaptado de Campo Underriver, historial del pozo URNX-HZ04, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., 2017.

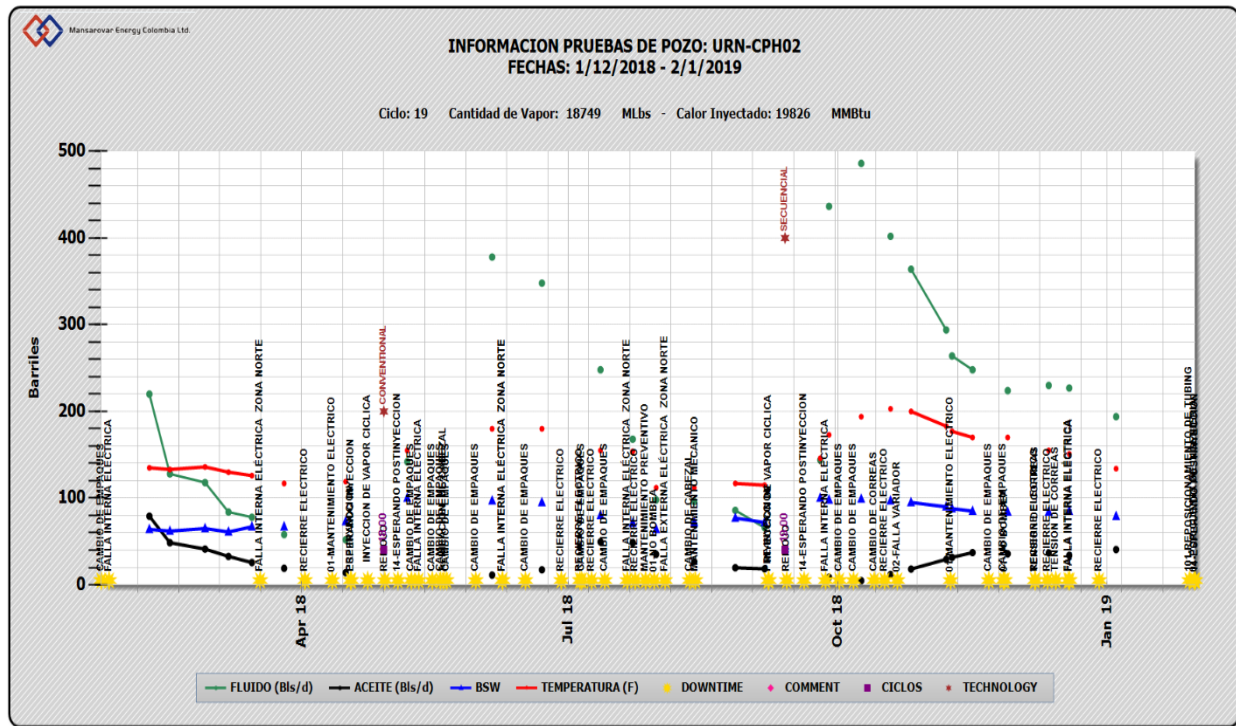
Apéndice C. Comparativo del petróleo obtenido con el sistema convencional y Dual Pulse

Tube para el pozo ABA PH3-HZ10.



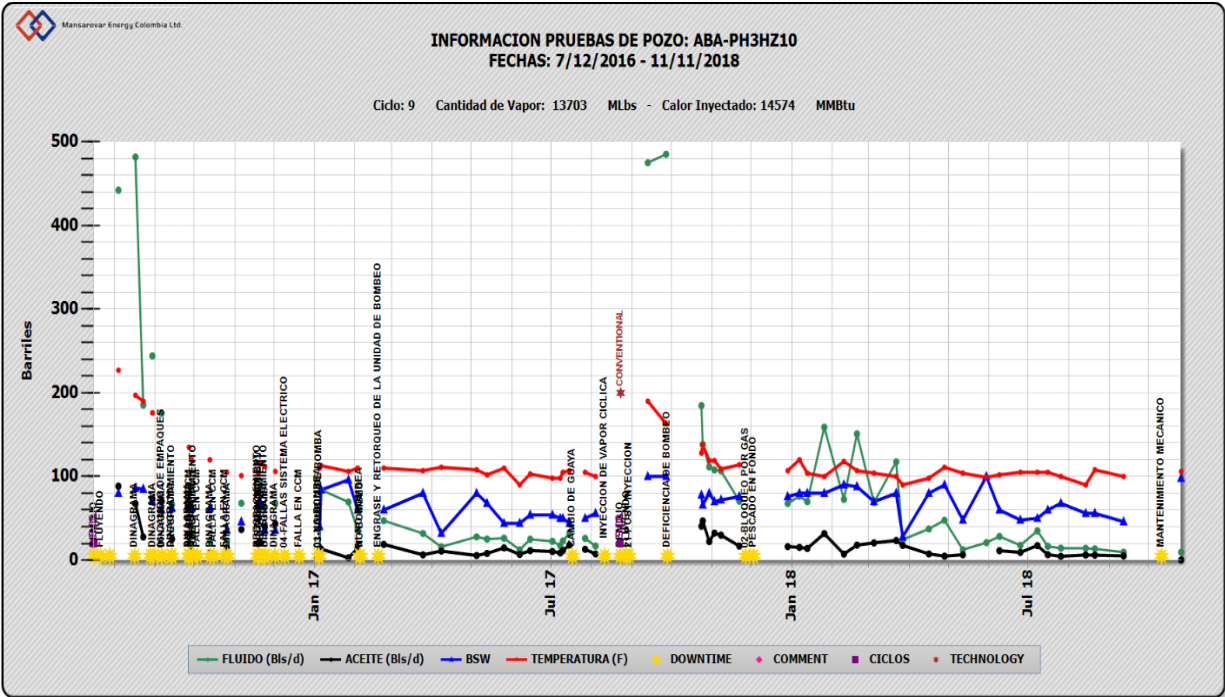
Nota: Adaptado de Campo Abarco, historial del pozo ABA PH3-HZ10, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., 2020.

Apéndice D. Información de pruebas del pozo URNCP-HZ02.



Nota: Adaptado de Campo Underriver, historial del pozo URNCP-HZ02, Base de datos Mansarovar Energy Colombia Ltda., 2020.

Apéndice E. Información de pruebas del pozo ABA PH3-HZ10.



Nota: Adaptado de Campo Abarco, historial del pozo ABA PH3-HZ10, Base de datos Mansarovar

Energy Colombia Ltda., 2020