

**SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE INTERVENCIÓN Y COMPLETAMIENTO PARA
POZOS PRODUCTORES DE GAS EN EL CAMPO PAYOA**

JENNIFER MARCELA CASTILLO ROBLES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2019

**SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE INTERVENCIÓN Y COMPLETAMIENTO PARA
POZOS PRODUCTORES DE GAS EN EL CAMPO PAYOA**

JENNIFER MARCELA CASTILLO ROBLES

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniera de Petróleos

DIRECTOR

EMILIANO ARIZA LEON

Ph.d. en Ingeniería Química

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2019

DEDICATORIA

A Dios y a la vida, porque en su refugio encontré la fuerza que necesitaba mi vida y sin
ÉL nada hubiese sido posible

A la memoria de Oscar Alejandro Cardozo Castillo, el hombre que mi vida cambió, mi
hijo, el ángel más hermoso que el cielo pueda tener, el milagro que Dios me regalo, mi
compañero de octavo semestre y noches de estudio,

A la mujer que ha estado conmigo en todo este proceso, me ha dado su apoyo
incondicional y nunca dejó de creer en mí, mi madre, Maribel Robles

La niña que sigue mis pasos y se siente orgullosa de mí, así como yo de ella, mi
hermana, Paola Castillo Robles

Por él y para ellas.

Jennifer M. Castillo Robles.

AGRADECIMIENTOS

A mi mamá, mi hermana y Alejo, mi pequeña familia, porque en ellos encuentro el sentido a mi vida.

A mi tía María E. Robles por su ayuda desde el inicio y sus oraciones,

A mi familia, por sus oraciones y consejos, mis tías, Lili, Flor, Blanca, Luz A, mis abuelas y primos,

A Diana G y Ximena M por sus consejos y estar pendientes de mí.

A mi director de tesis Ph.d Emiliano Ariza Leon, por su acompañamiento durante el proyecto.

A PetroSantander por facilitarme la información e insumos para el desarrollo de este proyecto.

Al Ing. Fernando Tovar por su amistad, su valiosa ayuda en el desarrollo del proyecto, aportando sus conocimientos y recomendaciones,

Al equipo de Perforación y workover de PetroSantander, por sus amistades y aportes, Matty De la Hoz, Enrique Paniza, Javier Lopez, Julio Ramirez, Jairo Dorado, Jairo Martinez.

Jennifer Marcela Castillo Robles.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. FUNDAMENTOS DE FLUÍDOS PARA EL COMPLETAMIENTO E INTERVENCIÓN DE POZOS	19
1.1 COMPLETAMIENTO	19
1.2 REMEDIACIÓN E INTERVENCIÓN DE POZOS (WELL WORKOVER AND WELL SERVICE).	19
1.3 FLUIDO DE COMPLETAMIENTO E INTERVENCIÓN DE POZO	21
1.3.1 Clasificación de los fluidos de completamiento e intervención.	21
1.4 FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE COMPLETAMIENTO E INTERVENCIÓN.	24
1.4.1 Mecánicos.....	24
1.4.1.1 La velocidad anular	24
1.4.1.2 Facilidades de mezcla.....	24
1.4.1.3 Naturaleza y cantidad de fluidos en el pozo.....	24
1.4.1.4 Espacio anular	24
1.4.1.5 Estabilidad de la mezcla	25
1.4.1.6 Corrosión	25
1.4.1.7 Componentes de los fluidos.....	25
1.4.2 De formación.....	25
1.4.2.1 Presión.....	25
1.4.2.2 Consolidación de la formación	25
1.4.2.3 Permeabilidad.	26
1.4.2.4 Porosidad vulgar	26
1.4.2.5 Temperatura	26
1.4.2.6 Arcillosidad.....	26
1.4.2.7 Humectabilidad	26

1.4.3 Ambientales.	27
1.4.3.1 Contaminación	27
1.4.3.2 Economía.....	27
1.4.3.3 Seguridad.....	27
1.4.3.4 Invasión de bacterias	27
1.5 DAÑOS A LA FORMACIÓN	27
1.5.1 Daño a la formación por operaciones.	28
1.5.2 Daño a la formación por fluidos de completamiento	32
1.5.2.1 Daño por cambio químico	32
1.5.2.2 Daño por cambio físico	32
1.5.2.3 Superficial	32
1.5.2.4 Profunda	32
1.6 PREVENCIÓN DE LOS DAÑOS INDUCIDOS DURANTE LA TERMINACIÓN/REPARACIÓN	32
1.6.1 Recomendaciones para la filtración de fluidos de trabajo.....	33
1.6.2 Recomendaciones adicionales.	33
2. SELECCIÓN DE POZOS DEL CAMPO PAYOA PARA EVALUAR LOS EFECTOS DE TRABAJOS REALIZADOS	35
2.1 CARACTERISTICAS DE CAMPO	35
2.2 HISTORIA PETROSANTANDER.....	36
2.2.1 Ubicación Bloque las monas	36
2.2.2 Ubicación de Campo Payoa.....	38
2.3 ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE POZOS PARA EL ESTUDIO	38
2.3.1 Pozo PAYOA 04	39
2.3.1.1 Historia de wellservice y producción de Payoa 04	41
2.3.2 Pozo PAYOA 06.	43
2.3.2.1 Historia de Wellservice y producción de Payoa 06.	45
2.3.3 Pozo PAYOA 09	49
2.2.3.1 Historia de wellservice y producción de Payoa 04.	51

2.2.4 Pozo PAYOA 41	53
2.2.4.1 Historia de wellservice y producción de Payoa 04.	56
3. FLUIDOS DE CONTROL SELECCIONADOS PARA COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	59
3.2 CLORURO DE SODIO, NACL DE 9 LPG	59
3.3 FLUIDO THIXSAL/ULTRA	60
3.3.1 Potencial mínimo de daño a la formación	61
3.3.2 Remoción del sello o torta.....	62
3.3.2.1 Mecánicamente.....	62
3.3.2.2 Por disolución	62
3.3.3 COMPONENTES DEL SISTEMA THIXSAL ULTRA/ULTRASAL	62
3.3.3.1 THIXSAL ULTRA	62
3.3.3.2 FL-7 PLUS	62
3.3.3.3 ULTRASAL 20R.....	63
3.3.3.4 PH BUFFER.....	63
3.3.3.5 PREMUL	63
3.3.3.6 PLUG-SAL	63
3.3.3.7 NaCl.....	63
3.3.4 Características de concentraciones.	63
3.3.6 OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER.....	64
3.3.6.1 Preparación del Equipo.....	64
4. PRUEBA DE COMPATIBILIDAD DE LOS FLUIDOS PARA COMPLETAMIENTO Y WORKOVER.....	65
4.1 COMPATIBILIDAD CON FLUIDOS DEL POZO PA-06	65
4.1.1 Preparación.....	65
4.1.2 Compatibilidad con la Salmuera	67
4.1.2.1 Registro fotográfico a las 2 horas de inicio de prueba:	67
4.1.2.2 Registro fotográfico a las 4 horas de inicio de prueba:	67

4.1.2.3 Registro fotográfico a las 6 horas de inicio de prueba:	68
4.1.2.4 Registro fotográfico a las 12 horas de inicio de prueba:	68
4.1.3 Compatibilidad Thixsal	70
4.1.3.1 Registro fotográfico a las 2 horas de inicio de prueba:	70
4.1.3.2 Registro fotográfico a las 4 horas de inicio de prueba:	71
4.1.3.3 Registro fotográfico a las 6 horas de inicio de prueba:	71
4.1.3.4 Registro fotográfico a las 12 horas de inicio de prueba:	72
4.1.3.5 Registro fotográfico a las 24 horas de inicio de prueba:	72
4.2 COMPATIBILIDAD CON EL CRUDO DEL POZO PA-41	73
4.2.1 Preparación.....	73
4.2.2 Compatibilidad Salmuera	74
4.2.2.1 Registro fotográfico a las 2 horas de inicio de prueba:	74
4.2.2.2 Registro fotográfico a las 4 horas de inicio de prueba:	74
4.2.2.3 Registro fotográfico a las 6 horas de inicio de prueba:	75
4.2.2.4 Registro fotográfico a las 12 horas de inicio de prueba:	75
4.2.2.5 Registro fotográfico a las 24 horas de inicio de prueba:	76
4.2.3 Compatibilidad Thixsal/ultra	76
4.2.3.1 Registro fotográfico a las 2 horas de inicio de prueba:	76
4.2.3.2 Registro fotográfico a las 4 horas de inicio de prueba:	77
4.2.3.3 Registro fotográfico a las 6 horas de inicio de prueba:	77
4.2.3.4 Registro fotográfico a las 12 horas de inicio de prueba:	78
4.2.3.5 Registro fotográfico a las 24 horas de inicio de prueba:	78
4.3 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD PA-06:.....	79
4.3.1 Salmuera:.....	79
4.3.1.1 Mezcla de 25/75.....	79
4.3.1.2 Mezcla de 50-50.	80
4.3.1.3 Mezcla de 75/25.....	80
4.3.2 Thixsal /Ultra	81
4.3.2.1 Mezcla de 25/75.....	81
4.4 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD PA-06:	84

4.4.1 Salmuera:.....	84
4.4.1.1 Mezcla 25/75.....	84
4.4.1.2 Mezcla 50/50.....	84
4.4.1.3 Mezcla 80/20.....	85
4.4.2 Fluido Thixsal.....	86
4.4.2.1 Mezcla 25/75.....	86
5. CONCLUSIONES	88
6. RECOMENDACIONES.....	89
BIBLIOGRAFÍA.....	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Layout Workover and wellservice PetroSantander	20
Figura 2. Bloque las Monas.	37
Figura 3. Ubicación de Campo Payoa.	38
Figura 4. Ubicación de Payoa-04.....	39
Figura 5. Estado Mecánico Actual de PA-04.	39
Figura 6. Historial de Producción PA-04 2005-2017.	41
Figura 7. Historial de Producción PA-04 2013-2014.	42
Figura 8. Historial de Producción PA-04 2016-2017.	42
Figura 9. Ubicación de Payoa-06.....	43
Figura 10. Estado Mecánico PA-06.	44
Figura 11. Historial de Producción PA-06.	45
Figura 12. Diseño de tratamiento Químico.	48
Figura 13. Ubicación Pa-09.	49
Figura 14. Estado Mecánico PA-09.	50
Figura 15. Historial Producción PA-09.	51
Figura 16. Ubicación PA-41.	54
Figura 17. Estado mecánico PA- 41.	55

Figura 18. Historial de producción PA- 41.	56
Figura 19. Esquema de sellante en formación.....	61
Figura 20. Preparación de la mezcla para evaluar compatibilidad con el fluido PA-06.....	66
Figura 21. Prueba de compatibilidad NaCl – crudo PA 06 (2 horas).....	67
Figura 22. Prueba de compatibilidad NaCl – crudo PA 06 (4 horas).....	67
Figura 23. Prueba de compatibilidad NaCl – crudo PA 06 (6 horas).....	68
Figura 24. Prueba de compatibilidad NaCl – crudo PA 06 (12 horas).....	68
Figura 25. Prueba de compatibilidad NaCl – crudo PA 06 (12 horas).....	69
Figura 26. Prueba de compatibilidad NaCl – crudo PA 06 (24 horas).....	69
Figura 27. Prueba de compatibilidad Thixsal – crudo PA 06 (2 horas).	70
Figura 28. Prueba de compatibilidad Thixsal – crudo PA 06 (2 horas).	70
Figura 29. Prueba de compatibilidad Thixsal – crudo PA 06 (4 horas).	71
Figura 30. Prueba de compatibilidad Thixsal – crudo PA 06 (6 horas).	71
Figura 31. Prueba de compatibilidad Thixsal – crudo PA 06 (12 horas).	72
Figura 32. Prueba de compatibilidad Thixsal – crudo PA 06 (24 horas).	72
Figura 33. Preparación compatibilidad fluido.	73
Figura 34. Prueba de compatibilidad Salmuera – Crudo PA 41 (2 horas).	74
Figura 35. Prueba de compatibilidad Salmuera – crudo PA 41 (4 horas).	74

Figura 36. Prueba de compatibilidad Salmuera – crudo PA 41 (6 horas).	75
Figura 37. Prueba de compatibilidad Salmuera – crudo PA 41 (12 horas).	75
Figura 38. Prueba de compatibilidad Salmuera – crudo PA 41 (24 horas).	76
Figura 39. Prueba de compatibilidad Thixsal/Ultra – Crudo PA 41 (2 horas).....	76
Figura 40. Prueba de compatibilidad Thixsal/Ultra – Crudo PA 41 (4 horas).....	77
Figura 41. Prueba de compatibilidad Thixsal/Ultra – Crudo PA 41 (6horas).....	77
Figura 42. Prueba de compatibilidad Thixsal/Ultra – Crudo PA 41 (12 horas).....	78
Figura 43. Prueba de compatibilidad Thixsal/Ultra – Crudo PA 41 (24 horas).....	78

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características principales de campo.	35
Tabla 2. Pruebas de Producción PA-06 (Después de WS Jul/2014).....	47
Tabla 3. Concentración de la Salmuera NaCl.....	60
Tabla 4. Para preparar la salmuera base de NaCl saturada de 10 ppg.	63
Tabla 5. Para preparar el Thixsal Ultra Ultrasal / Plugsal de 12 ppg.	64
Tabla 6. Análisis de compatibilidad de NaCl/ Pa 06 (25/75).	79
Tabla 7. Análisis de compatibilidad de NaCl/ PA 06 (50-50).	80
Tabla 8. Análisis de compatibilidad de NaCl/ PA 06 (75/25).	80
Tabla 9. Análisis de compatibilidad de THIXSAL/ PA 06 (25/75).	81
Tabla 10. Análisis de compatibilidad de THIXSAL/ PA 06 (50-50).	82
Tabla 11. Análisis de compatibilidad de THIXSAL/ PA 06 (75/25).	83
Tabla 12. Análisis de compatibilidad de SALMUERA/ PA 41 (25/75).	84
Tabla 13. Análisis de compatibilidad de SALMUERA/ PA 41 (50-50).	84
Tabla 14. Análisis de compatibilidad de SALMUERA/ PA 41 (75-25).	85
Tabla 15. Análisis de compatibilidad de THIXSAL/ PA 41 (25-75).	86
Tabla 16. Análisis de compatibilidad de THIXSAL/ PA 41 (50-50).	86
Tabla 17. Análisis de compatibilidad de THIXSAL/ PA 41 (75/25).	87

RESUMEN

TITULO: SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE INTERVENCIÓN Y COMPLETAMIENTO PARA POZOS PRODUCTORES DE GAS EN EL CAMPO PAYOA*

AUTOR: JENNIFER MARCELA CASTILLO ROBLES**

PALABRAS CLAVES: FLUIDOS DE CONTROL, COMPLETAMIENTO, SERVICIO DE POZOS, WORKOVER, DAÑO DE FORMACION

DESCRIPCIÓN:

El campo Payoa es una estructura de baja presión que se conoce como campo maduro, el cual que presenta disminución en su producción de gas después de cada intervención a pozo lo cual ha afectado el potencial de producción y las reservas de la compañía. El presente estudio se centró en el análisis de la historia de producción relacionándolo con el historial de intervención y los fluidos que se han utilizado en este, evidenciando la caída en la producción de gas y algunas veces de crudo, después de cada servicio. Se Seleccionaron fluidos en dos de estos pozos para realizar pruebas de compatibilidad fluido-fluido, con las cuales se descartaron presencia de emulsiones o efectos bloqueantes en la formación que estén obstruyendo la producción del gas, la cual se ve más afectada.

Se tomó como referencia los antecedentes de trabajos en otros campos cercanos con la misma formación productora para la selección de los fluidos de intervención utilizados en las pruebas de laboratorio. Los dos fluidos, salmuera NaCl y Thixsal Ultra mostraron compatibilidad con el crudo de la formación, pero se encontró que el que presenta las mejores características es el Thixsal Ultra, el cual se podría utilizar como fluido de completamiento e intervención de pozo y de esta manera mitigar el posible daño de formación que se esté causando por uso del crudo de venta.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Emiliano Ariza Leon, PhD. en Ingeniería Química.

ABSTRACT

TITLE: SELECTION OF AN INTERVENTION FLUID AND COMPLETING FOR GAS PRODUCING WELLS IN THE PAYOA FIELD*

AUTHORS: JENNIFER MARCELA CASTILLO ROBLES**

KEY WORDS: FLUIDS, COMPLETATION, WELL SERVICE, WORKOVER.

DESCRIPCIÓN:

The Payoa camp is a structure of low-pressure known as mature camp, which presents a decrease in the gas production after each well intervention which has affected the potential production and the company's reserves. The present study was focused on the analysis of the production history related to the intervention and fluids that have been used history, showing the fall in gas production and sometimes crude oil, after each service.

Fluids were selected in two of these wells to perform fluid-fluid compatibility tests, which ruled out the presence of emulsions or blocking effects in the formation that are obstructing the gas production, which is most affected.

The background of work in other nearby fields was taken as reference with the same production training for the selection of intervention fluids used in laboratory tests. The two fluids, NaCl brine and Thixsal Ultra showed compatibility with the formation crude but it was found that the one with the best characteristics is the Thixsal Ultra, which could be used as a well completion and intervention fluid and thus mitigate the possible formation damage that is being caused by the use of sales oil.

* Bachelor thesis

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Emiliano Ariza Leon, PhD. en Ingeniería Química.

INTRODUCCIÓN

El Campo Payoa es reconocido por su largo periodo de vida productiva y presenta zonas de muy baja presión en arenas poco consolidadas, pese a que los pozos se controlan y se intervienen con fluido del mismo campo se identifican pérdidas de producción después de realizar trabajos de servicio a pozo sobre todo en los pozos productores de gas, algunos pozos requieren períodos desde 3 meses hasta 1 año para recuperar el flujo de producción de gas que tenía antes de la intervención, situación que afecta el potencial de producción y las reservas de la compañía.

El propósito de esta investigación se enfoca en el análisis y evaluación de un fluido de completamiento que reduzca la tendencia de formación de emulsiones o efectos de bloqueo que se generan entre el yacimiento y el fluido, basado en análisis de laboratorio de compatibilidad de este fluido proveniente de yacimiento con la formación y con los fluidos de intervención seleccionados.

Se analizaron los pozos productores de gas en campo Payoa, a los cuales se llevó a cabo un control y seguimiento al comportamiento de la curva de producción antes y después del servicio a pozo, se referencio en cada servicio y se identificó el tipo fluido que se utilizó como fluido de control durante los servicios realizados. Los pozos que no mostraron recuperación de potencial después de cada intervención y por tanto afectaron la curva de producción fueron Payoa 04, Payoa 06, Payoa 09 y Payoa 41.

Para las pruebas de laboratorio se tomaron como piloto dos pozos del Campo Payoa mencionados anteriormente, los fluidos de control para estas pruebas fueron seleccionados con base en las características aplicables al campo y por los antecedentes y resultados logrados en campos aledaños con las mismas zonas productoras.

1. FUNDAMENTOS DE FLUÍDOS PARA EL COMPLETAMIENTO E INTERVENCIÓN DE POZOS

El control de pozos es una operación crítica, porque tiene un alto riesgo potencial y se pueden causar accidentes, por lo cual se requiere especial atención en el diseño de los fluidos para el control, a base agua o aceite porque pueden causar daño a la formación productora. En el año de 1992 se incorporó la tecnología sobre el uso de fluidos limpios y salmueras de alta densidad, que son los fluidos más adecuados en los trabajos de terminación y reparación de pozos ya que minimizan el daño a la formación.¹

1.1 COMPLETAMIENTO

Conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua o gas. Los trabajos pueden incluir el revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o ranurada, la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestidor y finalmente la instalación de la tubería de producción.²

1.2 REMEDIACIÓN E INTERVENCIÓN DE POZOS (WELL WORKOVER AND WELL SERVICE).

Procedimientos de mantenimiento realizados en un pozo de petróleo o gas después de que se ha terminado el pozo y ha comenzado la producción del yacimiento. Las actividades de servicio al pozo se realizan generalmente para mantener o mejorar

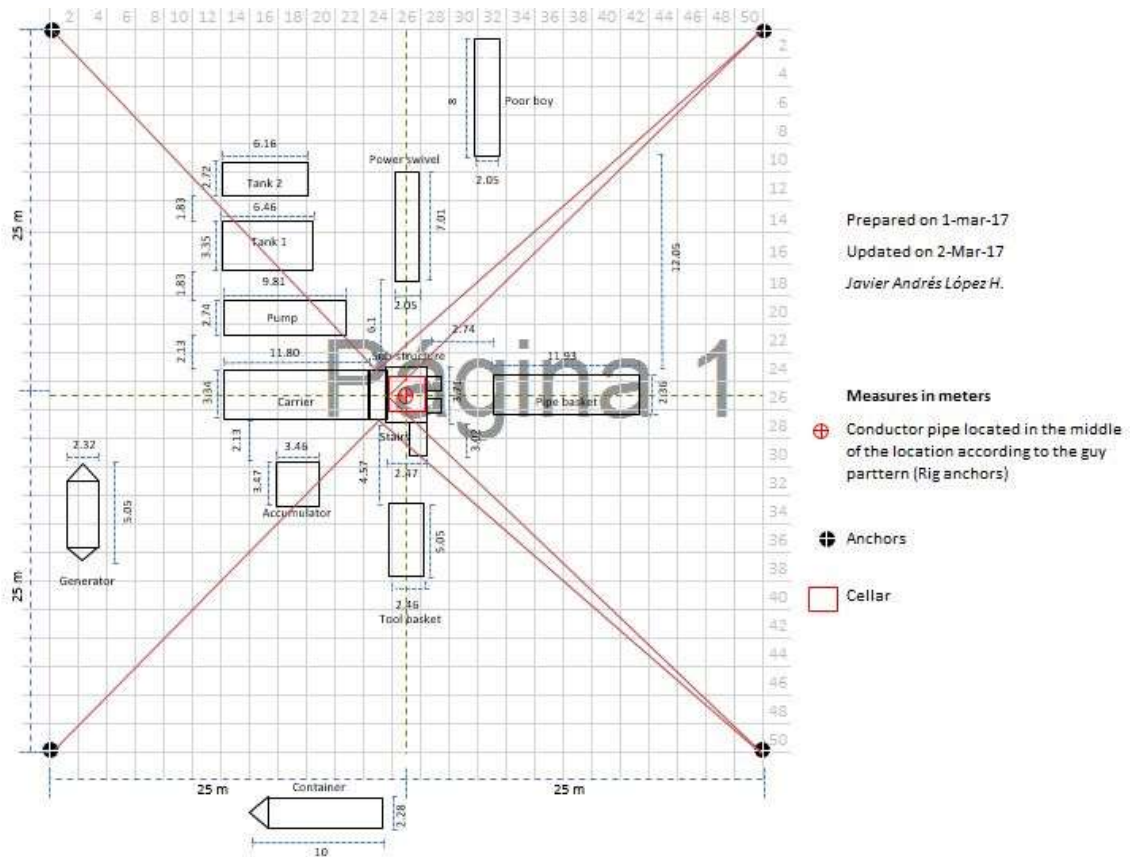
¹ PROTEXA, S.A de C.V. División fluidos de perforación.

² RINCÓN, Sergio Andrés y BAUTISTA, Andrés. Fluidos de completamiento, 2014. [En línea]. Disponible en: https://prezi.com/ilwobqj_vm20/fluidos-de-completamiento/

la productividad del pozo, aunque en algunas aplicaciones con línea de acero y tubería flexible se efectúan para evaluar o monitorear el rendimiento del pozo o el yacimiento. En las actividades de servicio al pozo se utilizan de forma cotidiana, líneas de acero, tubería flexible, equipos de reparación de pozos y de entubación bajo presión o unidades de varilla.³

En la figura 1, se observa el diseño de ubicación de los equipos y facilidades utilizados en un wellservice o workover realizados por la compañía Petrosantander.

Figura 1. Layout Workover and wellservice PetroSantander



Fuente: PetroSantander (Colombia) GHMB, FOOTPRINT RIG-PSI, 17 marzo 2017.

³ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary, Reparación. [En línea] Disponible en: www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/workover.aspx

1.3 FLUIDO DE COMPLETAMIENTO E INTERVENCIÓN DE POZO

Como fluido de control de pozos, típicamente se utiliza salmuera durante operaciones de remediación, Debido a que el pozo está en contacto con el yacimiento durante la mayor parte de las operaciones de remediación, los fluidos de remediación deben estar limpios y ser químicamente compatibles con los fluidos de yacimiento y la matriz de la formación.⁴

Existen muchas aplicaciones de fluidos para actividades de reparación de pozos- acondicionamiento, tales como: cañoneo, cementación, fracturamiento, acidificación, estimulación, matar el pozo, completamiento, fresado, profundización, taponamiento, limpieza, fluido de empaque, fluido de terminación, circulación y muchos otros⁵

1.3.1 Clasificación de los fluidos de completamiento e intervención.

1.3.1.1 Según su Homogeneidad.

- **Fluido con sólidos en suspensión:** Son aquellos que contienen una gran cantidad de sólidos para incrementar su peso y su función es controlar las presiones de la formación o yacimiento. Son pocos usados ya que originan taponamiento de las perforaciones y reducción de la permeabilidad, ocasionando una disminución en la productividad de los pozos.
- **Sin sólidos en suspensión:** Su principal componente es petróleo o soluciones de salmuera, contiene una serie de aditivos que mejoran sus propiedades tales como inhibidores de arcillas, anticorrosivos y controladores de pérdidas de circulación. Son los más utilizados ya que producen poco daño a la formación y la productividad.

⁴ Ibíd., p. 16.

⁵ International. Control de Pozos Well Control International. Bogota: Linotipia Bolivar, 2011.

- **Fluidos espumosos:** están constituidos por emulsiones estables de lodo aireadas (aireo gas) con aditivos estabilizadores de lodo y agentes espumosos. Tienen aplicación cuando otras técnicas no son satisfactorias por razones mecánicas, económicas u otras.

1.3.1.2 Según Componente principal

- **Petróleo:** La disponibilidad del petróleo en la mayoría de las locaciones ofrece una alternativa excelente en aquellos casos donde la densidad no representa un factor crítico. Con el petróleo se pueden limpiar puentes de arenas y realizar procesos de fracturamiento de manera efectiva.
- **Agua salada:** La solución de agua salada tiene muchas aplicaciones como fluido de completamiento y reparación de pozos. Sin embargo, cuando la formación contiene arcillas del tipo Montmorillonita el agua puede producir hinchamiento de arcillas, lo cual no es deseable.

Las investigaciones en laboratorio han demostrado que, si estas arcillas se contaminan con agua dulce, se reduce la permeabilidad de las formaciones.

- **Agua salada producida en campo:** Este fluido de reparación más comúnmente usado, esto se debe a su bajo costo y disponibilidad, a pesar que contiene bastantes sólidos. Cuando sea necesario tener una presión superior a la de la formación se puede usar una solución de agua salada de densidad apropiada.

El agua a base de cloruro de sodio puede alcanzar densidades entre 8.3 y 10 libras por galón (Lpg).

- **Cloruro de sodio y cloruro de calcio:** La combinación de cloruro de sodio y de calcio se puede utilizar para obtener densidades entre 10 y 11 Lpg.

El cloruro de sodio se puede utilizar sin mezcla con otras sales, lo cual es una práctica muy común, ya que de esta manera se disminuye el costo total del fluido.

- **Nitrato de calcio, Cloruro de Zinc y Cloruro de Calcio:** Con una solución de cloruro de calcio y nitrato de calcio se puede incrementar la densidad hasta 14.3 Lpg. De esta manera similar con una combinación de cloruro de calcio y cloruro de zinc se pueden obtener densidades de hasta 17 lpg.

Ambas son costosas y los inhibidores orgánicos disponibles no provee efectividad por periodos largos de tiempo, debido a su corrosividad, estas soluciones deben usarse con extremo cuidado.

- **Lodo convencional a base de agua:** El lodo entre los fluidos de completamiento deseable, debido a que las partículas de los sólidos pueden bloquear la formación y taponear las perforaciones. El análisis económico y la disponibilidad son razones que imponen su uso, como fluido de control, en lugar del área salada. Esto ocurre especialmente cuando se requieren densidades mayores de 11 lpg.

El lodo a base de agua también como fluido de empacadura, debido la tendencia de los sólidos de acumularse alrededor de la tubería, puede resultar costoso porque puede causar una pega mecánica lo cual puede requerir hasta de un trabajo de pesca.

- **Lodo a base de petróleo o emulsiones inversas:** El filtrado de lodos a base de petróleo o emulsiones inversas es petróleo. Por lo tanto, estos lodos son considerados por generar un menor daño que los lodos convencionales a base de agua. Además, evita problemas de hinchamiento de arcillas que suelen ocurrir con la presencia de agua en el fondo.

Su uso está limitado a pozos profundos con altas temperaturas de fondo que requieren fluidos, más densos.

- **Fluidos a base polímeros:** Existen en el mercado fluido de completamiento de tipo plomero. Sin embargo, su uso ha sido limitado por su alto costo.

1.4 FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE COMPLETAMIENTO E INTERVENCIÓN.

1.4.1 Mecánicos

1.4.1.1 La velocidad anular: origina el impacto que ejerce el fluido sobre la formación, las tasas altas de inyección crean turbulencia que puede dañar la formación. Por el contrario, las tasas bajas de flujo ayudan en la apropiada colocación del fluido para efectuar el completamiento.

1.4.1.2 Facilidades de mezcla: Cuando un equipo maneja un volumen de fluidos limitado, se debe escoger un fluido que pueda ser preparado y mantenido con muy poca cantidad de material. Para ello, es necesario que el fluido seleccionado pueda aceptar facilidad de mezcla.

1.4.1.3 Naturaleza y cantidad de fluidos en el pozo: Los fluidos en el pozo deben ser compatibles de modo que no produzcan residuos que causen daño a la formación

1.4.1.4 Espacio anular: La reducción del espacio anular por equipos de fondo tales como: empacadura, tuberías, niples entre otros, influyen en el mantenimiento de la caída de presión en el sistema, lo que contribuye a su estabilidad mientras se realiza el completamiento.

1.4.1.5 Estabilidad de la mezcla: El fluido seleccionado debe mantenerse cierta estabilidad con el tiempo, especialmente con respecto a la superación, estabilidad técnica, fuerza gel y densidad. Esto se debe a que en las operación de completamiento y reacondicionamiento hallan lapsos grandes de tiempo en los cuales el fluido no circule, aquí es donde la estabilidad del fluido entra en juego.

1.4.1.6 Corrosión: Algunos fluidos de completamiento y reparación pueden originar alto grado de corrosión sobre las superficies metálicas. Este problema se puede mitigar mediante la adición de un inhibidor de corrosión y ajuste de pH, seleccionando el adecuado y que sea compatible con el fluido.

1.4.1.7 Componentes de los fluidos: Cuando se realiza una operación de reacondicionamiento, el fluido seleccionado debe tener la menos cantidad de solidos suspendidos, por lo tanto, sus componentes deben ser solubles y estables a las P y T que se presentan en las operaciones

1.4.2 De formación.

1.4.2.1 Presión: La densidad del fluido seleccionado debe ser tal que la presión de la columna en el pozo supere, entre 200 a 300 psi, a la presión de la formación. Esto se debe a que la contrapresión debe mantener a los fluidos de la formación en ella mientras se está realizando cualquier operación.

1.4.2.2 Consolidación de la formación: La selección de un fluido puede ser tal, que su viscosidad pueda ser aumentada para efectos de limpieza. Esto se debe a que en formaciones no consolidadas pueden ocurrir arenamientos hacia el pozo.

1.4.2.3 Permeabilidad: El fluido seleccionado puede impedir las pérdidas de circulación, cuando se tienen formaciones altamente permeables, la filtración y las partículas que se depositan deben ser mantenidas dentro de los límites permitidos para evitar el bloqueo de la formación.

1.4.2.4 Porosidad vulgar: Es aquella formación que acepta todo o casi todo el fluido de la pérdida de circulación. Esto ocasiona pérdidas de volumen de fluido, que se conocen como “pérdidas por filtración”. Cuando esto ocurre, al fluido seleccionado se le deben añadir aditivos de control de pérdidas tales como: semilla de algodón, píldoras de grasa, al añadir estos productos, se espera que no dañe la productividad del pozo.

1.4.2.5 Temperatura: En la selección del fluido debe tomarse en cuenta la temperatura de aplicación para conocer los límites estables del mismo.

1.4.2.6 Arcillosidad: Las formaciones pueden contener arcillas de varios tipos y concentraciones. En este caso, se tiene que seleccionar un fluido que inhiba la hidratación de las mismas.

1.4.2.7 Humectabilidad: Ciertas formaciones son mojadas por agua y otras por petróleo. Por lo tanto, el filtrado a las formaciones depende de cuál es la fase continua de un fluido dado, esto se toma en cuenta para evitar que la productividad disminuya debido a la formación de emulsiones entre el filtrado y el fluido de la formación.

1.4.3 Ambientales.

1.4.3.1 Contaminación: Generalmente cuando un fluido contiene una cantidad apreciable de contaminantes, se produce variaciones en las propiedades del fluido, los contaminantes más comunes son: el cemento, agua salada, fluidos de estimulación.

1.4.3.2 Economía: Uno de los factores más importantes que se debe tomar en cuenta a la hora de la selección de un fluido. Se deben analizar los costos de restauración y productividad después de una corrección de daño ocasionado por el fluido.

1.4.3.3 Seguridad: El fluido debe garantizar seguridad, tanto del personal como de los equipos. Existen fluidos que pueden provocar fuego casual o puede ser toxico para el ambiente.

1.4.3.4 Invasión de bacterias: Un fluido debe ser tratado para inhibir el crecimiento de bacterias, especialmente aquellas usadas en el sistema de inyección de agua.⁶

1.5 DAÑOS A LA FORMACIÓN

El daño a una formación productora de hidrocarburos es la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total y natural o inducida de un pozo, resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un obturamiento de los canales permeables asociado con el proceso natural de producción.

Se define el daño a la formación como cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la introducción de fluidos durante las

⁶ *Ibíd.*, p. 15.

operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo, y que puede ser eliminada mediante tratamiento químico (ácidos, surfactantes u otros), permitiendo al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción.⁷

1.5.1 Daño a la formación por operaciones.

1.5.1.1. Perforación: Desde que la broca entra a la zona productora hasta que se alcanza la profundidad total del pozo, esta zona está expuesta a lodos de perforación y operaciones diversas, que afectarán fuertemente la capacidad de producción del pozo.

Cuando se perfora a través de la zona productora, la calidad del fluido de control y la presión diferencial ejercida contra la formación son críticas. El daño y su efecto en la productividad del pozo resultan de la interacción del filtrado del lodo con los fluidos y minerales que contiene la roca y de la invasión de sólidos tanto del propio fluido de perforación como de los recortes de la barrena.

El lodo de perforación contiene entre otros materiales arcillas, agentes densificantes y aditivos químicos, todos ellos potencialmente dañinos.

La invasión de estos materiales depende de la efectividad del control de pérdida del filtrado y del tamaño relativo de los sólidos y los poros de la formación. Esta invasión puede variar de pocas pulgadas a varios pies.

Adicionalmente la acción escariadora de la barrena y de los estabilizadores puede sellar los poros o fisuras presentes en la pared del pozo.

1.5.1.2. Cementación Durante la cementación de la tubería de revestimiento, al bajar ésta puede causarse una presión diferencial adicional contra las zonas productoras, comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de pérdida de

⁷ GONZÁLEZ ESPINOSA, Juan Manuel. Daño a la formación en pozos petroleros, México D. F. CD. Universitaria, 2014.

fluidos. Las lechadas de cemento también producen un alto filtrado y los propios sólidos pueden invadir la formación. Los fluidos lavadores y espaciadores, y otros productos químicos contenidos en la propia lechada de cemento, utilizados normalmente durante la cementación, pueden ser fuentes potenciales de daño a la formación. Los filtrados de lechadas con pH elevado, son particularmente dañinos en formaciones arcillosas, adicionalmente al entrar en contacto con salmueras de la formación de alta concentración de calcio, pueden provocar precipitaciones de sales.

1.5.1.3. Terminación Durante la terminación del pozo se llevan a cabo varias operaciones, como son: control, recementaciones, limpieza del pozo, asentamiento del aparejo de producción, perforación del intervalo a explotar e inducción del pozo a producción.

El control del pozo y la recementación de tuberías propician la inyección forzada de fluidos y sólidos. Si el asentamiento del aparejo de producción se lleva a cabo después de haber sido perforado el intervalo de interés, pueden ocurrir pérdidas del fluido de control, agravándose si este fluido contiene sólidos.

Durante la perforación del intervalo debe procurarse en general un fluido de control limpio (libre de sólidos), y una presión diferencial a favor de la formación. Aún con estas precauciones, los túneles de las perforaciones quedan empacados con detritos de las propias cargas explosivas, de la tubería de revestimiento del cemento y la propia formación. Adicionalmente, la zona de la roca alrededor de los túneles de las perforaciones es compactada y esencialmente adquiere una permeabilidad nula. Por ambas razones las perforaciones pueden ser completamente bloqueadas.

Durante la limpieza e inducción del pozo pueden perderse fluidos y sólidos que invaden la formación ocasionando también su daño. En terminaciones especiales para el control de arena, los empacamientos de arena pueden quedar dañados por colocación deficiente, dejando espacios vacíos entre la formación y el cedazo,

contaminación de la grava por incompleta limpieza antes de su colocación o mal diseño de granulometría de la grava o de la apertura del cedazo.

1.5.1.4. Estimulación La estimulación de pozos debe ser cuidadosamente diseñada para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados contra formación puedan dejar residuos por precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación. Obviamente estos efectos causarán daños difíciles de remover y en ocasiones permanentes. Los fluidos ácidos de estimulación son de las fuentes de mayor potencialidad de daños.

Una selección inapropiada del fluido de estimulación, o el no tomar en cuenta las condiciones de los pozos en los que se realiza una estimulación, puede llevar a daños severos y en ocasiones permanentes. Al inyectar un ácido, los productos de corrosión de las tuberías son disueltos y llevados a la formación. Al gastarse el ácido, estos productos compuestos de hierro, vuelven a precipitarse en la roca. Asimismo, los fluidos de estimulación llevan productos químicos (ácidos, surfactantes, etc.), que pueden cambiar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones, reaccionar con el aceite del yacimiento formando lodos asfálticos, desconsolidar la roca, causar precipitaciones indeseables, otros.

1.5.1.5. Limpieza Normalmente se usan solventes y productos químicos para remover materiales diversos (parafinas, asfáltenos, etc.). Estos fluidos son circulados y entran en contacto con la zona productora pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de la roca o propiciar daños por incompatibilidad. A veces se usan escariadores y fluidos para limpiar el pozo, si los residuos de esta operación circulan hacia el fondo y logran penetrar la formación, es también factible su taponamiento.

1.5.1.6 Reparación de pozos El daño durante estas operaciones es originado por las mismas causas que intervienen al terminar los pozos. El exceso de presión diferencial contra las zonas productoras puede ocasionar pérdidas de circulación; el filtrado de fluidos incompatibles con el yacimiento producirá daño, etcétera.

1.5.1.7 Producción Los intervalos cañoneados son susceptibles de ser taponados por sólidos (arcillas y otros finos) que emigran de la formación al ser arrastrados por el flujo de fluidos al pozo; en formaciones de arenas poco consolidadas este problema es mayor. Si el yacimiento está depletado, será mucho más fácil dañar la formación con estos sólidos.

Durante la producción de un pozo pueden originarse cambios en la estabilidad de los fluidos producidos, pudiéndose propiciar precipitaciones orgánicas (y/o parafinas) o inorgánicas (sales) con el consecuente obturamiento del espacio poroso y el daño a la formación. Asimismo, en pozos de gas pueden ocurrir fenómenos de condensación retrógrada que ocasionan bloqueos de líquidos en la vecindad del pozo.

En ocasiones es necesario usar productos químicos para inhibir precipitaciones o corrosión, su efecto puede alterar las condiciones de mojabilidad de la roca en forma desfavorable.

1.5.1.8 Inyección de agua. Generalmente se ocasiona daño en estos casos cuando el agua no está tratada apropiadamente, pudiendo contener sólidos por uso inadecuado de los filtros, por el contenido de sales no compatibles con el agua de formación, por acarreo de finos de la misma formación, por incompatibilidad con las arcillas, por bacterias, por geles residuales en la inyección de polímeros, etcétera.

1.5.1.9 Inyección de gas El gas generalmente alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones antes de llegar al intervalo abierto, esto ocasiona un efecto de barrido de grasa para roscas, escamas de corrosión u otros sólidos que taponarán los poros del yacimiento. El gas inyectado puede acarrear productos químicos, residuos de lubricante de las compresoras u otros materiales, todo lo cual reduce la permeabilidad al gas y su inyectividad.⁸

⁸ Ibíd., p. 24.

1.5.2 Daño a la formación por fluidos de completamiento

1.5.2.1 Daño por cambio químico: Este daño depende de las propiedades mineralógicas particulares y de la textura de la roca. Generalmente ocurre en las rocas sensibles al agua, es decir, aquellas en las que se produce reducción de la permeabilidad por hinchamiento de las arcillas al contacto con el agua, o se produce dispersión de las arcillas, taponando el medio poroso.

1.5.2.2 Daño por cambio físico: Es causado por una operación específica efectuada en el pozo y que puede traer como consecuencia la invasión de partículas sólidas del fluido.

1.5.2.3 Superficial: Es cuando ocurre en la región cercana a la superficie del agujero. Los sólidos en suspensión son inducidos hacia la formación por efectos del fluido.

1.5.2.4 Profunda: Ocurre cuando las partículas sólidas del fluido penetran a una distancia más profunda de la pared del agujero, debido a presiones altas en la columna de fluido, estos daños son difíciles de corregir.

1.6 PREVENCIÓN DE LOS DAÑOS INDUCIDOS DURANTE LA TERMINACIÓN/REPARACIÓN

La invasión de filtrado y sólidos de los fluidos usados en estas operaciones se debe a los grandes sobrelances de presión entre la columna de fluido y la presión de los yacimientos. La primera medida de prevención es conocer la presión del yacimiento y trabajar con la mínima densidad compatible con las normas de seguridad. En los fluidos de perforación, es necesario conocer la mineralógica del yacimiento y la composición de los fluidos del mismo, así como la del filtrado del lodo de perforación que filtra a la formación, para prever las reacciones químicas con precipitados que podrían ocurrir en el medio poroso.

Para prevenir la invasión de sólidos, es necesario un control de filtración de los fluidos usados, así como que las sales disueltas sean de buena calidad, sin impurezas.

Si se conoce el tamaño de los poros se conocerá el tamaño de las partículas que pueden taparlos así:

- **Partículas que invaden:** son las que tienen menos de $1/5$ del tamaño del poro.
- **Partículas que quedan atrapadas:** las que tienen entre $1/6$ y $1/2$ del tamaño del poro. Formará un revoque interno, muy dañino.
- **Particular que no pasan:** su tamaño es mayor que $1/2$ del diámetro del poro y formará un revoque externo.

1.6.1 Recomendaciones para la filtración de fluidos de trabajo.

- No exceder de $1/2$ galón por minutos por cada pie^2 de superficie del filtro.
- Usar filtros en serie.
- Eliminar todos los sólidos mayores que el diámetro promedio de la garganta del poro.
- No dejar más de 10 PPM. De sólidos mayor que $1/6$ del diámetro promedio de la garganta del poro.
- Colocar un filtro de tierra diatomácea seguido de un filtro de denominación absoluta.

1.6.2 Recomendaciones adicionales.

- Limpiar los transportes, tanques y mangueras con que se vayan a manejar los fluidos.

- Usar las sales libres de material insoluble.
- Comprobar la compatibilidad de los fluidos de trabajo con los que haya en la formación para evitar precipitados.
- Utilizar tubería de trabajo limpias.
- Aplicar grasa a las conexiones de la tubería solo en dos primeros hilos de roscas del PIN.⁹

⁹ Ibíd., p. 15.

2. SELECCIÓN DE POZOS DEL CAMPO PAYOA PARA EVALUAR LOS EFECTOS DE TRABAJOS REALIZADOS

El Campo Payoa cuenta con 21 pozos productores, 25% crudo, 75 % gas, los cuales se evaluaron de acuerdo con los informes de producción y operaciones de intervención, los criterios para la selección de los pozos a estudiar fueron 1) aquellos que no pudieron recuperar el potencial de producción de gas después de terminar cada servicio (disminución de producción), 2) tipo de fluidos de control utilizado para la intervención, 3) motivos y frecuencia de servicio.

2.1 CARACTERÍSTICAS DE CAMPO

Tabla 1. Características principales de campo.

NOMBRE CAMPO	PAYOA
Departamento	Santander ¹
Empresa operadora	Petrosantander ¹
Cuenca	Valle del Magdalena Medio, Bloque 2381 ¹
Tipo de formación (arenisca, caliza, etc)	Areniscas ²
Nombre de la(s) formación (es) productora(s)	Esmeralda y La Paz ²
Tipo de yacimiento (gas seco, húmedo, petróleo volátil, gas condensado, etc.)	Gas Húmedo ¹
Reservas originales	
Petróleo (MMBF)	1285 MMBF ¹
Gas (MMMSCF)	963 MMMSCF
Producción diaria	
Petróleo(BF)	653 BF ¹
Gas (SCF)	11.1362581 MMSCF (Agosto 2015)
Agua (Bb)	403 BPD
Profundidad promedio	8800 FT ¹
Presión inicial/actual	4540 psi / ¹
Espesor (ft)	60 FT ¹
Porosidad	19,6% ¹
FR	23% ¹
API	32-36 API ¹
Mecanismo de producción primaria (gas en solución, acuífero, capa de gas, etc)	Empuje por agua ¹
Mecanismos de producción secundaria o terciaria	
Sistema de levantamiento artificial (gas lift, bombeo mecánico, etc)	Gas Lift, Bombeo Mecánico ¹
Otra información de interés	✓ Descubierto en 1960 ✓ Febrero del 2015 se paró la producción de varios pozos. ✓ Las Monas tiene tres campos productores -Payoa, La Salina y Corazón- que junto con Provincia, campo operado por la petrolera estatal Ecopetrol, han producido 300.000 barriles de petróleo y 1,3 billones de pies cúbicos de gas en su historia.¹ ✓ No de Pozos: 21 Crudo 30%, Gas 75%¹

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍAS. Consolidado de puntos de fiscalización por contrato.

2.2 HISTORIA PETROSANTANDER

La primera empresa petrolera canadiense que hace presencia en Colombia es Petrosantander Colombia Inc, Adquirió el contrato Especial Carare Las Monas, en diciembre de 1995, llamado Carare Las Monas. Ese contrato cuenta hoy con 17.419 hectáreas y está localizado en el municipio de Sabana de Torres, departamento de Santander. El contrato Las Monas tiene particular importancia, pues prácticamente fue el precursor del contrato de asociación moderno. En la actualidad, cuenta con los campos Payoa, La Salina y Corazón, que hoy todavía producen cerca de 3.000 barriles por día de crudo y 22 millones de pies cúbicos de gas, y Aguas Claras, que se encuentra agotado. A diciembre de 1998, se estimaban unas reservas remanentes de 4,27 millones de barriles de crudo y 53,7 giga pies cúbicos de gas, de un aforo inicial de 107 millones de barriles de crudo y 518,3 giga pies cúbicos de gas, es decir, solo existen un 4% y un 10% de las reservas originales, respectivamente.¹⁰

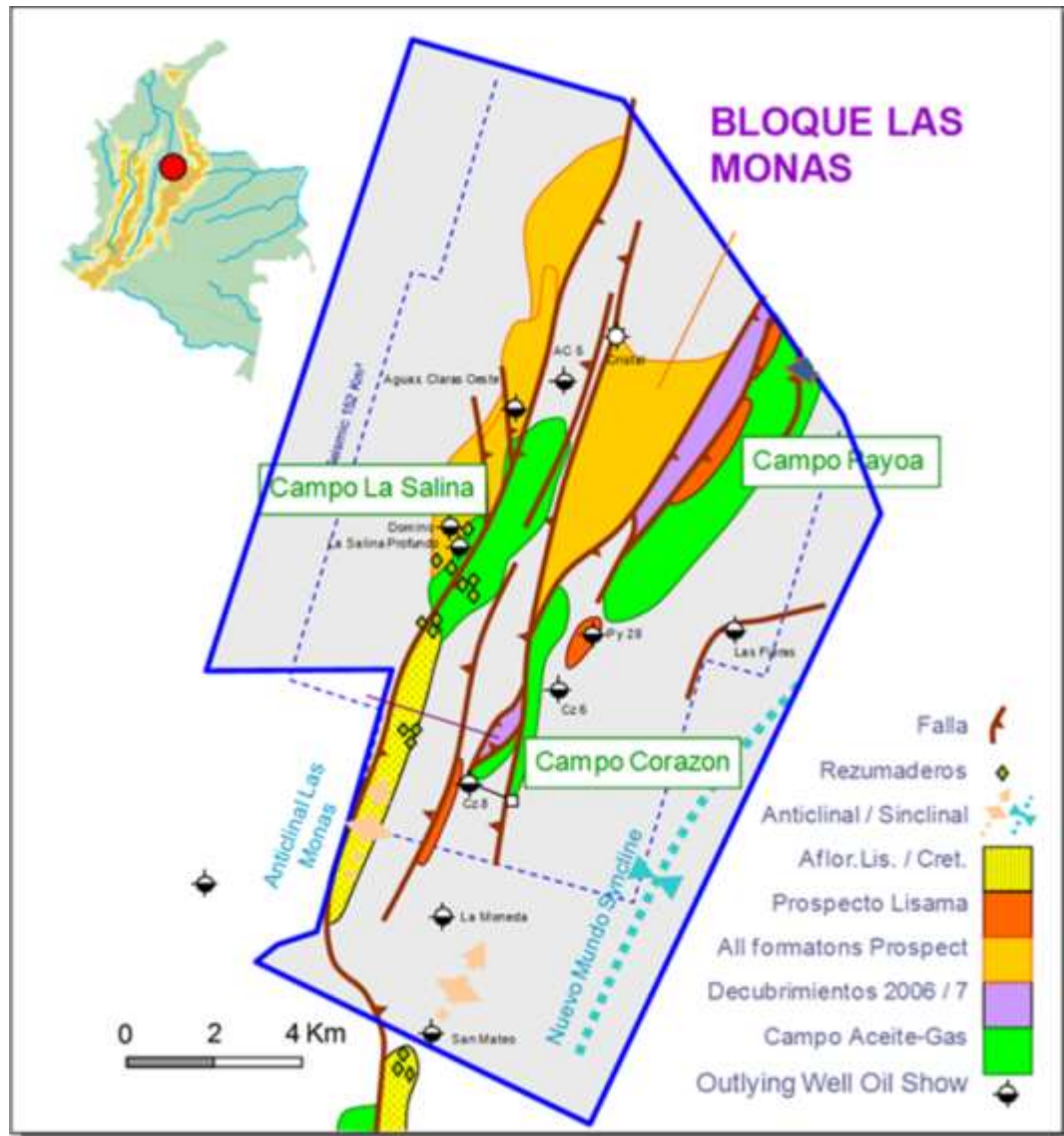
2.2.1 Ubicación Bloque las monas. El Campo del Área "Las Monas" está localizado en el costado oriental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el Departamento de Santander, aproximadamente a 60 kilómetros al oeste de la ciudad de Bucaramanga, en jurisdicción del Municipio de Sabana de Torres. Posee un área aproximada de 16.187 hectáreas. A finales del año 2004, la Empresa PETROSANTANDER Inc. obtuvo de ECOPETROL la extensión del Contrato de Asociación hasta el fin de la vida útil de los campos.

PETROSANTANDER INC. A partir del Bloque Carare las Monas, tiene definida el área de influencia directa en las veredas Cristales La Y, Payoa Cinco, La Raya, La Esperanza, Aguas Claras Cayumbita, El Almendroy Payoa-Corazones del municipio

¹⁰ CASTAÑO VALDERRAMA, Gonzalo y NAVAS CAMACHO, Luisa María. La presencia de las empresas petroleras canadienses en Colombia. Censat Agua Viva – FoE, Colombia, 2001.

de Sabana de Torres.¹¹ En la figura 3 se observa el bloque las monas con la ubicación de sus campos productores.

Figura 2. Bloque las Monas.



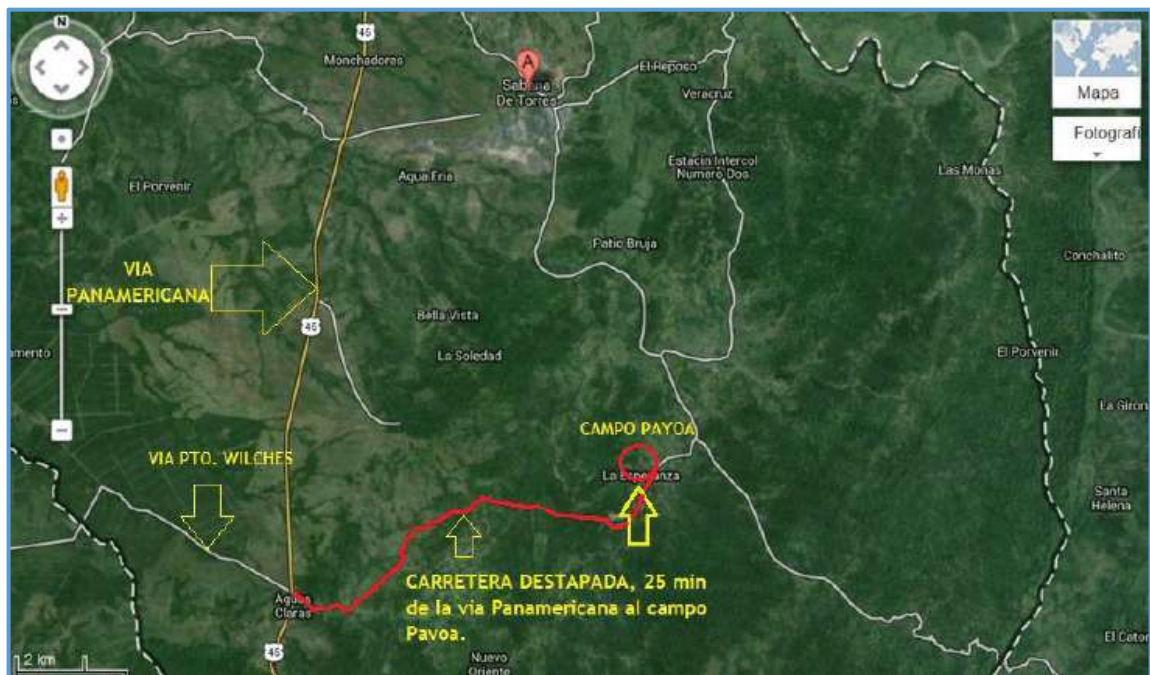
Fuente: Bloque las monas, PetroSantander Colombia GHMB.

¹¹ MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución número 0971 27 de mayo de 2009.

2.2.2 Ubicación de Campo Payoa. El campo de operaciones es CAMPO PAYOA, está ubicado en la jurisdicción del municipio de Sabana de Torres (S/der) en área de influencia de la vereda El Almendro.

Desde la ciudad de Bucaramanga se encuentra aproximadamente a 2.5 horas de recorrido y desde Barrancabermeja a 1.5 horas.¹²

Figura 3. Ubicación de Campo Payoa.



Fuente: Requisito para ingresar a operaciones, PetroSantander Colombia GHMB.

2.3 ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE POZOS PARA EL ESTUDIO

El análisis consistió en la recolección de datos de producción y servicios de pozos de gas en campo Payoa; de 21 pozos productores se escogieron los cuatro (4) pozos más afectados en su producción después de cada servicio, con el fin de

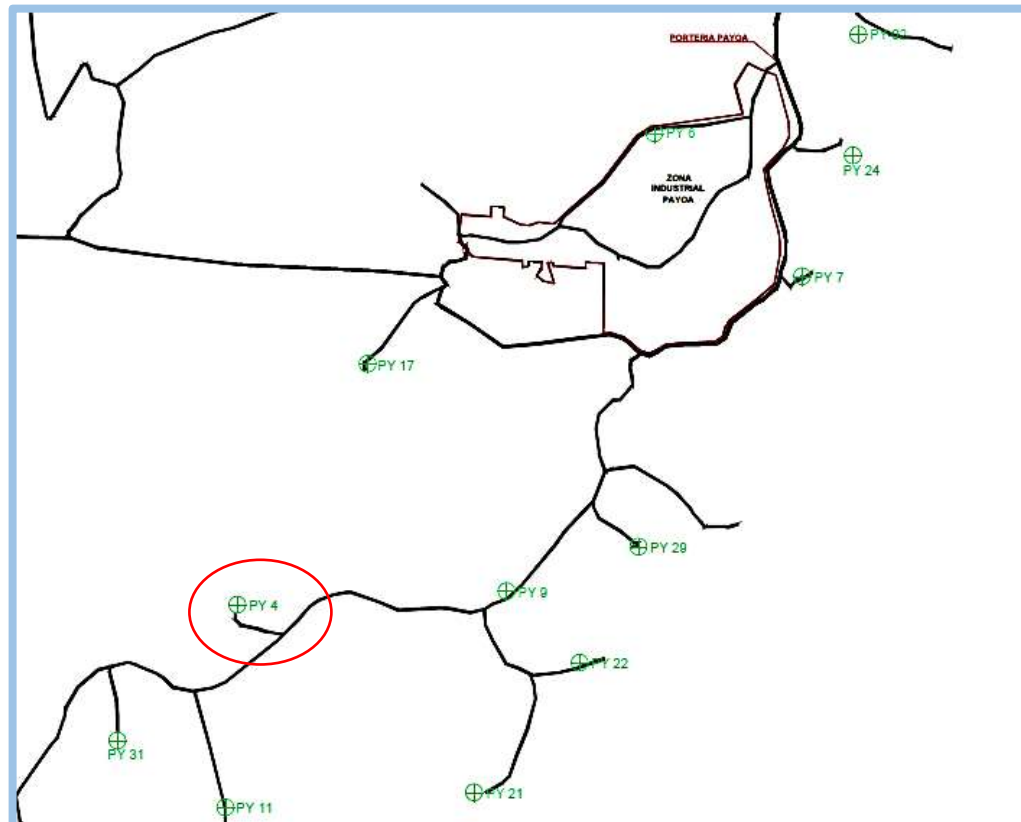
¹² PETROSANTANDER COLOMBIA - GHMB, Requisitos para ingresar a operaciones Colombia, p.5.

analizar el fluido de control, estimulaciones químicas adicionales, producción antes y después del servicio.

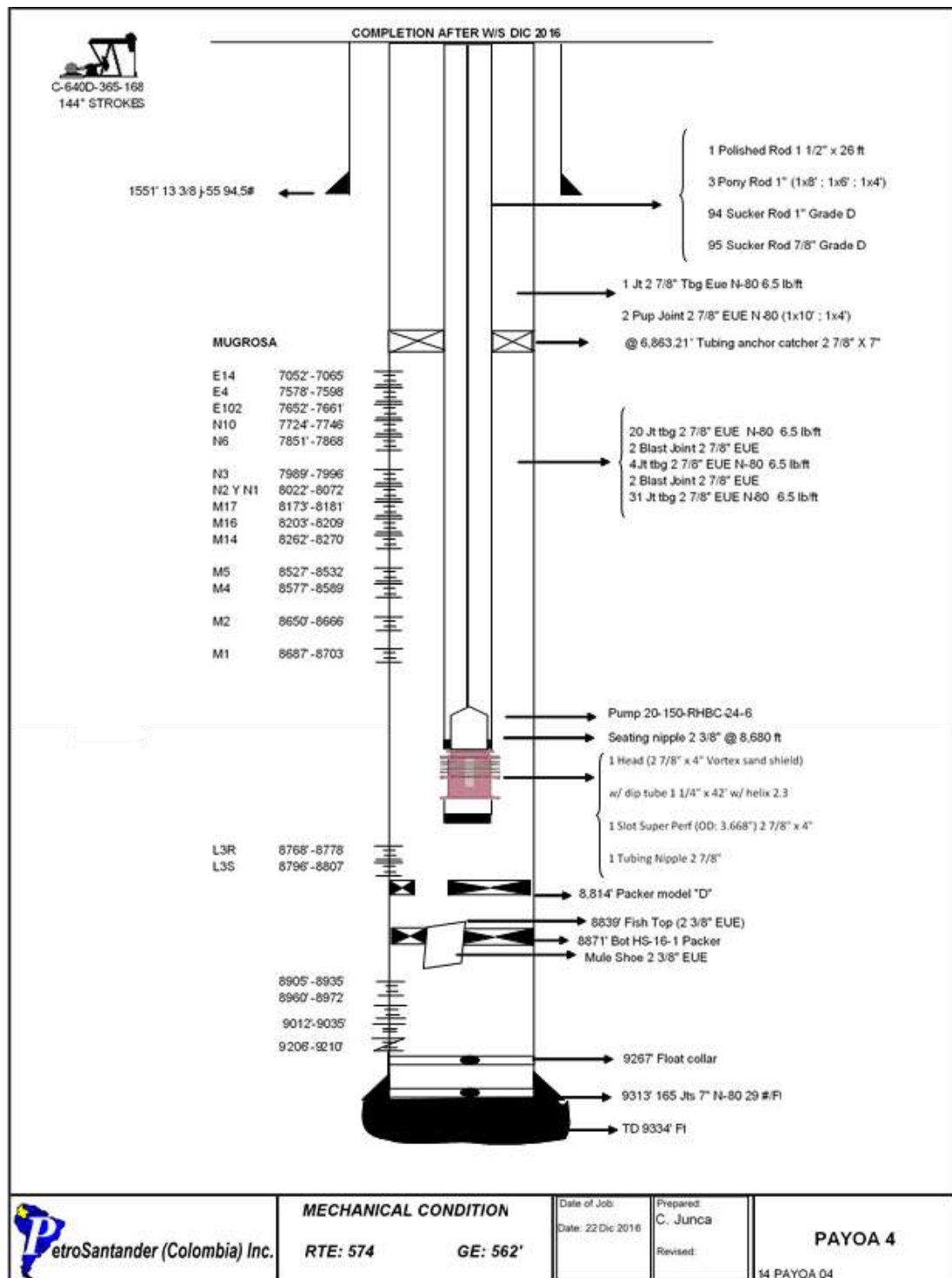
Con este análisis se podrá evidenciar la afectación del pozo después de cada servicio y el tiempo que tarda en retomar su producción inicial y las pérdidas que se están generando.

2.3.1 Pozo PAYOA 04 Crudo actualmente con un API de 22,4°, 9933 ft TD, formación productora Mugrosa, en la Figura 4 Se muestra la ubicación del pozo dentro del campo, y la Figura 5 muestra el estado mecánico actualmente del pozo.

Figura 4. Ubicación de Payoa-04.



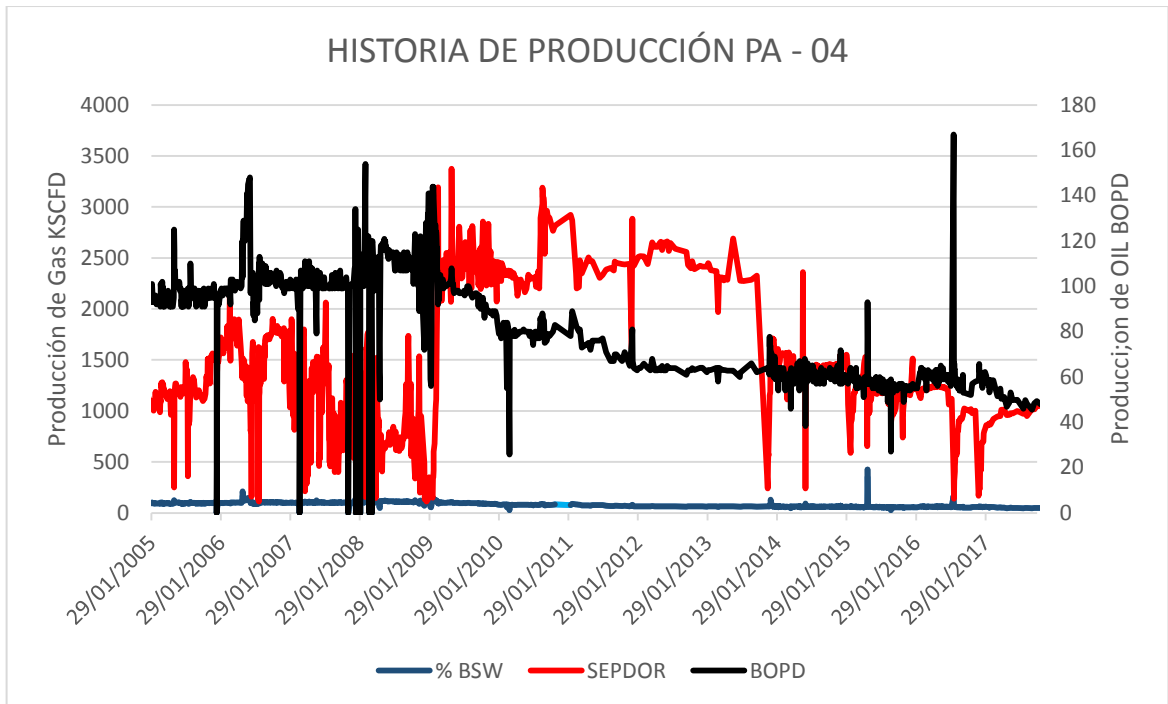
Fuente: Vías de acceso-PetroSantander.
Figura 5. Estado Mecánico Actual de PA-04.



Fuente: Estado mecánico/14Payoa-04.

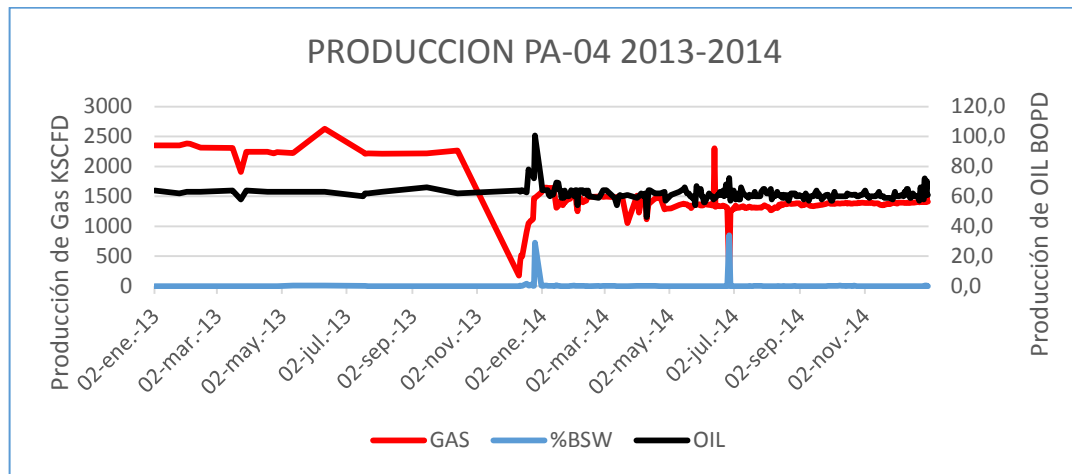
2.3.1.1 Historia de wellservice y producción de Payoa 04

Figura 6. Historial de Producción PA-04 2005-2017.



- **8 Diciembre del 2013:** Servicio a pozo por cambio de bomba; desde febrero del 2009 no se intervenía, su producción antes del servicio era de 63 BOPD & 2250 KSCFD, luego de un año se evidencia una disminución promedio de 61 BOPD & 1357KSCFD (Figura 6), se dispuso como fluido de control 100 bbls de crudo limpio de batería Payoa

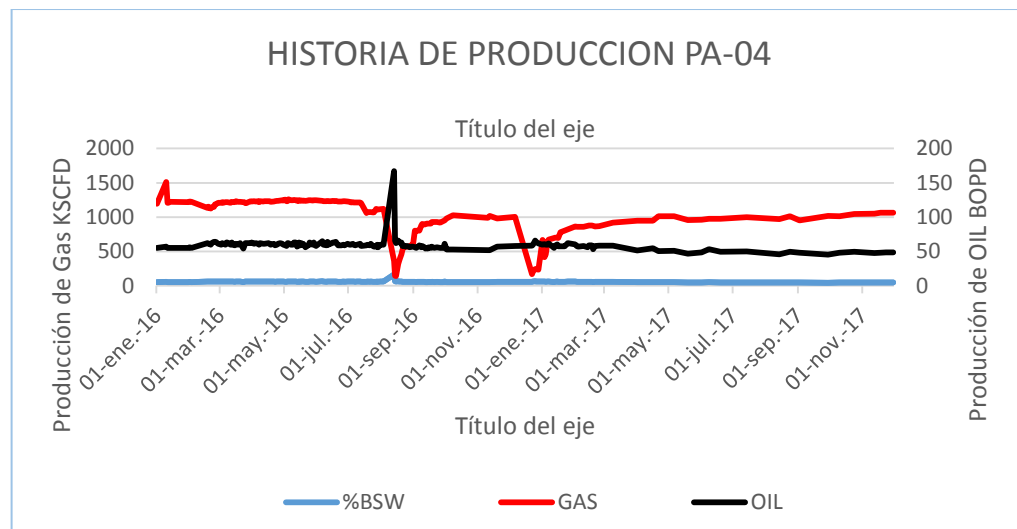
Figura 7. Historial de Producción PA-04 2013-2014.



- **Agosto-Diciembre 2016:** Servicio de pozo de trabajo de pesca y cambio de bomba, en la intervención de agosto el pozo presenta una perdida promedio de 60 BOPD y 1153 Kscfd, a 55 BOPD y 679 Kscfd (Figura 7) en la siguiente intervención paso a una producción promedio durante el siguiente año de 55 Bopd 749 Kscfd.

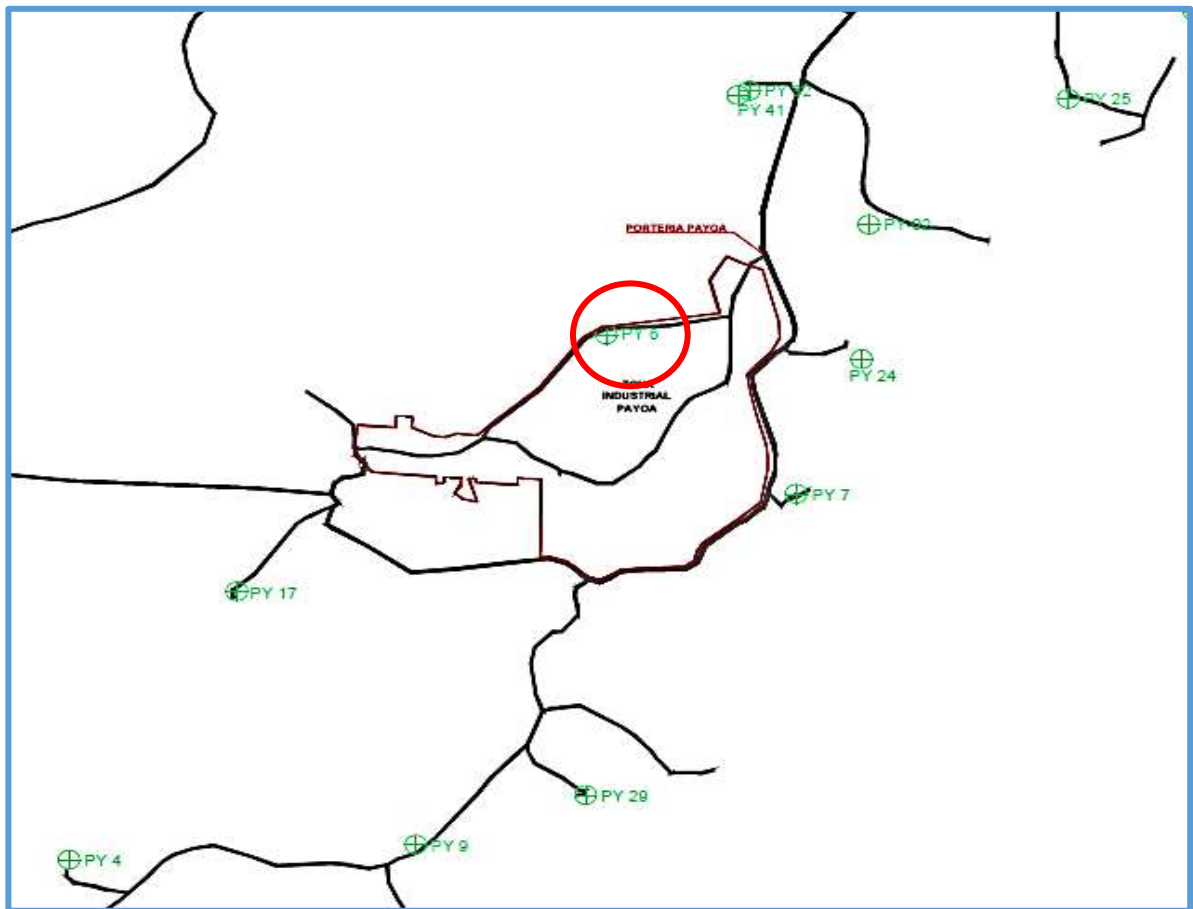
En los dos servicios se dispuso 60 bbls de crudo limpio de batería Payoa como fluido de control de 32 Api.

Figura 8. Historial de Producción PA-04 2016-2017.



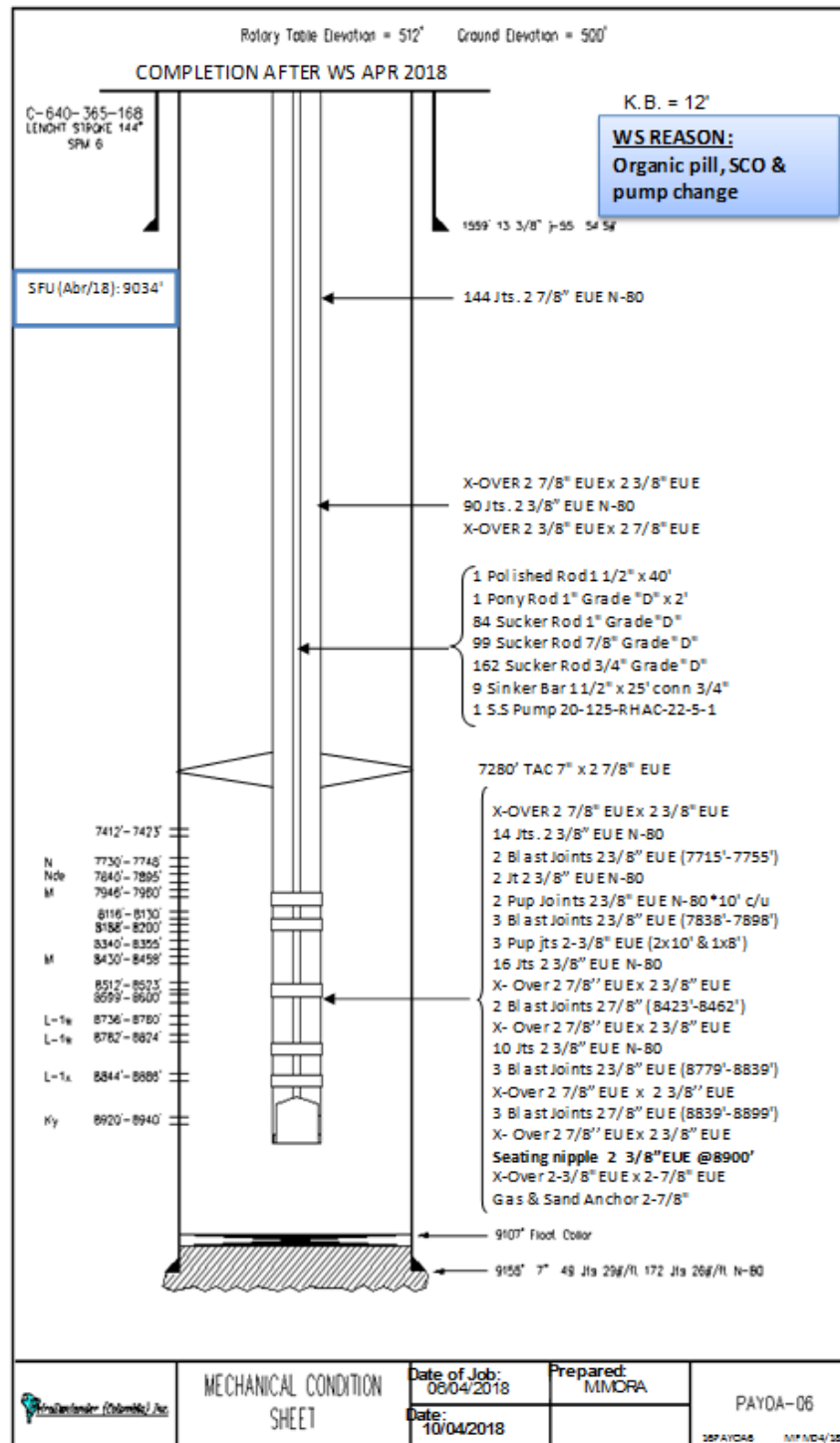
2.3.2 Pozo PAYOA 06. Pozo completado con bombeo mecánico @9023 ft, con un promedio de producción de 23 Bopd y 279 Kscfd entre el 2017 y 2018, 0,5 % Bsw, crudo de 25,1 API ha presentado pérdidas de producción de petróleo y gas después del posible daño a formación causado durante la intervención del 23 de julio de 2014, en la cual se usó agua de formación como fluido de trabajo. La producción promedio antes del daño a formación era de 41 Bopd y 1029 Kscfd. En la Figura 9 muestra la ubicación del pozo dentro del campo, figura 10 muestra el estado mecánico actualmente del pozo.

Figura 9. Ubicación de Payoa-06.



Fuente: Vías Acceso- Model.pdf

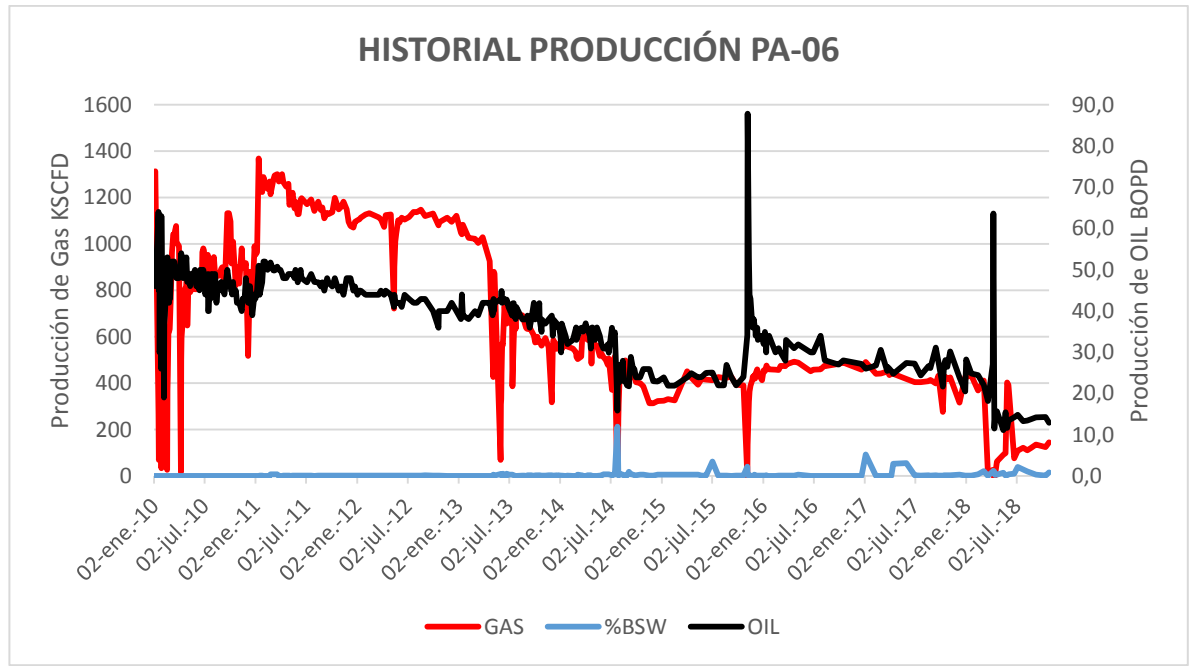
Figura 10. Estado Mecánico PA-06.



Fuente: Estados mecánicos PA-06 PetroSantander.

2.3.2.1 Historia de Wellservice y producción de Payoa 06.

Figura 11. Historial de Producción PA-06.



- **16 febrero 2010:** No se registra aporte del pozo, se realiza servicio por tubería rota con el fin de recuperar el potencial del pozo 49 BOPD & 1375 KSCFD. Se utiliza como fluido de control crudo limpio y fiscalizado de Payoa de 32 Api.
- **30 de abril de 2013:** Perdida de producción de crudo gas, ocurrió falla de la unidad de bombeo del pozo en la que se encuentra roto el WRIST PIN de la biela derecha y brazo de la biela derecha doblado.

Se estima que el nivel de líquidos que se acumuló sobre los perforados inundó la formación y esto causó el bloqueo del gas de la formación. A raíz de esta falla el aporte de gas del pozo disminuyó de un promedio de 1034 Kscfd a 872 Kscfd.

- **31 mayo 2013:** fuga por tubería causada por falla de la rosca de un Blast Joint que se encontró en malas condiciones y la bomba con pistón desgastado y barril desgastado por corrosión, después de este servicio a pozo el aporte de gas del pozo disminuyó de un promedio de 872 Kscfd a 580 Kscfd.
- **El 22 de mayo de 2014** se realizó el cambio de los tornillos del soporte del cojinete de cola, siendo necesario parar nuevamente la unidad y observando que el pozo disminuyó su aporte de un promedio de 580 kscfd a 506 kscfd. Durante el 2013 y parte del 2014 se ha comprobado que cada vez de se hacen paradas largas para trabajos en este pozo se acumulan líquidos sobre los intervalos perforados ocasionando que se inunde la formación y se pierde producción de gas.
- **1 de julio de 2014:** presentó una nueva falla de la unidad de bombeo por daño de los tornillos del cojinete de cola y esta reparación duró hasta el viernes 04 de Julio de 2014, a causa de esta falla el aporte de gas del pozo disminuyó de un promedio de 506 kscfd a 483 kscfd¹³.

Durante esta intervención se empleó agua como fluido de control; debido a esto se observó un aumento en la producción de fluido total del pozo y un incremento en el BSW que coincidió con la caída del potencial de crudo y gas.

¹³ PETROSANTANDER. Programa ws PA 06 (pump changel) Drilling and workover department, Colombia, 2014.

Tabla 2. Pruebas de Producción PA-06 (Después de WS Jul/2014).

Fecha	BFPD	BOPD	BSW	KSCFD
06/07/2014	36	36	0	371
09/07/2014	33	33	0	483
17/07/2014	35	35	0	515
24/07/2014	67	25	63%	24
25/07/2014	21	19	11%	24
26/07/2014	18	16	12%	24
27/07/2014	23	21	10%	24

Fuente: Pruebas de Producción PA-06 (Después de WS Jul/2014).

Después del servicio hasta la estimulación realizada en el 2015 se tuvo un promedio de 367 Kscfd y 25 Bopd, alcanzando una mejora significativa en la producción.

- Octubre del 2015:** Se realizó estimulación orgánica a los intervalos de las arenas KY, L1-x y L1-W en la primera etapa y a los intervalos (8430'-8458' y 8340'-8355') de las arenas M en la segunda etapa. Debido a los continuos inconvenientes operacionales durante las corridas de los empaques RBP y R-3, no se continuó con el trabajo de estimulación a los demás intervalos de las arenas M y N. En la Figura 12 se muestra el diseño del tratamiento químico que se utilizó, con el fin de mejorar el aporte de producción del pozo.

Figura 12. Diseño de tratamiento Químico.

7412-7423/7730-7748'				
Parámetros	Solvente Orgánico		Crudo Inhibido	
Net interval:	29	ft	29	ft
Porosity:	20.0%	%	20.0%	%
Hole diameter:	8.5	in	8.5	in
Treatment radius:	1.5	ft	3	ft
Volume:	11	bbls	36	bbls
Treatment	15.6	gal/ft	52	gal/ft
	451	gals	1516	gals
7840-7895/7946-7950/8116-8130/8188-8200'				
Parámetros	Solvente Orgánico		Crudo Inhibido	
Net interval:	85	ft	85	ft
Porosity:	20.0%	%	20.0%	%
Hole diameter:	8.5	in	8.5	in
Treatment radius:	1.5	ft	3	ft
Volume:	32	bbls	106	bbls
Treatment	15.6	gal/ft	52	gal/ft
	1323	gals	4444	gals
8340-8355/8430-8458/8512-8523/8599-8600'				
Parámetros	Solvente Orgánico		Crudo Inhibido	
Net interval:	55	ft	55	ft
Porosity:	20.0%	%	20.0%	%
Hole diameter:	8.5	in	8.5	in
Treatment radius:	1.5	ft	3	ft
Volume:	20	bbls	68	bbls
Treatment	15.6	gal/ft	52	gal/ft
	856	gals	2876	gals
8736-8780/8782-8824/8844-8885/8920-8940'				
Parámetros	Solvente Orgánico		Crudo Inhibido	
Net interval:	148	ft	148	ft
Porosity:	20.0%	%	20.0%	%
Hole diameter:	8.5	in	8.5	in
Treatment radius:	1.5	ft	3	ft
Volume:	55	bbls	184	bbls
Treatment	15.6	gal/ft	52	gal/ft
	2304	gals	7738	gals

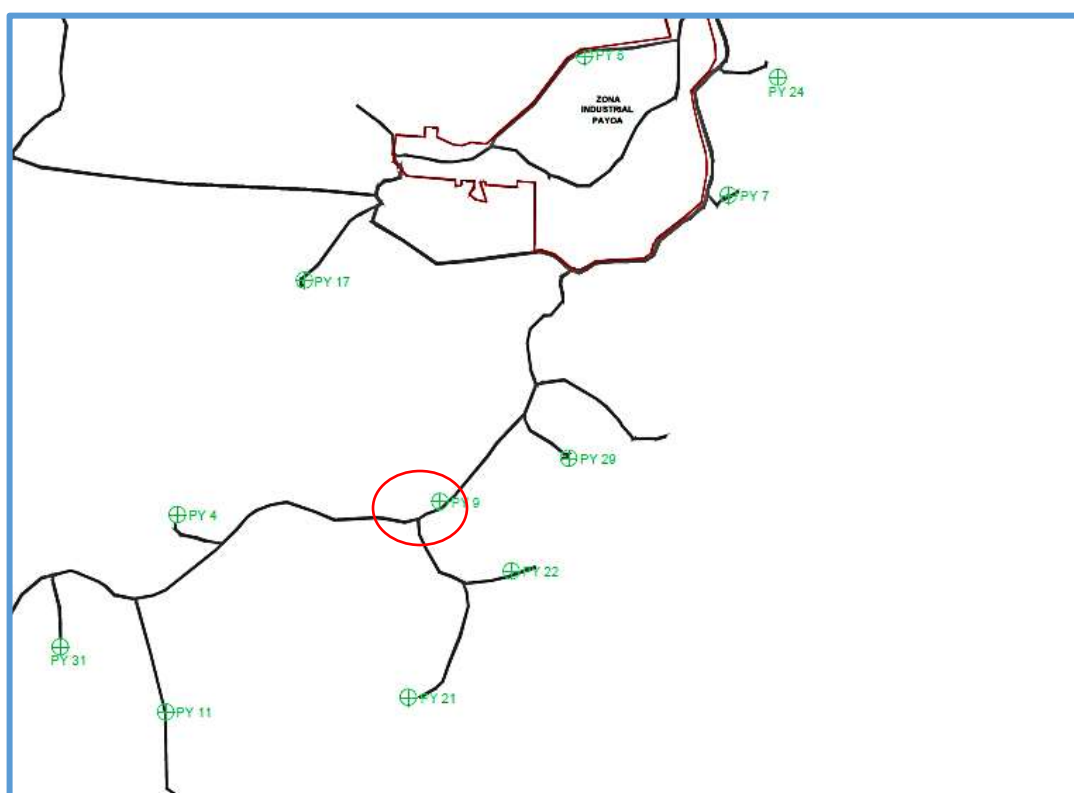
Fuente: Programa ws PA 06 (pump changel) Drilling and workover department, PetroSantander Colombia 2014.

- Abril de 2018:** servicio a pozo para verificar el tope de arena, inyectar píldora orgánica para remover posibles depósitos de parafina frente a los intervalos perforados, realizar cambio de bomba por una de similares características y cambiar recorrido de unidad de bombeo del máximo (168") al mínimo (103"). La píldora orgánica fue de: 440 galones de Xileno + 440 galones de varsol + 110 galones de surfactante +15 galones de dispersante de parafina "TWA 6012", y desplazada con 40 Bbl de crudo. se estimaba alcanzar la producción

de 423 Kscfd y 8 Bopd, pero el promedio después del servicio hasta octubre del 2018 fue de 133 kscfd y 14 Bopd.

2.3.3 Pozo PAYOA 09. El 13 de mayo de 2007 el pozo fue retornado a producción con instalación de bombeo mecánico @9871 ft, la producción promedio fue de 68 Bfpd, 41 Bopd y 31 Kscfd, 12 de junio de 2007 se cañoneó el intervalo 8672'-8704' y la producción promedio fue de 57 Bopd, 54 Bopd y 340 Kscfd.¹⁴ En la Figura 13 muestra la ubicación del pozo dentro del campo, figura 14 muestra el estado mecánico actualmente del pozo.

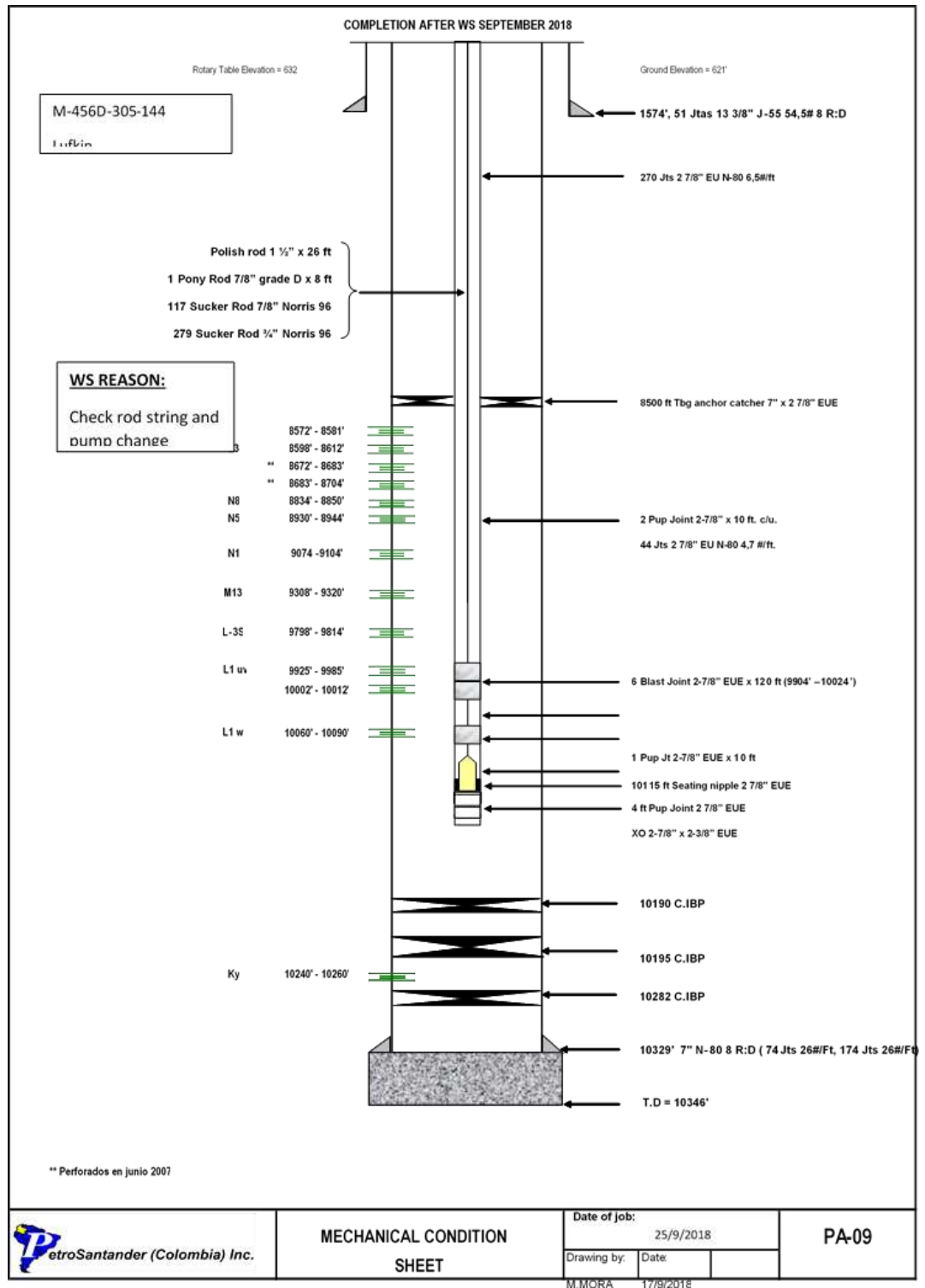
Figura 13. Ubicación Pa-09.



Fuente: Vías Acceso- Model.pdf

¹⁴ PETROSANTANDER. Programa WS Payoa 09, Failure on rod String & Organic Pill. 13 de julio de 2017.

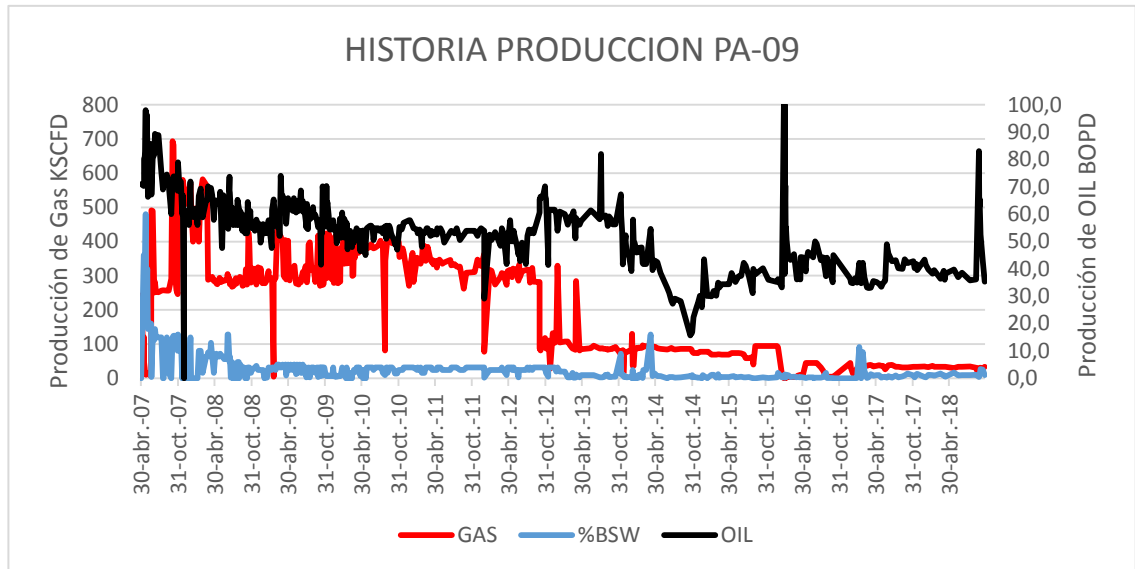
Figura 14. Estado Mecánico PA-09.



Fuente: Estados mecánicos PA-09 PetroSantander.

2.2.3.1 Historia de wellservice y producción de Payoa 04.

Figura 15. Historial Producción PA-09.



- **Agosto 2010:** Servicio de pozo por varilla partida, se requiere realizar servicio de varilleo con el fin de recuperar la sección partida o desconectada para así recuperar el potencial del pozo 50 BOPD y 490 KSCFD.¹⁵

En el servicio anterior culminado el día 23 de agosto del 2010 se encuentra que la varilla de la bomba está partida y tiene desgase el pistón y el barril¹⁶ Se dispone como fluido de control crudo limpio de la batería Payoa.

- **Diciembre 2010:** al evidenciarse falla en la sarta de varillas y en donde se encuentra sarta desconectada @ 6050 ft en la varilla # 48 de 3/4", se trató de conectar sin éxito por lo que fue necesario sacar y corregir la falla dejando el pozo en producción.

¹⁵ PETROSANTANDER. Programa WS PA 09 (Broken Rod & pump change). Colombia, Agosto 2010.

¹⁶ PETROSANTANDER. Programa WS PA 09 (Broken Rod & pump change). Colombia, Diciembre 2010.

Durante el tiempo que el pozo estuvo en producción después del último servicio, la producción del pozo se ha mantenido en su potencial productor de 50 bopd y 350 KSCFD hasta inicios de abril de 2012¹⁷

- **Mayo de 2012:** se concluyó que el problema se encontraba realmente en las seating cups de la bomba, las cuales fueron encontradas con desgaste. Por esta razón durante este servicio solo se realizó varilleo y cambio de bomba.
- **Julio 2012:** Al pozo se le realizó workover en el que se retiraron dos empaques Model FA-1 & Model D y se profundizó la bomba hasta 10,109 ft, durante la descarga posterior al trabajo el pozo mostró comportamiento de pega, por lo que el personal de producción re-espació sarta de varillas en repetidas oportunidades para intentar despegar la bomba sin éxito. Se intentó realizar prueba de tubería, sin embargo, se encontró llena, no tomó fluido y mantuvo presión, por lo que se estima que la sarta de producción se encuentra tapada.¹⁸ Producción del pozo 48 BOPD & 300 KSCFD.¹⁹
- **El 06 de septiembre de 2012:** inician trabajos de Workover para retornan a producción los intervalos 9925'-9985' y 10002'-10012' de la arena L1 UV y el intervalo 10060'-10090' de la arena L1 W. La bomba de subsuelo fue instalada @10107 ft. La producción promedio fue de 45 Bopd y 85 Kscfd. ²⁰
- **Noviembre 2012:** El último servicio del pozo se realizó en noviembre de 2012 donde se realizó servicio para cambio de bomba, al realizar revisión de esta

¹⁷ PETROSANTANDER. Programa WS PA-09. TUBING HOLE, Mayo 05 de 2012.

¹⁸ PETROSANTANDER. Programa WS Payoa 09 (SCO & PUMP CHANGE), 26 de septiembre del 2012.

¹⁹ Ibíd.

²⁰ PETROSANTANDER. Programa WS Payoa 09 (Failure on rod String & Organic Pill), 13 de julio de 2017.

se encontró el barril torcido. Se bajó bomba 25-125-RHBC 22-5-1 y completó pozo²¹

- **El 31 de enero de 2016:** se realizó un trabajo de estimulación para recuperar la producción de gas del pozo, la bomba de subsuelo fue instalada @10115 ft. La producción promedio fue de 39 Bfpd, 39 Bopd y 33 Kscfd.²²
- **13 julio 2017 :** Con el propósito de recuperar la producción de 33 Bopd y 40 Kscfd del pozo, se propone hacer servicio a pozo para revisión de la sarta de varillas, cambiando aquellas que se observen con desgaste o en mal estado, adicionalmente se propone inyectar una píldora orgánica, para remover depósitos de parafinas y asfáltenos acumulados en los intervalos de las arenas L1w y L1uv y hacer cambio de recorrido a la unidad de bombeo de 128" a 111", para mejorar el llenado de la bomba de subsuelo. Desasentar bomba de subsuelo, bombear 13 Bbl de xileno y desplazar con 45 Bbl de crudo, sentar bomba y dejar en remojo 2 hr. Tener disponibles 60 Bls de crudo limpio de batería Payoa.²³

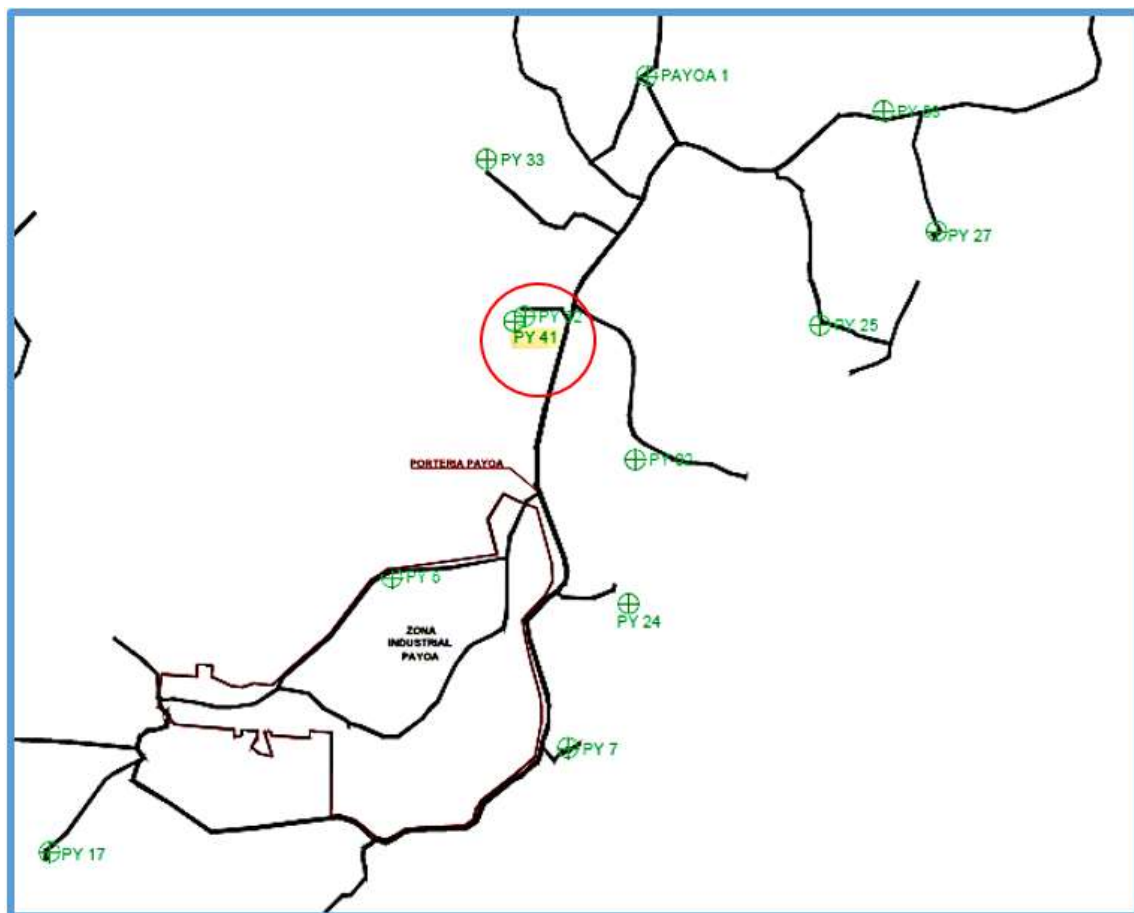
2.2.4 Pozo PAYOA 41: El pozo fue perforado en noviembre de 2010 y entra en producción el 30 de noviembre donde se instala bombeo mecánico con unidad de bombeo MII 456-305-144. Crudo de 29,9 API y 12 %BSW. Los servicios de pozo que se han presentado por varilla partida, debido al aporte de arena del pozo, se realizan limpiezas de arena utilizando como fluido de control crudo limpio, con xilol y Varsol. En la figura 16 se muestra la ubicación del pozo dentro del campo y el a figura 17 su último estado mecánico.

²¹ PETROSANTANDER. Programa WS Payoa 09 (PUMP CHANGE), Octubre del 2013.

²² *Ibíd.*, 48.

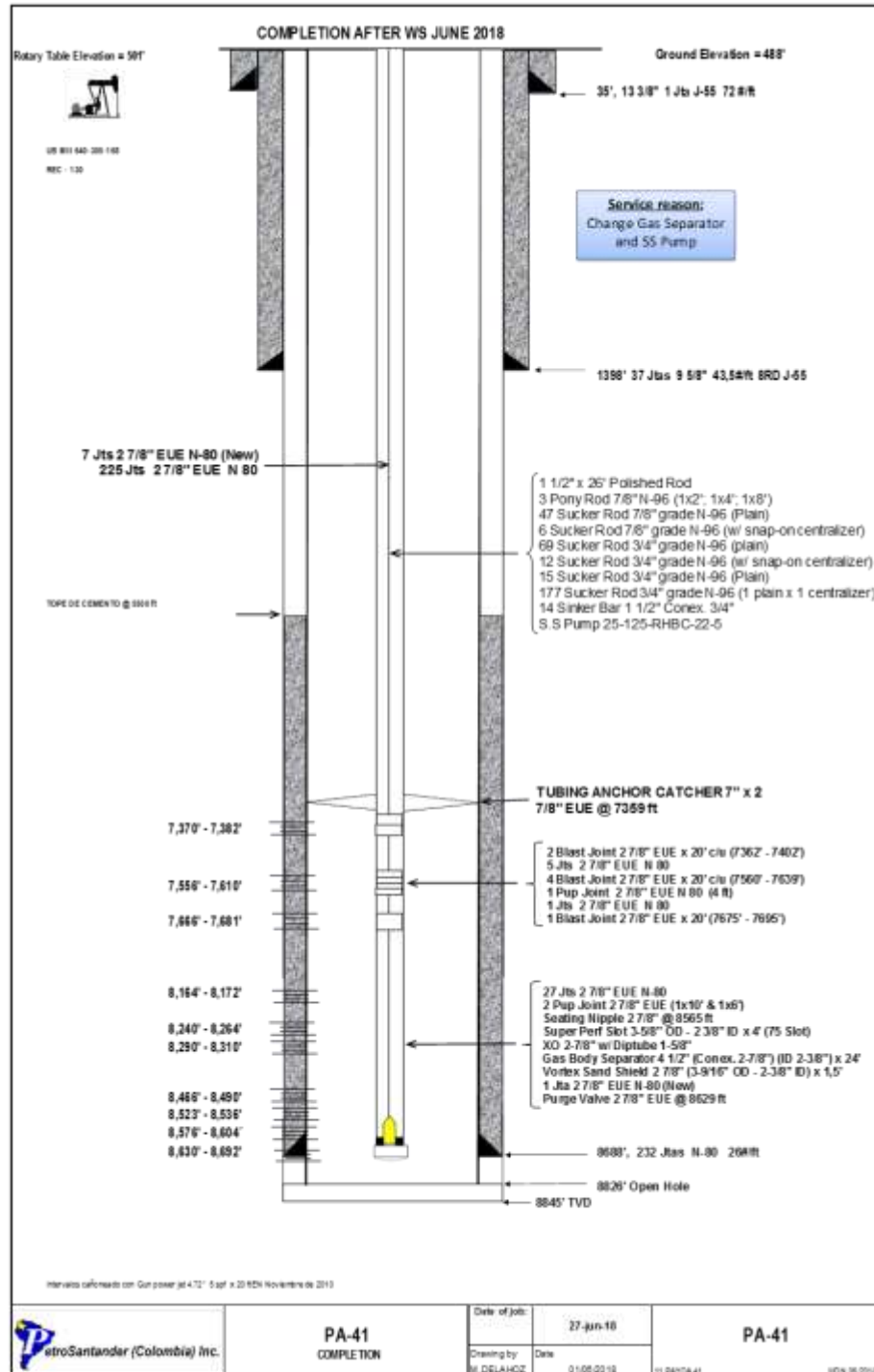
²³ *Ibíd.*

Figura 16. Ubicación PA-41.



Fuente: Vías Acceso- Model.pdf

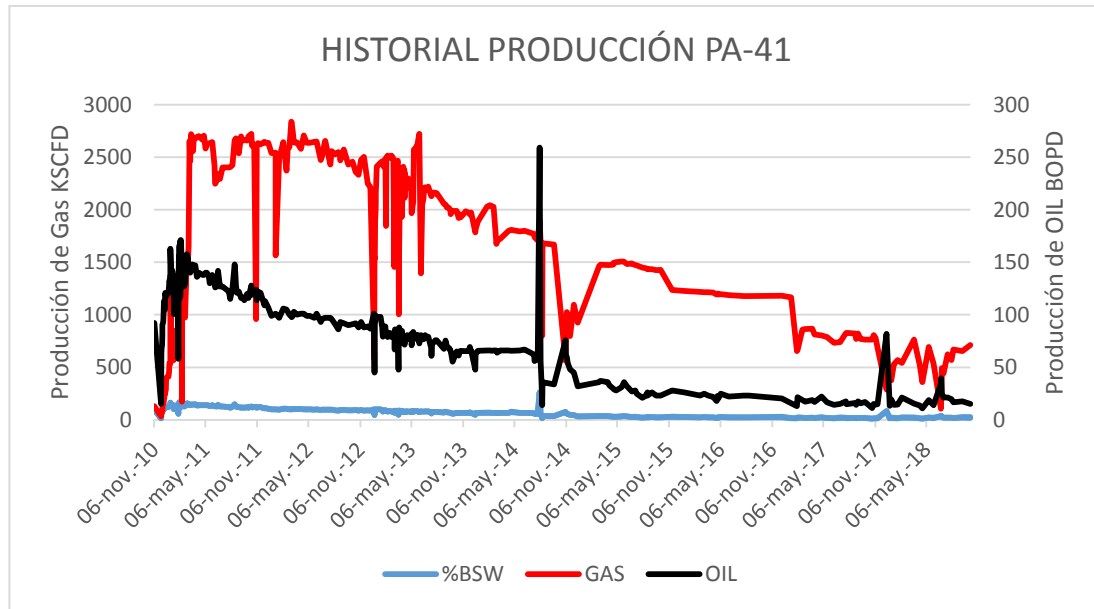
Figura 17. Estado mecánico PA- 41.



Fuente: Estados mecánicos PA-41 PetroSantander.

2.2.4.1 Historia de wellservice y producción de Payoa 04.

Figura 18. Historial de producción PA- 41.



- **Agosto de 2011:** se realiza flushing en el cual se levanta la sarta de varilla y se bombea píldora (3 bls de Xilol + 3 bls de Varzol + 41 bls de crudo), con el fin de efectuar limpieza en las mallas instaladas por debajo de la bomba, las cuales se encontraban tapadas y no permitían el paso de fluido hacia el tubing, generando que la producción de crudo se realizara por el espacio anular.

Después del bombeo de píldora el pozo alcanzó niveles de producción de 145 BOPD, logrando mantenerse por 6 días, ya que el día 28 de agosto retorno a valores de 128 BOPD.²⁴

- **Octubre 2011:** Para realizar limpieza se bombean 44 bls de crudo y 6 bls de píldora mezclado 3 bls de xilol + 3 bls de varzol, después de desasentar bomba de subsuelo e inyectar píldora de 50 bls (6 bls de Xilol/Varzol + 44 bls

²⁴ PETROSANTANDER. Informe wellservice PA-41 (Pump Pill) Octubre 2011.

de crudo) por tubing (capacidad de la tubería 48 bls) y registrar presión. Teniendo en cuenta presión de bombeo máxima de 1500 psi por la capacidad de las mallas y dejar en remojo dos horas.²⁵

- **Junio de 2013:** Se encuentra varilla partida @ 1068 ft y se cambió configuración de sarta de varillas instalando varilla de 1" hasta @2100 ft con el fin de mitigar las fallas por varilla partida las cuales se venían presentando mensualmente se utiliza como fluido de control 48 bls de crudo y 6 bls de píldora mezclado 3 bbls de xilol + 3 bbls de varsol, con este cambio se logró incrementar el Run life del pozo a 16 meses.
- **Noviembre 2014:** se encontró barra lisa partida, se pescó la sarta de varillas y desasentó bomba de subsuelo con 2 klbs de overpull, Se cambiaron 12 varillas de 3/4" torcidas por el impacto de la sarta de varillas al momento de la falla de la barra lisa; se hizo un viaje de limpieza de arena con broca tricónica de 6", el tope de arena se encontró a 8628' logrando avanzar hasta 8686' (tope duro), se recuperaron 6 juntas con arena y se observó lodo y cemento en la broca. El pozo fue completado con bomba 25-150-RHBC-24-6 @8382'. Se deseaba retornar la producción del pozo de 65 BOPD y 1816 KSCFD y disminuyo un promedio de 40 BOPD 1031 KSCFD, como fluido de control se utiliza crudo limpio de batería la Payoa.
- **Diciembre de 2017:** Se observó parafina en la sarta de varillas y en el desgaste por fricción de 15 SR 3/4 ". Se encontró una válvula de varilla rota de la bomba sobre el acoplamiento del émbolo, se observó un golpe en el buje de recogida tipo y la bomba se atascó en tubería debido a la arena. Ha cambiado el diseño de la cadena de 300 pies y varilla, se realiza limpieza de arena hasta tope de @ 8682-8689, como fluido de control se bombea 50,6

²⁵ PETROSANTANDER. Programa WS Payoa PA-41 (Pump Pill) Octubre 2011.

bbls por anular. Se llena tubería con 40,7 bbls de aceite y se hace una prueba de presión final de 600 psi.

- **Junio de 2018:** Se realiza cambio de separador de gas y bomba, limpieza de arena hasta tope de @ 8663'-8695'. Se bombea píldora orgánica para limpiar la varilla y la tubería de la siguiente manera: 220 gal de varsol, 220 gal de xileno, 15 gal de dispersante de parafina TWA 6012 y se realizó un desplazamiento con 30 bbls de aceite. Prueba de presión 600 psi x 15 min, llenando tubería con 36 bbls de aceite. Se entregó bien a la producción w / 4 SPM. RD.²⁶

²⁶ PETROSANTANDER. Wellfrequency 2006-2018, 30 Oct-2018.

3. FLUIDOS DE CONTROL SELECCIONADOS PARA COMPLETAMIENTO Y WORKOVER

Para las pruebas de laboratorio la salmuera NaCl y el fluido thixsal fueron escogidos después de un análisis de operaciones realizadas a zonas aledañas en las mismas formaciones y con resultados satisfactorios, realizando consultas de fluidos de control más utilizados y descartando fluidos de control utilizados anteriormente en el campo a los cuales se les atribuye parte del posible daño a la formación y a una baja producción después del servicio, como son el crudo de venta y agua de formación.

3.2 CLORURO DE SODIO, NaCl DE 9 LPG

Una solución base agua con sales inorgánicas es utilizada como fluido de control de pozo durante las fases de terminación y reparación de las operaciones de pozos. Las salmueras están libres de sólidos y no contienen ninguna partícula que pueda taponar o dañar una formación productiva. Por otra parte, las sales de la salmuera pueden inhibir reacciones indeseables en la formación, tales como la dilatación de las arcillas. Las salmueras se formulan y se preparan generalmente para condiciones específicas, existiendo una amplia gama de sales para alcanzar densidades oscilantes entre 1,0 y 2,4 g/cm³ [8,4 y más de 20 lbm/gal (ppg)]. Las sales comunes utilizadas en la preparación de los sistemas de salmueras simples son el cloruro de sodio, el cloruro de calcio y el cloruro de potasio. Los sistemas de salmueras más complejos pueden contener sales de zinc, de bromuro o de yodo. En general, estas salmueras son corrosivas y costosas.²⁷

²⁷ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary, Salmuera. [En línea] Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/brine.aspx>

Se necesitaron 3 bbl equivalentes de 9 Lpg para las pruebas de laboratorio, se prevé que con este peso se pueda controlar las presiones de los pozos.

Tabla 3. Concentración de la Salmuera NaCl.

Densidad de la salmuera lbs/gal	Concent de sales lbs/bbl	Volumen agua bbl	Porcentaje peso	Concent de la salmuera lbs/bbl
8,4	4,6	1,00	1,31	4,62
8,5	11,4	0,99	3,14	11,22
8,6	18,2	0,98	4,93	17,81
8,7	25,1	0,97	6,68	24,40
8,8	32,0	0,97	8,38	30,98
8,9	39,1	0,96	10,05	37,55
9,0	46,3	0,95	11,67	44,11
9,1	53,6	0,94	13,25	50,65
9,2	61,1	0,94	14,80	57,18
9,3	68,6	0,93	16,30	63,68
9,4	76,2	0,92	17,77	70,17
9,5	83,9	0,91	19,20	76,62
9,6	91,8	0,90	20,60	83,04
9,7	99,8	0,90	21,95	89,43
9,8	107,9	0,89	23,27	95,79
9,9	116,1	0,89	24,83	103,26
10,0	124,5	0,89	26,39	110,85

Fuente: Tabla Salmueras y Fluidos, Fluidos y Servicios.

3.3 FLUIDO THIXSAL/ULTRA

El sistema Thixsal Ultra / Ultrasal es un fluido soluble en agua que provee un mínimo daño a la formación y unas propiedades reológicas únicas, diseñado para controlar pérdidas hacia la formación y a la vez, mantener la estabilidad y el calibre del hueco en operaciones de perforación y controlar hidrostáticamente el pozo en operaciones

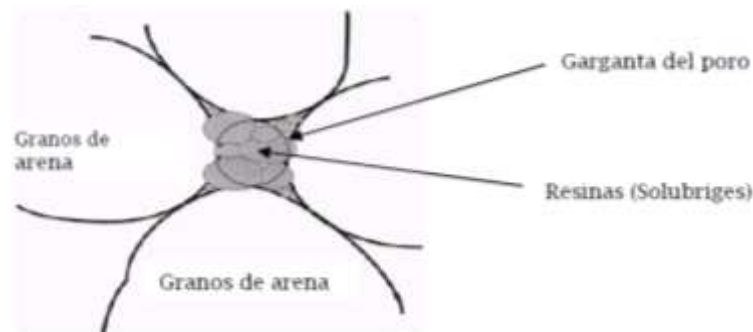
de workover, aún en yacimiento depletados, donde los diferenciales de presión pueden ser elevados. Es una mezcla sinérgica de polímeros compuestos de goma xántica y el enlace cruzado de un derivado hidroxipropilizado del almidón, en una solución salina saturada que contiene adicionalmente partículas de cloruro de sodio (NaCl) suspendidas, las cuales son material densificantes y puenteantes con un tamaño de grano especial dependiendo de la permeabilidad de la zona productora, un estabilizador de pH, un antiespumante para prevenir la formación de emulsiones.

El fluido Thixsal Ultra/Solubrige ha demostrado su efectividad en el completamiento y workover de más de 200 pozos en Colombia, especialmente en el área del Putumayo, Alto y Medio Magdalena.

El fluido puede ser reutilizado entre pozos, con un mínimo de reacondicionamiento ya que a través del tiempo no pierde sus propiedades reológicas. Por tratarse de un sistema saturado no necesita de agitación periódica, ni anticorrosivos y los polímeros y almidones no sufren degradación por microorganismos. El almacenamiento se debe hacer en un tanque cerrado donde se impida el ingreso de agua dulce proveniente especialmente de la lluvia, puesto que disuelve el material puenteante, deteriorando el fluido.

3.3.1 Potencial mínimo de daño a la formación

Figura 19. Esquema de sellante en formación.



Fuente: Fluidos y servicios.

Los fluidos están diseñados para prevenir la invasión de líquidos y sólidos hacia la zona productora, creando un “cake” impermeable sobre la cara de formación.

El cake es fácilmente removible con back flow o por disolución en contacto con los fluidos producidos en el pozo. El cake es ultradelgado y resistente a overbalances. La capacidad de puenteo mecánica de las partículas de resina de la torta evita la invasión de fluidos hacia la formación cuando se aplican diferenciales de presión altas para mantener el nivel de fluido o control de presión del pozo (especialmente en intervalos expuestos a diferentes presiones de formación simultáneamente).

Las propiedades sinérgicas de la combinación de la goma xántica y el derivado del almidón (Thixsal Ultra) proporcionan la reología necesaria con una concentración mínima. El potencial de daño a la formación se reduce cuando el volumen de invasión es menor.

3.3.2 Remoción del sello o torta.

3.3.2.1 Mecánicamente: El draw down requerido para limpiar la torta no es mayor a 50 psi.

3.3.2.2 Por disolución: Al contacto con agua de formación o cualquier salmuera no saturada porque las partículas sellantes son solubles en agua.

3.3.3 COMPONENTES DEL SISTEMA THIXSAL ULTRA/ULTRASAL

3.3.3.1 THIXSAL ULTRA: es una mezcla de polímeros sinérgicos compuesto de goma xántica y el enlace cruzado de un derivado hidroxipropilizado del almidón, utilizado para suspensión y control de filtrado.

3.3.3.2 FL-7 PLUS: Es el enlace cruzado de un derivado hidroxipropilizado del almidón, utilizando para controlar el filtrado.

3.3.3.3 ULTRASAL 20R: son partículas de sal (NaCl) usados como material densificante y puenteante con un tamaño de grano especial (tamaño de las partículas: 2 -74 micrones).

3.3.3.4 PH BUFFER: Es óxido de magnesio triturado que se utiliza para la alcalinidad y control suplementario de la pérdida de fluido.

3.3.3.5 PREMUL: Es un agente preventivo de emulsión. Empacado en canecas plásticas de 5 galones.

3.3.3.6 PLUG-SAL: son partículas de sal divididas con una amplia distribución, las cuales se pueden aplicar para aislar o sellar (tamaño de la partícula 10 -300 micrones)

3.3.3.7 NaCl: es sal marina evaporada, prelavada con la salmuera saturada de NaCl para eliminar impurezas, secada y entonces refinada hasta aproximadamente malla 70.

3.3.4 Características de concentraciones.

Tabla 4. Para preparar la salmuera base de NaCl saturada de 10 ppg.

Producto	Concentraciones
Agua	0,89 bbl
NaCl	109 ppb
Premul	0,21 ppb (5gpt)

Fuente: Modificada de Muestra de sistemas thixsal ultra /ultra sal- Fluidos y servicios

Tabla 5. Para preparar el Thixsal Ultra Ultrasal / Plugsal de 12 ppg.

Producto	Concentraciones
Salmuera base NaCl	0,8 bbl
Thixsal Ultra	2,5 ppb
FL-7 Plus	7 ppb
PH Buffer	5 ppb
Ultrasal 20R	150 ppb
Plugsal	70 ppb

Fuente: Modificada de Muestra de sistemas thixsal ultra /ultra sal- Fluidos y servicios

3.3.6 OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER.

3.3.6.1 Preparación del Equipo. El fluido o sistema Thixsal Ultra/ultra sal se mezcla en las piscinas de lodos o tanques del equipo. Antes de empezar a mezclar se deben limpiar los tanques y líneas de superficie para evitar presencia de crudo.

3.3.6.2 Procedimientos a seguir para la mezcla del sistema thixsal ultra/ultra.

- I. Limpiar completamente todos los tanques y líneas para remover todos los remanentes de crudo.
- II. Preparar la salmuera base o usando 0.89 bbls de agua fresca añadiendo NaCl para obtener 1 bbl de 10 ppg de salmuera saturada por cada barril del total requerido. Verificar que la densidad de la salmuera sea 10 ppg.
- III. Adicionar Premul, usar 0,8 bbls de salmuera base por cada barril de fluido a preparar.
- IV. Adicionar Thixsal ultra.
- V. Adicionar FL-7 Plus.
- VI. Adicionar pH Buffer.
- VII. Adicionar Ultrasal 20R.
- VIII. Adicionar Plugsal.²⁸

²⁸ Muestra de sistemas thixsal ultra /ultra sal- Fluidos y servicios.

4. PRUEBA DE COMPATIBILIDAD DE LOS FLUIDOS PARA COMPLETAMIENTO Y WORKOVER

La compatibilidad de fluidos se realizó según la norma API-RP42, donde los fluidos de formación y control se mezclan a las razones 20/80, 80/20 y 50/50 en porcentaje volumétrico y se registra el comportamiento de las fases a la temperatura de yacimiento. Por medio de esta prueba se puede determinar si hay presencia de emulsiones, algún tipo de sólidos en la interface y en la fase acuosa, además de la apariencia de la mezcla; gracias a esto se puede definir si se presentan incompatibilidades entre el producto evaluado y los fluidos que se encuentran presentes en el yacimiento.

Se tomaron dos fluidos de control para esta prueba, la salmuera NaCl de concentración de 9 Lpg y el fluido Thixsal de 12 Lpg. Los dos fluidos fueron mezclados en proporciones de 27/75, 50/50, 75/25, con fluido de cabeza de los pozos PA-06 y PA-41.

4.1 COMPATIBILIDAD CON FLUIDOS DEL POZO PA-06

4.1.1 Preparación: Se realizó la prueba de compatibilidad entre la salmuera NaCl de 9 ppg y el fluido de pozo, tomado en cabeza de pozo de PA-06.

Se preparó una mezcla fluido de control-fluido de pozo en las siguientes proporciones: 27/75, 50/50, 75/25. Se vertió en un frasco schott de 200 ml, se agitó por 10 min, se llevó la muestra al horno a temperatura de yacimiento, en este caso 77°C (171°F). Se continua evaluando la compatibilidad de la solución a tiempos de 2 h, 4 h, 6 h, 12 h y 24 h.

Figura 20. Preparación de la mezcla para evaluar compatibilidad con el fluido PA-06.



4.1.2 Compatibilidad con la Salmuera. En las Figuras 21 a 26 se muestran las pruebas de compatibilidad del crudo del pozo PA-06 con el tiempo.

4.1.2.1 Registro fotográfico a las 2 horas de inicio de prueba:

Figura 21. Prueba de compatibilidad NaCl – crudo PA 06 (2 horas).



4.1.2.2 Registro fotográfico a las 4 horas de inicio de prueba:

Figura 22. Prueba de compatibilidad NaCl – crudo PA 06 (4 horas).



4.1.2.3 Registro fotográfico a las 6 horas de inicio de prueba:

Figura 23. Prueba de compatibilidad NaCl – crudo PA 06 (6 horas).



4.1.2.4 Registro fotográfico a las 12 horas de inicio de prueba:

Figura 24. Prueba de compatibilidad NaCl – crudo PA 06 (12 horas).



Figura 25. Prueba de compatibilidad NaCl – crudo PA 06 (12 horas).



4.1.2.5 Registro fotográfico a las 24 horas de inicio de prueba:

Figura 26. Prueba de compatibilidad NaCl – crudo PA 06 (24 horas).



4.1.3 Compatibilidad Thixsal En las Figuras 27 a 32 se muestran las pruebas de compatibilidad del crudo del pozo PA-06 con el tiempo.

4.1.3.1 Registro fotográfico a las 2 horas de inicio de prueba:

Figura 27. Prueba de compatibilidad Thixsal – crudo PA 06 (2 horas).



Figura 28. Prueba de compatibilidad Thixsal – crudo PA 06 (2 horas).



4.1.3.2 Registro fotográfico a las 4 horas de inicio de prueba:

Figura 29. Prueba de compatibilidad Thixsal – crudo PA 06 (4 horas).



4.1.3.3 Registro fotográfico a las 6 horas de inicio de prueba:

Figura 30. Prueba de compatibilidad Thixsal – crudo PA 06 (6 horas).



4.1.3.4 Registro fotográfico a las 12 horas de inicio de prueba:

Figura 31. Prueba de compatibilidad Thixsal – crudo PA 06 (12 horas).



4.1.3.5 Registro fotográfico a las 24 horas de inicio de prueba:

Figura 32. Prueba de compatibilidad Thixsal – crudo PA 06 (24 horas).



4.2 COMPATIBILIDAD CON EL CRUDO DEL POZO PA-41

4.2.1 Preparación Se realizó la prueba de compatibilidad entre la salmuera NaCl de 9 ppg y el fluido de pozo, tomado en cabeza de pozo de PA-41

Se preparó una mezcla fluido de control-fluido de pozo en las siguientes proporciones: 27/75, 50/50, 75/25. Se vertió en un frasco schott de 200 ml, se agitó por 10 min, se llevó la muestra al horno a temperatura de yacimiento, en este caso 75°C (167°F). Se continuó evaluando la compatibilidad de la solución a tiempos de 2 h, 4 h, 6 h, 12 h y 24 h.

Figura 33. Preparación compatibilidad fluido.



4.2.2 Compatibilidad Salmuera En las Figuras 34 a 38 se muestran las pruebas de compatibilidad del crudo del pozo PA-1 con el tiempo.

4.2.2.1 Registro fotográfico a las 2 horas de inicio de prueba:

Figura 34. Prueba de compatibilidad Salmuera – Crudo PA 41 (2 horas).



4.2.2.2 Registro fotográfico a las 4 horas de inicio de prueba:

Figura 35. Prueba de compatibilidad Salmuera – crudo PA 41 (4 horas).



4.2.2.3 Registro fotográfico a las 6 horas de inicio de prueba:

Figura 36. Prueba de compatibilidad Salmuera – crudo PA 41 (6 horas).



4.2.2.4 Registro fotográfico a las 12 horas de inicio de prueba:

Figura 37. Prueba de compatibilidad Salmuera – crudo PA 41 (12 horas).



4.2.2.5 Registro fotográfico a las 24 horas de inicio de prueba:

Figura 38. Prueba de compatibilidad Salmuera – crudo PA 41 (24 horas).



4.2.3 Compatibilidad Thixsal/ultra En las Figuras 39 a 43 se muestran las pruebas de compatibilidad del crudo del pozo PA-41 con el tiempo.

4.2.3.1 Registro fotográfico a las 2 horas de inicio de prueba:

Figura 39. Prueba de compatibilidad Thixsal/Ultra – Crudo PA 41 (2 horas).



4.2.3.2 Registro fotográfico a las 4 horas de inicio de prueba:

Figura 40. Prueba de compatibilidad Thixsal/Ultra – Crudo PA 41 (4 horas).



4.2.3.3 Registro fotográfico a las 6 horas de inicio de prueba:

Figura 41. Prueba de compatibilidad Thixsal/Ultra – Crudo PA 41 (6 horas).



4.2.3.4 Registro fotográfico a las 12 horas de inicio de prueba:

Figura 42. Prueba de compatibilidad Thixsal/Ultra – Crudo PA 41 (12 horas).



4.2.3.5 Registro fotográfico a las 24 horas de inicio de prueba:

Figura 43. Prueba de compatibilidad Thixsal/Ultra – Crudo PA 41 (24 horas).



4.3 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD PA-06:

4.3.1 Salmuera:

4.3.1.1 Mezcla de 25/75.

Tabla 6. Análisis de compatibilidad de NaCl/ Pa 06 (25/75).

Compatibilidad NaCl / Crudo PA-06		
Proporción 25/75		
Tiempos		Análisis Fotográfico
T0	T0h	Solución Compatible, Mezcla homogénea
T1	T2h	Solución compatible, Segregación completa de las fases, sin turbidez en la interfase, se evidencian trazas crudo fase acuosa, sin presencia de solidos ni emulsiones
T2	T4h	Solución compatible, Segregación completa de las fases, sin turbidez en la interfase, con disminución en las trazas crudo fase acuosa, sin presencia de solidos ni emulsiones
T3	T6h	Solución compatible, Segregación completa de las fases, sin turbidez en la interfase, con disminución en las trazas crudo fase acuosa, sin presencia de solidos ni emulsiones
T4	T12h	Solución compatible, Segregación completa de las fases, sin turbidez en la interfase, con disminución en las trazas crudo fase acuosa, sin presencia de solidos ni emulsiones
T5	T24h	Solución compatible, Segregación completa de las fases, sin turbidez en la interfase, con disminución en las trazas crudo fase acuosa, sin presencia de solidos ni emulsiones

4.3.1.2 Mezcla de 50-50.

Tabla 7. Análisis de compatibilidad de NaCl/ PA 06 (50-50).

Compatibilidad NaCl / Crudo PA-06		
Proporción 50/50		
Tiempos		Análisis Fotográfico
T0	T0h	Solución Compatible, Mezcla homogénea
T1	T2h	Solución compatible, separación de la mezcla, se observan trazas de crudo en un 50% de la fase acuosa, sin turbidez en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T2	T4h	Solución compatible, separación de la mezcla, se observan trazas de crudo en un 50% de la fase acuosa, sin turbidez en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T3	T6h	solución compatible, separación de la mezcla, se observan una disminución en las trazas de crudo que se encuentran en un 50% de la fase acuosa, sin turbidez en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T4	T12h	solución compatible, separación de la mezcla, se observan una disminución en las trazas de crudo que se encuentran en un 50% de la fase acuosa, sin turbidez en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T5	T24h	solución compatible, segregación completa de las fases, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones

4.3.1.3 Mezcla de 75/25.

Tabla 8. Análisis de compatibilidad de NaCl/ PA 06 (75/25).

Compatibilidad NaCl / Crudo PA-06		
Proporción 75/25		
Tiempos		Análisis Fotográfico
T0	T0h	Solución Compatible, Mezcla homogénea
T1	T2h	Solución compatible, fase de la salmuera turbia, interfase turbia con trazas de crudo, sin presencia de solidos ni emulsiones
T2	T4h	Solución compatible, disminución de la turbidez en la fase de la salmuera, una separación aproximada de 25-75, interfase turbia con trazas de crudo, sin presencia de solidos ni emulsiones

[Continuación Tabla 8]

Compatibilidad NaCl / Crudo PA-06		
Proporción 75/25		
Tiempos		Análisis Fotográfico
T3	T6h	Solución compatible, disminución de la turbidez en la fase de la salmuera, una separación aproximada de 25-75, interfase turbia con trazas de crudo, sin presencia de solidos ni emulsiones
T4	T12h	Solución compatible, disminución de la turbidez en la fase de la salmuera, una separación de la mezcla en un 40-60 % aproximadamente, un 25% de la mezcla turbia y una interfase muy turbia, sin presencia de solidos ni emulsiones
T5	T24h	Solución compatible, disminución de la turbidez en la fase de la salmuera, una separación de la mezcla en un 40-60 % aproximadamente, un 25% de la mezcla menos turbia que el registro de 12 h, interfase muy turbia, sin presencia de solidos ni emulsiones

4.3.2 Thixsal /Ultra

4.3.2.1 Mezcla de 25/75.

Tabla 9. Análisis de compatibilidad de THIXSAL/ PA 06 (25/75).

Compatibilidad THIXSAL / Crudo PA-06		
Proporción 25/75		
Tiempos		Análisis Fotográfico
T0	T0h	Solución Compatible, Mezcla homogénea
T1	T2h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando crudo en la fase del fluido sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T2	T4h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando crudo en un 94% en la fase del fluido sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T3	T6h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando crudo en un 94% en la fase del fluido sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones

[Continuación Tabla 9]

Compatibilidad THIXSAL / Crudo PA-06		
Proporción 25/75		
Tiempos		Análisis Fotográfico
T4	T12h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando crudo en un 88% en la fase del fluido sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T5	T24h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando crudo en un 88% en la fase del fluido sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones

4.3.2.2 Mezcla de 50/50.

Tabla 10. Análisis de compatibilidad de THIXSAL/ PA 06 (50-50).

Compatibilidad THIXSAL / Crudo PA-06		
Proporción 50/50		
Tiempos		Análisis Fotográfico
T0	T0h	Solución Compatible, Mezcla homogénea
T1	T2h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando crudo en la fase del fluido sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T2	T4h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando crudo en la fase del fluido sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T3	T6h	Solución compatible, separación de la mezcla disminuyendo la presencia de crudo en la fase del fluido sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T4	T12h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando crudo en la fase del fluido sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T5	T24h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando crudo en la fase del fluido sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones

4.3.2.3 Mezcla 75/25.

Tabla 11. Análisis de compatibilidad de THIXSAL/ PA 06 (75/25).

Compatibilidad thixsal / crudo pa-06		
Proporción 75/25		
Tiempos		Análisis fotográfico
T0	T0h	Solución compatible, mezcla homogénea
T1	T2h	Solución compatible, separación de la mezcla, no total, se observan trazas de crudo en fase crudo y un tono oscuro en la fase fluido por la presencia de crudo esta sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T2	T4h	Solución compatible, se observan trazas de crudo en la fase crudo y un tono oscuro en la fase fluido por la presencia de crudo esta sin emulsionar, no hay una separación total, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T3	T6h	Solución compatible, se observan mayores trazas de crudo en la fase crudo (que el anterior de t 4h) y un tono oscuro en la fase fluido por la presencia de crudo esta sin emulsionar, no hay una separación total, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T4	T12h	Solución compatible, se observan trazas de crudo en la fase crudo y un tono oscuro en la fase fluido por la presencia de crudo esta sin emulsionar, no hay una separación total, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T5	T24h	Solución compatible, se observan trazas de crudo en la fase crudo y un tono oscuro en la fase fluido por la presencia de crudo esta sin emulsionar, no hay una separación total, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones

4.4 ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD PA-06:

4.4.1 Salmuera:

4.4.1.1 Mezcla 25/75.

Tabla 12. Análisis de compatibilidad de SALMUERA/ PA 41 (25/75).

Compatibilidad NaCl / Crudo PA-41		
Proporción 25/75		
Tiempos		Análisis Fotográfico
T0	T0h	Solución Compatible, Mezcla homogénea
T1	T2h	Solución compatible, turbidez en la fase acuosa con trazas de crudo, sin presencia de solidos ni emulsiones.
T2	T4h	Solución compatible, menos turbidez en la fase acuosa que el tiempo 2h, con trazas de crudo, sin presencia de solidos ni emulsiones.
T3	T6h	Solución compatible, menos turbidez en la fase acuosa que el tiempo 4h, con trazas de crudo, sin presencia de solidos ni emulsiones.
T4	T12h	Solución compatible, menos turbidez en la fase acuosa que el tiempo 6h, con trazas de crudo, sin presencia de solidos ni emulsiones.
T5	T24h	Solución compatible, poca turbidez en la fase acuosa, con trazas de crudo, sin presencia de solidos ni emulsiones.

4.4.1.2 Mezcla 50/50.

Tabla 13. Análisis de compatibilidad de SALMUERA/ PA 41 (50-50).

Compatibilidad NaCl / Crudo PA-41		
Proporción 50/50		
Tiempos		Análisis Fotográfico
T0	T0h	Solución Compatible, Mezcla homogénea
T1	T2h	Solución compatible, separación de la mezcla, se observan trazas de crudo en toda la fase acuosa, sin turbidez en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T2	T4h	Solución compatible, separación de la mezcla, se observan trazas de crudo en un 70% de la fase acuosa, sin turbidez en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones

[Continuación Tabla 13]

Compatibilidad NaCl / Crudo PA-41		
Proporción 50/50		
Tiempos		Análisis Fotográfico
T3	T6h	Solución compatible, separación de la mezcla, se observan trazas de crudo en un 60% de la fase acuosa, sin turbidez en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T4	T12h	Solución compatible, separación de la mezcla, se observan trazas de crudo en un 50% de la fase acuosa, sin turbidez en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T5	T24h	Solución compatible, separación de la mezcla, se observan trazas de crudo en un 40% de la fase acuosa, sin turbidez en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones

4.4.1.3 Mezcla 80/20.

Tabla 14. Análisis de compatibilidad de SALMUERA/ PA 41 (75-25).

Compatibilidad NaCl / Crudo PA-41		
Proporción 75/25		
Tiempos		Análisis Fotográfico
T0	T0h	Solución Compatible, Mezcla homogénea
T1	T2h	Solución compatible, separación de la mezcla con un 33,3% de turbidez y trazas de crudo en la fase de la salmuera, interfase oscura y turbia, sin presencia de solidos ni emulsiones
T2	T4h	Solución compatible, separación de la mezcla con un 33,3% de turbidez y trazas de crudo en la fase de la salmuera, interfase sin problemas, sin presencia de solidos ni emulsiones
T3	T6h	Solución compatible, separación de la mezcla con un 33,3% de turbidez (menos oscura que el tiempo de 4h) y trazas de crudo en la fase de la salmuera, interfase sin problemas, sin presencia de solidos ni emulsiones
T4	T12h	Solución compatible, separación de la mezcla con un 33,3% de turbidez (menos oscura que el tiempo de 6h) y trazas de crudo en la fase de la salmuera, interfase sin problemas, sin presencia de solidos ni emulsiones
T5	T24h	Solución compatible, separación de la mezcla con un 33,3% ligeramente turbio y trazas de crudo en la fase de la salmuera, interfase sin problemas, sin presencia de solidos ni emulsiones

4.4.2 Fluido Thixsal.

4.4.2.1 Mezcla 25/75.

Tabla 15. Análisis de compatibilidad de THIXSAL/ PA 41 (25-75).

Compatibilidad Thixsal / Crudo PA-41		
Proporción 25/75		
Tiempos		Análisis Fotográfico
T0	T0h	Solución Compatible, Mezcla homogénea
T1	T2h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando trazas de crudo en la fase del fluido sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T2	T4h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando crudo en un 30% en la fase del fluido sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T3	T6h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando crudo en un 30% en la fase del fluido sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T4	T12h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando crudo en un 30% en la fase del fluido sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T5	T24h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando crudo en un 30% en la fase del fluido sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones

4.4.2.2 Mezcla 50-50.

Tabla 16. Análisis de compatibilidad de THIXSAL/ PA 41 (50-50).

Compatibilidad Thixsal / Crudo PA-41		
Proporción 50-50		
Tiempos		Análisis Fotográfico
T0	T0h	Solución Compatible, Mezcla homogénea
T1	T2h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando un 50% de crudo en la fase del fluido sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones

[Continuación Tabla 16]

Compatibilidad Thixsal / Crudo PA-41		
Proporción 50-50		
Tiempos		Análisis Fotográfico
T2	T4h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando un 50% de crudo en la fase del fluido al fondo sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T3	T6h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando un 50% de crudo en la fase del fluido al fondo sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T4	T12h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando un 40% de crudo en la fase del fluido al fondo sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T5	T24h	Solución compatible, separación de la mezcla quedando un 40% de crudo en la fase del fluido al fondo sin emulsionar, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones

4.4.2.3 Mezcla 75-25.

Tabla 17. Análisis de compatibilidad de THIXSAL/ PA 41 (75/25).

Compatibilidad Thixsal / Crudo PA-41		
Proporción 75/25		
Tiempos		Análisis Fotográfico
T0	T0h	Solución Compatible, Mezcla homogénea
T1	T2h	Se presenta emulsion, no se agrega desinmulsificante, se toma registro fotográfico y se continúa con la prueba.
T2	T4h	Solución compatible, separación de la mezcla con un 40% de la fase de crudo, con trazas de crudo en la fase fluido, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T3	T6h	Solución compatible, separación de la mezcla con un 40% de la fase de crudo, con trazas de crudo en la fase fluido, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T4	T12h	Solución compatible, separación de la mezcla con un 40% de la fase de crudo, con trazas de crudo en la fase fluido, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones
T5	T24h	Solución compatible, separación de la mezcla con un 40% de la fase de crudo, con trazas de crudo en la fase fluido, sin problemas en la interfase, sin presencia de solidos ni emulsiones

5. CONCLUSIONES

- Los tipos de fluido de control empleados para las pruebas de compatibilidad a nivel de laboratorio fueron seleccionados a partir de fluidos utilizados en campos vecinos sin tener ningún tipo de inconvenientes. Se encontró a través de las pruebas que estos fluidos son compatibles con los crudos de los pozos del Campo Payoa.
- En la recolección de datos de servicios a pozo del Campo Payoa, se evidenció la disminución de la producción de gas sin importar el tipo de servicio, es decir que los pozos no alcanzan a recuperar su producción original al finalizar el servicio, algunos toman varios meses para estabilizarse y otros no logran recuperarse completamente.
- La disminución en el volumen de producción de gas puede estar asociada a daños causados en la formación debido al contacto que ejerce el fluido de control (crudo de ventas) con la formación y los fluidos del pozo.
- Las estimulaciones químicas que se realizan al terminar el servicio no son suficientes para que el pozo vuelva a recuperar el potencial de producción después de cada servicio.
- El fluido thixsal además de controlar el pozo se destaca porque su composición genera un sello en la formación que evita pérdidas por filtración y por ende protege al yacimiento de la invasión de fluidos y bloqueos por reacción al contacto.

6. RECOMENDACIONES

- Obtener una muestra de fluido de fondo para realizar pruebas de compatibilidad roca- fluido, de permeabilidad, con las cuales se podría tener una mejor selección de fluido para algún diseño específico que ayude a mitigar el daño presente y mejorar la producción de los pozos después de las futuras intervenciones.
- Utilizar el fluido thixsal ultra como fluido de control de campo, ya que proporciona ventajas adicionales como el sello a la formación, es reutilizable luego de un tratamiento económico y ha sido empleado con buenos resultados en pozos de campos aledaños con en la misma caracterización de la formación productoras que tiene el Campo Payoa.
- Realizar pruebas de caracterización completa del crudo de venta para determinar contenido de parafinas, asfáltenos y condiciones bajo las cuales precipitan a fin de evaluar la causa por la cual se está generando daño a la formación al utilizarlo como fluido de completamiento o en trabajos de reacondicionamiento de pozos.
- Realizar pruebas de compatibilidad con el filtrado de la formación de la píldora de control de perdida.
- Realizar pruebas de compatibilidad pozo a pozo con el fin de identificar y priorizar los pozos que tienen mayor tendencia a generar daño para los cuales se puedan diseñar concentraciones especiales de fluidos remediales.

BIBLIOGRAFÍA

CASTAÑO VALDERRAMA, Gonzalo y NAVAS CAMACHO, Luisa María. La presencia de las empresas petroleras canadienses en Colombia. Censat Agua Viva – FoE, Colombia, 2001.

GONZÁLEZ ESPINOSA, Juan Manuel. Daño a la formación en pozos petroleros, México D. F. CD. Universitaria, 2014.

INTERNATIONAL. Control de Pozos Well Control International. Bogota: Linotipia Bolivar, 2011.

MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución número 0971 27 de mayo de 2009.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍAS. Consolidado de puntos de fiscalización por contrato. [En línea]. Disponible en: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/489779/Consolidado%2B%20puntos+fiscalizacion-Pozos+por+contrato%2BMME-40.pdf/57380ed4-647d-4510-a208-9745811ca42c>

PEMEX. Cloruro de sodio empleado en fluidos de perforación, terminación y mantenimiento de pozos petroleros, Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos Y Organismos Subsidiarios. NRF-299-PEMEX-2012, p. 1-20. 18 de diciembre de 2012. [En línea]. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/165598402/NRF-299-PEMEX-2012-Cloruro-de-Sodio-Empleado-en-Fluidos-de-Perf-Term-y-Mantto-de-Pozos-Petroleros>

PETROSANTANDER. Requisitos para ingresar a operaciones Colombia, GHMB, p.5.

_____. Wellfrequency 2006-2018, 30 Oct-2018.

- _____. Estado mecánico Payoa 41; Payoa 4; Payoa 6; Payoa 09.
- _____. Fluido thixsal para la perforación y reparación de pozos (model fluids).
- _____. Informe wellservice PA-41 (Pump Pill) Octubre 2011.
- _____. Manual de terminación y mantenimiento de pozos.
- _____. Muestra de sistema Thixsal Ultra.
- _____. Procedimiento del proceso gestión HSEQ, requisitos para ingresar a operaciones Colombia.
- _____. Programa ws PA 06 (pump changel) Drilling and workover department, Colombia, 2014.
- _____. Programa WS PA 09 (Broken Rod & pump change). Colombia, Agosto 2010.
- _____. Programa WS PA 09 (Broken Rod & pump change). Colombia, Diciembre 2010.
- _____. Programa WS PA-09. TUBING HOLE, Mayo 05 de 2012.
- _____. Programa WS Payoa 09 (Failure on rod String & Organic Pill), 13 de julio de 2017.
- _____. Programa WS Payoa 09 (PUMP CHANGE), Octubre del 2013.
- _____. Programa WS Payoa 09 (SCO & PUMP CHANGE), 26 de septiembre del 2012.
- _____. Programa WS Payoa PA-41 (Pump Pill) Octubre 2011.

_____. Resumen campaña 17 wo provincia 2017 – 2018 (fluidos y servicios).

PROTEXA, S.A de C.V. División fluidos de perforación.

RINCÓN, Sergio Andrés y BAUTISTA, Andrés. Fluidos de completamiento, 2014. [En línea]. Disponible en: https://prezi.com/ilwobqj_vm20/fluidos-de-completamiento/

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary, Reparación. [En línea] Disponible en: www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/workover.aspx

_____. Oilfield Glossary, Salmuera. [En línea] Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/brine.aspx>

VILLEGAS DELGADILLO, Huascar. Universidad Autónoma Gabriel René Moreno Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología, Diseño de Fluidos de Perforación y Equipo de Control de Sólidos. Prácticas de Campo en el Área de Fluidos de Perforación.