EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA CONTROL DE ARENA EN POZOS PRODUCTORES EN UN CAMPO MADURO CON RECUPERACIÓN SECUNDARIA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM)

ADRIANA GÓMEZ HERNÁNDEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA
2021

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN TRATAMIENTO QUÍMICO PARA CONTROL DE ARENA EN POZOS PRODUCTORES EN UN CAMPO MADURO CON RECUPERACIÓN SECUNDARIA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (VMM)

ADRIANA GÓMEZ HERNÁNDEZ

Trabajo de grado Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas

Director
JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN M.SC.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA
2021

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN 11
1. MARCO TEÓRICO 13
1.1 TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA 16
1.2 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS 21
2. SELECCIÓN ÁREA DE ESTUDIO 23
3. EVALUACIÓN TÉCNICA Y ANÁLISIS DE LA EFECTIVIDAD DEL TRATAMIENTO 34
3.1 POZO N_02 36
3.2 POZO N_03 41
3.3 POZO N_06 46
3.4 POZO N_09 52
3.5 POZO N_10 60
3.6 POZO N_13 65
3.7 RESUMEN RESULTADOS EVALUACIÓN TÉCNICA 71
4. RESULTADOS 79
5. CONCLUSIONES 81
6. RECOMENDACIONES 83
BIBLIOGRAFÍA 85

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Sand Control Completion Techniques....18
Figura 2. Estadística Eventos Asociados a Producción de Arena en el Campo de Estudio 24
Figura 3. Porcentaje de Pozos Afectados por Producción de Arena por Sector....25
Figura 4. Histórico de Producción de Arena en Pozos Productores del Primer Proceso de Producción del Campo....27
Figura 5. Histórico de Producción de Arena en Pozos Productores del Primer Proceso 28
Figura 6. Comportamiento de Producción de los Pozos del Sector....29
Figura 7. Esquema Integridad Mecánica Zona Afectada por Producción de Arena 30
Figura 8. Histórico de Producción de Arena de Pozos en Proceso de Recuperación Secundaria 31
Figura 9. Flujo de Trabajo para Evaluación de Resultados....34
Figura 10. Parámetros de Evaluación de Resultados 35
Figura 11. Ubicación Pozo N_02 e Inyectores I_00 & I_05 37
Figura 12. Comportamiento de Producción del Pozo N_02 Después del Tratamiento 38
Figura 13. Histórico de Limpiezas de Arena en el Pozo N_02 40
Figura 14. Ubicación Pozo N_03 e Inyectores I_00 & I_05 42
Figura 15. Comportamiento de Producción del Pozo N_03 Después del Tratamiento 43
Figura 16. Histórico de Intervenciones en el Pozo N_03....45
Figura 17. Ubicación Pozo N_06 e Inyectores I_08 & I_05 47

Figura 18. Comportamiento de Producción del Pozo N_06 Después del Tratamiento 48
Figura 19. Resultado Registro de Integridad y Muestra del Pozo N_06 51
Figura 20. Ubicación Pozo N_09 e inyectores I_08, I_11 & I_25 53
Figura 21. Comportamiento de producción del pozo N_09 después del tratamiento 54
Figura 22. Histórico de Intervenciones en el Pozo N_09 57
Figura 23. Registro Integridad Mecánica N_09 58
Figura 24. Imagen 3D Integridad del Casing Afectado 59
Figura 25. Ubicación Pozo N_10 e Inyectores I_30, I_08 & I_25 61
Figura 26. Comportamiento de Producción del Pozo N_10 Después del Tratamiento 62
Figura 27. Histórico de Intervenciones en el Pozo N_10 64
Figura 28. Ubicación Pozo N_13 e Inyectores I_34, I_11 & I_25 66
Figura 29. Comportamiento de Producción del Pozo N_13 Después del Tratamiento 67
Figura 30. Histórico de Intervenciones en el Pozo N_13 69
Figura 31. Registro Integridad Mecánica N_13 70
Figura 32. Comparación Acumulados y Tasa de Producción Pozos del Sector 72
Figura 33. Número de Intervenciones y RL Promedio de los Pozos del Sector 73
Figura 34. Resultados de Producción TTO LIK 75

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Métodos Químicos para Evitar la Producción de Arena 19
Tabla 2. Pozos Afectados por Sector.....25
Tabla 3. Características Pozos Seleccionados para el Estudio.....33
Tabla 4. Descripción Tratamiento Pozo N_02.....36
Tabla 5. Monitoreo de Producción de Solidos del Pozo N-02 39
Tabla 6. Desempeño RL del Pozo N_02 Después del Tratamiento 39
Tabla 7. Descripción Tratamiento Pozo N_03.....41
Tabla 8. Monitoreo de Producción de Solidos del Pozo N_03.....44
Tabla 9. Desempeño RL del Pozo N_03 Después del Tratamiento 44
Tabla 10. Descripción Tratamiento Pozo N_06.....46
Tabla 11. Monitoreo de Producción de Solidos del Pozo N_06.....49
Tabla 12. Desempeño RL del Pozo N_06 Después del Tratamiento 50
Tabla 13. Descripción Tratamiento Pozo N_09.....52
Tabla 14. Monitoreo de Producción de Solidos del Pozo N_09.....55
Tabla 15. Desempeño RL del Pozo N_09 Después del Tratamiento 56
Tabla 16. Descripción Tratamiento Pozo N_10.....60
Tabla 17. Monitoreo de Producción de Solidos del Pozo N_10.....63
Tabla 18. Desempeño RL del Pozo N_10 Después del Tratamiento 64
Tabla 19. Descripción Tratamiento Pozo N_13.....65
Tabla 20. Monitoreo de Producción de Solidos del Pozo N_13.....68
Tabla 21. Desempeño RL del Pozo N_13 Después del Tratamiento 69
Tabla 22. Resultados de la Evaluación Técnica del Tratamiento en los 6 Pozos Estudio 71
Tabla 23. Costos Servicio (Equipo y Servicio de ALS PCP) [USD] 74

Tabla 24. Costos TTO LIK [USD].....75
Tabla 25. Parámetros Ajuste Declinación Curva Tipo (TTO LIK) 76
Tabla 26. Parámetros Evaluación Económica.....77
Tabla 27. Resultados Evaluación Económica TTO LIK.....77
Tabla 28. Indicadores Económicos TTO LIK.....78

ABREVIATURAS

ALS	Artificial Lift System (Sistema de levantamiento artificial)
Bbl.	Barriles.
BES	Bombeo Electro sumergible
BOPD	Barriles de petróleo por día
BFPD	Barriles de fluido por día
cc	Centímetro cúbico
DD	Pressure drawdown (Caída de presión)
FLAP	Fluid Level above Pump (Nivel de fluido sobre la bomba)
ft	Pie
g	Gramos
H	Hidrógeno
IC	Initial completion (Completamiento inicial)
In	Pulgada
INTAKE	take into (Entrada a la bomba)
Lb	Libras
MBO	Miles de Barriles de aceite
mD	Milidarcies
MD	Measure Depth (Profundidad de medición)
mV	Milivoltios
µm	Micrones
PCP	Progresive cavity pump (Bombeo de cavidad progresivas)
psi	Pounds Per Square Inch (libras por pulgada cuadrada)
pwf	Bottom hole flowing pressure (presión de fondo fluyente)
RL	Run Life (tiempo de Servicio)
scf	Standard cubic feet (Pies cúbicos estándar)
VMM.	Valle Medio del Magdalena.

RESUMEN

TÍTULO: Evaluación Técnico-Económica de un Tratamiento Químico para Control de Arena en Pozos Productores en un Campo Maduro con Recuperación Secundaria del Valle Medio del Magdalena (VMM)[*]

AUTOR: Adriana Gómez Hernández[**]

PALABRAS CLAVES: Arena, Arenamiento, Inyección de Agua, Tratamiento Químico, Integridad Mecánica, Falla, Yacimiento Maduro.

DESCRIPCIÓN:
La producción de arena es uno de los problemas más frecuentes que ocurren durante la vida productiva de los pozos en campos de producción de petróleo, esta puede darse durante cualquier etapa de la vida productiva del pozo, en diferente magnitud dependiendo de algunas características propias del yacimiento (friabilidad, permeabilidad, volumen de arcilla), las condiciones de producción (FLAP, PWF, Tasa de producción) y la operación del campo (estabilidad de la inyección, continuidad de la producción, parada de pozos).

Para el desarrollo del proyecto se selección una zona que históricamente ha presentado problemas de arenamiento, bajo RL, perdida de producción y continua limpieza de arena en fondo de pozo, en un campo maduro sometido a inyección de agua localizado en VMM, se hizo la evaluación y aplicación de una alternativa de tratamiento químico para producir los pozos disminuyendo la producción de arena e incrementando la producción.

Se realizaron pruebas en pozos en diferentes etapas productivas, incluyendo pozos recién perforados (IC), buscando definir la etapa productiva del pozo en la que se debe aplicar el tratamiento, adicional a la evaluación técnica de los resultados de obtenidos con el tratamiento implementado se realizó la evaluación de la viabilidad económica para definir la posibilidad de hacer una implementación en los pozos futuros en el sector con los fundamentos técnicos para seleccionar el mejor momento de implementación y evitar el arenamiento de los pozos.

[*] Trabajo de grado

[**] Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas. Director: John Alexander León Pabón M.SC.

ABSTRACT

TITLE: A Technical and Economic Evaluation of One Chemical Treatment Used to Control Sand Production in Producer Wells in a MATURE Field Under Waterflooding Located on Middle Magdalena Valley (VMM)[*]

AUTHOR: Adriana Gomez Hernandez[**]

KEYWORDS: Sand, Sanded, Waterflooding, Chemical Treatment, Mechanical Integrity, Falla, Mature Reservoir.

DESCRIPTION:
Sand production is one of the most frequent problems that oil production operators face during the wells' productive life. This could happen in any of the production stages of the wells. The magnitude of the problem depends on some characteristics of the reservoir (friability, permeability, amount of clay, etc.) the production condition (FLAP, PWF, Production rate, etc.), and also the operational situations in the field (waterflooding stability, production continuity, run time, etc.).

To develop this project, a study area that historically had have sand production problems were selected; this area also has oil production losses and continuously required sand cleaning. This is in a mature field under waterflooding during 60 years in the MMV. This project is focus in the technical evaluation, and application of one chemical treatment alternative that allow to improve the oil production and reduce the problems associated with the sand.

Wells in different production stages were selected for the study (including IC) to define the better production stage to apply the chemical treatment. Additionally, the results obtained with the technical evaluation were economically evaluated to know the economic viability of implementing it in further wells in the same sector with the technical fundament to select the best time to implement it and avoid sanded wells.

[*] Degree Work

[**] Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Master in Oil and Gas Engineering. Director: John Alexander León Pabón M.SC.

INTRODUCCIÓN

La producción de arena es uno de los problemas más frecuentes que ocurren durante la vida productiva de los pozos en campos de petróleos, su intensidad y gravedad varia con el grado de cementación de los granos de la arena productora y con la forma como están completados los pozos.

Este problema acarrea dificultades que se reflejan en la productividad de los pozos, en las fallas de los equipos de levantamiento artificial (ALS) y con el tiempo hasta en pérdidas de integridad severas que afectan las reservas recuperables de los campos.

Es un desafío que requiere de un constante monitoreo y seguimiento con implicaciones tanto de recurso humano como de recurso financiero, todo con el fin de manejar, controlar y conocer todos los factores que tienen efecto sobre este, y así poder llegar a mitigar el problema generado por este fenómeno en los pozos, lo que lleva a buscar alternativas de manejo y tratamientos nuevos, mejores y con mayores beneficios costo – efectivos.

Buscando controlar la producción de arena en los campos petroleros durante muchos años en la industria se han utilizado diversas técnicas como control mecánico (mallas, empaque de grava) o sistemas de control de base química (resinas epoxi o resinas fenólicas), también existen métodos como el cañoneo orientado o el control DD y el manejo de superficie. En algunos casos de estudio han presentado buenos resultados, mientras en otros se ha registrado pérdida de la producción de los pozos, cada técnica tiene sus restricciones y dependen de diferentes factores que los afectan.

El campo objetivo de este trabajo es un campo maduro con una historia de más de 40 años de inyección de agua y más de 900 pozos activos. Cuenta con una recopilación de información de producción e intervenciones durante su historia de producción e inyección. Este documento focaliza el estudio en un sector determinado del campo, luego del diagnóstico inicial del campo donde se identificó una subárea con alta frecuencia de arenamiento, mayor número de abandonos de pozos, menor madurez de inyección, menores tasas de inyección, mayores fallas de fondo e intervenciones con mayores tiempos y costos asociados.

Esta guía práctica aplicada a un caso real se fundamentó en la evaluación desde el punto técnico y económico de una campaña de implementación de un tratamiento químico con un producto comercial, que se denomina en el documento como TTO LIK, para el control de arena, se evaluará su efectividad, porcentaje de éxito, factores que afectan los trabajos y las lecciones aprendidas de la implementación, con el fin de definir la viabilidad de implementar este producto en los pozos que se contemplan en los planes de desarrollo futuro.

1. MARCO TEÓRICO

La producción de arena es uno de los problemas más frecuentes que ocurren durante la vida productiva de los pozos en campos de petróleos. Se define arena como las partículas de formación pequeñas, cuyo diámetro oscila entre 0,0625 mm y 2 mm, que en ocasione llegan a ser producidas junto con el petróleo y el agua provenientes del yacimiento.[1]

Su intensidad y la gravedad con la que afecta los pozos varia con el grado de cementación de los granos de la arena productora, con los esfuerzos a los que está sometida la formación, (Presión de poro vs la presión de sobrecarga) y con la forma como están completados los pozos.[2]

Este problema acarrea dificultades que se reflejan en la productividad, ya que puede restringir la productividad, erosionar los componentes de la terminación, impedir el acceso al pozo, interferir con la operación de los equipamientos de fondo de pozo en las fallas de equipos de levantamiento artificial y con el tiempo hasta en pérdidas de integridad que afectan las reservas recuperables de los campos. [3]

Se conoce que los problemas de producción de arena en campos maduros, ya que durante su vida productiva la presión de poro, que es la fuerza ejercida por los fluidos que se encuentran en los poros que usualmente se calculan como la

[1] SCHLUMBERGER. Producción de arena. 1 de 03 de 2021. Obtenido de glossary.oilfield.slb.com/es/terms/: https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/s/sand_production
[2] TONCEL HERNANDEZ, E. A. Factibilidad tecnica y financiera para la fabricación de material propante, base arena natural, utilizado en el fracturamiento hidraulico en Colombia.2013
[3] SCHLUMBERGER. Producción de arena. 1 de 03 de 2021. Obtenido de glossary.oilfield.slb.com/es/terms/: https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/s/sand_production

columna hidrostática[4], disminuye cuando no se cuenta con un método natural (influjo de agua) o secundario (inyección) que permita mantener la presión, esta caída de presión suele debilitar el soporte de la formación a las arenas suprayacentes y genera una migración de los granos de arena por la pérdida de cohesión y sobrecarga[5], adicionalmente si los yacimientos son sometidos a extensos procesos de inyección de agua el arenamiento será más frecuente y más grave que en campos jóvenes.

Según AL-AWAD,[6] la clasificación de la producción de arena se basa principalmente en dos factores, el tamaño de las partículas y los mecanismos de producción que son los que definen la interacción entre los fluidos y los sólidos presentes en el yacimiento, mientras que la producción de arena está relacionada con la modificación las fuerzas de arrastre y los gradientes de presión en los pozos, la migración de finos por otra parte está relacionada con la desintegración del cemento de la matriz de la roca.

La producción de arena puede ser:

- **Transitoria**, durante la limpieza después de la perforación o estimulación y después del avance de la inyección de agua, la producción de arena disminuye con el tiempo a una tasa de producción constante.
- **Continua**, ocurre en formaciones de arenisca poco consolidad cuando no se tiene control de arena
- **Catastrófica**, cuando se producen los fluidos a alta velocidad o con una alta caída de presión en el pozo, puede llegar a presentar problemas de integridad en el ALS y en los pozos.

[4] SCHLUMBERGER. Producción de arena. 1 de 03 de 2021. Obtenido de glossary.oilfield.slb.com/es/terms/: https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/s/sand_production
[5] JAIMES SUÁREZ, D., & CARVAJA ARIAS, L.E. Propuesta Metodologica para la selección de accesorios para manejo de arena en pozos del campo La Cira-Infanras. Burcaramanga: UIS. 2019
[6] AL-AWAD, M. The Mechanism of Sand Production Caused by Pore Pressure Fluctuations. Oil & Gas Science and Technology, 2001. 339-345

Los daños que presentan los equipos de ALS han sido estudiado ampliamente por varios autores, en los equipos con Bombeo mecánico por ejemplo GHAREEB & GREER,[7] indican que las particulas de mayor tamaño se asientan en la parte superior de la bomba, mientras las pequeñas viajan junto al fluido y son llevadas hasta superficie generan fricción entre el barril y el pistón (sand Cutting), también pueden generar atascamiento de la bombas y pérdida de producción por la deficiencia que genera el escurriemiento en la bomba.

En equipos BES, se tienen varias dificultades asociadas a la producción de arena, ya que no tienen un buen manejo de sólidos en suspensión, según JAIMES SUÁREZ & CARVAJAL ARIAS[8] las altas vibraciones generadas, la precipitación de sólidos que generan atascamiento de la bomba y aceleración de procesos abrasivo en la tubería y problemas al arranque y taponamiento de impulsores y en casos extremos incluso la rotura del eje, se define que este tipo de ALS tiene baja tolerancia al manejo de fluidos con alto contenido de arena.

Para equipos PCP, se presenta la ventaja de tener una alta tolerancia a la producción de fluidos más viscosos y/o con sólidos en suspensión (partículas más pequeñas)[9], es por eso que son los ALS seleccionado usualmente en zonas que se sabe que los pozos van a tener alta producción de arena, adicional como no poseen válvulas ni trampas de gas no tienen accesorios adicionales que permitan la acumulación de arena que bloquee el movimiento de la bomba, sin embargo, tienen un requerimiento de nivel mínimo de producción o control de drow dawn

[7] GHAREEB, M., & Greer, B. Challenges in selection and design the Beam Pumped wells completion. Middle East Drilling Technilogy Conference and Exhibition. Muzcat Oman: SPE/IADC. 2011
[8] JAIMES SUÁREZ, & CARVAJAL ARIAS, Óp. Cit.
[9] HIRSCHFELDT, M. Manual de Bombeo de Cavidades progresivas. En M. Hirschfeldt, Manual de Bombeo de Cavidades progresivas (págs. 2-40). OilProduction.net. 2008

disminuyendo así la capacidad de extracción y por las altas velocidades (altas tasas) pueden presentar altas vibraciones, por lo que son sistemas de levantamiento que pueden trabajar en pozos con producción de arena según HIRSCHFELDT[10] pueden llegar a producir hasta con corte de 50% de arena pero no pueden manejar altas tasas de fluido, dependiendo del casing de producción entre 600 BFPD y 950 BFPD, la continua producción de arena puede llegar a generar desgaste del estator, lo que ocasiona una pérdida de la eficiencia de la bomba.

Los factores que inciden en la tendencia a producir arena de un pozo, según MOLINA MEDINA & OSORIO ROSADO[11] se pueden clasificar en las categorías fluido-fluido y efecto de la resistencia de la roca, como el flujo de fluidos, la geología de las zonas, la dirección de la perforación, el grado de consolidación del reservorio, la tasa de producción de los pozos, la viscosidad de fluido, la producción de agua, zonas de cañoneo, reducción de la presión de poro y cambios de drawdown entre otros.

1.1 TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA

Las técnicas de control de arena pueden ser preventivas (antes de la producción inicial del pozo) o correctivas (cuando ya se han presentado los problemas de arenamiento). Según MOLINA MEDINA & OSORIO ROSADO[12] pueden ser abordados desde 5 etapas o enfoques diferentes.

[10] HIRSCHFELDT, M. Manual de Bombeo de Cavidades progresivas.
[11] MOLINA MEDINA, G.C., & OSORIO ROSADO, C.A. Diagnostico tecnico y economico de las tecnologias usadas en el manejo de la producción de arena que permitan disminuir la frecuencia de falla y la perdida de producción en el campo Bonanza de la SOM de GRMM de Ecopetrol S.A.
[12] MOLINA MEDINA, G.C., & OSORIO ROSADO, C.A. Diagnostico tecnico y economico de las tecnologias usadas en el manejo de la producción de arena que permitan disminuir la frecuencia de falla y la perdida de producción en el campo Bonanza de la SOM de GRMM de Ecopetrol S.A.

- **La predicción**, a través del estudio histórico del comportamiento de producción de los pozos que pueden alimentar una evaluación analítica o un modelo geomecánica, que permitan definir por ejemplo la mejor trayectoria de un pozo.
- **Monitoreo**, seguimiento histórico de los eventos de arenamiento y la cantidad de PPM que produce un pozo o con sensores en fondo y superficie que permitan tener medidas en tiempo real y analizar su incidencia en la vida de los pozos.
- **Producción**, seleccionar un ALS que con sus accesorios y materiales permita manejar la arena con control de tasa de flujo, control de DD y accesorios desarenadores.
- **Exclusión**, implementar alguna tecnología en fondo que permita bloquear la producción de arena. Pueden ser mecánicos (barreras), químicos (aglomerantes) o combinados de los dos anteriores.

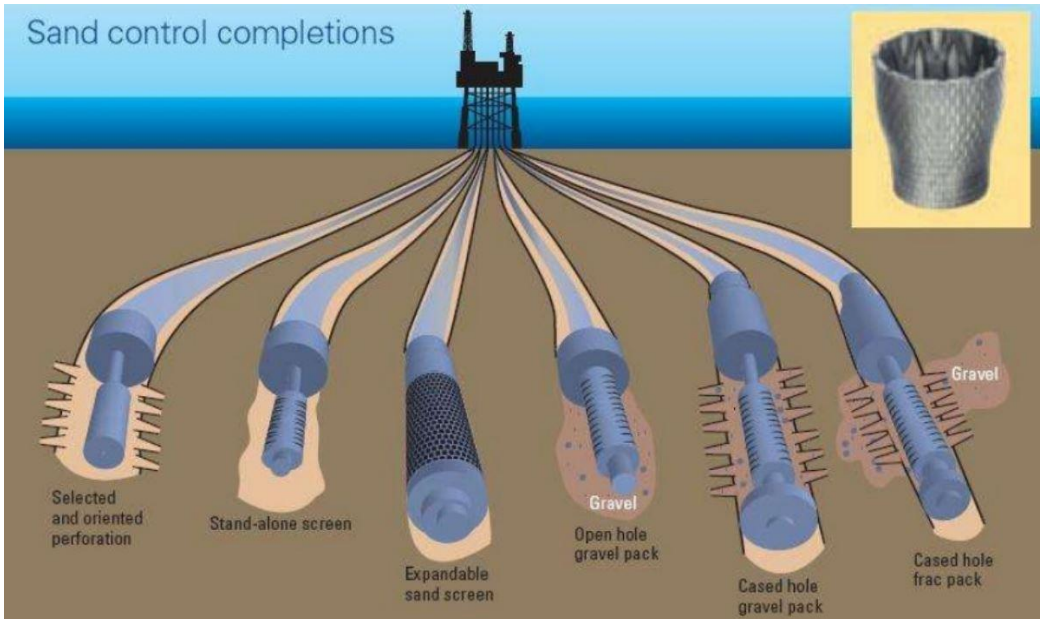
  El 60% de las etapas están enfocadas en mitigar los problemas que genera en el sistema la producción de arena, mientras que la predicción puede llegar a evitar la producción de arena requerirá de la información necesaria y construcción de un modelo predictivo acertado que será de gran utilizada en la perforación de pozos, sin embargo, la última etapa es la que permite erradicar el problema de la producción de arena en pozos existentes, la implementación va a depender en gran medida de la aplicabilidad, los antecedentes históricos, la duración del tratamiento y la evaluación económica del mismo.[13]

- **Control mecánico**, tiene como objetivo generar una barrera en la cara del pozo que no permita que la arena llegue hasta el ALS y de ahí al sistema de recolección. Como se muestra en la Figura 1.

[13] MOLINA MEDINA, G.C., & OSORIO ROSADO, C.A. Diagnostico tecnico y economico de las tecnologias usadas en el manejo de la producción de arena que permitan disminuir la frecuencia de falla y la perdida de producción en el campo Bonanza de la SOM de GRMM de Ecopetrol S.A.

- Existen seis principales métodos de control de arena mecánicos, de izquierda a derecha[14]:
  1. Cañoneo orientado (función de los esfuerzos)
  2. Liner sin empaquetar con grava (hueco abierto)
  3. Rejillas pre-empaquetadas
  4. Empaque con grava en hueco abierto
  5. Empaque con grava en hueco revestido
  6. Empaque con grava a través de tubería de producción.

Figura 1. Sand Control Completion Techniques



Fuente: GN Solids Control. Sand control vs., solids control equipments. 2011. Disponible en: http://oilfield.gnsolidscontrol.com/sand-control-v-s-solids-control-equipments/.Copyright [2011]

Cada tipo de completamiento tienen sus ventajas y desventajas, en huecos no revestidos se puede generar colapso del pozo, en los no empaquetados una

[14] MUÑOZ CANTILLO, L.R., & SANTAMARIA DÍAZ, S. Evaluación de los metodos de control de arena implementados en el campo La CIra Infantas. Bucaramanga: UIS. 2016

porción cercana al 10% según MOLINA MEDINA & OSORIO ROSADO[15] de la arena tiene un tamaño de particula menor a la ranura de las regillas o liner y para el caso de los empaquetados con grava con el tiempo se presenta taponamiento y pérdida de la productividad lo que genera operaciónes adicionales de lavado, su aplicación dependera en gran medida de las condiciones de producción y los costos asociados a cada tecnología.

Otro mecanismo que puede ser empleado es el control con métodos químicos, que pueden ser resinas inyectadas en la formación con mayor producción de arena que estabilizan los sólidos en la formación y evitan que estos migren al interior del pozo[16] y MOLINA MEDINA & OSORIO ROSADO[17]. Pueden ser consolidación con alta energia de resina o consolidación plastica, en la Tabla 1.

Tabla 1. Métodos Químicos para Evitar la Producción de Arena

Consolidación Plástica	Consolidación con Resina
Principio	**Principio**
Bombear resina en la formación para recubrir los granos y endurecerlos, incrementando la fuerza de cohesión cerca a la cara del pozo. En otras palabras, mejora la cementación de la zona cercana a la cara del pozo.	Detener la producción de arena con grava recubierta con resina inyectada en la formación hasta formar un recubrimiento en las perforaciones del pozo.

Consolidación Plástica	Consolidación con Resina
Consideraciones	**Consideraciones**
• Buena cementación de pozo • Cañoneo mínimo de 4tpp • Sistemas limpios • Pre-flujo antes de etapas múltiples	• Fracturamiento • Cañoneo con sobre balance • Flujo con sobre balance

[15] MOLINA MEDINA, G.C., & OSORIO ROSADO, Óp. Cit.
[16] AL-AWAD, Óp. Cit.
[17] MOLINA MEDINA, G.C., & OSORIO ROSADO, Óp. Cit.

Consolidación Plástica	Consolidación con Resina
Ventajas	**Ventajas**
• Aumenta la resistencia de la formación • Pozo queda completamente abierto • Se puede aplicar atreves de la tubería	• La resina alcanza gran resistencia a los esfuerzos y no afecta la permeabilidad • Puede emplearse en intervalos micro fracturados o cavernosos

Consolidación Plástica	Consolidación con Resina
Desventajas	**Desventajas**
• Disminuye la permeabilidad • Dificulta colocar químicos y resina en la formación • No presenta buena divergencia • En intervalos grandes se disminuye la vida útil • Costos elevados	• En intervalos grandes se disminuye la efectividad • Sensible a la acidificación • Requiere equipo en sitio • Sensible a la temperatura

Fuente: MOLINA MEDINA & OSORIO ROSADO, 2013 y MUÑOZ CANTILLO, L.R., & SANTAMARIA DÍAZ, S. Evaluación de los metodos de control de arena implementados en el campo La CIra Infantas. Bucaramanga: UIS. 2016

Comercialmente algunas empresas se han enfocado en complementar el principio de funcionamiento de los medios control químico, generando en el caso de este proyecto un químico para incrementar la mayor cantidad de flujo libre de arena (MSFR), eliminando o reduciendo significativamente la migración de finos, aunque se advierte que no es una solución absoluta para el control de arena tal como Gravel Pack, Frack Pack o Expandible Screen, si incrementa las fuerzas de conglomeración entre los granos de arena y modifica la permeabilidad relativa de la formación.

Un producto químico que conglomera los granos de arena y partículas finas y, por lo tanto, es un agente de conglomeración de matriz. Trabaja modificando el Potencial Zeta del grano de arena que se define por la carga desarrollada en la interfaz del límite de corte hidrodinámico entre superficies sólidas como producto de la repulsión electrostática y las fuerzas de atracción relacionadas con las fuerzas de Van der Waals. Por lo tanto, el potencial Zeta es función de la carga de la partícula, cualquier capa absorbida en la interfaz, la naturaleza y composición del medio de suspensión circundante. Es decir, la potencial zeta puede verse afectado por cambios en el pH, conductividad del medio (salinidad y tipo de sal) y concentración de aditivos específicos (polímeros, tensioactivos no iónicos, etc.). Las partículas con valores de potencial zeta entre -20 y 20 mV tienen una carga efectiva lo suficientemente baja como para que la repulsión entre ellas se reduzca hasta un punto en el que pueda producirse la conglomeración (floculación y agregación).[18] Por lo que las fuerzas de conglomeración entre las partículas de arena se incrementan, evitando que la arena viaje al pozo.

1.2 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

- Diaz y Diaz (2002) presentaron un diagnóstico del problema de producción de arena y desarrollo de una metodología para la selección del método más adecuado para su control en el área mayor de Socorro.
- Montesdeoca (2008) evaluó los sistemas de control de la producción de arena, que se han implementado en varios pozos del campo Fanny-18B Bloque Tarapoa, con el objetivo de establecer el método de control más eficiente, reduciendo la producción de solidos con la menor afectación posible a la producción de los pozos.

[18] NÚÑEZ, W., QUINTERO, G., MANCILLA, D., KLEBER, M., CASTANO, C., MENDOZA, A., . . . MEDINA, C. Reduction in Oilwell Sand Production by Sand's Zeta potencial alteration in Colombia Oil Fields: A Chemical Particle Conglomeration Approach. ACIPET, 3-6. 2015

- Goyeneche y Hernández (2009) desarrollaron estudio se involucraron conceptos básicos para el entendimiento del fenómeno, factores influyentes, problemas causados por este, metodologías y tecnologías aplicadas en el manejo / control de arena en el mundo. Se emplean parámetros operacionales (revisión de histórico de eventos de cada pozo seleccionado) junto a las propiedades de yacimiento y el estudio geomecánica (comportamiento mecánico) de las formaciones productoras, con el fin de identificar las posibles causas/ mecanismos que generan la producción de arena en un campo maduro.
- Ariza y Ariza (2010) evaluaron la efectividad de Aplicación de Resinas Químicas como Método de Control de Producción de Arena En Formaciones Poco Consolidadas en el Campo Llanito.
- Ruiz (2010) presentó una evaluación de las técnicas usadas para control de arena aplicadas en el campo Ita con el objetivo de proponer la más adecuada estudiando el comportamiento de los historiales productivos
- Latorre (2012) desarrolló una metodología para la evaluación cuantitativa de volúmenes de producción de arena.
- Toncel (2013) presentó la factibilidad técnica y financiera para la fabricación de material proponte, base arena natural, utilizado en el fracturamiento hidráulico en Colombia.
- Molina y Osorio (2013) realizó un diagnostico técnico y económico de las tecnologías usadas en el manejo de la producción de arena que permitan disminuir la frecuencia de falla y la perdida de producción en el campo bonanza de la SOM de GRMM de Ecopetrol S.A.
- Muñoz y Santamaria[19] presentaron una evaluación de los métodos de control de arena implementados en el campo la Cira Infantas.
- Carvajal y Jaimes[20] desarrollaron una metodológica para la Selección de Accesorios para Manejo de Arena en Pozos del Campo La Cira-Infantas.

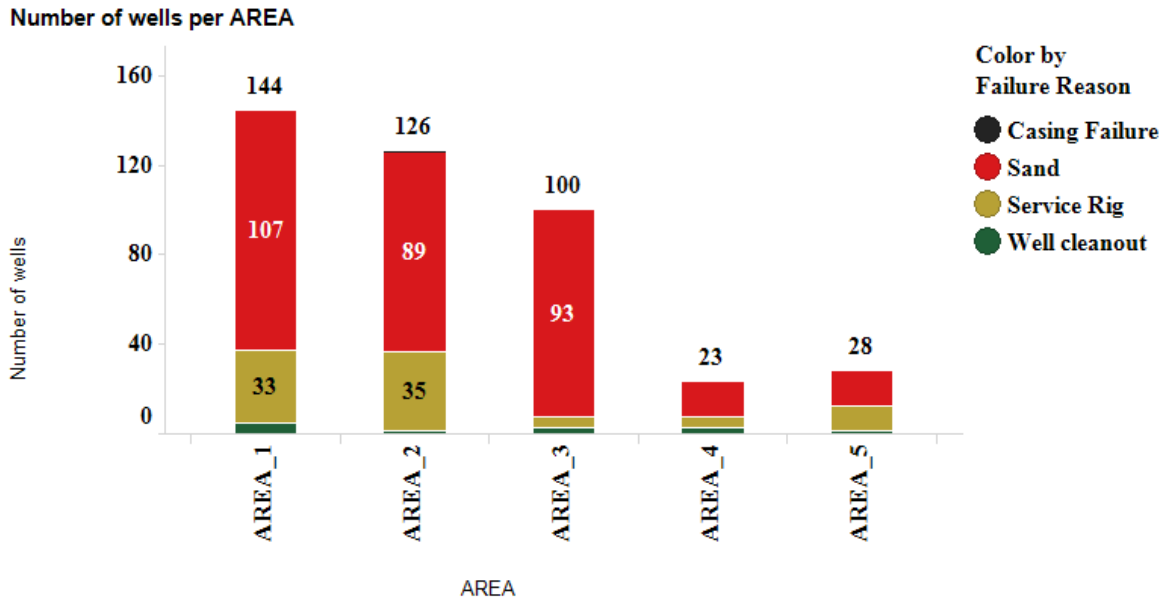
[19] MUÑOZ CANTILLO, L.R., & SANTAMARIA DÍAZ, S. Óp. Cit.

2. SELECCIÓN ÁREA DE ESTUDIO

La selección del área de estudio cuenta con una recopilación de los datos históricos de fallas por arenamiento de pozos (pérdida de producción debido a la acumulación de arena en los pozos), limpieza de arena y servicios a pozos en los que se presentaron fallas asociadas a la producción de arena en los diferentes sectores del campo, en la Figura 2 Presenta los resultados históricos de las 5 áreas principales del campo, en la gráfica se presenta la principal razón de intervención y el número de pozos asociados a la misma, el AREA_1 tuvo un 74% de las fallas asociadas a producción de arena, siendo esta área el 34% de los pozos analizados del campo, se seleccionó esta área para el estudio por presentar mayor ocurrencia de casos de arenamiento y un alto número de servicios de pozo derivados de la producción de arena.

[20] JAIMES SUÁREZ, & CARVAJAL ARIAS, Óp. Cit.

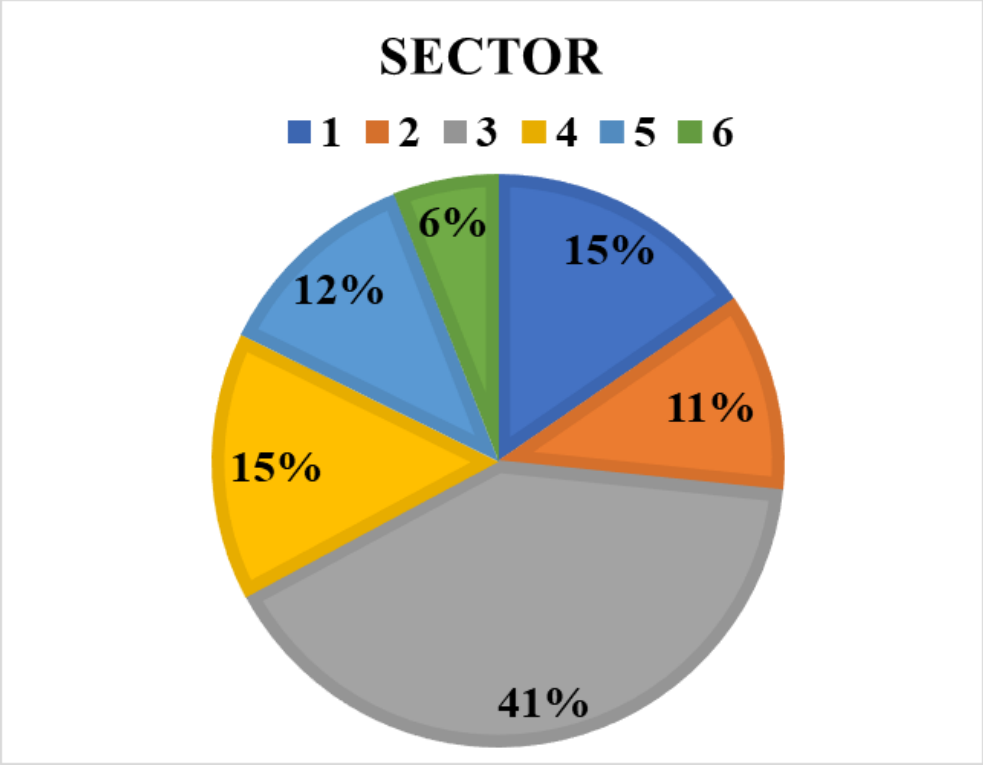
Figura 2. Estadística Eventos Asociados a Producción de Arena en el Campo de Estudio



Una vez seleccionada el área, se delimitó la zona de estudio con la evaluación en los sectores que estaban definidos previamente por el equipo de yacimientos, sectores delimitados en función del modelo estructural y estratigráfico del área, estos sectores cuentan con diferentes características de friabilidad, volumen de arcilla, madurez y permeabilidad. A pesar de que los pozos se encuentran completados en las mismas zonas productoras tienen diferencias en el comportamiento de producción de arena, como se muestra en la Figura 3.

En total se cuenta con 6 sectores, cada sector cuenta con un número diferente de pozos perforados que van de 17 pozos (sector 6) hasta 69 pozos (sector 1).

Figura 3. Porcentaje de Pozos Afectados por Producción de Arena por Sector.



Para realizar la comparación y evidenciar la gravedad de la afectación por producción de arena en cada sector se definió evaluar el porcentaje de pozos con 3 o más intervenciones durante su vida productiva asociadas a la producción de arena, como el número de pozos con 3 o más intervención con relación al número total de pozos con 3 o más intervenciones en el área 1.

Tabla 2. Pozos Afectados por Sector

Sector	Pozos con 3 o más intervenciones	Pozos perforados	% Pozos afectados en el Sector	% Pozos afectados vs total de pozos afectados en el Área
1	13	40	32.7%	15.4%

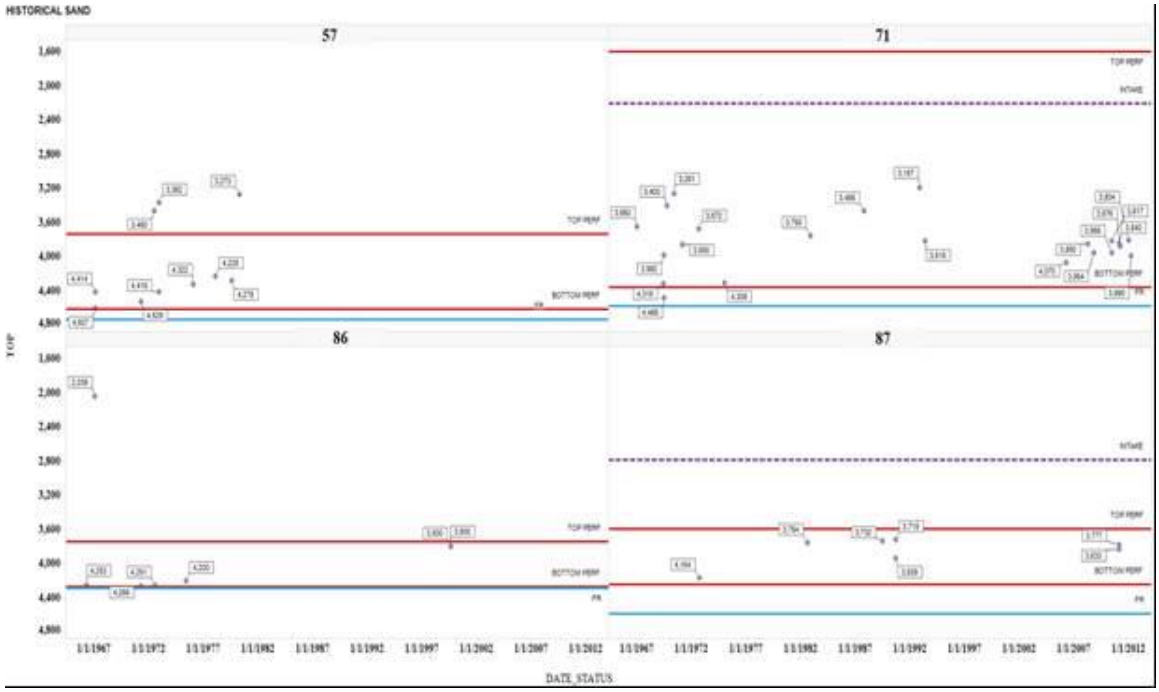
Sector	Pozos con 3 o más intervenciones	Pozos perforados	% Pozos afectados en el Sector	% Pozos afectados vs total de pozos afectados en el Área
2	10	23	41.4%	11.2%
3	34	69	49.9%	40.5%
4	13	29	44.3%	15.1%
5	10	22	45.6%	11.8%
6	5	17	29.5%	5.9%

Se identificó el SECTOR 3, como la zona de estudio por presenta un alto porcentaje de pozos afectados por la alta producción de arena, adicionalmente el sector 3 cuenta con un prospectivo plan de desarrollo y una amplia campaña de perforación para el año 2022.

En el SECTOR 3 se evalúo el comportamiento de producción de arena mediante los históricos de producción de arena de los pozos perforados durante la primera etapa de producción del sector (1964-1999), se identificó que el 50% de los pozos perforados y cañoneados en la arena productora denominada “K” presentaron alta producción de arena que generaba acumulación por encima del rathole del pozo, arenando así la zona productora hasta llegar casi al tope de perforados.

En la Figura 4, se presenta un esquema con los topes de arena encontrado en las intervenciones de los pozos productores en el sector, es de resaltar que en esa primera etapa del sector no se había desarrollado el proyecto de inyección de agua.

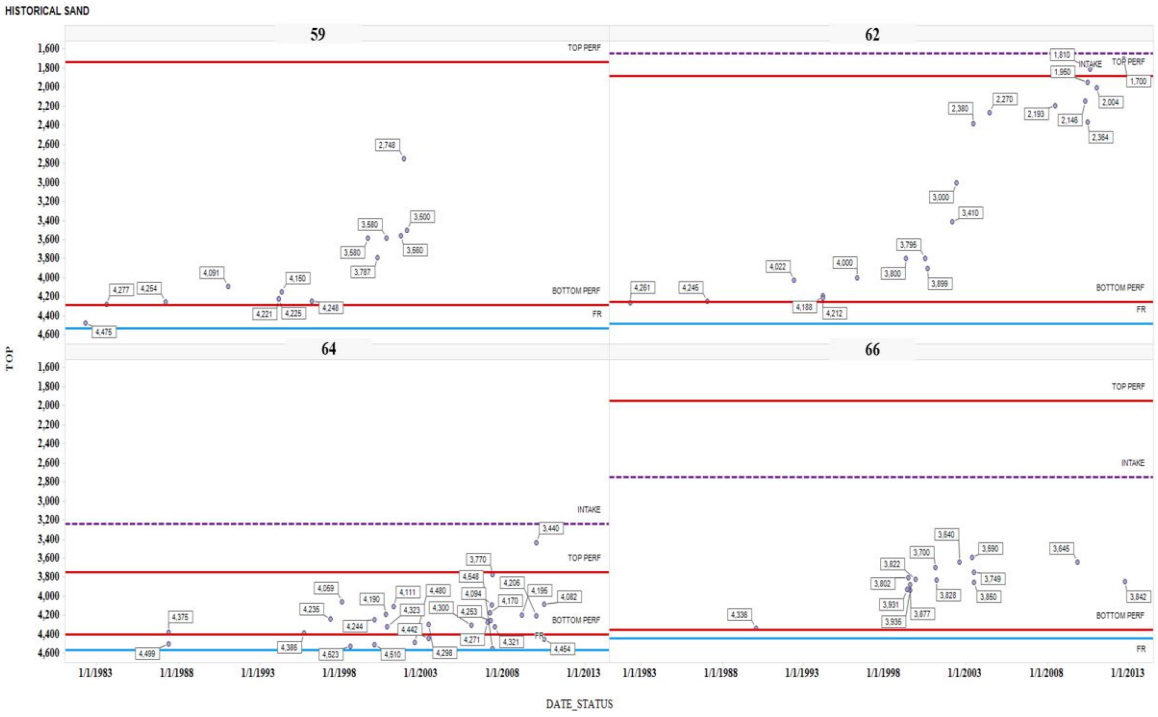
Figura 4. Histórico de Producción de Arena en Pozos Productores del Primer Proceso de Producción del Campo



En el esquema presentado, las líneas rojas representan el tope y la base de la zona perforada, la línea morada presenta el intake de la bomba a lo largo del tiempo y los puntos son los topes de arena encontrados en las diferentes intervenciones que se realizaron en los pozos, posteriores a fallas presentadas por producción de arena.

En el caso del Pozo N_87, el intake se encontraba aproximadamente a 2,850 ft, el tope del primer perforado se encuentra a 3,600 ft MD y la base del ultimo perforado a 4,350 ft MD, en las intervenciones realizadas en el pozo los topes de arena se encontraron entre 3,720 ft MD y 4,170 ft MD, esto significa que los perforados se encontraban parcialmente obstruidos por la arena que se depositaba en el fondo del pozo.

Figura 5. Histórico de Producción de Arena en Pozos Productores del Primer Proceso

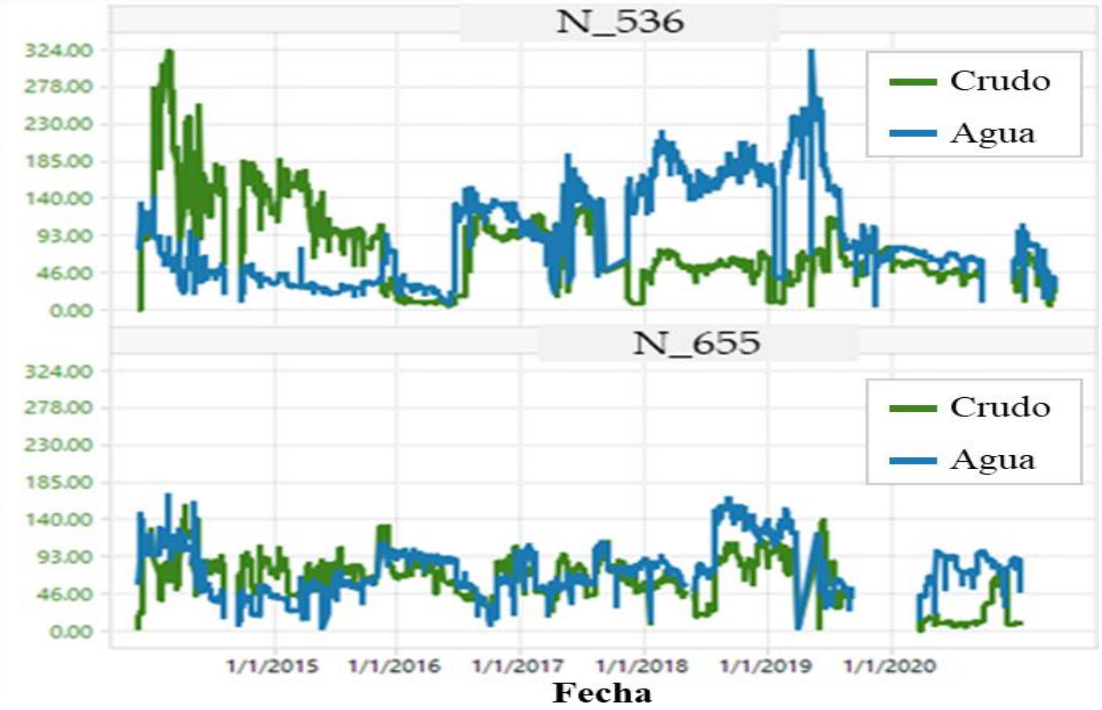


Igualmente en casos más críticos como el del Pozo N_64, en el que se evidencia un mayor número de intervenciones a los largo de la vida productiva, el intake de este pozo se encontraba aproximadamente a 3,200 ft MD, el tope del primer perforado se encuentra a 3,750 ft MD y la base del ultimo perforado a 4,400 ft MD, en las intervenciones realizadas en el pozo los topes de arena se encontraron entre 3,440 ft MD y 4,500 ft MD, esto significa que los perforados se encontraban parcialmente e incluso totalmente obstruidos por la arena que se depositaba en el fondo del pozo.

Posteriormente se evaluó los pozos que actualmente estuvieran en producción ya que en este momento se realiza inyección selectiva de agua en el sector. Se identificó que también en esta etapa (~2015) los pozos estaban presentando

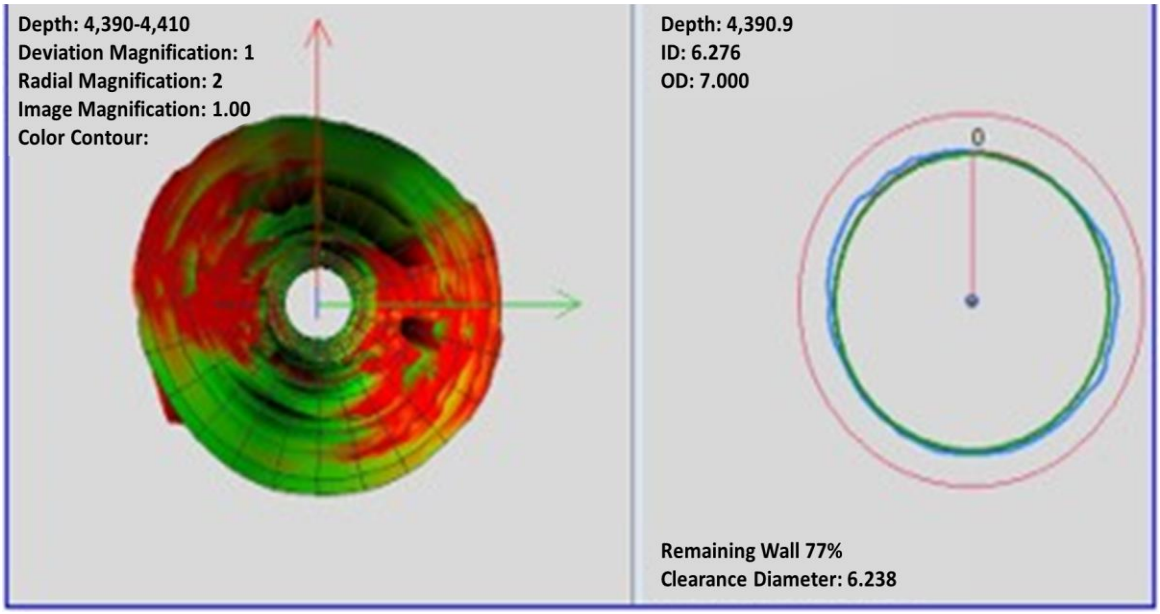
arenamiento, con características similares a los pozos del primer proceso. En este sector y para los pozos recientes se encuentran pozos que han tenido unas tasas de producción incluso por encima de los 80 BOPD (superior al promedio por pozo del campo), con cortes de agua muy bajos al principio como se presenta en la Figura 6. En verde se presenta la producción de crudo y en color azul la producción de agua en el pozo.

Figura 6. Comportamiento de Producción de los Pozos del Sector



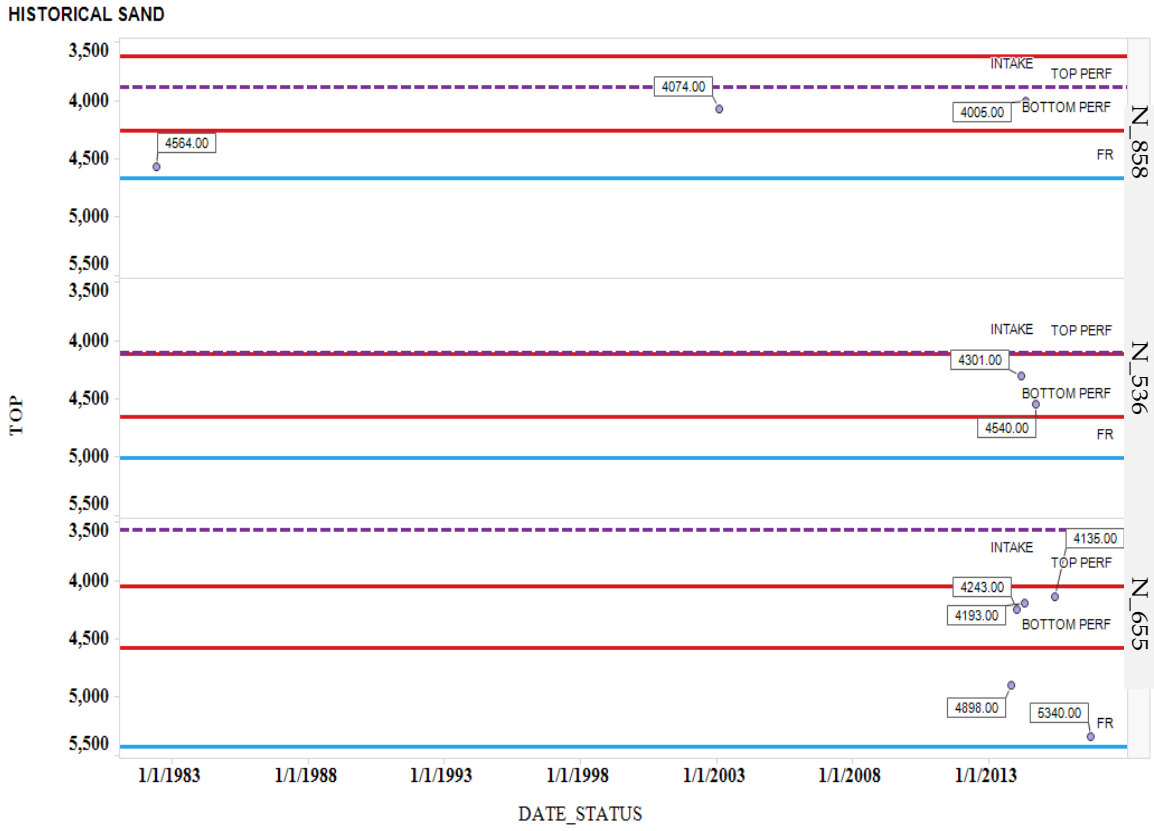
Estos pozos han sido categorizados como pozos “areneros”, como se presenta en la Figura 8 estos han tenido múltiples intervenciones durante su vida productiva, en estas intervenciones se han encontrado arenados en la zona productora y se ha evidenciado un detrimento en la integridad del casing, como se muestra en la Figura 7 estos afectan considerablemente la productividad del pozo y adicionalmente la cantidad de intervenciones y la complejidad de estas afecta los indicadores económicos de los pozos.

Figura 7. Esquema Integridad Mecánica Zona Afectada por Producción de Arena



En la imagen de la izquierda los colores verdes representan puntos donde el diámetro del casing no presenta una desviación mayor con respecto al diámetro del casing del pozo mientras los colores rojos presentan zonas donde se encuentran desviaciones del diámetro esperado del casing, lo que indica que en la zona existe un aumento del diámetro del casing generado principalmente a la fricción de la arena en el pozo que causa adelgazamiento de la pared, en el diagrama de la derecha se muestra una vista del adelgazamiento del casing en una profundidad especifica 4,390.0 ft MD y el cálculo del espesor remanente en la profundidad referenciada.

Figura 8. Histórico de Producción de Arena de Pozos en Proceso de Recuperación Secundaria



En la Figura 8 se muestran los topes de arena encontrados en las diferentes intervenciones en relación al tope del primer perforado, la base del ultimo perforado, el fondo real del pozo y la ubicación del intake de la bomba, los pozos N_536 y N_655 fueron puestos en producción hacia el año 2014 y presentaron fallas por producción de arena, en las intervenciones realizadas para poner nuevamente estos pozos en producción se encontraron los perforados parcialmente obstruidos. Observando el comportamiento de producción de los pozos en la Figura 6 que los eventos de arenamiento presentan una pérdida del potencial de producción del pozo.

El caso del pozo N_838, es un pozo que inició en producción desde el proceso primerio de producción del campo y que presentó eventos de arenamiento tanto en ese periodo como después de 2015, que es el año en el que comienza a verse la afectación de la inyección de agua en el sector, para el caso de este pozo la producción de aceite y fluido no eran altas, pero igualmente se presentaron fallas asociadas a producción de arena.

Debido al buen comportamiento histórico de producción de crudo en el sector, se propuso un importante número de pozos nuevos para realizar un desarrollo mediante patrones de inyección, pero para poder desarrollar esta zona se requería encontrar una alternativa comercial (disponible en el mercado) para evitar la producción de arena.

Para el estudio se seleccionaron 6 pozos candidatos que iban a ser completados en el SECTOR 3 entre octubre del año 2014 y agosto del año 2015, con el fin de que los resultados obtenidos después del tratamiento para control de arena (TTO LIK) sean comparables y representativos del sector.

En 4 pozos se bombeo el tratamiento durante el completamiento inicial (IC) es decir antes de poner a producir el pozo por primera vez y en 2 pozos se bombeo el tratamiento químico (TTO LIK) después de un periodo entre 4 y 7 meses después de la perforación.

En su inicio los pozos tuvieron tasas de producción de fluido entre 100 y 600 BFPD con cortes de agua entre 10% y 90% (para el pozo más influenciado por la inyección), fueron completados con sistemas de levantamiento bombeo electrosumergible y bombeo por cavidades progresivas, debido a las buenas características petrofísicas y de saturación encontradas en cada uno de estos durante el completamiento, fueron cañoneados en toda la columna productora, en

la Tabla 3 se encuentra mayor detalle de las características de cada pozo empleado para el estudio.

Tabla 3. Características Pozos Seleccionados para el Estudio.

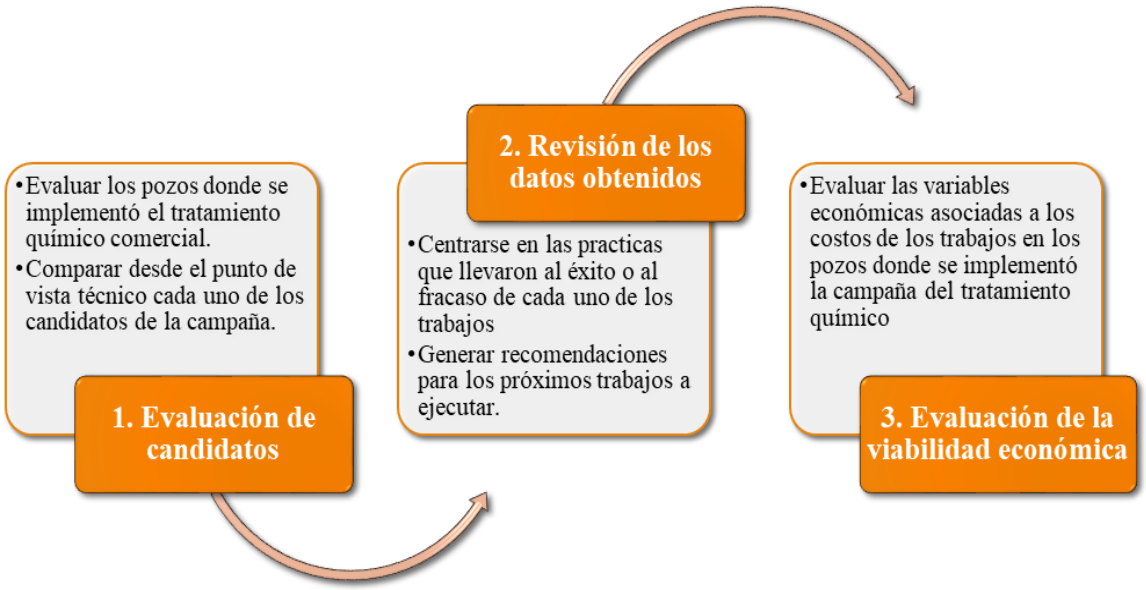
N.	POZO	Fecha IC	Fecha TTO LIK	ALS	Fluido IC BLS	BSW %	Unidad
1	N_02 IC	Mayo 2015	28-mayo 2015	PCP 2017 cambio a ESP	280	10-20	K1b, K2, K2t, k3cb
2	N_03 IC	Mayo 2015	8-mayo 2015	PCP	500-600	80-90	K1b, K2
3	N_06 IC	Junio 2015	20-junio 2015	PCP	400-500	60-80	k1, K1b, K2
4	N_09	Octubre 2014	28-mayo 2015	ESP 2019 cambio a PCP	100-200	70	K1, K1b, k2
5	N_10 IC	Abril 2015	5-junio 2015	PCP	180-250	80	K1b, K2, k2t
6	N_13	Abril 2015	25-agosto 2015	PCP 2017 cambio a ESP	100-200	50	K1b, K2, k3

3. EVALUACIÓN TÉCNICA Y ANÁLISIS DE LA EFECTIVIDAD DEL TRATAMIENTO

Una vez seleccionada el área y los pozos de estudio se realizó el diagnóstico del comportamiento de producción e inyección del sector y la producción de arena, se generó un plan de evaluación para contar con una visión específica de la condición de cada uno de los pozos, la problemática de producción de arena y el efecto del tratamiento químico en el comportamiento de producción.

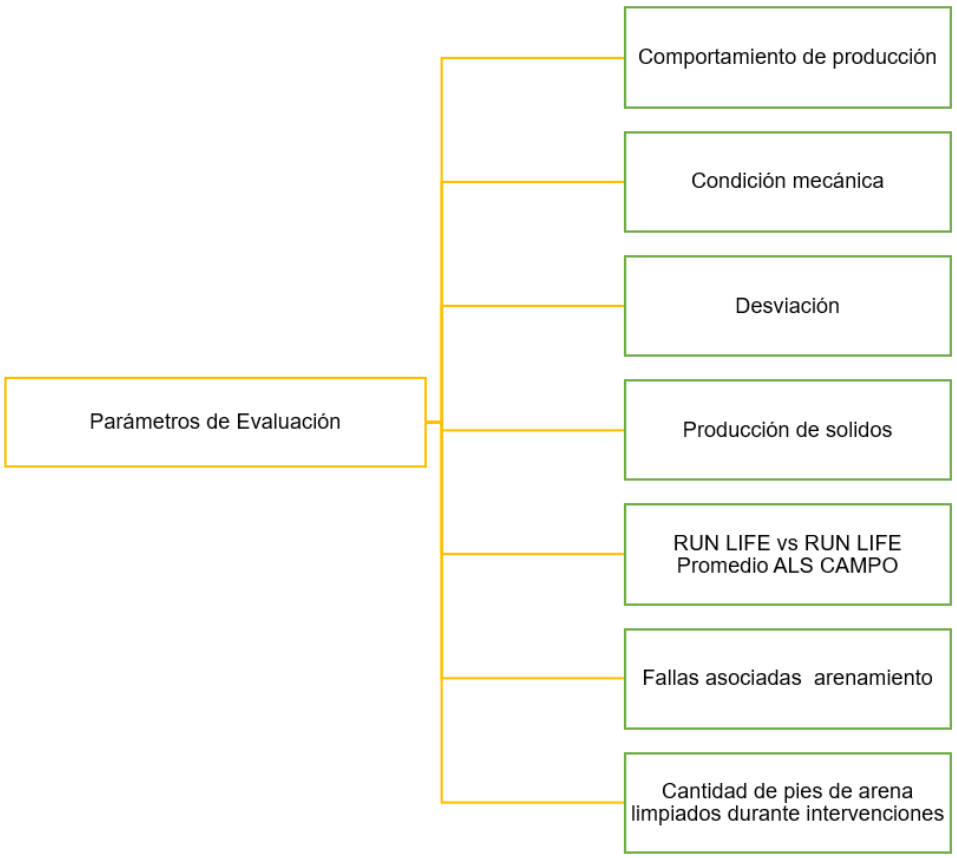
El flujo de trabajo que se siguió para determinan el éxito del tratamiento y la viabilidad económica de la implementación en pozos futuros se presenta en la Figura 9.

Figura 9. Flujo de Trabajo para Evaluación de Resultados



Iniciando el flujo de evaluación y con el objetivo de definir la efectividad del tratamiento químico (TTO LIK) para control de arena en cada uno de los pozos incluidos dentro de la implementación, se definieron los siguientes parámetros de evaluación de la efectividad del tratamiento.

Figura 10. Parámetros de Evaluación de Resultados



Previo a la inyección del tratamiento se realizó prueba Step Rate Test (STR) en las arenas para determinar la presión máxima de inyección del tratamiento para garantizar que la inyección se realice en régimen matricial, a continuación, se presentan los resultados para cada uno de los 6 pozos.

3.1 POZO N_02

En la Tabla 4 se presentan las características de las arenas en las que se realizó la inyección del tratamiento, el bombeo se hizo en 3 etapas con un tiempo de remojo.

Tabla 4. Descripción Tratamiento Pozo N_02

Fecha	Etapa	Espesor	Formación	Perm.	Poro.	Concentración TTO
Abril 28 2015	1	11ft	K3cb	911	19%	7%
Mayo 1 2015	2	2ft / 3ft	K2t	279/354	14%/17%	7%
Mayo 2 2015	3	6 ft / 5 ft	K1b / k2	357/668	15%/17%	7%

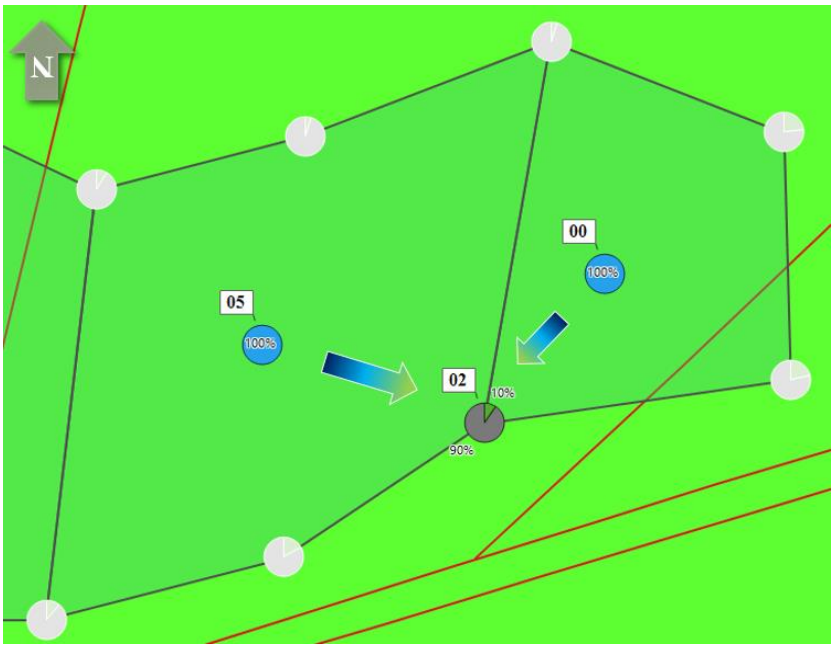
Se realizó el bombeo del tratamiento en 3 etapas, en cada etapa se realizó el bombeo del bache de TTO LIK a la formación y se monitoreaba los incrementos de presión, al llegar a la presión limite estimada por el SRT se disminuyó levemente la tasa de bombeo, posteriormente se inició el bombeo cíclico para mantener los parámetros de presión en el régimen matricial. Se determinó 9 ft de penetración del tratamiento como objetivo, sin embargo, en algunas etapas se determinó reducir la profundidad de penetración debido a la limitación de presión que tiene la formación y la baja inyectividad de algunas arenas.

El proveedor del tratamiento recomendó realizar el bombeo en 4 etapas con espaciamiento de salmuera entre cada bache de TTO LIK. El tiempo de remojo fue de 8 horas y aunque por cálculos se contaba que con 5 horas el remojo era suficiente, es importante para todas las etapas se debe analizar la condición de inyectividad de las arenas, si la arena tiene baja tasa de admisión se recomienda disminuir el objetivo de penetración. Para el pozo se bombearon en total 52

barriles para un radio de invasión de 11ft y se realizó a un radio de penetración total de 6ft.

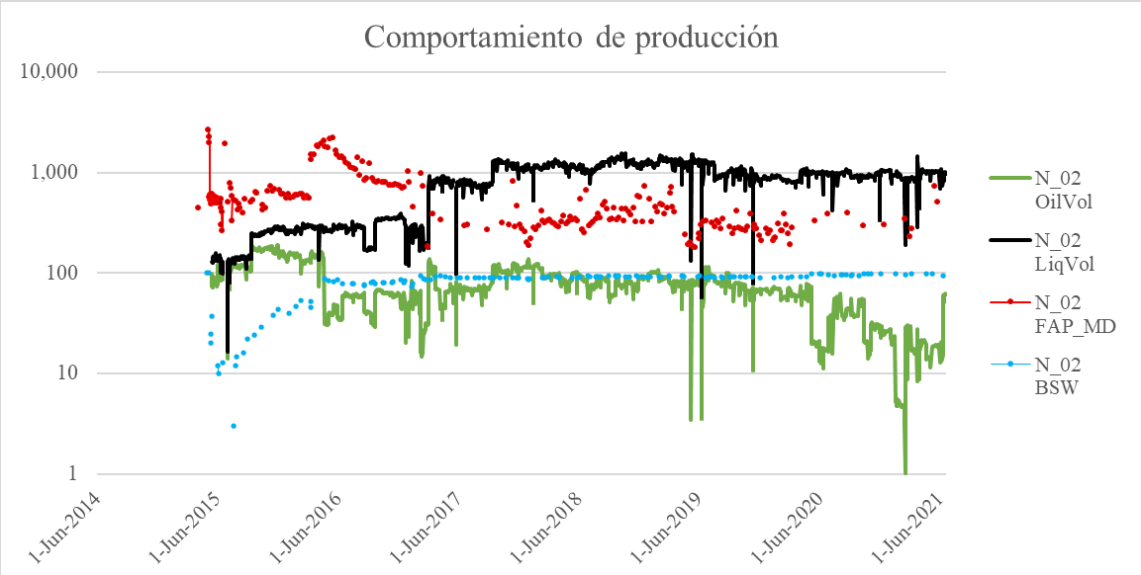
En la Figura 11, se presentan lo inyectores que influencia al pozo N_02, perforados en 2015 con el objetivo de dar soporte a la producción del pozo.

Figura 11. Ubicación Pozo N_02 e Inyectores I_00 & I_05



En la Figura 12, se presenta el histórico de producción de agua, crudo, el BSW, salinidad y parámetros de producción como velocidad y niveles, desde el completamiento inicial (2015) momento en el que se bombeo el tratamiento de control de arena hasta la actualidad.

Figura 12. Comportamiento de Producción del Pozo N_02 Después del Tratamiento



Después del tratamiento inicial el pozo tuvo una producción de crudo sobre los 100 BOPD con un corte de agua entre el 10 y el 80%, durante el primer año el pozo N_02 se manejó con un nivel de fluido por encima de los 500 ft, hacia finales del 2015 en pozo tuvo un incremento de BSW con el cual la producción le disminuyó un 50%, a finales de 2016 se realizó un cambio de ALS con el cual se logró optimizar la producción del pozo y volver a una producción del 100 BOPD.

Adicional al seguimiento de producción del pozo se realizó medidas de la producción de sólidos. Para el año 2020 las medidas de producción de solidos se encuentran entre 3-103 PPM, un valor bajo comparado con las medidas tomadas en los pozos del sector en los que no se realizó tratamiento químico, los cuales varían entre 250-400 PPM. Tabla 5.

Tabla 5. Monitoreo de Producción de Solidos del Pozo N-02

Fecha de Monitoreo	Concentración Promedio PPM	Concentración Máxima PPM	Fracción entre 25 y 106 µm	Fracción entre 106 y 250 µm	Fracción entre 250 a 425 µm	Fracción Mayores a 425 µm
21/08/2020	96,46	103,27	11,20%	30,65%	30,83%	27,32%
20/02/2020	3,33	4,04	64,08%	25,24%	6,80%	3,88%

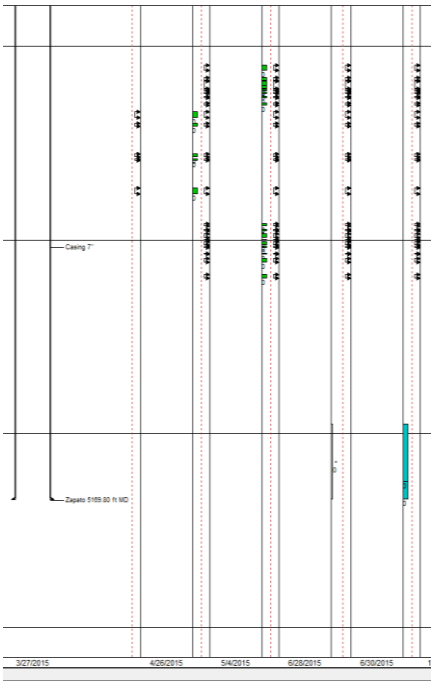
A continuación, en la Tabla 6 se muestra un resumen de las intervenciones posteriores a la inyección del tratamiento en el pozo, en el primer servicio fue necesario realizar una limpieza, cuando se estabilizó el pozo en producción el segundo servicio contó con un total de 18 meses, posterior se definió realizar un cambio del ALS para maneja mejor la tasa de producción del pozo y el servicio actual lleva más de 4 años.

Tabla 6. Desempeño RL del Pozo N_02 Después del Tratamiento

ALS	Servicio	Clasificación	Detalle	Fecha de instalación	Fecha de Falla	Run Life	Intake
PCP	1	No falla ALS	Limpieza	7-May-15	19-Jun-15	43	4,630
PCP	2	No Falla	Cambio ALS	28-Jun-15	24-Dec-16	545	4,008
ESP	3	Falla ALS	ESP Motor	1-Jan-17	23-Jan-17	22	4,162
ESP	4	Servicio Actual		5-Feb-17		1545	3,977

En la Figura 13, se muestra el detalle de las profundidades encontradas en las limpiezas realizadas después del tratamiento químico, en las que se evidencia que la arena no ha tapado el fondo de los perforados como se evidenciaba en los demás pozos del sector.

Figura 13. Histórico de Limpiezas de Arena en el Pozo N_02



Se presenta un esquema del completamiento del pozo, los reacondicionamientos (WO) e intervenciones incluyendo el tope de arena encontrado en el pozo a lo largo del tiempo, para el pozo N_02 no se tienen reacondicionamientos y de las 5 intervenciones solo en una intervención en la que se encontró el tope de área por debajo de los perforados y 100ft sobre la zapata del pozo, en el rat hole sin interferir con el potencial de producción del pozo.

Para el pozo N_02, se determina que el trabajo fue exitoso ya que los RL posteriores a la intervención han sido mayores al 70% del RL esperado para el ALS, la tasa de producción de arena posterior al tratamiento fue baja, y en las intervenciones después del tratamiento el volumen de arena a limpiar ha sido significativamente menor a los históricos de los pozos del sector. Adicionalmente el pozo ha tenido una tasa de producción estable y la producción se ha podido

optimizar con un cambio de ALS a un sistema ESP que maneja un mayor volumen de fluido y el Servicio actual está alrededor de 1,550 días.

3.2 POZO N_03

En la Tabla 7, se presentan las características de las arenas en las que se realizó la inyección del tratamiento, el bombeo se hizo en 1 etapa.

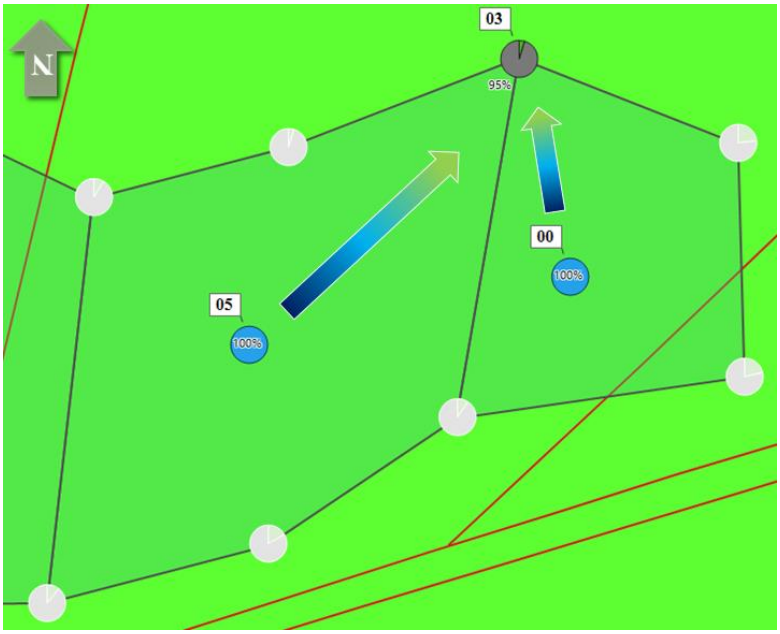
Tabla 7. Descripción Tratamiento Pozo N_03

Fecha	Etapa	Espesor	Formación	Temp	Perm.	Poro.	Concentración
8 mayo 2015	1	8ft-5ft	K1ab-K2	110	344-496	16.6%	7%

Se realizó 1 etapa de bombeo del bache de TTO LIK a la formación y monitoreo el incremento de presión, al llegar a la presión limite estimada por el SRT. Durante la prueba encontraron muy baja admisibilidad en la formación para realizar el bombeo del tratamiento. Se decidió realizar operación de swabbing y se realizó una nueva prueba de inyectividad post-swabbing con la que se vio una mejora de la admisibilidad del pozo. Para así realizar tratamiento TTO LIK, con el bombeo en 4 etapas con espaciamiento de salmuera entre cada bache de TTO LIK según recomendación del proveedor. El tiempo de remojo fue de 6 horas, para el pozo se bombearon 70 barriles para un radio de invasión de 13 ft.

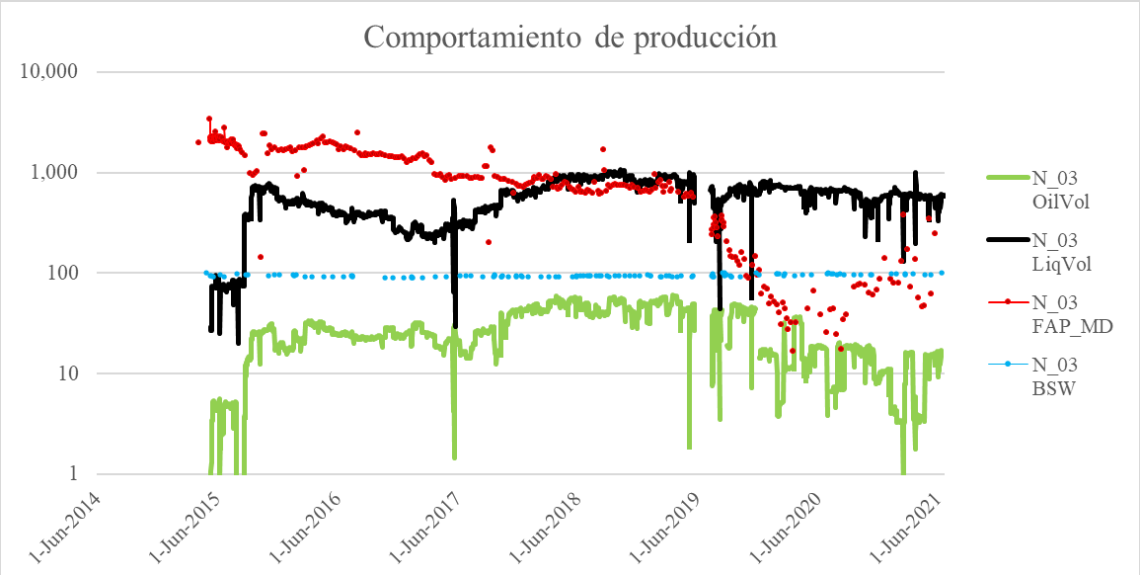
En la Figura 14, se presentan lo inyectores que influencia al pozo N_03, perforados en 2015 con el objetivo de dar soporte a la producción del pozo.

Figura 14. Ubicación Pozo N_03 e Inyectores I_00 & I_05



En la Figura 15, se presenta el histórico de producción de agua, crudo, el BSW, salinidad y parámetros de producción como velocidad y niveles, desde el completamiento inicial (2015) momento en el que se bombeo el tratamiento de control de arena hasta la actualidad.

Figura 15. Comportamiento de Producción del Pozo N_03 Después del Tratamiento



Después del tratamiento inicial el pozo estuvo 3 meses en estabilización, después de este periodo tuvo una producción de crudo sobre los 60 BOPD con un corte sobre el 90%, durante el primer año el pozo N_03 se mantuvo con un nivel por encima de los 1,000 ft, a principio del año 2019 el pozo falló, después de la intervención se incrementó de % de BSW con el cual la producción le disminuyó hasta caer una producción de 10 BOPD.

Adicional al seguimiento de producción del pozo se han realizado medidas de la producción de sólidos. Para los años 2019-2021 estas medidas se encuentran entre 22-167 PPM, bajo en comparación al comportamiento de los pozos del sector en los que no se realizó tratamiento químico. Tabla 8. Con la mayor concentración de partículas de menos de 250 µm.

Tabla 8. Monitoreo de Producción de Solidos del Pozo N_03

Fecha de Monitoreo	Concentración Promedio PPM	Concentración Máxima PPM	Fracción entre 25 y 106 µm	Fracción entre 106 y 250 µm	Fracción entre 250 a 425 µm	Fracción Mayores a 425 µm
9/12/2019	167,62	169,85	1,76%	6,52%	49,45%	42,27%
31/01/2020	143,6	144,4	6,66%	48,23%	39,69%	5,42%
15/07/2019	24,91	25,14	9,53%	46,08%	36,39%	8,00%

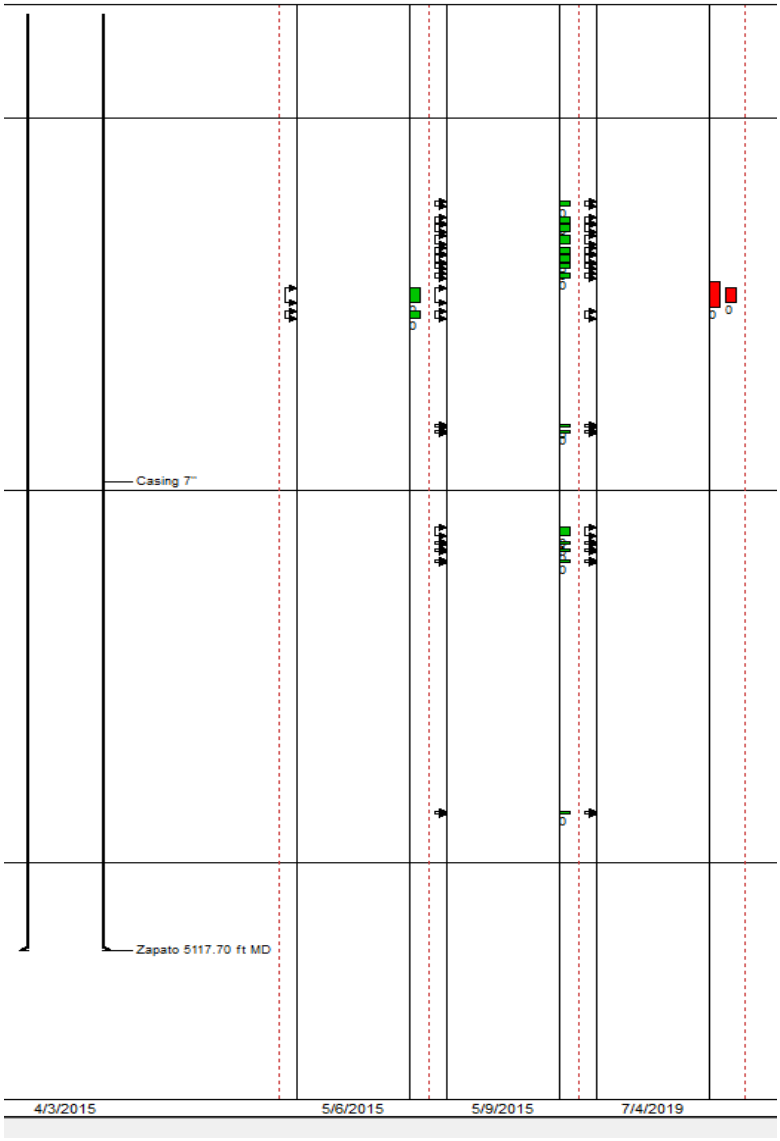
A continuación, en la Tabla 9 se muestra un resumen de las intervenciones posteriores a la inyección del tratamiento en el pozo. En el primer Servicio se recomendó dejar el intake de la bomba por encima de perforados para mantener un draw down controlado en el pozo, este Servicio tuvo una duración de más de 4 años.

Tabla 9. Desempeño RL del Pozo N_03 Después del Tratamiento

ALS	Servicio	Clasificación	Detalle	Fecha de instalación	Fecha de Falla	Run Life	Intake
PCP	1	No falla ALS	Limpieza	10-May-15	7-Jun-19	1489	3,927
PCP	2	Servicio Actual		11-Jul-19		660	4,354

Para el año 2019 el equipo de yacimientos realizó un estudio que buscaba mejorar el corte de agua que manejaba el pozo y se definió realizar un reacondicionamiento de aislamiento de una unidad superior.

Figura 16. Histórico de Intervenciones en el Pozo N_03



En la Figura 16, se presenta un esquema del completamiento del pozo, los reacondicionamientos (WO) e intervenciones incluyendo el tope de arena encontrado en el pozo a lo largo del tiempo. Los resultados del reacondicionamiento fueron adversos para la producción del pozo ya que se perdió cerca el 40% de la producción del pozo, sin embargo, durante esta operación no se requirió realizar limpieza de arena en el pozo lo que indica que el

tratamiento tuvo una alta efectividad, actualmente el pozo está trabajando después del segundo servicio con cerca de 22 meses de operación, para este servicio se determinó bajar el intake +400 ft con el objetivo de maximizar la producción del pozo después del reacondicionamiento. Actualmente el pozo el candidato a reacondicionamiento y cambio de ALS.

Para el pozo N_03, se determina que el trabajo fue exitoso ya que los RL posteriores a la intervención han sido mayores al 70% del RL esperado para el ALS, la tasa de producción de arena posterior al tratamiento fue baja, y en la única intervención después del tratamiento no se tuvo que hacer limpieza de arena. Adicionalmente el pozo presentaba una tasa de producción estable antes del reacondicionamiento de 2019 y el Servicio actual está alrededor de 660 días.

3.3 POZO N_06

En la Tabla 10 se presentan las características de las arenas en las que se realizó la inyección del tratamiento, el bombeo se hizo en 2 etapas con un tiempo de remojo determinado por el proveedor.

Tabla 10. Descripción Tratamiento Pozo N_06

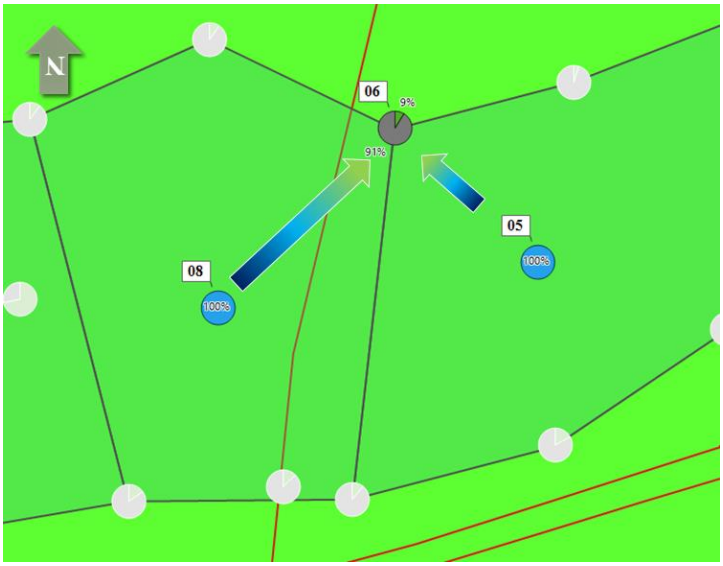
Fecha	Etapa	Espesor	Formación	Temp	Perm.	Poro.	Concentración TTO
20 junio 2015	**1**	9ft / 4ft	K1ac/ k2	110	511/334	17% /15%	7%
21 junio 2015	**2**	11ft	K1	110	371	18%	7%

Se realizó el bombeo del tratamiento en 2 etapas, en cada etapa se realizó una estimulación mecánica en las arenas a tratar, después se realizó el bombeo del bache de TTO LIK a la formación y se monitoreo el incremento de presión, sin embargo, en algunas etapas se determinó reducir la profundidad de penetración debido a la limitación de presión que tiene la formación y la baja inyectividad de algunas arenas.

El proveedor recomendó realizar el bombeo en 4 etapas con espaciamiento de salmuera entre cada bache de TTO LIK. El tiempo de remojo fue de 8 horas, para todas las etapas se debe analizar la condición de inyectividad de las arenas, si la arena tiene baja tasa de admisión se recomienda disminuir el objetivo de penetración. Para el pozo se bombearon 72 barriles para un radio de invasión de 24 ft y se realizó a un radio de penetración total de 8ft.

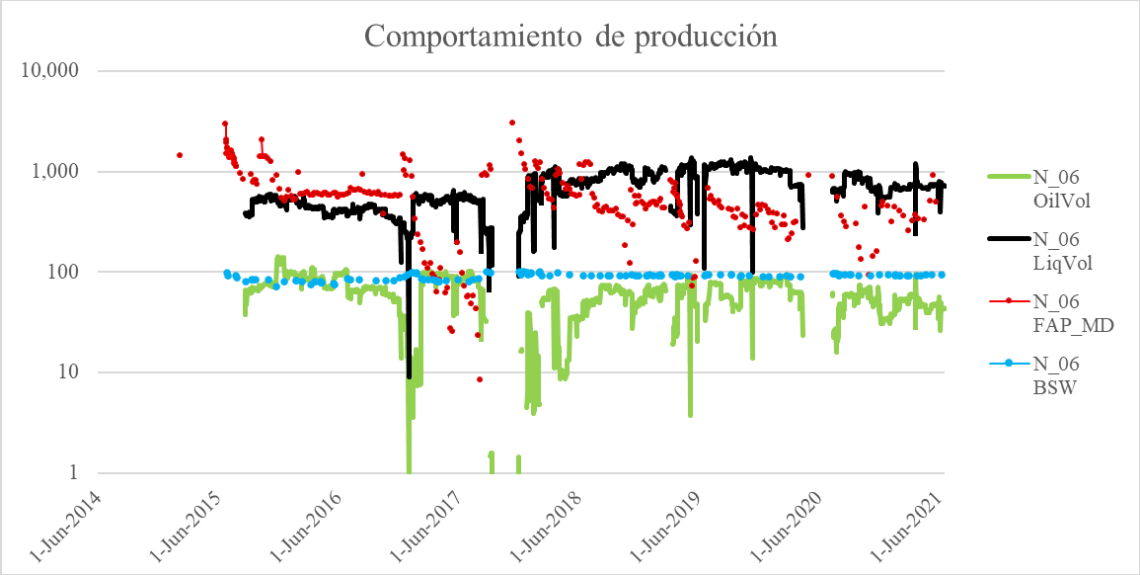
En la Figura 17, se presentan lo inyectores que influencia al pozo N_06, perforados en 2015 con el objetivo de dar soporte a la producción del pozo.

Figura 17. Ubicación Pozo N_06 e Inyectores I_08 & I_05



En la Figura 18, se presenta el histórico de producción de agua, crudo, el BSW, salinidad y parámetros de producción como velocidad y niveles, desde el completamiento inicial (2015) momento en el que se bombeo el tratamiento de control de arena hasta la actualidad.

Figura 18. Comportamiento de Producción del Pozo N_06 Después del Tratamiento



Después del tratamiento inicial el pozo tuvo una producción de crudo sobre los 100 BOPD con un corte de agua sobre el 90%, durante el primer año el pozo N_06 trabajo con un nivel por encima de los 700 ft, hacia finales del 2017 el pozo tuvo un incremento de BSW con el cual la producción le disminuyo un 20%, la producción de fluido incremento y el nivel se mantuvo sobre 500 ft.

Adicional al seguimiento de producción del pozo se han realizado medidas de la producción de sólidos. Para el año 2020 estas medidas se encuentran entre 3-371 PPM, valores moderadamente bajos en comparación al comportamiento de los pozos del sector en los que no se realizó tratamiento químico. Tabla 11

Tabla 11. Monitoreo de Producción de Solidos del Pozo N_06

Fecha de Monitoreo	Concentración Promedio PPM	Concentración Máxima PPM	Fracción entre 25 y 106 µm	Fracción entre 106 y 250 µm	Fracción entre 250 a 425 µm	Fracción Mayores a 425 µm
20/08/2020	34.75	237.29	26.11%	39.25%	26.51%	8.12%
20/02/2020	2.87	3.02	59.30%	18.60%	6.98%	15.12%
15/01/2020	3	371.8	76.50%	11.61%	10.10%	1.79%
18/12/2019	9.12	9.55	71.84%	16.72%	9.34%	2.11%
10/12/2019	5.42	5.63	74.64%	5.07%	7.00%	13.29%
3/12/2019	6.81	7.14	70.02%	13.81%	6.71%	9.47%
8/11/2019	11.14	11.14	16.02%	69.14%	13.07%	1.77%
10/10/2019	5.82	8.5	17.07%	46.10%	20.49%	16.34%
16/09/2019	1.4	10.25	25.74%	54.96%	9.92%	9.38%
11/09/2019	4.32	7.13	46.89%	35.33%	10.00%	7.78%
2/09/2019	1.23	1.24	12.13%	43.10%	30.96%	13.81%
27/08/2019	7.1	7.39	19.19%	32.10%	15.13%	33.58%
13/08/2019	6.41	6.45	30.80%	44.35%	17.45%	7.39%
1/08/2019	3.66	3.9	34.30%	23.10%	20.58%	22.02%
23/07/2019	20.07	32.02	38.10%	34.01%	19.05%	8.84%
15/07/2019	7.32	7.35	54.92%	37.03%	3.22%	4.83%
8/07/2019	4.84	4.96	47.83%	35.33%	13.04%	3.80%
3/07/2019	5.89	5.92	41.87%	41.43%	11.80%	4.90%
27/05/2019	89.09	249.9	26.34%	34.47%	23.94%	15.24%

Fecha de Monitoreo	Concentración Promedio PPM	Concentración Máxima PPM	Fracción entre 25 y 106 µm	Fracción entre 106 y 250 µm	Fracción entre 250 a 425 µm	Fracción Mayores a 425 µm
20/05/2019	34.43	34.52	29.87%	41.44%	22.15%	6.54%
14/05/2019	1.48	1.5	22.12%	39.82%	7.08%	30.97%
3/05/2019	25.43	36.52	47.73%	31.13%	10.44%	10.70%

A continuación, en la Tabla 12 se muestra un resumen de las intervenciones posteriores a la inyección del tratamiento en el pozo, en el primer servicio la falla que presentó el pozo fue por arenamiento, sin embargo, el tiempo de servicio fue de 18 meses, particularmente este pozo ha presentado un mayor número de fallas en su vida productiva pero los tiempos de Servicio son superiores al 70% del esperado para BES.

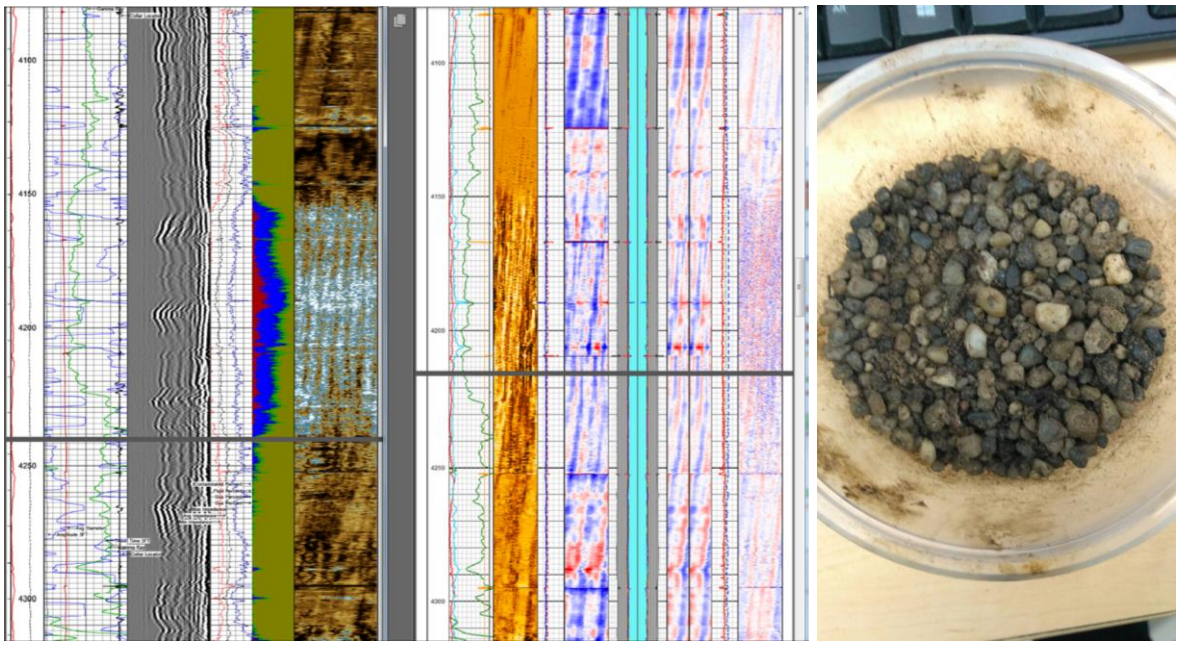
Tabla 12. Desempeño RL del Pozo N_06 Después del Tratamiento

ALS	Servicio	Clasificación	Detalle	Fecha de instalación	Fecha de Falla	Run Life	Intake
PCP	1	Falla ALS	Arena	24-Jun-15	10-Dec-16	535	3994
PCP	2	No falla ALS	No falla el equipo	17-Dec-16	16-Sep-17	273	4193
PCP	3	Falla ALS	Fricción en pozo desviado	2-Dec-17	22-Feb-19	447	4078
PCP	4	Servicio Actual		10-Mar-19		502	4034

En el año 2017 después de la segunda falla el grupo de yacimientos definió realizar un aislamiento en las arenas intermedias del pozo, se tomó un registro de integridad del pozo en modo corrosión, y se tomaron muestras durante la limpieza

de arena en las que se encontró arena tipo grava, se determina que la producción de arena es causada por un problema de corrosión en el revestimiento y falla de integridad mecánica, que fue solucionada con el trabajo de reacondicionamiento, como se muestra en la Figura 19.

Figura 19. Resultado Registro de Integridad y Muestra del Pozo N_06



Para el pozo N_06, se determina que el trabajo fue exitoso ya que los RL posteriores a la intervención han sido mayores al 70% del RL esperado para el ALS, la tasa de producción de arena posterior al tratamiento es moderada, y en las intervenciones después del aislamiento el volumen de arena a limpiar ha sido significativamente menor a los históricos de los pozos del sector. Adicionalmente el pozo ha tenido una tasa de producción estable y la producción se ha podido optimizar con un cambio de ALS a un sistema ESP que maneja un mayor volumen de fluido y el Servicio actual está alrededor de 500 días.

3.4 POZO N_09

En la Tabla 13 se presentan las características de las arenas en las que se realizó la inyección del tratamiento, el bombeo se hizo en 2 etapas.

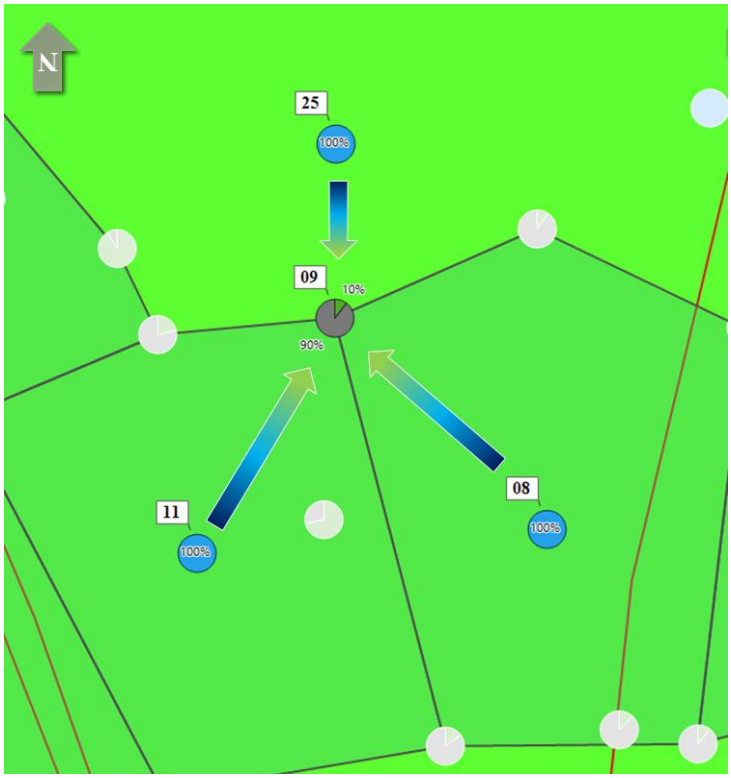
Tabla 13. Descripción Tratamiento Pozo N_09

Fecha	Etapa	Espesor	Formación	Perm.	Poro.	Concentración TTO
28 mayo 2015	**1**	4ft-5ft	K2	501-564	16.2%-17.6%	7%
29 mayo 2015	**2**	10ft-7ft	K1ab-K1	672-464	17%-18.3%	7%

Previo a la inyección del tratamiento el pozo se intentó poner en línea sin éxito, se definió realizar el tratamiento TTO LIK, durante la intervención, se realizó limpieza con bomba desarenadora encontrando el tope de sucio 4900 ft, se bombeo 25 bls de píldora viscosa, circularon el pozo hasta obtener retornos limpios. Al momento de retirar la herramienta del pozo observaron pega de la herramienta. Se realizaron 2 etapas de bombeo del bache de TTO LIK a la formación y se monitoreo incremento de presión, al llegar a la presión limite estimada por el SRT. El bombeo se realizó en 4 pasos con espaciamiento de salmuera entre cada bache de TTO LIK según recomendación del proveedor.

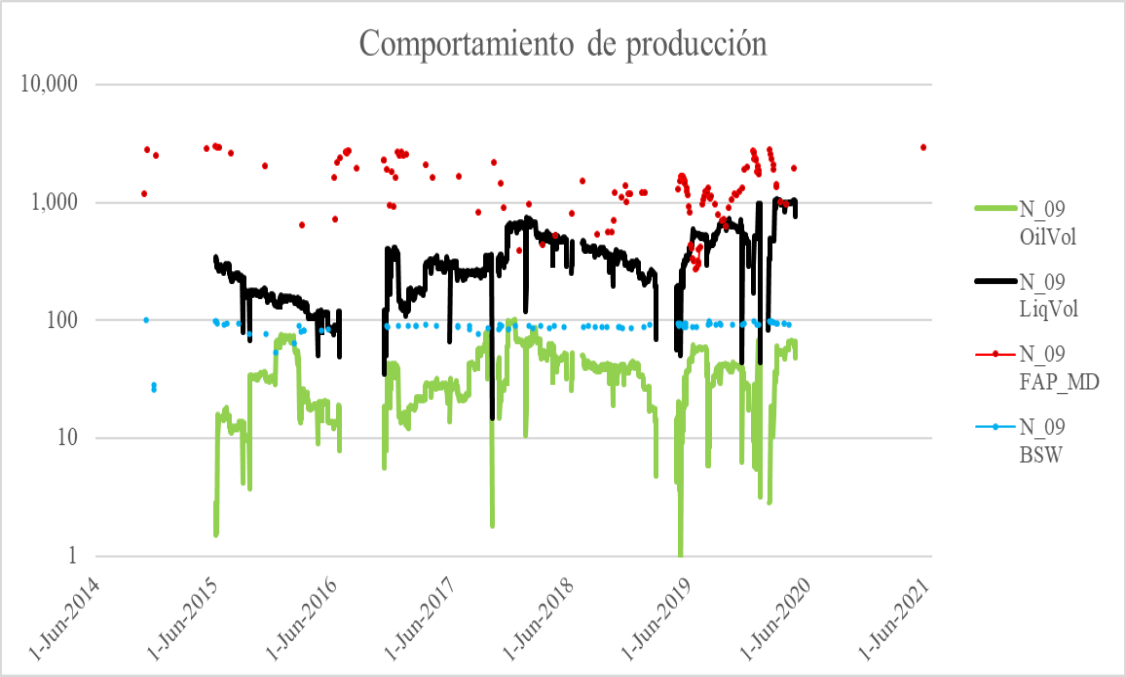
En la Figura 20 se presentan lo inyectores que influencia al pozo N_09, perforados en 2015 y 2019 (I_25) con el objetivo de dar soporte a la producción del pozo.

Figura 20. Ubicación Pozo N_09 e inyectores I_08, I_11 & I_25



En la Figura 21, se presenta el histórico de producción de agua, crudo, el BSW, salinidad y parámetros de producción como velocidad y niveles, desde el completamiento inicial (2014), posterior el momento en el que se bombeo el tratamiento de control de arena (2015) hasta la actualidad.

Figura 21. Comportamiento de producción del pozo N_09 después del tratamiento



El pozo N_09 se perforó en 2014, y se intentó poner en línea sin realizar ningún tratamiento preventivo para la producción de arena, como resultado final no se logró estabilizar el pozo en producción, por lo cual se definió a inicios del año 2015 realizar el tratamiento TTO LIK. Después del tratamiento el pozo N_09 tuvo una producción de crudo sobre los 50 BOPD con un corte de agua sobre el 90%, durante el primer año el pozo N_09 trabajo con un nivel por encima de los 1,000 ft, el pozo falla a mediados del año 2016 por arenamiento, posteriormente en el año 2019 se decide realizar un cambio de ALS, después de ese reacondicionamiento y se logra estabilizar la producción de crudo, sin embargo esta no supera los 50 BOPD y el nivel se mantiene sobre los 1,000 ft, para evitar arenamiento.

En particular el pozo se completó en algunas arenas en las que se presume tenía una alta producción de gas, lo que se confirmó con los medidores sónicos que mostraron una columna liquida entre el 35% y el 75% con un flujo del gas promedio de 14,000 scf.

Adicional al seguimiento de producción del pozo se han realizado medidas de la producción de sólidos. Para los años 2019-2020 estas medidas se encuentran entre 25-15,967 PPM, medidas altas en comparación al comportamiento de los pozos del sector. Tabla 14, la mayor concentración de partículas de menos de 106 µm.

Tabla 14. Monitoreo de Producción de Solidos del Pozo N_09

Fecha de Monitoreo	Concentración Promedio PPM	Concentración Máxima PPM	Fracción entre 25 y 106 µm	Fracción entre 106 y 250 µm	Fracción entre 250 a 425 µm	Fracción Mayores a 425 µm
14/02/2020	81,8	1472,7	80,80%	19,12%	0,24%	0,16%
11/02/2020	46,4	125,8	85,11%	9,30%	3,08%	2,50%
4/02/2020	146,7	274,3	91,68%	4,75%	1,40%	2,17%
8/01/2020	7906,4	15966,7	7,80%	28,26%	32,21%	31,73%
2/01/2020	534,4	664,7	38,98%	58,29%	0,19%	2,54%
23/12/2019	351,3	364,8	9,46%	25,92%	55,68%	8,95%
5/08/2019	60,9	80,9	94,30%	4,79%	0,49%	0,41%
31/07/2019	25,0	54,9	92,35%	6,49%	0,85%	0,31%
25/06/2019	436,4	613,4	98,83%	0,07%	0,47%	0,62%
7/5/2019	84,3	84,6	98,69%	0,52%	0,79%	0,00%

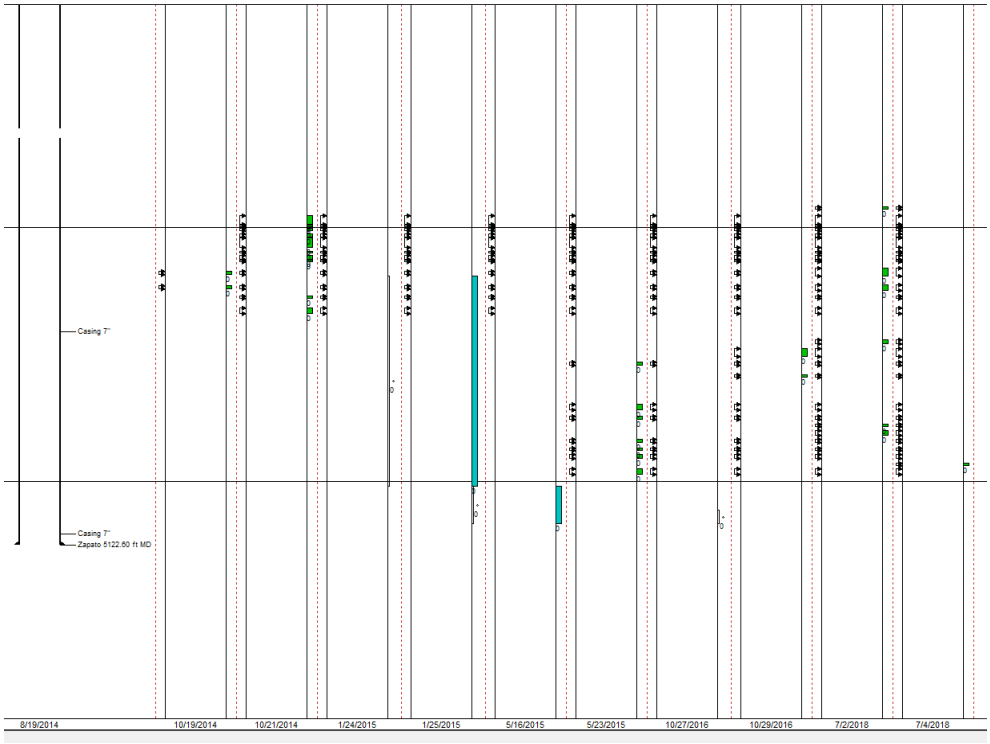
A continuación, en la Tabla 15 se muestra un resumen de las intervenciones del pozo, desde su completamiento inicial el pozo produjo 24 días y fallo por arenamiento en el año 2014, razón por la cual se definió hacer el tratamiento TTO LIK. después del tratamiento los primeros 4 Servicios se trabajaron con ESP como sistema de ALS, sistema con el cual se observaron tiempos de servicio bajo y recurrentes fallas por arenamiento, se definió realizar un cambio de ALS a PCP en 2019 acompañado de un cañoneo adicional.

Tabla 15. Desempeño RL del Pozo N_09 Después del Tratamiento

ALS	Servicio	Clasificación	Detalle	Fecha de instalación	Fecha de Falla	Run Life	Intake
ESP	1	No falla ALS	Limpieza	10/24/2014	11/17/2014	24	4423
ESP	2	No falla ALS	Limpieza	6/2/2015	6/20/2016	384	4420
ESP	3	No falla ALS	Limpieza	11/2/2016	10/4/2017	336	4406
ESP	4	No falla ALS	ESP Pump	10/22/2017	6/11/2018	232	4293
ESP	5	Falla ALS	ESP manejadora de gas	7/8/2018	2/26/2019	233	4290
PCP	6	No Falla	Redimensionamiento ALS	4/24/2019	12/4/2019	224	4666
PCP	7	No falla ALS	Limpieza	12/18/2019	1/11/2020	24	4661
PCP	8	No falla ALS	Limpieza	2/2/2020	4/26/2020	84	4411

Después de la última falla el pozo quedo apagado esperando una alternativa para reparar el daño en el casing que no permite que el pozo produzca adecuadamente, según el registro de integridad tomado en el pozo, existen zonas con daños severos como se muestra en la Figura 24.

Figura 22. Histórico de Intervenciones en el Pozo N_09



En la Figura 22, presentan los históricos de limpiezas de arena e intervenciones realizadas en el pozo y el esquema del completamiento del pozo, muestran los topes de arena encontrados en el pozo a lo largo del tiempo, para el pozo N_09 tienen 9 intervenciones, en 2 de las cuales se encontró el tope de área en los perforados, en el caso más crítico 800ft sobre la zapata del pozo, este grado de producción y acumulación de arena en el pozo interfiere con el potencial de producción del mismo.

Figura 23. Registro Integridad Mecánica N_09

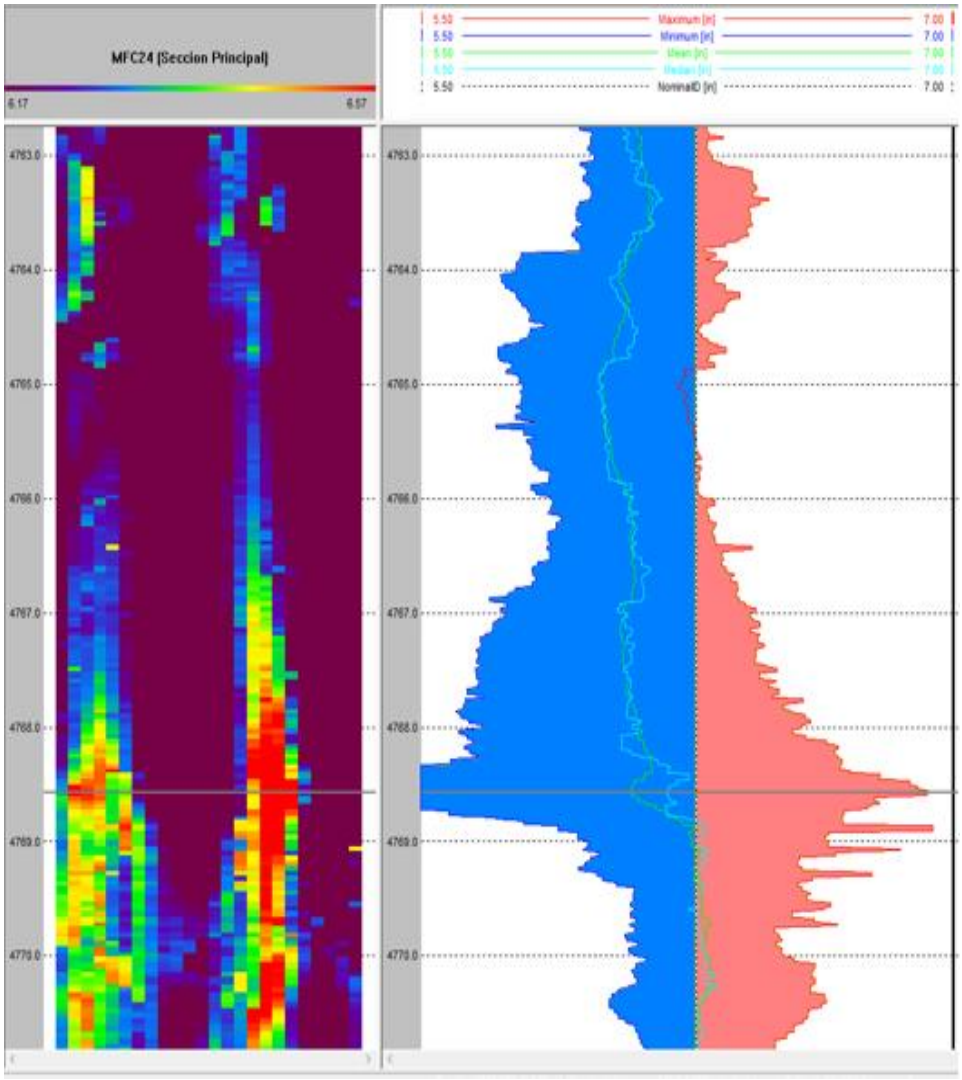
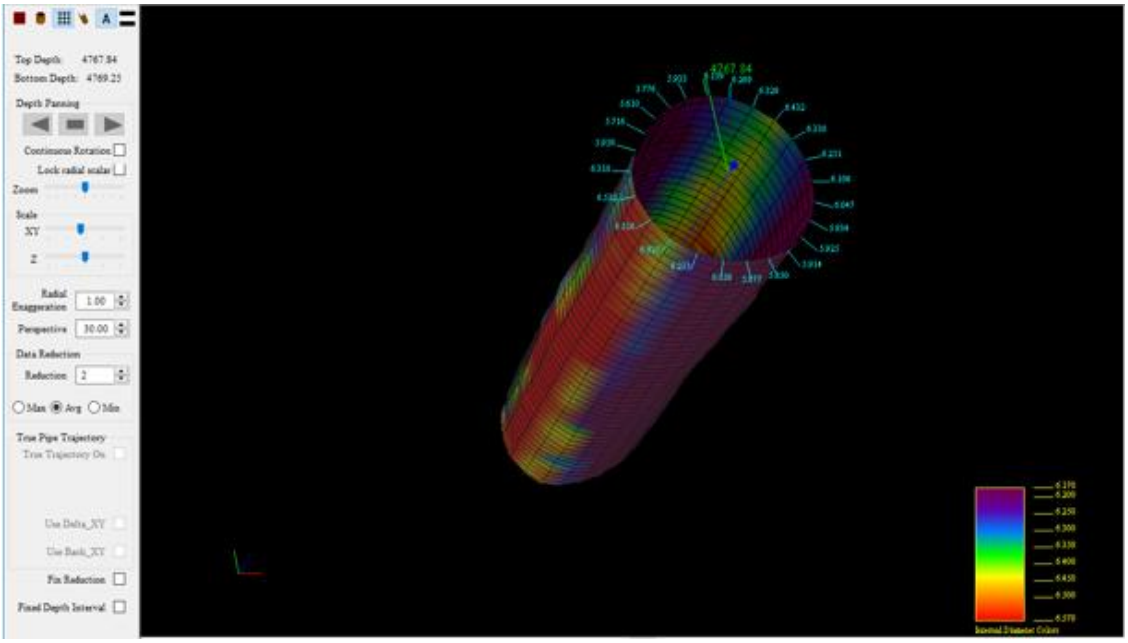


Figura 24. Imagen 3D Integridad del Casing Afectado



En la Figura 23 y la Figura 24, se presentan los resultados de un registro de integridad corrido en el pozo N_09, en las que se muestra en color rojo las zonas con desviaciones en el diámetro esperado del pozo, esto se atribuye a la alta producción de arena del pozo, ya que no se evidencian efectos de corrosión en las paredes del casing, es decir que la producción de arena está afectando la condición mecánica del mismo ya que está generando deformidades y colapsos en el pozo.

Para el pozo N_09, se determina que el trabajo fue No exitoso ya que los RL posteriores a la intervención son bajos, menores al 70% del RL esperado para el ALS tanto ESP como PCP, la tasa de producción de arena posterior al tratamiento es alta, y en las intervenciones después del aislamiento el volumen de arena a limpiar fue significativamente alto al punto que después de la última falla el pozo quedo detenido en espera de una evaluación que permita retornarlo a producción y recuperar la promesa de producción. Adicionalmente el pozo no ha tenido una

tasa de producción estable y aparentemente el cañoneo adicional y el cambio de ALS con profundización no aportaron para mejorar el comportamiento de producción del pozo, por el contrario, el RL de los 3 últimos servicios ha sido menor.

3.5 POZO N_10

En la Tabla 16 se presentan las características de las arenas en las que se realizó la inyección del tratamiento, el bombeo se hizo en 2 etapas.

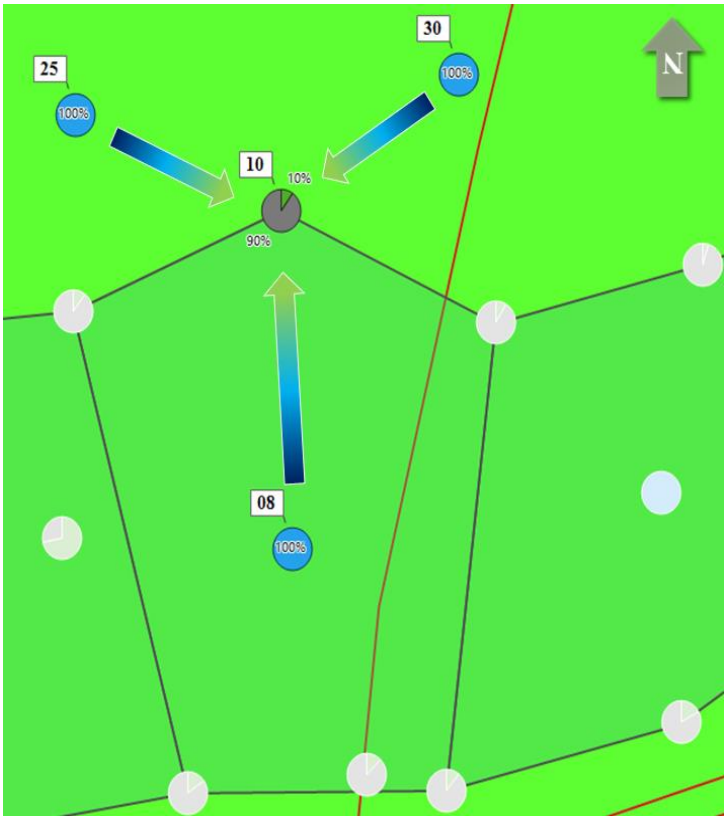
Tabla 16. Descripción Tratamiento Pozo N_10

Fecha	Etapa	Espesor	Formación	Perm.	Poro.	Concentración TTO
5 junio 2015	**1**	5ft	K2dt	1373	19%	7%
7 junio 2015	**2**	4ft- 8ft– 5ft	K1ab-K2	298-923-480	12% -18% 15%	7%

Se realizó en 2 etapas de bombeo del bache de TTO LIK a la formación y se monitoreo incremento de presión, al llegar a la presión limite estimada por el SRT. Para realizar tratamiento TTO LIK, con el bombeo en 4 etapas con espaciamiento de salmuera entre cada bache de TTO LIK según recomendación del proveedor. El tiempo de remojo fue de 8 horas, para el pozo se bombearon 99 barriles para un radio de invasión de 13 ft.

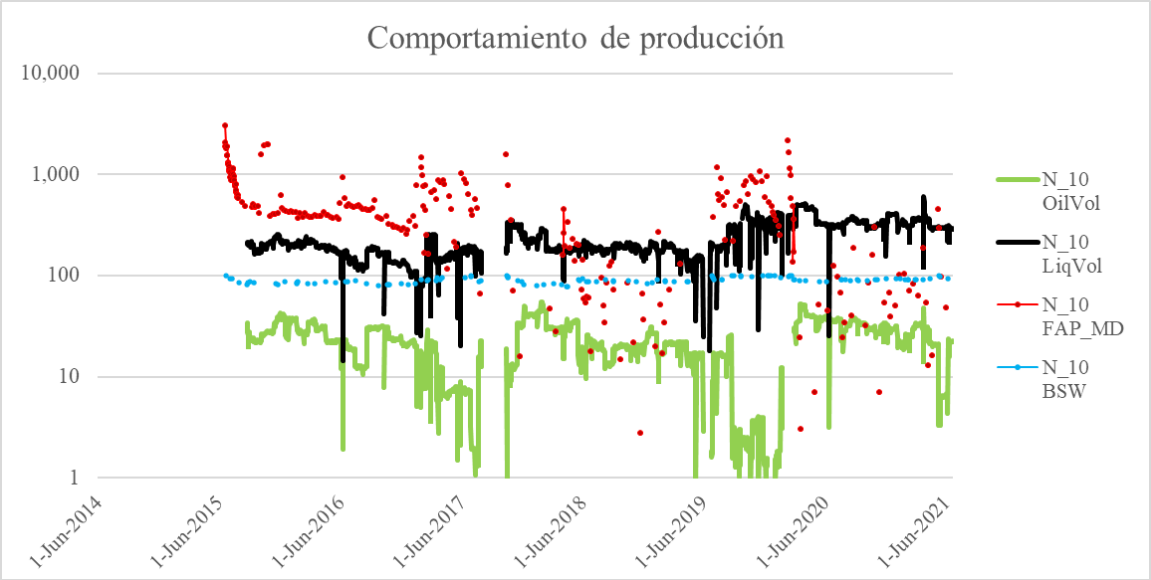
En la Figura 25, se presentan lo inyectores que influencia al pozo N_10, perforados en 2015 (I_08) y 2019 con el objetivo de dar soporte a la producción del pozo.

Figura 25. Ubicación Pozo N_10 e Inyectores I_30, I_08 & I_25



En la Figura 26 se presenta el histórico de producción de agua, crudo, el BSW, salinidad y parámetros de producción como velocidad y niveles, desde el completamiento inicial (2015) momento en el que se bombeo el tratamiento de control de arena hasta la actualidad, Figura 26.

Figura 26. Comportamiento de Producción del Pozo N_10 Después del Tratamiento



Después del tratamiento el pozo tuvo una producción de crudo sobre los 30 BOPD con un corte de agua sobre el 90%, durante el primer año el pozo N_10 trabajo con un nivel por encima de los 500 ft, el pozo falla a mediados del año 2017 por arenamiento, después de realizar el servicio en el pozo se logra estabilizar la producción de crudo sobre los 50 BOPD y el FLAP del pozo se mantiene por debajo de los 500 ft. Posterior a la perforación de 2 pozos inyectores en el año 2019 el pozo ve un incremento importante en la producción de fluidos, al igual que en el caso del pozo N_09 el pozo presenta una alta producción de gas que se confirma con las medidas sónicas con las que se encontró una columna liquida entre el 50% y el 65% y una producción de gas aproximada de 25,000 scf.

Adicional al seguimiento de producción del pozo se han realizado medidas de la producción de sólidos. Para los años 2019-2021 estas medidas se encuentran entre 22-167 PPM, bajo en comparación al comportamiento de los pozos del

sector en los que no se realizó tratamiento químico. Tabla 17. Con la mayor concentración de partículas de menos de 106 µm.

Tabla 17. Monitoreo de Producción de Sólidos del Pozo N_10

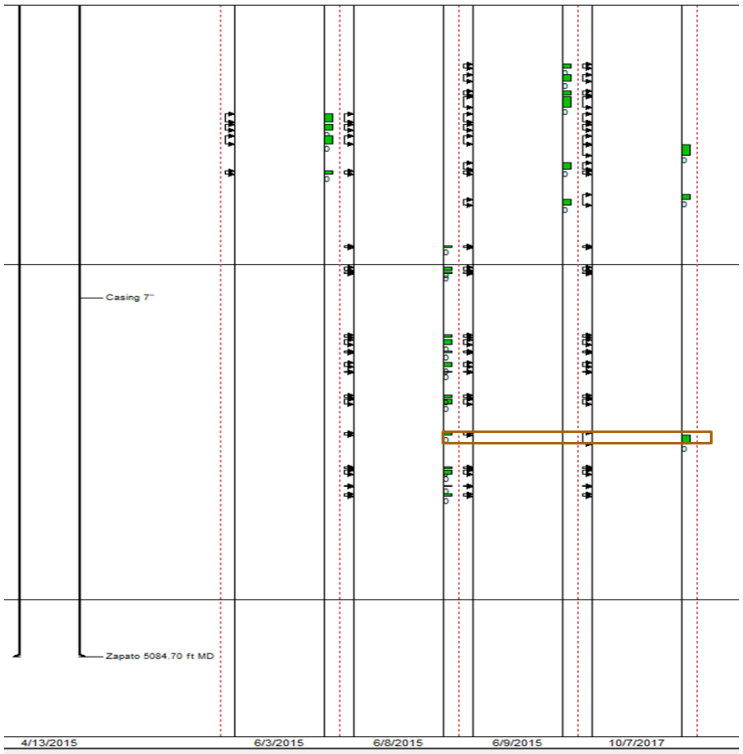
FECHA	Concentración promedio ppm	Concentración máxima ppm	Fracción entre 25 Y 106 µm	Fracción Entre 106 Y 250 µM	Fracción Entre 250 A 425 µM	Fracción Mayor a 425 µM
20/08/2020	34,8	237,3	26,11%	39,25%	26,51%	8,12%
20/02/2020	2,9	3,0	59,30%	18,60%	6,98%	15,12%
15/01/2020	324,2	371,9	76,50%	11,61%	10,10%	1,79%
18/12/2019	9,1	9,6	71,84%	16,72%	9,34%	2,11%
10/12/2019	5,4	5,6	74,64%	5,07%	7,00%	13,29%
3/12/2019	6,8	7,1	70,02%	13,81%	6,71%	9,47%
8/11/2019	11,1	11,1	16,02%	69,14%	13,07%	1,77%
10/10/2019	5,8	8,5	17,07%	46,10%	20,49%	16,34%
16/09/2019	1,4	10,3	25,74%	54,96%	9,92%	9,38%
11/9/2019	4,3	7,1	46,89%	35,33%	10,00%	7,78%
2/9/2019	1,2	1,2	12,13%	43,10%	30,96%	13,81%
27/08/2019	7,1	7,4	19,19%	32,10%	15,13%	33,58%
13/08/2019	6,4	6,5	30,80%	44,35%	17,45%	7,39%
1/8/2019	3,7	3,9	34,30%	23,10%	20,58%	22,02%
23/07/2019	20,1	32,0	38,10%	34,01%	19,05%	8,84%
15/07/2019	7,3	7,4	54,92%	37,03%	3,22%	4,83%
8/7/2019	4,8	5,0	47,83%	35,33%	13,04%	3,80%
3/7/2019	5,9	5,9	41,87%	41,43%	11,80%	4,90%
27/05/2019	89,1	249,9	26,34%	34,47%	23,94%	15,24%
20/05/2019	34,4	34,5	29,87%	41,44%	22,15%	6,54%
14/05/2019	1,5	1,5	22,12%	39,82%	7,08%	30,97%
3/5/2019	25,4	36,5	47,73%	31,13%	10,44%	10,70%

A continuación, en la Tabla 18 se muestra un resumen de las intervenciones posteriores a la inyección del tratamiento en el pozo. En el primer servicio se recomendó dejar el intake de la bomba por encima de perforados para mantener un DD controlado, sin embargo, en las siguientes intervenciones la bomba se profundizó 200 ft.

Tabla 18. Desempeño RL del Pozo N_10 Después del Tratamiento

ALS	Servicio	Clasificación	Detalle	Fecha de instalación	Fecha de Falla	Run Life	Intake
PCP	1	Falla el ALS	Free gas	6/10/2015	1/17/2017	587	4151
PCP	2	Falla el ALS	Arena	1/29/2017	7/31/2017	183	4334
PCP	3	No falla el ALS	No falla el equipo	10/12/2017	1/26/2020	836	4415
PCP	4	Servicio actual		2/10/2020		449	4427

Figura 27. Histórico de Intervenciones en el Pozo N_10



En la Figura 27, se presentan los históricos de limpiezas de arena, intervenciones realizadas en el pozo y el esquema del completamiento del pozo, se muestran los topes de arena encontrados en el pozo a lo largo del tiempo, para el pozo N_10. Después de 587 días del tratamiento el pozo tuvo una falla por arenamiento en la que se encontró el tope de arena a 4,595ft.

Para el pozo N_10, se determina que el trabajo fue exitoso ya que los RL posteriores a la intervención han sido mayores al 70% del RL esperado para el ALS, la tasa de producción de arena posterior al tratamiento es baja, y en las intervenciones después del aislamiento el volumen de arena a limpiar ha sido significativamente menor a los históricos de los pozos del sector. Adicionalmente el pozo ha tenido una tasa de producción estable.

3.6 POZO N_13

En la Tabla 19 se presentan las características de las arenas en las que se realizó la inyección del tratamiento, el bombeo se hizo en 3 etapas

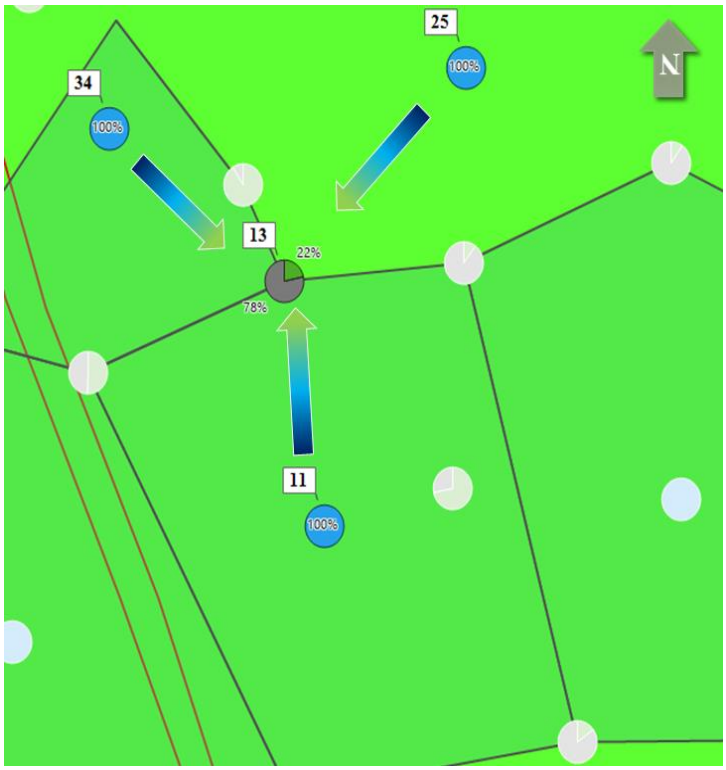
Tabla 19. Descripción Tratamiento Pozo N_13

Fecha	Etapa	Espesor	Formación	Temp	Perm.	Poro.	Concentración TTO
25 ago 2015	**1**	5ft	K3	110	1213	20%	7%
28 ago 2015	**2**	8ft-3ft	K2	110	648-348	17%-18%	7%
28 ago 2015	**3**	1ft-5ft	K1ab	110	274-343	13%-17%	7%

Previo a la inyección del tratamiento el pozo se intentó poner en línea sin éxito, posteriormente se realiza el tratamiento TTO LIK, se tuvo que realizar limpieza con bomba desarenadora rompiendo varios puentes entre 4500ft y 5000ft, adicionalmente se rectificaron 2 colapsos del casing en el pozo. Para la realización del tratamiento TTO LIK se desarrolló en 3 etapas de bombeo del bache de TTO LIK a la formación y se monitoreo incremento de presión, al llegar a la presión limite estimada por el SRT. El bombeo se realizó en 4 pasos con espaciamiento de salmuera entre cada bache de TTO LIK. según recomendación del proveedor.

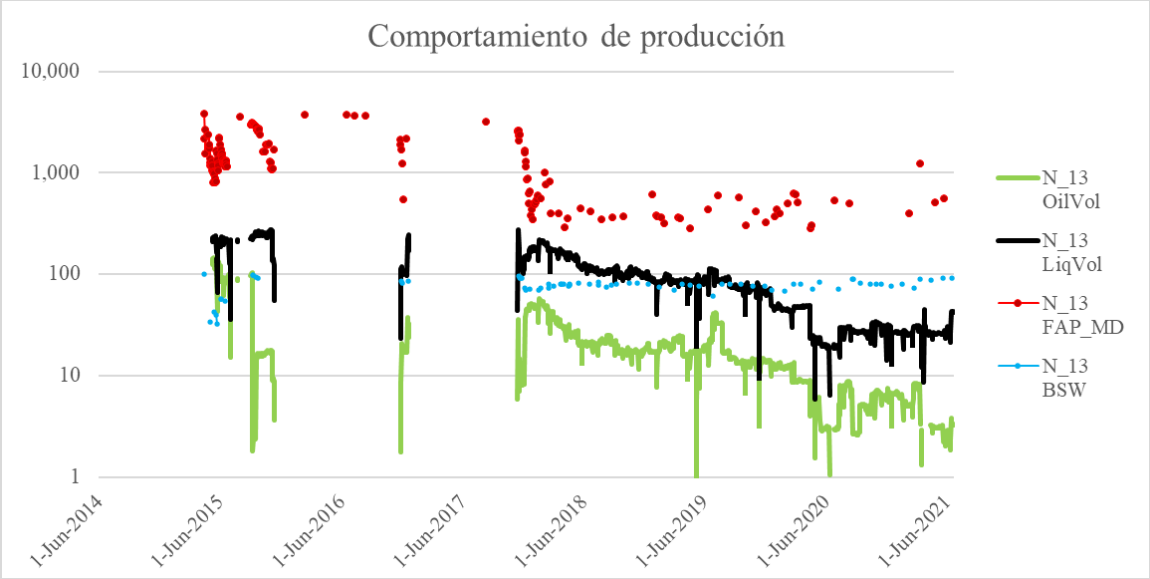
En la Figura 28 se presentan lo inyectores que influencia al pozo N_13, perforados en 2015 (I_11) y 2019 con el objetivo de dar soporte a la producción del pozo.

Figura 28. Ubicación Pozo N_13 e Inyectores I_34, I_11 & I_25



En la Figura 29, se presenta el histórico de producción de agua, crudo, el BSW, salinidad y parámetros de producción como velocidad y niveles, desde el completamiento inicial (2014), posterior el momento en el que se bombeo el tratamiento de control de arena (2015) hasta la actualidad.

Figura 29. Comportamiento de Producción del Pozo N_13 Después del Tratamiento



El pozo N_13 se perforó en el año 2014, se intentó poner en línea sin realizar ningún tratamiento preventivo, no se logró estabilizar el pozo en producción. Para inicios del año 2015 se realiza el tratamiento TTO LIK. Después del tratamiento el pozo tuvo una producción de crudo sobre los 80 BOPD con un corte de agua sobre el 70%, durante los primeros meses el pozo N_13 trabajo con un nivel por encima de los 1,000 ft, el pozo falla en el año 2015 dos veces por arenamiento y mediados del año 2016. Se realizó una evaluación técnica en la que se identificó que el pozo se completó en arenas en las que presume producción de gas, esto se confirmó con los medidores sónicos que mostraron una columna liquida entre el

75% y el 95% con un flujo del gas promedio de 5,000 scf. El pozo N_13 se intentó poner en producción antes de ejecutar el tratamiento sin éxito, después de la inyección del TTO LIK se puso en línea, pero el pozo fallo al poco tiempo y en las intervenciones siguientes no fue posible poner el pozo en producción. Posteriormente, en el 2017 se evaluó un aislamiento mecánico con camisa, lo que mejoró la condición del pozo N_13 y logrará producir, con este aislamiento mecánico se perdió un volumen importante de reservas del pozo.

Adicional al seguimiento de producción del pozo se han realizado medidas de la producción de sólidos. Para los años 2020 (posterior al aislamiento) estas medidas se encuentran entre 10-23 PPM, medidas bajas en comparación al comportamiento de los pozos del sector en la Tabla 20, la mayor concentración de partículas de menos de 106 µm.

Tabla 20. Monitoreo de Producción de Sólidos del Pozo N_13

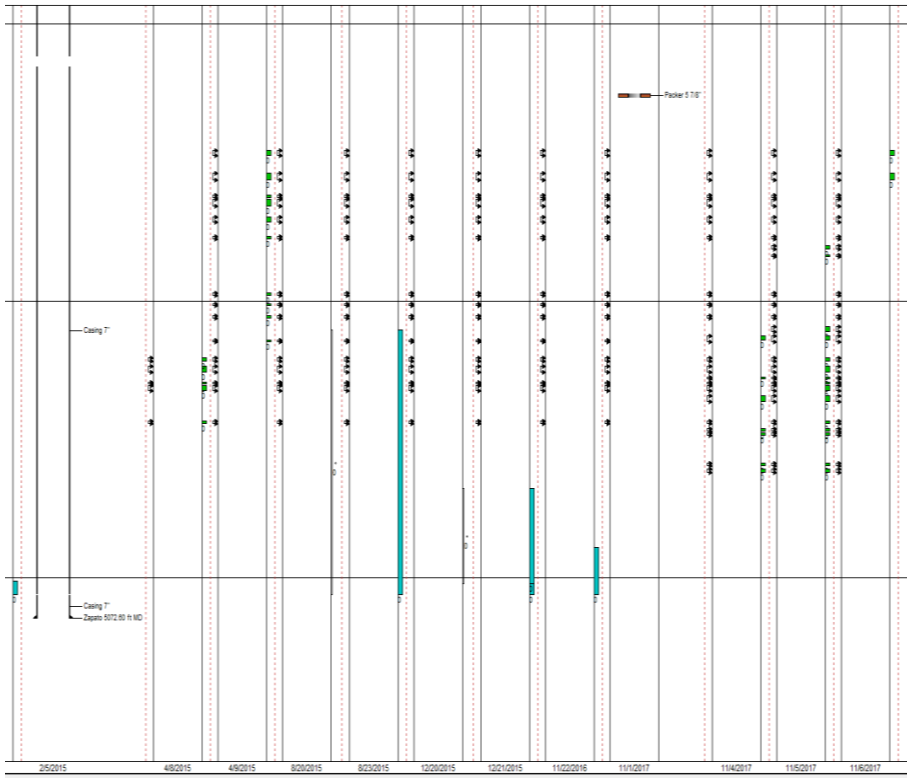
Fecha de Monitoreo	Concentración Promedio PPM	Concentración Máxima PPM	Fracción entre 25 y 106 µm	Fracción entre 106 y 250 µm	Fracción entre 250 a 425 µm	Fracción Mayores a 425 µm
18/08/2020	10,17	15,65	46,54%	27,69%	10,38%	15,38%
20/02/2020	21,82	22,66	90,20%	4,44%	3,98%	1,38%

A continuación, en la Tabla 21 se muestra un resumen de las intervenciones del pozo, desde su completamiento inicial, el pozo produjo 79 días y falla por arenamiento en el año 2015, razón por la cual se definió hacer el tratamiento TTO LIK, una vez ejecutado el pozo ingreso en producción pero el RL fue menor a 100 días, por lo que se definió hacer un cambio de sistema de levantamiento a ESP, luego del cambio el pozo falla a los 26 días, la causa de la falla fue la producción de arena, como se presenta en la Figura 30.

Tabla 21. Desempeño RL del Pozo N_13 Después del Tratamiento

ALS	Servicio	Clasificación	Detalle	Fecha de instalación	Fecha de Falla	Run Life	Intake
PCP	1	No falla ALS	Limpieza	4/16/2015	7/4/2015	79	4442
PCP	2	No falla ALS	Limpieza	9/1/2015	11/15/2015	75	4442
ESP	3	Falla el ALS	ESP Pump	11/26/2016	12/22/2016	26	4144
ESP	4			11/16/2017		1265	4078

Figura 30. Histórico de Intervenciones en el Pozo N_13

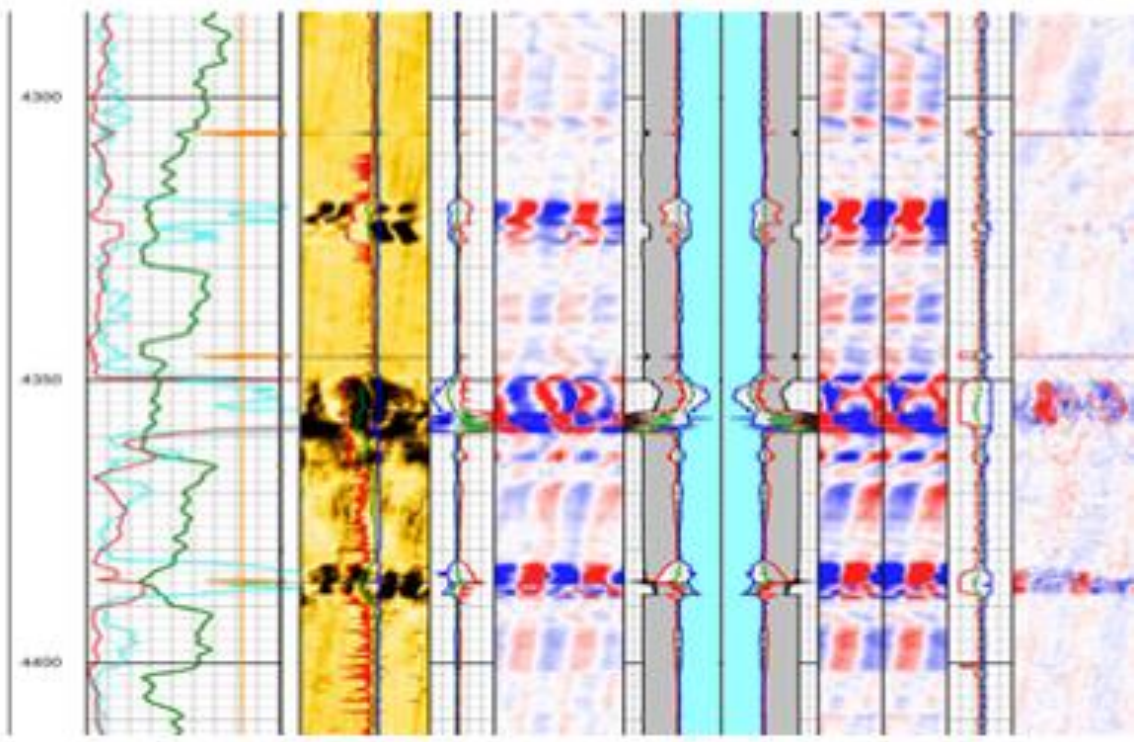


En la Figura 30, se presentan los históricos de limpiezas de arena e intervenciones realizadas en el pozo y el esquema del completamiento del pozo, se muestran los topes de arena encontrados en el pozo a lo largo del tiempo, para el pozo N_13 se tienen 11 intervenciones, en 5 de ellas se encontró el tope de arena entre los perforados, en el caso más crítico 800ft sobre la zapata del pozo, este grado de

producción y acumulación de arena en el pozo interfiere con el potencial de producción del mismo.

Después de la última falla el pozo N_13 quedo apagado 1 año para evaluar la realización de un aislamiento mecánico esperando reparar el daño en el casing que no permite que el pozo produzca adecuadamente, según el registro de integridad tomado en el pozo, existen zonas con daños severos como se muestra en la Figura 31.

Figura 31. Registro Integridad Mecánica N_13



Para el pozo N_13, se determina que el trabajo fue No exitoso ya que los RL posteriores a la intervención han sido bajos, menores al 70% del RL esperado para el sistema de levantamiento ALS tanto como ESP como PCP, aunque la tasa

de producción de arena posterior al tratamiento es baja, en las intervenciones después del aislamiento el volumen de arena a limpiar fue significativamente alto después del reacondicionamiento el pozo perdió producción y no se alcanzará la promesa de producción.

3.7 RESUMEN RESULTADOS EVALUACIÓN TÉCNICA

En la Tabla 22, se presenta el resumen de los resultados de la evaluación técnica realizada para los 6 pozos candidatos.

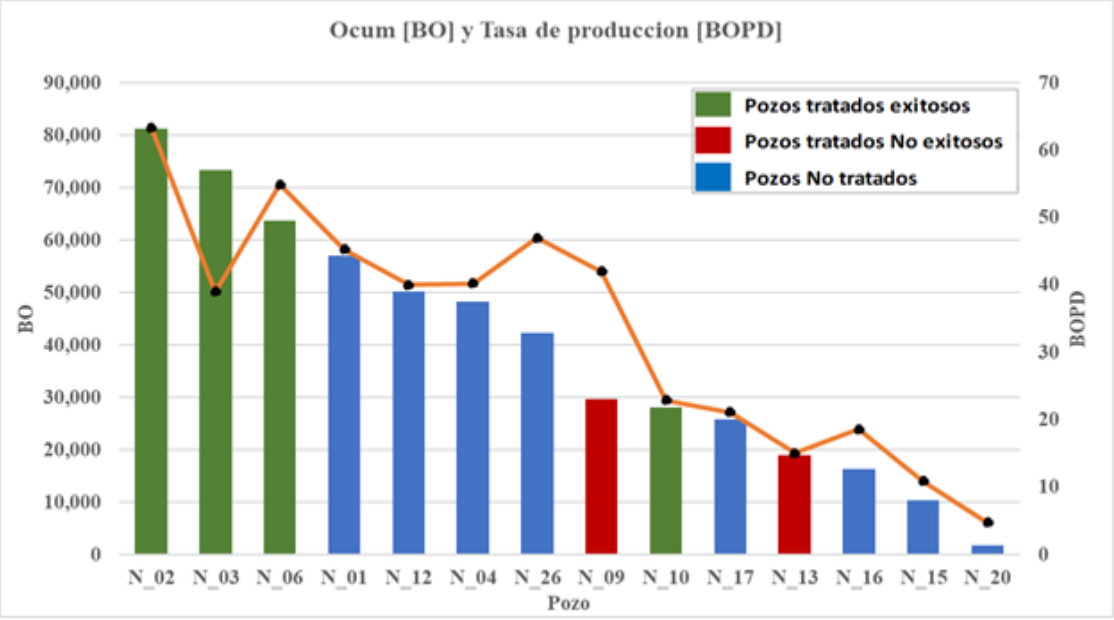
Tabla 22. Resultados de la Evaluación Técnica del Tratamiento en los 6 Pozos Estudio

Pozo	Comportamiento de producción	Producción sólidos	RL pozo vs RL ALS	# de fallas arenamiento	Ft de arena limpiados interv	Exitoso
N_02	Estable >= 100 BOPD	3-103 PPM	539	1	100 ft	SI
N_03	Estable >= 50 BOPD	22-167 PPM	1090	1	20 ft	SI
N_06	Estable >= 80 BOPD	3-371 PPM	455	1	200 ft	SI
N_09	Inestable entre 10 BOPD y 80 BOPD	25-15,967 PPM	193	5	200 ft - 800 ft	**NO Daño en revestimiento**
N_10	Estable >= 30 BOPD	22-167 PPM	521	1	200 ft	SI
N_13	Inestable entre 5 BOPD y 80 BOPD	10-23 PPM	361	2	300 ft - 800 ft	**NO**

Se identifica que el 80% de los casos fueron exitosos, donde para los pozos el 100% de los casos el tratamiento fue aplicado antes de la primera puesta en producción de los pozos, mientras que en los casos no exitosos se intentó dejar los pozos en producción sin tratamiento y aunque el tratamiento se aplicó en los meses siguientes, los pozos presentaron problemas de producción de arena, recurrentes fallas por arenamiento y en algunos casos daño mecánico en el revestimiento, es el caso del pozo N_09 no entra dentro del conteo por ser una condición mecánica mayor.

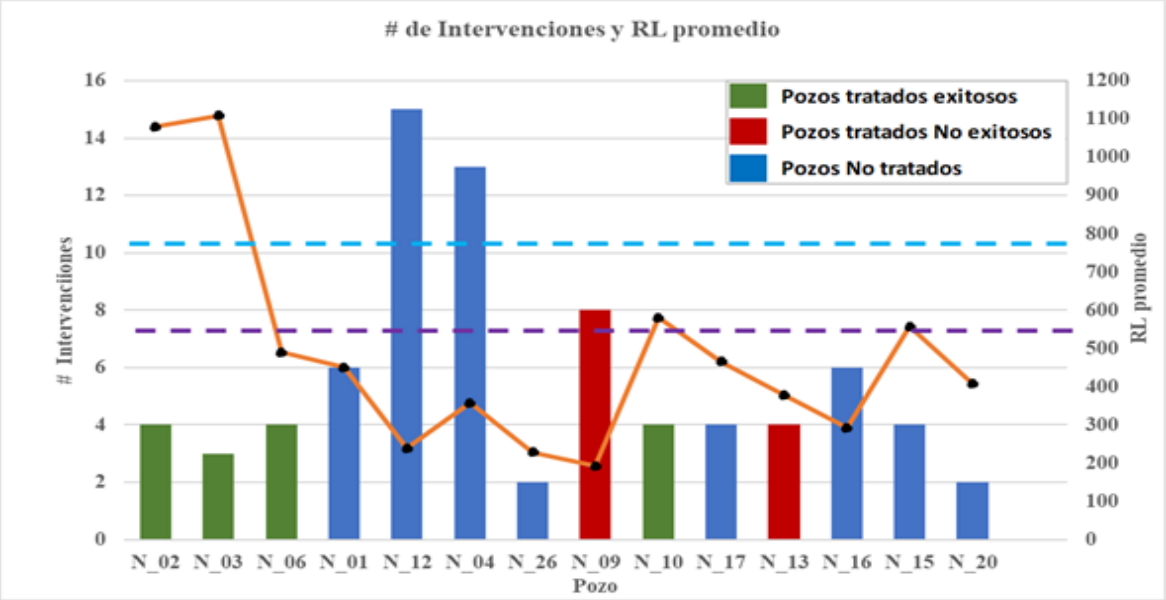
A continuación, en la Figura 32, se presentan los acumulados de producción y las tasas promedio de producción de los pozos ubicados en el sector estudiado, se muestran los resultados de los pozos tratados considerados exitosos, no exitosos y los pozos no tratados.

Figura 32. Comparación Acumulados y Tasa de Producción Pozos del Sector



Los pozos tratados de forma preventiva con tratamiento para evitar la producción de arena exitosamente han alcanzado acumulados de producción mayores que los pozos no tratados o tratados no exitosos, los pozos tratados también alcanzan una mejor tasa de producción promedio, por encima de los 40 BOPD en la mayoría de los casos, solo el pozo N_10 tiene un bajo acumulado, lo cual está relacionado con una baja tasa de producción promedio sin embargo este pozo ha alcanzado un RL promedio, por encima del 70% del esperado para el ALS, como se presenta en la Figura 33.

Figura 33. Número de Intervenciones y RL Promedio de los Pozos del Sector



Se presenta en las barras el número de intervenciones de los pozos, y en la línea el RL promedio de cada pozo, las líneas punteadas representan el RL esperado para los ALS instalados en los pozos objeto de estudio, ESP (azul) y PCP (morado), con la información presentada se confirma que los pozos tratados exitosamente presentan mayor RL promedio y un menor número de intervenciones que los pozos no tratados o tratados no exitosamente.

Evaluación Económica de los Pozos Tratados

Para realizar la evaluación económica de la intervención de los pozos se compararon los costos del tratamiento en los pozos seleccionados dentro del área estudio, como se presenta en la Tabla 24.

Se comparó el VPN del tratamiento en cada pozo incluyendo los costos del servicio, para todas las evaluaciones se contempló el costo promedio de un servicio completo en el campo 110,000 USD, y un valor promedio de ALS. Tabla 23

Tabla 23. Costos Servicio (Equipo y Servicio de ALS PCP) [USD]

DESCRIPCIÓN	UNID	VAL.UNIT	PLAN	VAL.TOTAL
Equipo activo con cuadrilla	HR	283	100	28,305
Equipo inactivo con cuadrilla	HR	248	16	3,963
Suministros	HR	1	120	176
Company Man A2	HR	5	120	653
Ingeniero de operaciones o3	HR	3	120	395
Tarifa diaria camión de vacío	HR	5	120	598
Tarifa diaria carrotanque	HR	7	120	851
Tarifa diaria carga seca	HR	28	120	3,388
Servicio bomba desarenadora + repuesto	EA	470	1	470
Tubería nueva	FT	6	3,862	22,979
Varilla continua	FT	9	3,800	32,946
Bomba PCP + accesorios	GLB	9,000	1	9,000
Rotador de tubería eot new	EA	4,340	1	4,340
Técnico PCP	GLB	700	1	700
Cargo en operación	HR	165	6	988
Protocolos de bioseguridad	HR	2	6	13
Inhibidor de corrosión	GAL	8	30	236
Total				**110,001**

Tomado como referencia los costos del tratamiento químico en los pozos seleccionados se define un costo promedio de tratamiento por pozo de 184,100 USD.

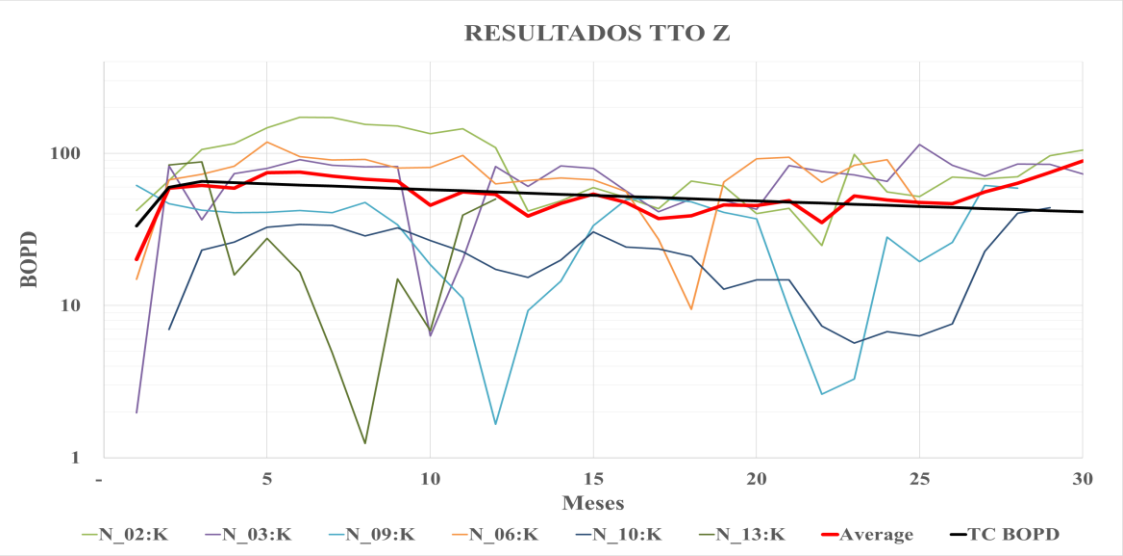
Tabla 24. Costos TTO LIK [USD]

***Costos Sin Equipo (Solo tratamiento + empaques)**

Pozo	N_02	N_03	N_06	N_09	N_10	N_13	Promedio
Costo TTO LIK	186,129	184,242	241,564	152,905	150,244	189,369	**184,042**

Se realizó la evaluación económica por curva tipo, en la que se comparó la producción de todos los pozos y se estima que el promedio es el potencial probable para la intervención en un nuevo pozo candidato en el sector con condiciones similares (completados en arenas K, producción en conjunto y con un proceso de recuperación secundaria maduro).

Figura 34. Resultados de Producción TTO LIK



En la Figura 34 se muestran los resultados de producción de los pozos tratados en el estudio, para poder asociar una curva tipo, es decir un perfil de producción esperado para los pozos en el área en los que se vaya a realizar el tratamiento, se tomó un promedio de la producción de los pozos, tanto de los trabajos exitosos como de los no exitosos, la tasa de producción se tomó promedio mensual. Posteriorme se realizó un ajuste del promedio de producción para tener un perfil tipo, con una tasa inicial de 65 BOPD y una declinación esperada del 20% como se muestra en la Tabla 25.

Tabla 25. Parámetros Ajuste Declinación Curva Tipo (TTO LIK)

PARÁMETRO	VALOR
Di	**20%**
b	**0.3**
Tasa inicial [BOPD]	**65**
OCUM	**191,530**

Para la evaluación ecónomica se evaluó un caso base, el cual consideró que no se realiza el tratamiento en los pozos y que se tiene que realizar intervenciones periodicas al pozo para realizar limpieza de arena y servicio al ALS con PCP. Para el caso de evaluación potencial se determinara que el RL esperado es el mostrado en la sección 3. Para los pozos selecionados y tratados exitosamente en el IC, se tomará un valor promedio de 790 dias, superior al 70% del RL esperado para el ALS en el campo estudio (550 días para PCP).

A continuación se presentan los parámetros empleados para la evaluación economica con un modelo Stand Alone. Tabla 26.

Tabla 26. Parámetros Evaluación Económica

PARÁMETRO	PROYECTO
Precio del mercado	Acordado
Tasa de descuento (anual)	15%
Fecha inicial	2021
Fecha descuento	2021
Corte al límite económico	Si (2047)
Regalías	Regalías promedio
Precio de Servicio ($/bbl)	$ 49
Costo servicio	M$ 294

Adicionalmente con la evaluación económica se determinó que el tratamiento TTO LIK es económico y genera una importante mejora en los costos por barril y en el VPN. Como se muestra en la Tabla 27 se muestra el resumen de los principales indicadores involucrados en la evaluación económica de la implementación del TTO LIK (VPN (Valor presente Neto), TIR (Tasa de Retorno), DPI (Distribución de pago) y Tiempo de retorno).

Tabla 27. Resultados Evaluación Económica TTO LIK

	Base	Potencial	Incremental 100%	Incremental esperado
TIR	>300%	>300%	>300%	>300%
VPN Runlife @15%	M$ 257	M$ 717	M$ 460	M$ 322
VPN@15%	M$ 327	M$ 1,889	M$ 1,562	M$ 1,093
DPI@15%	No capital	11.27	9.49	9.49
Tiempo De Retorno	No expense	3 meses	4 meses	4 meses
Flujo De Caja @2021	M$ 0.20	M$ 0.40	M$ 0.20	M$ 0.14
Fecha Del Límite Económico	Feb-2024	Dec-2038	Dec-2038	Dec-2038
Reservas MBO Al Límite Económico	67	183	117	82

A continuación, en la Tabla 28 se presentan 5 indicadores económicos adicionales, en los que se evidencia que el tratamiento TTO LIK incrementa el límite económico de los pozos, las reservas recuperables y disminuye el costo por barril al reducir el número de intervenciones y el costo de estas.

Tabla 28. Indicadores Económicos TTO LIK

INDICADORES ECONÓMICOS	BASE	POTENCIAL
MBO Bruto	212	212
MBO Bruto En Límite Económico	67	183
MBO Neto En Límite Económico	60	165
Capital Por Barril $ / BO	No Capital	$ 1.1
MBO Bruto	$ 39	$ 17

4. RESULTADOS

Para determinar la efectividad del tratamiento en los pozos, se definieron los siguientes KPI técnicos que se especifican en la Figura 10.

Tratamiento Exitoso

- RL posterior > 0.7 RL Promedio ALS (550 días para PCP).
- Tasa de producción de arena posterior < Tasa de producción de arena sector.
- Comportamiento de producción estable.
- Número de fallas asociadas a arenamiento menor a 3.
- Pies de arena limpiados posterior al tratamiento menores a 500 ft.

Tratamiento No exitoso

- RL posterior < 0.7 RL Promedio ALS (550 días para PCP).
- Tasa de producción de arena posterior < Tasa de producción de arena sector.
- Comportamiento de producción inestable.
- Número de fallas asociadas a arenamiento mayor o igual a 3.
- Pies de arena limpiados posterior al tratamiento mayores a 500 ft.

En conclusión, el tratamiento para control de arena TTO LIK es efectivo para la formación en estudio y aplicable en los pozos productores para su completamiento inicial (IC).

- N_02-IC2015 Exitoso – trabajo TTO LIK desarrollado durante IC, con más de 5 años de duración, sin presentar problemas por arenamiento. Ver **Pozo N_02**.
- N_03-IC2015 Exitoso – trabajo TTO LIK desarrollado durante IC, el pozo falla 1,485 días después. Arena aislada en 2019, desde esa fecha pérdidas de tasa, crudo y fluido. Ver **Pozo N_06**.

- N_06-IC2015 Exitoso – trabajo TTO LIK desarrollado durante IC, el pozo falla 535 días después. El pozo ha presentado 1 falla para limpieza de pozo y 1 falla– alto DLS (2.34) Ver **Pozo N_06**.
- N_10-IC2015 Exitoso – trabajo TTO LIK desarrollado durante IC, el pozo falla 587 días después. Ver **Pozo N_10**.
- N_09-IC2015 No Exitoso – trabajo TTO LIK ejecutado después de poner el pozo en producción posterior al TTO LIK falla a los 384 días// 7 puntos en fondo comprometidos por integridad –Registro. Ver **Pozo N_09**.
- N_13-IC2015 No Exitoso – trabajo TTO LIK ejecutado después de poner el pozo en producción posterior al TTO LIK falla a los 75 días / cambio ALS a ESP 1110 días// 5 puntos en fondo - restricciones corregidas Ver **Pozo N_13**.

En este documento se presenta una guía práctica aplicado a un caso real que sirve como guía consulta para la selección y la aplicación de tratamiento químico para el control de arena en pozos en campos maduros con proceso de recobro secundario.

Según la experiencia y las lecciones aprendidas en el campo estudio objeto de este trabajo, se concluye que el mejor momento para realizar la aplicación del tratamiento químico es de manera preventiva y durante el desarrollo del completamiento inicial del pozo, se evitan los problemas de integridad mecánica, se conserva la productividad de los pozos, se disminuye la necesidad de realizar múltiples intervenciones y se evitan los sobrecostos de reacondicionamiento a pozo.

Se presenta un ejemplo detallado de la aplicación de un tratamiento químico comercial y el flujo de evaluación en una campaña de 6 pozos con una robusta evaluación técnico-económica, basados en el flujo de trabajo creado, el cual se presenta en la sección 4.7, en la Tabla 22, y en la sección 4 en las Tabla 27 y Tabla 28.

5. CONCLUSIONES

- De las 5 áreas principales del campo se tiene que 3 áreas tienen problemáticas comunes de producción de arena. El área denominada AREA_1 tuvo un 74% de las fallas históricas asociadas a producción de arena, siendo esta área el 34% de los pozos analizados del campo, se seleccionó esta área para el estudio por presentar mayor ocurrencia de casos de arenamiento y un alto número de servicios de pozo derivados de la producción de arena
- El AREA_1 cuenta con sectores delimitados en función del modelo estructural y estratigráfico del área, así mismo estos sectores cuentan con diferentes características de friabilidad, volumen de arcilla, madurez y permeabilidad. A pesar de que los pozos se encuentran completados en las mismas zonas productoras tienen diferencias en el comportamiento de producción de arena.
- El sector_3 del AREA_1 es el sector en el que realizaron tratamientos de control de arena debido a la recurrencia de las fallas asociadas a este fenómeno y el alto potencial de producción, durante el diagnóstico y evaluación del comportamiento de producción e inyección del sector se identificó y confirmó que los pozos en la zona presentaron en el pasado unas altas tasas de producción, se entiende que el sector tiene un alto potencial para la producción de hidrocarburos, sin embargo este no ha podido ser explotado efectivamente por la excesiva producción de arena que genera unos elevados costos asociados a la producción en este sector.
- Se corroboró la necesidad de ensayar tratamientos químicos que ayudarían con el problema identificado, es así como se evaluó el tratamiento químico comercial que en este documento TTO LIK, para mejorar el comportamiento de producción de la zona.
- Se analizó los pozos seleccionados para la aplicación, y se determinó que en el 80% de los pozos seleccionados el tratamiento fue exitoso y también que el 100% de los pozos en los que se realizó el tratamiento en el completamiento

inicial (IC) presentaron un RL mayor al 70% del esperado para el ALS (550 días para PCP) y una baja tasa de producción de arena menor al promedio del sector. En el 20% no exitoso se identificó que los pozos se intentaron poner en producción sin la aplicación del tratamiento con RL promedio en el primer servicio de 25 días, posterior a estas fallas prematuras se buscó realizar la aplicación del tratamiento sin embargo, ya se los pozos presentaron problemas de integridad en el casing y arenamiento prematuro, lo que disminuyó la efectividad del tratamiento y fue necesario realizar algún tipo de intervención de reacondicionamiento, para instalar mallas o realizar aislamientos con cemento.

- Los pozos tratados de forma preventiva con tratamiento para evitar la producción de arena exitosamente han alcanzado acumulados de producción mayores que los pozos no tratados o tratados no exitosos, los pozos tratados también alcanzan una mejor tasa de producción promedio, presentan mayor RL promedio y un menor número de intervenciones.
- Los indicadores económicos como el costo por barril se reducen más del 50%, el VPN se duplica, el tiempo de retorno de la inversión se reduce un 50% y también las reservas asociadas a los pozos después del tratamiento se triplican, con lo que se concluye que la aplicación del tratamiento de control de arena TTO LIK, es viable técnica y económicamente para los pozos del sector una vez sean aplicados durante el completamiento inicial de los pozos.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda hacer evaluaciones integrales con todos los grupos multidisciplinarios que intervienen en este tipo de operaciones, se debe incluir campos análogos, lecciones aprendidas, revisión de otros tratamientos en pozos, todo con el fin de evaluar los casos de éxito y de fracaso de las tecnologías, es importante no descartar las tecnologías sin evaluar a detalle, se asegurar la revisión de condiciones operativas, desviaciones a los procedimientos, tipo de completamiento, condiciones de aplicación, tasas de admisibilidad, etcétera. Es un error frecuente en la industria descartar las tecnologías a priori sin el debido proceso de evaluación.
- Para este caso de estudio en particular los pozos no estuvieron bajo las mismas condiciones, el tratamiento realizado se desarrolló en diferentes etapas de producción de los pozos y fueron sometidos a diferentes condiciones, adicionalmente algunos fueron intervenidos para adicionar perforados, cambios de estado mecánico, entre otros.
- Se debe evaluar para cualquier activo, incluyendo el campo objetivo de este estudio que tecnologías adicionales para el tratamiento preventivo y correctivo se han realizado y que porcentaje de éxito han tenido, las causas por las cuales se descartaron. Se debe contar con grupos multidisciplinarios que aporten a las evaluaciones.
- Es importante documentar cada proceso, pruebas de tecnologías, lecciones aprendidas, mejores prácticas, nuevos procedimientos, esto con el fin de evitar que se pierda información valiosa con el cambio de ingenieros en los activos.
- Para las futuras campañas de desarrollo en esta área se debe incluir tratamientos para control arena de manera preventiva.
- Para pozos productores que presentan daño de integridad en el casing deben ser evaluados para otros tratamientos remediales como el aislamiento de zonas

definitivas y compensar la pérdida de reservas contemplando otros puntos de extracción.

- Para pozos productores con alta heterogeneidad y grandes espesores se recomienda implementar el uso de divergentes para la aplicación del tratamiento.
- Desde la parte operacional se recomienda hacer el SRT en todos los intervalos para garantizar que la presión a la que se inyecte el TTO LIK está en régimen matricial.
- En las zonas en las que se identifiquen arenas con baja inyectividad se recomienda realizar estimulaciones mecánicas, para asegurar la efectividad del tratamiento, lo cual optimiza los tiempos de remojo y mejora la capacidad de penetración del TTO LIK.

BIBLIOGRAFÍA

AL-AWAD, M. The Mechanism of Sand Production Caused by Pore Pressure Fluctuations. Oil & Gas Science and Technology, 2001. 339-345

HIRSCHFELDT, M. Manual de Bombeo de Cavidades progresivas. En M. Hirschfeldt, Manual de Bombeo de Cavidades progresivas (págs. 2-40). OilProduction.net. 2008

GHAREEB, M., & Greer, B. Challenges in selection and design the Beam Pumped wells completion. Middle East Drilling Technilogy Conference and Exhibition. Muzcat Oman: SPE/IADC. 2011

GN SOLIDS CONTROL. (1 de 4 de 2011). Oilfield.DNsolidcontrol. Obtenido de Mud Solids Control Equipment: http://oilfield.gnsolidscontrol.com/sand-control-v-s-solids-control-equipments/

HIRSCHFELDT, M. Manual de Bombeo de Cavidades progresivas. En M. Hirschfeldt, Manual de Bombeo de Cavidades progresivas (págs. 2-40). OilProduction.net. 2008

JAIMES SUÁREZ, D., & CARVAJA ARIAS, L.E. Propuesta Metodologica para la selección de accesorios para manejo de arena en pozos del campo La Cira-Infanras. Burcaramanga: UIS. 2019

MOLINA MEDINA, G.C., & OSORIO ROSADO, C.A. Diagnostico tecnico y economico de las tecnologias usadas en el manejo de la producción de arena que permitan disminuir la frecuencia de falla y la perdida de producción en el campo Bonanza de la SOM de GRMM de Ecopetrol S.A. Bucaramanga: UIS. 2013

TONCEL HERNANDEZ, E. A. Factibilidad técnica y financiera para la fabricación de material propante, base arena natural, utilizado en el fracturamiento hidraulico en Colombia. Bucaramanga: UIS. 2013

MUÑOZ CANTILLO, L.R., & SANTAMARIA DÍAZ, S. Evaluación de los metodos de control de arena implementados en el campo La CIra Infantas. Bucaramanga: UIS. 2016

NÚÑEZ, W., QUINTERO, G., MANCILLA, D., KLEBER, M., CASTANO, C., MENDOZA, A., . . . MEDINA, C. Reduction in Oilwell Sand Production by Sand's Zeta potencial alteration in Colombia Oil Fields: A Chemical Particle Conglomeration Approach. ACIPET, 3-6. 2015

SCHLUMBERGER. Producción de arena. 1 de 03 de 2021. Obtenido de https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/s/sand_production