

**EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA
IMPLEMENTADOS EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

LINA RAQUEL MUÑOZ CANTILLO

SHIRLEY SANTAMARIA DIAZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA
IMPLEMENTADOS EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

**LINA RAQUEL MUÑOZ CANTILLO
SHIRLEY SANTAMARIA DIAZ**

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director:

ZULY HIMELDA CALDERÓN CARILLO

Ingeniera de Petróleos

Codirector

MICHEL ÁNGELO BOHÓRQUEZ LEÓN

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

A Dios por guiarme en todo este camino y ser mi fortaleza

A mi mamá, sin ella esto no fuera sido posible, por su incansable lucha y apoyo,
esto es por ella y para ella.

A Meli mi hermanita que siempre creyó en mi

A mi abuela Ena, la luz de mis ojos

A mi papá y Harold mi hermano que han sido parte de mi formación como persona

A mi familia, tias, tios, primas y primos por su gran apoyo e incondicionalidad en
todo momento

A mis maestros por todas sus enseñanzas

A mis amigos de Universidad que siempre estuvieron para sacarme una sonrisa

A mis amigos en Montería y Bucaramanga por su compañía

Al Departamento de Ingeniería de la Cira-Infantas por sus enseñanzas

Y a todas esas personas que se cruzaron en mi camino y me enseñaron a ser
mejor persona

Lina Raquel Muñoz Cantillo

DEDICATORIA

A Dios y su energía celestial creadora de todas las cosas, por mi familia, mis amigos, por mis talentos, virtudes, cualidades, defectos y ganas de vivir para ser cada día una mejor persona.

A mis papas por el regalo de la vida, por el amor, ternura, educación y buen ejemplo. A ellos por el apoyo, confianza y motivación en cada uno de mis proyectos.

A mi hermana, mi compañera de vida, mi ángel, por todos los momentos vividos desde los regaños hasta las risas.

A mi tía Ceci por el apoyo y cariño.

A mis amigos del capítulo estudiantil ACIPET-UIS por hacer mi época universitaria fenomenal, por las enseñanzas y momentos de felicidad, fue una gran familia y una experiencia inolvidable.

A todos mis amigos, compañeros y conocidos durante la universidad por su amistad, compañía y buenos momentos.

Shirley Santamaria Diaz

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecerles a todas esas personas que de una u otra forma contribuyeron a la realización de este trabajo especialmente:

A nuestra directora Zuly Calderón, por su amabilidad y orientación,

Al Departamento de Ingeniería de subsuelo de la Cira Infantas - Ecopetrol, especialmente a nuestro codirector Michel Ángel por toda su colaboración y apoyo

Aquellos compañeros de la universidad que nos brindaron ayuda y soporte en el desarrollo de este trabajo

Lina y Shirley

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	17
1. GENERALIDADES DEL ARENAMIENTO.....	19
1.1 DEFINICIÓN	21
1.2 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.....	21
1.2.1 Causas Naturales.....	22
1.2.2 Causas Inducidas.....	22
1.3 CONSECUENCIA DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.....	23
2. TECNOLOGÍAS DE GERENCIAMIENTO Y/O EXCLUSIÓN DE ARENA A NIVEL MUNDIAL	25
2.1 MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA.....	25
2.1.1 Control de la tasa de producción.	25
2.1.2 Métodos químicos.	26
2.1.3 Métodos mecánicos ,	26
2.1.4 Completamiento sin filtros.	34
3. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS.....	38
3.1 UBICACIÓN DEL CAMPO	38
3.2 GEOLOGÍA GENERAL	39
3.2.1 Estratigrafía del campo La Cira Infantas.....	40
3.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	40
3.4 GEOMECÁNICA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	41
3.4.1 Régimen de esfuerzos	46
4. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA DE ARENAMIENTO EN EL CAMPO DE LA CIRA INFANTAS.	47
4.1 IDENTIFICACIÓN DE ZONAS Y POZOS PRODUCTORES DE ARENA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.....	48
5. METODOS DE CONTROL DE ARENA IMPLEMENTADOS EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.....	52
5.1 SEPARADORES DE ARENA.....	52
5.2 FILTROS DE ARENA.....	55

5.2.1	Tamaño del Slot.....	56
5.2.2	Longitud del filtro.....	57
5.2.3	Ventajas.....	57
5.3	TRATAMIENTO QUÍMICO.....	58
5.4	BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS.....	59
5.4.1	Componentes principales de un sistema PCP.....	59
5.4.2	Funcionamiento.....	61
6.	ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA 63	
6.1	SEPARADORES Y FILTROS.....	63
6.1.1	Pozo LC-0001.....	64
6.1.2	Pozo LC-0003.....	67
6.1.3	Pozo LC-0007.....	70
6.2	CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO.....	72
6.2.1	Pozo LC-0011.....	73
6.2.2	Pozo LC-0010.....	75
6.2.3	Pozo LC-0009.....	77
6.3	TRATAMIENTO QUÍMICO.....	79
6.3.1	Pozo LC-0012.....	79
6.4	RESULTADOS.....	81
7.	PROPUESTA DEL MÉTODO DE CONTROL DE ARENA.....	88
7.1	PROPUESTA DE CONTROL DE ARENA PARA EL POZO LC-0001.....	91
8.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	99
8.1	CASO BASE.....	99
8.2	CASO DE APLICACIÓN DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA.....	100
9.	CONCLUSIONES.....	104
10.	RECOMENDACIONES.....	106
	BIBLIOGRAFÍA.....	107
	ANEXOS.....	110

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Metodología para la evaluación de selección de la alternativa de control de arena.	20
Figura 2. Impacto de la producción de arena	24
Figura 3. Experimento de Saucier.....	31
Figura 4. Frac Pack Screenless.	36
Figura 5. Localización geográfica del campo La Cira Infantas.	38
Figura 6. División actual por bloques para el campo La Cira Infantas.	39
Figura 7. Secuencia estratigráfica campo La Cira Infantas	40
Figura 8. Dirección regional de esfuerzo horizontal máximo, SH, en el Valle Medio del Magdalena de acuerdo con el mapa mundial de esfuerzos.....	42
Figura 9. Caracterización geomecánica de las rocas de la formación Mugrosa. ...	43
Figura 10. Modelo de BP para predicción de arena	44
Figura 11. Muestra la aplicación del modelo y la determinación de zonas propensas arenarse	45
Figura 12. Causas principales de falla en pozos del campo La Cira Infantas.....	47
Figura 13. Intervenciones por arena en los últimos 4 años en las seis áreas del campo.....	49
Figura 14. Intervenciones por pozos en los últimos cuatro años en el área de Cira Norte.....	50
Figura 15. Intervenciones por arena en los últimos cuatro años en el área de Cira Sur.....	50
Figura 16. Bombeo mecánico con desarenador.....	53
Figura 17. Desarenador	54
Figura 18. Tubing Screen.	56
Figura 19. Estado mecánico PCP	60
Figura 20. Desplazamiento del fluido en el sistema PCP	61
Figura 21. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0001	64
Figura 22. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0001	67
Figura 23. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0003	67
Figura 24. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0003	69
Figura 25. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0007	70

Figura 26. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0007	71
Figura 27. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0011	73
Figura 28. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0011	74
Figura 29. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0010	75
Figura 30. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0010	77
Figura 31. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0009	77
Figura 32. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0009	78
Figura 33. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0012	79
Figura 34. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0012	81
Figura 35. Desempeño de los separadores de arena	83
Figura 36. Desempeño de los filtros	83
Figura 37. Desempeño de los cambios de SLA	84
Figura 38. Desempeño del tratamiento químico	85
Figura 39. Desempeño de los métodos de control de arena	85
Figura 40. Unidades productoras de arena	86
Figura 41. Muestra pozo LC-0001	92
Figura 42. Análisis granulométrico	93
Figura 43. Curva de distribución del tamaño de arena del pozo LC-0001	93
Figura 44. Flujo de caja LC-0001 caso base	100
Figura 45. Flujo de caja LC-0001 con empaquetamiento con grava	101
Figura 46. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0004	110
Figura 47. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0004	112
Figura 48. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0005	113
Figura 49. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0005	114
Figura 50. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0008	115
Figura 51. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0008	117
Figura 52. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0002	117
Figura 53. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0002	119
Figura 54. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0032	120

Figura 55. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0032 122

Figura 56. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0006 124

Figura 57. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0006 125

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Ventajas y desventajas del empaque de grava en hueco revestido.	28
Tabla 2. Ventajas y desventajas de las rejillas o “liners” ranurados	33
Tabla 3. Ventajas y desventajas de las rejillas pre-empacadas.	34
Tabla 4. Propiedades petrofísicas del campo La Cira Infantas	41
Tabla 5. Propiedades de los fluidos del campo La Cira Infantas	41
Tabla 6. Régimen de esfuerzos	46
Tabla 7. Identificación de los pozos críticos con control de arena en el área de Cira Norte.....	50
Tabla 8. Identificación de los pozos críticos con control de arena en el área de Cira Sur.....	51
Tabla 9. Selección de desarenador.	55
Tabla 10. Ventajas y desventajas PCP	61
Tabla 11. Pozos con separadores como método de control de arena.....	64
Tabla 12. Eficiencia de los métodos de control de arena.	82
Tabla 13. Rangos de criterios granulométricos asociados con las tecnologías de exclusión de arena recomendadas	90
Tabla 14. Criterio de Sausier para determinación de tamaños de grava	90
Tabla 15. Análisis granulométrico LC-0001.....	92
Tabla 16. Valores percentiles D10, D40, D90 y D95	94
Tabla 17. Coeficiente de uniformidad y sorting	94
Tabla 18. Determinación del método de control de arena.....	95
Tabla 19. Percentiles calculados por el metodo de Saucier	96
Tabla 20. Referencia del tamaño de abertura de malla para diferentes tamices ...	96
Tabla 21. Datos preliminares para el análisis financiero caso base	99
Tabla 22. Datos preliminares para el análisis financiero con empaquetamiento con grava	101
Tabla 23. Indicadores financieros LC-0001.....	102

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Pozo LC-0004	110
Anexo B. Pozo LC-0005	112
Anexo C. Pozo LC-0008	115
Anexo D. Pozo LC-0002	117
Anexo E. Pozo LC-0032	120
Anexo F. Pozo LC-0006.....	123

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA IMPLEMENTADOS EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS*

AUTORES: LINA RAQUEL MUÑOZ CANTILLO;
SHIRLEY SANTAMARIA DIAZ**

PALABRAS CLAVE: Campo La Cira Infantas, arena, filtros, separadores, cambio de sistema de levantamiento, tratamiento químico.

DESCRIPCIÓN: En el campo La Cira Infantas la producción de arena es una de las principales causas de falla en los pozos ocasionando un impacto económico debido a los altos costos por intervenciones y producción diferida. Para mitigar este problema se han implementado diferentes métodos de control de arena como separadores de arena en fondo, filtros, cambios de sistema de levantamiento y consolidación química. Sin embargo las fallas asociadas a la producción de arena aún son recurrentes razón por la cual en este trabajo se identificarán las áreas y pozos críticos por producción de arena del campo que al momento cuenten con una técnica para el control de arena. Posteriormente se realizará la evaluación de desempeño de estos métodos teniendo en cuenta las condiciones operativas, run life del pozo, caudales, inyectoros asociados y las intervenciones por producción de arena antes y después de la instalación de los métodos de control estableciendo un juicio sobre la eficiencia que han tenido en el campo. Por último se recomendará un método de control de arena no probado en el campo para disminuir las fallas por producción de arena en un pozo específico haciendo un análisis técnico económico que evalué la viabilidad de su implementación.

*Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo.
Codirector: Michel Ángel Bohórquez León

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF SAND CONTROL METHODS IMPLEMENTED IN THE CIRA INFANTAS FIELD *

AUTHORS: LINA RAQUEL MUÑOZ CANTILLO;
SHIRLEY SANTAMARIA DIAZ**

KEYWORDS: Cira Infantas field, sand, filters, separators, change of artificial lift system, chemical treatment.

DESCRIPTION: In the Cira Infantas Field, sand production is one of the main causes of failure in wells causing an economic impact due to high costs by interventions and deferred production. To mitigate this problem, different sand control methods have been implemented, such as downhole separators, filters, changes in the artificial lift system and chemical consolidation. However, failures associated with sand production are still recurrent. For this reason, in this work critical areas are identified as well as wells affected by sand production with a sand control technique installed. Subsequently, a performance evaluation of these methods is carried out taking into account the operating conditions, run life, flow, associated injectors and interventions due to sand production before and after the installation of the control methods. Later, with this evaluation an opinion is proposed based on the efficiency of the previous sand control methods and techniques. Finally, an unstested sand control to reduce sand production failures in a specific well is recommended by doing an economic and technical analysis to assess the feasibility of its implementation.

*Draft Grade

**Physical Chemistry Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Advisor: Zuly Himelda Calderón Carrillo.
Codirector: Michel Ángel Bohórquez León

INTRODUCCIÓN

El campo la Cira-Infantas es un campo maduro con inyección de agua como método de recuperación secundaria cuya formación productora mugrosa (C) está constituida por areniscas no consolidadas y de baja resistencia a la presión no confinada, termino conocido en inglés como Unconfined Compressive Strength (UCS), por lo cual son propensas a la producción de arena. Estos factores generan que los granos de arena sueltos sean transportados ante ciertos niveles de caída de presión, velocidades, cantidades y viscosidades del fluido; es decir que el hidrocarburo producido trae consigo grandes cantidades de arena y finos los cuales tendrán que ser manejados por el sistema de levantamiento artificial.

La producción de arena es uno de los principales problemas que se presenta en el campo, en los últimos tres años se han realizado más de 196 intervenciones relacionadas con fallas por arena. La ocurrencia de estos eventos representa una disminución en los ingresos como consecuencia de la reducción de la producción por taponamiento de los intervalos perforados y un aumento de los costos operativos relacionados con las intervenciones de limpieza, aislamientos, cambio de bombas y en los casos más críticos cambios de sistemas de levantamiento.

Debido a esto los ingenieros de control de producción y sistemas de levantamiento artificial han implementado diferentes métodos para controlar la arena en fondo con el objetivo de mitigar el problema, aumentando el “run life” de los pozos disminuyendo consigo los costos generados entre intervenciones ocasionadas por arena, sin embargo el problema persiste y actualmente después de la corrosión, la arena es la principal causa de falla en los sistemas de levamiento artificial.

En este trabajo se evaluará la eficiencia de los sistemas de control de manejo de arena implementados en el campo La Cira Infantas realizando una revisión de los pozos más críticos por producción de arena, con el fin identificar las principales áreas de producción de arena en el campo determinando los factores que inciden en el inicio de la producción de esta, además se evaluará la eficiencia de los métodos de control de arena ya implementados, puesto que no se ha desarrollado ningún estudio que permita verificar si estos están cumpliendo con el objetivo para el cual fueron instalados.

Finalmente, con el conocimiento de las variables que dan origen al arenamiento y de acuerdo a los resultados de desempeño de los métodos evaluados se recomendará un método de control el cual permita abordar exitosamente el problema disminuyendo el número de intervenciones requeridas y maximizando la rentabilidad y productividad esperada.

1. GENERALIDADES DEL ARENAMIENTO

El gerenciamiento de la arena aplicado por diferentes empresas enfocadas al control de arena consiste básicamente en cuatro fases; predicción, prevención, monitoreo y remediación, donde la sinergia resultante de estas actividades se traduce en una optimización de la producción, previniendo o retrasando la producción de arena durante la vida de un pozo de hidrocarburo.

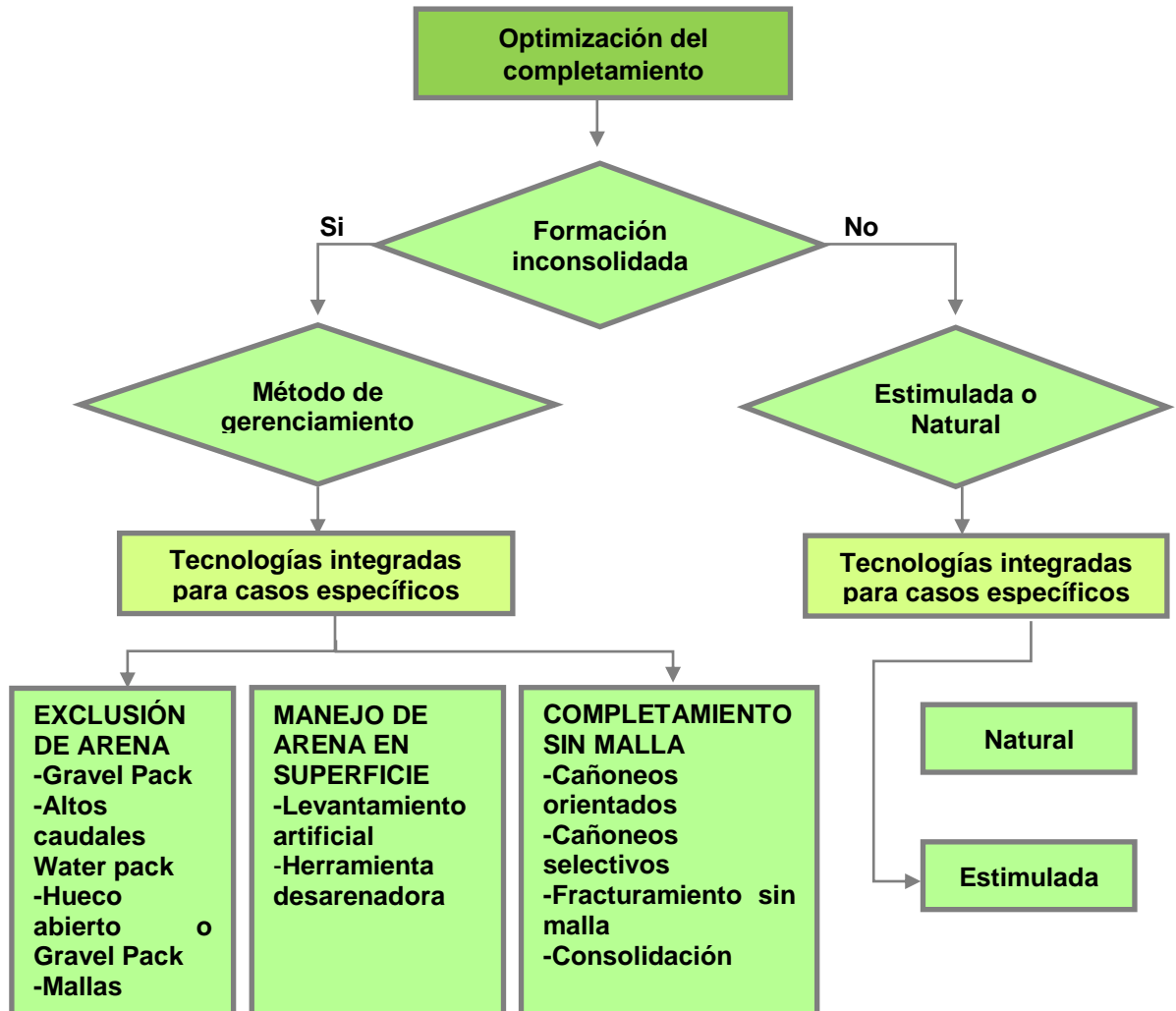
Actualmente existen varias tecnologías enfocadas a atacar las cuatro etapas involucradas en un gerenciamiento de la arena eficiente, pero que debido a que en la mayoría de los campos ya se tiene el problema de la arena, los mayores avances han estado enfocados en desarrollar tecnologías para controlar la arena, teniendo en cuenta las características particulares de cada caso.

Algunas de las tecnologías disponibles para controlar producción de arena son: empaquetamiento con grava, mallas, mallas expandibles, fracpack y tratamientos químicos.¹

En la siguiente figura se observa una metodología simplificada, enfocada a la selección más adecuada según las condiciones del campo donde se requiera aplicar.

¹ BAHAA, H y RAGAE, E. Sand Control Application in Mediterranean Sea Pliocene Gas Reservoirs-Case Study. OTC 17790. En Offshore Technology Conference, 2006.

Figura 1. Metodología para la evaluación de selección de la alternativa de control de arena.



Fuente. ACOCK et al. Practical Approaches to Sand Management. En Oilfield Review. March, Spring 2004, vol 16 No. 1., p. 10-27.

1.1 DEFINICIÓN

Conceptualmente la producción de arena debe ser entendida como un proceso que consta de tres etapas, la primera es la falla de la roca alrededor del hueco o en la zona de perforados, la segunda es el disgregamiento o desprendimiento de los granos de arena del material fallado y finalmente el transporte de los granos de arena desde el reservorio hasta la superficie².

El arenamiento se presenta cuando los esfuerzos desestabilizadores que actúan sobre la formación (esfuerzos generados por el flujo de fluidos y gradiente de presión) son mayores que la resistencia mecánica de la formación, situación que da lugar al desprendimiento de granos de material de la formación³.

El material que es disgregado de la formación es producido junto al gas y/o aceite situación que da lugar a costosas operaciones de limpieza de arena en el reservorio, erosión y daño a la tubería de producción, así como al equipo de superficie y finalmente inversiones significativas en el tratamiento y manejo de la arena producida por los pozos.⁴

1.2 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

El inicio de la producción de arena está controlada por diversos factores los cuales se dividen en dos grupos, los que son propios del material de la formación y aquellas fuerzas que causan que la estructura de la formación falle.

² WU, B. TAN, C.P y LU,N. Effect of Water Cut on Sand Production-An Experimental Study. SPE 92715. Society of Petroleum Engineers, 2005.

³ VÁSQUEZ, Andrés. Introducción a la Geomecánica Petrolera. Cap 1, p. 8

⁴ ISPAS,I et al. Prediction and Evaluation of Sanding and Casing deformation. SPE/ISRM 78236, 2002.

1.2.1 Causas Naturales

Los factores naturales que ocasionan la producción de arena están relacionados con aquellos parámetros que controlan la resistencia de las areniscas. La resistencia de la roca bajo las condiciones que se haya en el yacimiento depende de⁵:

- Cohesión.
- Ángulo de fricción interna.
- Cambios de los esfuerzos terrestres principales⁶.
- Variación de la presión de poro.
- Características de los fluidos producidos⁷.

1.2.2 Causas Inducidas.

Cuando se habla de causas inducidas de producción de arena se aluden los factores que pueden generar disgregamiento y arrastre de arena por la variación de presión en el yacimiento.

- Tasa de Producción⁸.
- Inyección y producción de agua⁹.
- Migración de finos¹⁰.

⁵ ACOCK et al. Op.cit., p.12

⁶ AKBAR et al. Observación del cambio de las rocas: modelado mecánico del subsuelo. En Oilfield Review. Octubre, 2003, vol 15 No. 2., p. 22-41

⁷ YONGQUAN,H. Sand Control Mechanism Analysis of Metallic Wool Screen. SPE 97-130. Society of Petroleum Engineers, 1997.

⁸ KUNCORO, B. ULUMUDDIN, B y PALAR, S. Sand Control for Unconsolidated Reservoirs. Proceeding Simposium Nasional IATMI, 2001.

⁹ ESSAM, I y WALLY,A. Effect of Water Injection on Sand Production Associated With Oil Production in Sandstone Reservoirs. SPE/IADC 108297. 2007.

¹⁰ BYRNE, Michael. SLAYTER, Adrian y McCURDY, Philip. Improved Selection Criteria for Sand Control-When Are "Fines" Fines?. SPE 128038. Society of Petroleum Engineers, 2010.

1.3 CONSECUENCIA DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

El impacto de la producción de arena se evidencia principalmente a través del número de eventos operacionales presentes y en los costos financieros.

Dentro de la denominación de eventos operacionales se puede mencionar¹¹:

1. Que el wellbore se llene de arena, lo cual puede tapan total o parcialmente la zona cañoneada si no existe un rat hole.
2. La producción excesiva de solidos erosiona las tuberías, equipos, y facilidades de producción acortando la vida útil de estos.
3. La presencia de arena en las unidades de prueba y facilidades de producción requiere tiempo para su posterior limpieza.
4. Necesidad de ejecutar operaciones de limpieza con unidades de workover.
5. Disposición ambientalmente viable de los volúmenes de arena producidos en superficie.

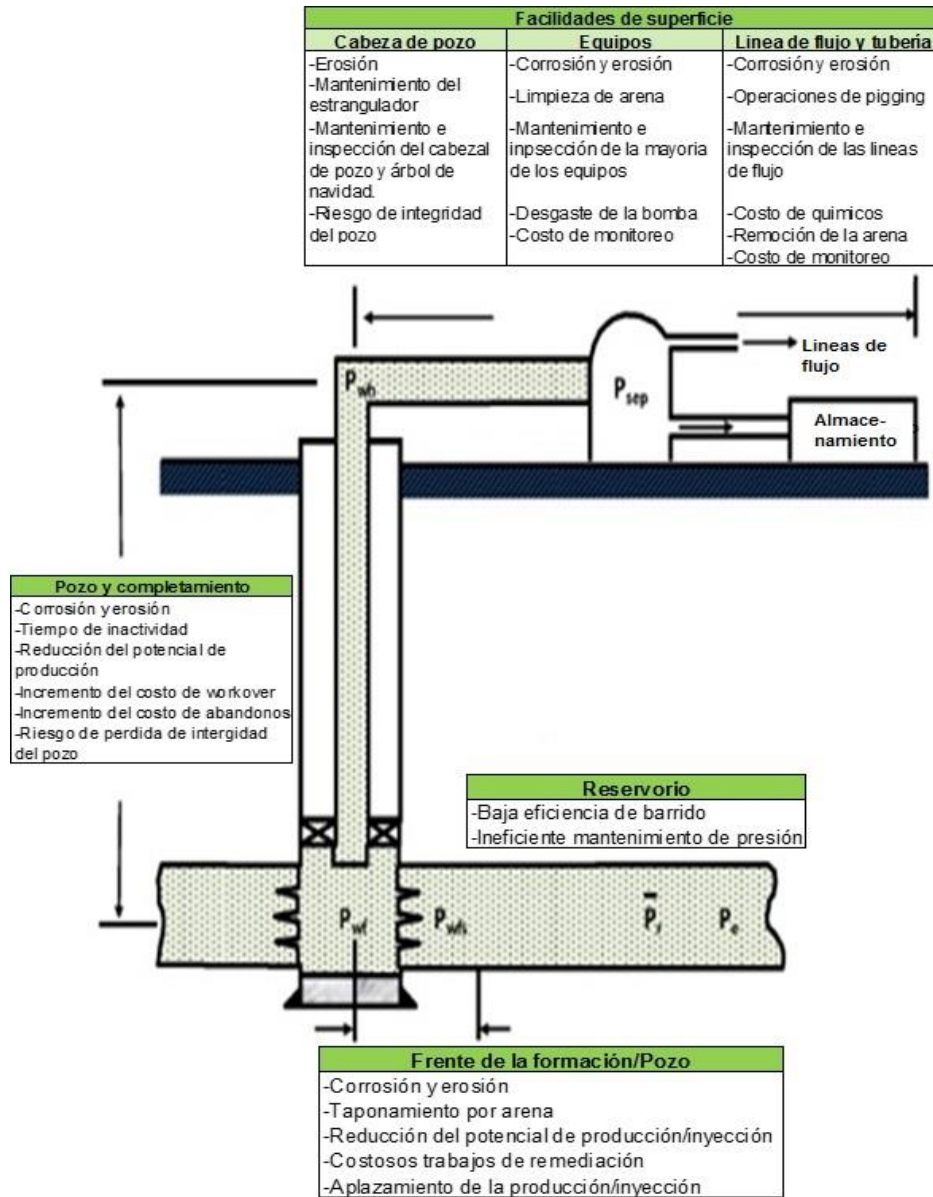
El impacto de la producción de arena a nivel financiero se puede dividir en cuatro categorías¹²:

1. Altos gastos operacionales debido a los mantenimientos remediales o preventivos.
2. Producción diferida.
3. Reducción de la producción y potencial técnico de la inyección.
4. Riesgo de daño de la mayoría de los equipos de superficie e infraestructura de tuberías.

¹¹ CARRETTA, PUTRA, LAVIE, MARTIN. The Use of Expandable Sand Screen to Prolong ESP Runlife in a Mature Field with Severe Sand Production Problems. OTC 14216, 2002.

¹² RUSIAN, M. LEE, P. Integrated Approach to Sand Management in Matured Field Operations. SPE 174180. Society of Petroleum Engineers, 2015.

Figura 2. Impacto de la producción de arena



Fuente. RUSIAN, M. LEE, P. Integrated Approach to Sand Management in Matured Field Operations. Society of Petroleum Engineers, 2015.

2. TECNOLOGÍAS DE GERENCIAMIENTO Y/O EXCLUSIÓN DE ARENA A NIVEL MUNDIAL

De acuerdo al desarrollo y evolución de las tecnologías enfocadas en el control de arena en la actualidad existen diferentes metodologías orientadas al control de arena en los diferentes campos del mundo. Metodologías enfocadas todas hacia una misma estructura que permita prevenir, remediar y manejar la arena para lograr tasas óptimas de producción, observando comportamientos y técnicas particularmente dirigidas a un campo con características específicas y tendencias de utilización de algunas de las diferentes alternativas a nivel mundial¹³.

2.1 MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA

La producción de arena de los yacimientos de gas y aceite puede ser minimizada usando alguno de los métodos de control. La elección del mejor método aplicable dependerá de diversos factores entre ellos las variables operativas y económicas. Los métodos pueden ser clasificados así:

2.1.1 Control de la tasa de producción.

Se ha demostrado que controlar la tasa de producción de aceite puede minimizar la producción de arena¹⁴. Esta técnica se basa en el hecho de que una alta producción conlleva a una baja presión de fondo fluyente, la reducción en la presión de fondo fluyente causa que los esfuerzos inducidos superen la resistencia

¹³ JAIMES, Manuel et al. . Incremento de productividad mediante aplicación de tecnologías de exclusión y/o gerenciamiento de la arena. Gerencia Regional Magdalena Medio. Ecopetrol S.A., 2009.

¹⁴AL-AWAD. Musaed. EL-SAYED, Abdel y DESOUKY, Saad. Factors Affecting Sand Production from Unconsolidated Sandstone Saudi Oil and Gas Reservoir. Journal of King Saud University, Engineering Sciences, 1999. p. 151-174.

de la formación conllevando a una falla en ésta y posiblemente el inicio de la producción de arena¹⁵.

2.1.2 Métodos químicos¹⁶.

Los métodos químicos se basan en la consolidación de los granos de arena de la formación, a través de la inyección de resina, la cual cubre los granos de arena y propicia su unión. Luego de ser inyectada la resina, se deja cierto tiempo de manera que se seque y así, cementará los granos de arena uno a uno proporcionando una especie de red de granos compactos. Al secarse o curarse la resina se encogerá dando como resultado la permeabilidad necesaria para mantener la producción.

Los tratamientos químicos de consolidación de arena se aplican preferiblemente en aquellos intervalos o zonas donde se debe aprovechar al máximo el diámetro del hueco, para así obtener una mayor productividad.

2.1.3 Métodos mecánicos^{17,18}.

Cuando los anteriores métodos no funcionan para controlar la producción de arena, los métodos mecánicos son la única solución. Estos incluyen la instalación de empaques con grava, liners ranurados, o liners ranurados pre-empacados con grava y otros¹⁹.

Los métodos mecánicos se basan en la formación de puente o filtro, de manera que los granos de mayor diámetro son puenteados en las ranuras de tuberías ranuradas o rejillas y en los empaquetamientos con grava y estos a su vez sirven de puente a los granos más pequeños de la formación.

¹⁵ AL-AWAD, Musaed. The Mechanism of Sand Production Caused by Pore Pressure Fluctuations. Oil & Gas and Technology-Rev.IFP. vol.56 No.4, 2001. P. 339-345.

¹⁶ Ecopetrol S.A. Proyecto tecnologías de exclusión y/o gerenciamiento de la arena, 2009.

¹⁷ CASTRO, Antonio. Últimos avances en control de arena para pozos horizontales en operaciones costa-afuera. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander, 2005. 163 p.

¹⁸ KHAMEHCHI, Ehsan. AMERI, Omid y ALIZADEH, Ali. Choosing an Optimum Sand Control Method. En Egyptian Journal of Petroleum. Junio, 2015. Vol. 24. No. 2., p. 193-202.

¹⁹ CIRIGLINO, J.A. y LEIBACH, R.E. Gravel Packing in Venezuela. 7th World Congress, Mexico City, 1967

Existen varias tecnologías de control entre ellas encontramos:

2.1.3.1 Empaquetamiento con Grava²⁰.

Esta técnica es una de las de mayor uso en la actualidad. Su aplicación se ha generalizado en todos los campos petrolíferos con problemas de producción de arena. Según el tipo de terminación al cual esté asociado, el empaque con grava se puede clasificar en hueco revestido y hueco abierto.

En ambos casos, la operación consiste en colocar grava a manera de filtro entre dos paredes cilíndricas, con el propósito de acondicionar adecuadamente el espacio anular entre el tubo ranurado y el revestidor o entre el tubo ranurado y las paredes del pozo. El objetivo es que la grava soporte las paredes de la formación, evitando desmoronamiento de material, y al mismo tiempo sea capaz de impedir que entre al pozo el material desintegrado de las formaciones no consolidadas. La grava actúa como un puente sobre el tubo ranurado y la arena de la formación se puentea sobre el empaquetamiento, permitiendo que solo se produzcan los fluidos de la formación y algunas partículas muy finas.

- **Empaque con grava en hueco revestido.** Este método de control de arena utiliza una combinación de rejilla y grava para establecer un proceso de filtración en el fondo del pozo. La rejilla es colocada a lo largo de las perforaciones y un empaque de grava con una distribución adecuada de arena es colocado alrededor de la rejilla y en las perforaciones. Después de esto, la arena del empaque de grava en las perforaciones y en el anular de la rejilla-revestidor filtra la arena y/o finos de la formación mientras que la rejilla filtra la arena del empaque con grava.

²⁰ Ecopetrol S.A. Op.cit.,p.49

Tabla 1. Ventajas y desventajas del empaque de grava en hueco revestido.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Existen facilidades para completamiento selectivo y para reparaciones en los intervalos productores.	Se restringe las perforaciones del cañoneo debido a la necesidad de dejar la rejilla en el hoyo.
Mediante el cañoneo selectivo se puede controlar con efectividad la producción de gas y agua.	Taponamiento debido a la formación de escamas cuando el agua de inyección se mezcla con el fluido de completamiento a base de calcio usado durante el empaque con grava.
La producción de fluidos de cada zona se puede controlar y observar con efectividad.	Pérdida de fluidos durante el completamiento causa daño a la formación.
Es posible hacer completamientos múltiples.	Erosión / corrosión de la rejilla debido a la arena que choca contra cualquier superficie expuesta.
Elimina los problemas de estabilidad, se puede aislar zonas con diferentes presiones.	Limitaciones de la tasa de flujo

Fuente. GONZALES. Néstor. Curso de Completación de pozos en arenas no consolidadas (Control de arena). 2016

- **Selección del tamaño de la grava²¹.** El éxito de un empaque con grava depende, en gran parte, de la selección correcta del tamaño de la grava y de su colocación apropiada alrededor del liner ranurado o rejilla. Si el tamaño de la grava a emplearse no es seleccionado correctamente la arena de la formación puede migrar al empaquetamiento de grava, por lo cual se restringirá la permeabilidad efectiva y esto restringirá la producción.

²¹ Ibid., p.54-56

Análisis granulométrico de la formación. La selección del tamaño de la grava se hace mediante el análisis granulométrico de la arena de la formación. El tamaño de la grava debe ser seleccionado a través de un método que suministre exactitud. El método utilizado por la industria petrolera es el de Tyler Standard Screen Scale. El tamaño de las partículas que componen la arena se determina por medio de tamices, los cuales se colocan uno sobre otro en escala de mayor a menor. Los tamices o mallas están numerados de acuerdo a la cantidad de ranuras por pulgada cuadrada, en unidades Tyler Mesh. La muestra se debe lavar y secar con anterioridad, para eliminar todos los residuos de hidrocarburos y otras impurezas presentes en ellas. Posteriormente, se pasa a través de los tamices y se pesa la cantidad de arena retenida en cada tamiz. Los datos obtenidos se grafican según el porcentaje de peso obtenido acumulado en función del diámetro de las mallas o tamiz, o en función del tamaño de grano. Esta grafica representa la distribución acumulativa del tamaño de los granos de arena de la formación. La inclinación de las curvas es una medida de la uniformidad de la arena, es decir mientras más inclinada sea la curva, más uniforme será la arena estudiada. La posición de la curva en el grafico indica el rango del tamaño de grano, es decir las curvas más hacia la derecha indican granos más pequeños.

Relación grava – arena. La relación grava-arena se define como la relación que existe entre el tamaño del grano de grava y el tamaño del grano de la arena de la formación. Este parámetro es de vital importancia para la selección del rango de grava a utilizarse en un empaque. Las relaciones de grava-arena recomendadas por los primeros investigadores son las siguientes:

- I. Coberly y Wagner. Estos investigadores llegaron a la conclusión que el tamaño de grava necesaria para retener una arena debía ser 13 veces mayor que el 10 Percentil de los granos de arena de estudio.
- II. Metodo de Saucier. Define la relación grava-arena de 50 Percentil y la arena de 50 percentil. Sus trabajos de investigación fueron enfocados hacia el efecto de la relación grava-arena en la permeabilidad del empaque. Los estudios experimentales llevaron a la aplicación del parámetro D, llamado la relación del diámetro, el cual se define como:

$$D = Dg50/Df50 \qquad \text{Ec. (1)}$$

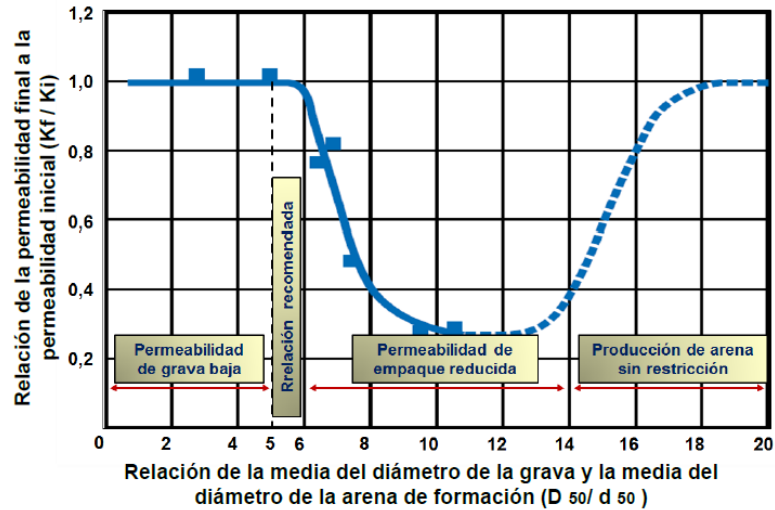
Donde:

Dg50= Es el tamaño promedio de la grava (punto 50-Percentil).

Df50= Es el tamaño promedio de la arena de formación (punto 50-percentil).

La relación de diámetro D, fue correlacionado empíricamente con la permeabilidad del empaque y se encontró que la relación de 5 a 6 es el valor óptimo para controlar efectivamente la invasión de arena, mientras se retiene la máxima permeabilidad. Es decir, el control óptimo de la arena se logra cuando el tamaño medio de arena de empaque no es más de seis (6) veces mayor que el tamaño medio de los granos de arena de formación.

Figura 3. Experimento de Saucier



Fuente. GONZALES. Néstor. Curso de Completación de pozos en arenas no consolidadas (Control de arena). 2016

La figura 8 muestra los resultados de los experimentos con flujo a través de núcleos. En la práctica se utiliza el lado derecho de la gráfica, que es la correspondiente a la línea punteada, y es la que se conoce como grafico “S”, a partir de este se selecciona el tamaño correcto de arena del empaque con grava multiplicando el tamaño medio de los granos de la arena de formación por cuatro o por ocho, con el fin de lograr un rango de tamaños de arena de empaque con grava cuyo promedio es seis veces mayor que el tamaño medio de los granos de arena de formación.

$$Dg50 = (5 \text{ ó } 6)Df50 \quad \text{Ec. (2)}$$

$$Dgmin. = 0,667 * Dg50 \quad \text{Ec. (3)}$$

$$Dgmáx. = 1,5Dg50 \quad \text{Ec. (4)}$$

Dicho rango calculado se compara con los tamaños comerciales disponibles de arena de empaque con grava. Se escoge la arena disponible que corresponda al rango calculado de arena de empaque con grava. En el caso de que este rango calculado no se ubique entre los rangos de tamaño de la arena de empaque con grava disponible en el mercado, se seleccionará por lo general la arena con grava más pequeña.

2.1.3.2 Rejillas o liners ranurados²².

Las rejillas o liners ranurados sin empaques con grava, constituyen la manera más sencilla de controlar la producción de arena en pozos horizontales dependiendo lógicamente del grado de consolidación de la arena a producir. Este mecanismo debe emplearse, sólo si se tiene una arena bien distribuida y limpia, con un tamaño de grano grande, porque de lo contrario la rejilla o forro terminará taponándose. Las rejillas y liners actúan como filtros de superficie entre la formación y el pozo, puesto que el material de la formación se puentea a la entrada del liner. Las rejillas y los liners ranurados previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas para el flujo, denominado también calibre, creando así un filtro que permite la producción de petróleo.

- **Liner ranurado²³** Los liners ranurados se diferencian de las rejillas porque son más económicos, tienen menor área de flujo y por ende mayor caída de presión durante la etapa de producción; además, se pueden taponar más fácilmente y son usados cuando la producción es baja y no se justifica económicamente el uso de rejillas de alambre.

²² Ibid., p 56-58

²³ GONZALES. Néstor. Curso de Completación de pozos en arenas no consolidadas (Control de arena), 2016

Tabla 2. Ventajas y desventajas de las rejillas o “liners” ranurados

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Fácil de correr.	Si el puente que se ha formado no es estable, y se rompe, el liner o rejilla puede obstruirse con el tiempo debido a la reorganización de la arena de formación.
Pueden ofrecer un control de arena razonablemente bueno en condiciones adecuadas.	En pozos de alta tasa hay la posibilidad de que ocurra una falla del liner o rejilla por erosión antes de que se forme el puenteo.
	Adecuados únicamente para formaciones de granos grandes y bien distribuidos, alta permeabilidad y poca o ninguna arcilla.

Fuente. GONZALES. Néstor. Curso de Completación de pozos en arenas no consolidadas (Control de arena). 2016

2.1.3.3 Rejillas Pre-empacadas²⁴.

Las rejillas pre-empacadas también denominadas filtro de dos etapas son construidas a partir de dos filtros concéntricos con una capa de grava (medio filtrante) ubicada en medio de los dos filtros. El medio filtrante (típicamente grava) no deja pasar los granos de la formación más pequeños, esta arena actúa como agente puenteante cuando se produce arena de formación mientras que la envoltura exterior de la rejilla filtra los granos de la formación más grandes, las rejillas pre-empacadas se aplican en zonas donde la utilización del empaque con grava es difícil (zonas largas, pozos muy desviados, pozos horizontales y formaciones heterogéneas).

²⁴ Ibid., p 59.

Tabla 3. Ventajas y desventajas de las rejillas pre-empacadas.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
A pesar de ser pre-empacadas no se aumenta el radio externo de las rejillas	Es muy propensa a daños físicos durante su asentamiento en el pozo
En algunos casos son menos costosas que las tuberías ranuras de gran diámetro.	La grava consolidada es poco resistente a la erosión, a la acción de ácidos, vapor, etc
Poseen mayor capacidad de flujo por pie.	La productividad de los pozos se reduce cuando las aberturas se taponan

Fuente. GONZALES. Néstor. Curso de Completación de pozos en arenas no consolidadas (Control de arena). 2016

2.1.4 Completamiento sin filtros²⁵.

Las terminaciones de pozos sin mallas evitan las limitaciones y restricciones de productividad causadas por los empaques de grava internos y los filtros. Las terminaciones de pozos sin mallas no restringen el tamaño del pozo frente a los intervalos productivos.

Los métodos de terminación de pozos sin filtros mantienen la productividad del pozo y el influjo libre de arena, mediante la combinación de una o más de las siguientes tecnologías probadas en los campos petroleros:

- Fase, orientación y tamaño óptimo de los disparos.
- Fracturas hidráulicas anchas con el control del crecimiento longitudinal de la fractura (arenamiento inducido), (TSO, por sus siglas en inglés) a través de todos los disparos.
- Control del contraflujo de apuntalante.

²⁵ ACOCK et al. Métodos de control de la producción de arena sin cedazos. En Oilfield Review., Slumberger. Verano 2003, vol 15, No. 2. p.40-57

- Consolidación química o estabilización de la formación.
- Cementación de intervalos permeables indeseados, previamente empacados.
- Tratamientos selectivos con tubería flexible.

Si se planifican e implementan con cuidado, estas técnicas ayudan a controlar la producción de arena, a reducir el costo y el riesgo global, a mejorar la productividad del pozo y a incrementar la recuperación de hidrocarburos.

2.1.4.1 Operaciones de disparos y fracturamiento²⁶

Para los pozos nuevos y las zonas pasadas por alto en los pozos existentes, las terminaciones de pozos sin filtros comienzan con operaciones de disparos optimizadas. El primer paso aborda la fase y orientación de los disparos, la longitud del intervalo disparado, así como el tamaño y número de agujeros, o densidad de disparos.

Estos tratamientos de fracturamiento especializados atraviesan el daño cerca del pozo y estimulan la productividad del pozo conectando las capas o laminaciones de la formación individuales y estableciendo un trayecto de flujo duradero, estable y conductivo desde el yacimiento hasta el pozo.

2.1.4.2 Frac Pack²⁷.

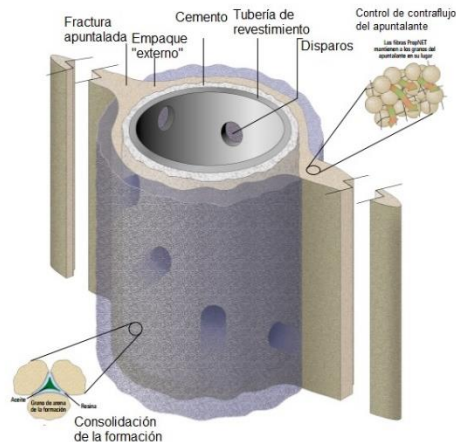
Es el diseño de control de arenas más confiable (con respecto a la producción a altas tasas y largo término) que existe actualmente en la industria. Combina una fractura altamente conductiva con un empaquetamiento con grava para proporcionar tanto estimulación como control de arena en la formación. El tratamiento abarca el bombeo de grava (apuntalante o propante) dentro de las perforaciones a tasas que superen la presión del yacimiento, la intención es crear

²⁶ Ibid., p. 44-46

²⁷ Ecopetrol S.A. Op.cit., p. 69-70

un bypass en cualquier zona dañada remanente de las actividades de perforación y completamiento.

Figura 4. Frac Pack Screenless.



Fuente. ACOCK et al. Métodos de control de la producción de arena sin cedazos. Oilfield Review. Verano. Vol 15, 2. 2003

Se consideran candidatos para un tratamiento de frac-pack, aquellas formaciones que presenten²⁸:

- Daño cercano a la cara del pozo.
- Yacimientos con alta o baja permeabilidad y formaciones con problemas de migración de finos y arenamiento (cualquier tipo de yacimiento).
- Capas productivas no conectadas al yacimiento.
- Secuencias laminares de arena y arcilla.
- Pobre productividad esperada después de la instalación de un gravel pack.
- Campos con demanda de producción alta.

2.1.4.3 Water Packs.

Este sistema emplea una salmuera no viscosa como fluido de transporte, se requiere de la acción de una mezcladora que actúe continuamente. Suelen formar

²⁸ Ecopetrol. Op.cit.,p.70

empaques firmes en el anular, una desventaja es el potencial de un alto leakoff pudiendo generar deficiencias prematuras en el empaque.

High-rate water packs (HRWP).

Fueron desarrollados para mejorar el emplazamiento de la grava dentro de las perforaciones y obtener mayores eficiencias en el completamiento que los water packs, los cuales son bombeados a menores tasas. El HRWP debe ser considerado cuando un tratamiento de extensión pack o frac pack no es posible.

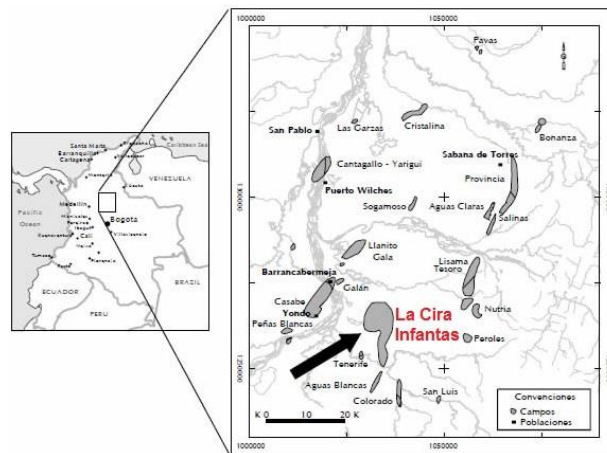
3. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Esta sección es una recopilación de información y/o análisis y estudios hechos con el fin de proporcionar conocimiento general del campo extrayendo información de características y propiedades de las formaciones de interés, así como de los fluidos producidos. Información necesaria para el posterior análisis del problema que será planteado en capítulos posteriores.

3.1 UBICACIÓN DEL CAMPO

Los campos La Cira-Infantas se encuentran ubicados hacia la parte central de la antigua Concesión De Mares, al este del río Magdalena y al sur del río Sogamoso, abarcando un área de aproximadamente 160 km² y a una distancia de 22 km al SE de la ciudad de Barrancabermeja, siendo estos los campos de mayor producción a lo largo de la historia en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Figura 5. Localización geográfica del campo La Cira Infantas.



Fuente. Ecopetrol S.A

En la actualidad el campo la Cira Infantas se divide en 6 bloques como se muestran en la figura 6.

Figura 6. División actual por bloques para el campo La Cira Infantas.



Fuente. Ecopetrol S.A

3.2 GEOLOGÍA GENERAL

Geológicamente los dos campos están ubicados en la sección central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento Pre-Cretáceo.

3.2.1 Estratigrafía del campo La Cira Infantas

La columna estratigráfica atravesada por los pozos perforados en los dos campos abarca rocas desde el pre - Cretáceo hasta el Oligoceno; el Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el Occidente de la Cira.

Figura 7. Secuencia estratigráfica campo La Cira Infantas

PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA	
CUATERN.	PLEISTOCENO	MESA		
	PLIOCENO			
TERCIARIO	MIOCENO	REAL		
		COLORADO		
	OLIGOCENO	MUGROSA		
		ESMERALDAS		
	EOCENO	LA PAZ		
		DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO		
	PALEOCENO	LISAMA		
	CRETACEO	MAESTRICHIANO	UMIR	
		CAMPANIANO		
		SANTONIANO	LA LUNA	GALEMBO
CONIACIANO		PUJAMANA		
TURONIANO		SALADA		
CENOMANIANO				
ALBIANO		SIMITI		
APTIANO		TABLAZO		
BARREMIANO		PAJA		
		ROSABLANCA		
VALANGINIANO	TAMBOR			
JURASICO		GIRON		
PREMESOZOICO		BASAMENTO		

Fuente. Ecopetrol S.A

3.3 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

En el campo La Cira-Infantas, está probada la acumulación de hidrocarburos con las siguientes propiedades:

Tabla 4. Propiedades petrofísicas del campo La Cira Infantas

Parámetros Zona	La Cira			Infantas	
	A	B	C	B	C
Área (acres)	1492	3444	7438	1171	2778
Tope (pies)	820	1600	3070	900	2390
Espesor neto (pies)	227	257	290	257	290
Porosidad Prom. (%)	24	21	22	21	22
Permeabilidad prom. (md)	111	40	95	40	95
Swi (%)	45	45	45	45	45

Fuente. Ecopetrol S.A

Tabla 5. Propiedades de los fluidos del campo La Cira Infantas

Propiedad	La Cira			Infantas	
	A	B	C	B	C
Temperatura de yacimiento (°F)	92	98	105	85	95
Presión de saturación (psi)	640	715	1570	50	945
Factor volumétrico a Ps y Py (RB/STB)	1.067	1.075	1.08	-	1
Rs (SCF/STB)	70	93	181	3	200
Gravedad API	18-24	20-27	16-25	25	24-28
Viscosidad (Cp)	58 cps a 100 °F	114 Cps a 98 °F y 650 psi	19 Cps a 105 °F y 1570 psi	11.4 Cps a 98 °F y 650 psi	5.5 cps
Salinidad (ppm NaCl)	10000-15000	15000-25000	25000-40000	15000-25000	20000-40000
Tipo de crudo	Nafténico			Nafténico-Parafínico	
Mecanismo de producción	Gas disuelto			Drenaje Gravitacional	
				Gas Disuelto	

Fuente. Ecopetrol S.A

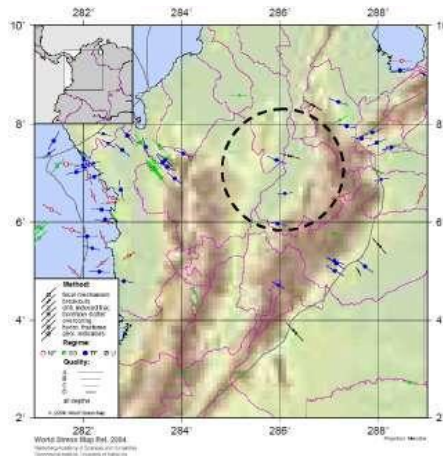
3.4 GEOMECÁNICA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

En cuanto a la geomecánica del campo, la dirección regional de esfuerzos horizontales observada en el mapa mundial de esfuerzos (Reinecker et al, 2004) muestra una tendencia predominante para el esfuerzo vertical, Sv, en la dirección E-W, ver figura 8. El círculo negro dibujado sobre el mapa indica que hay pocos

indicadores de esfuerzos regionales en el área del Valle Medio encerrada por el círculo.

Existen diferentes métodos para identificar la dirección de esfuerzos a partir de registros de Wireline, incluyendo la orientación de las fallas generadas por la concentración de esfuerzos cortantes en las paredes del pozo (breakouts), la orientación de las fracturas naturales y las fracturas hidráulicas, la anisotropía de las ondas de corte entre otros.

Figura 8. Dirección regional de esfuerzo horizontal máximo, SH, en el Valle Medio del Magdalena de acuerdo con el mapa mundial de esfuerzos.



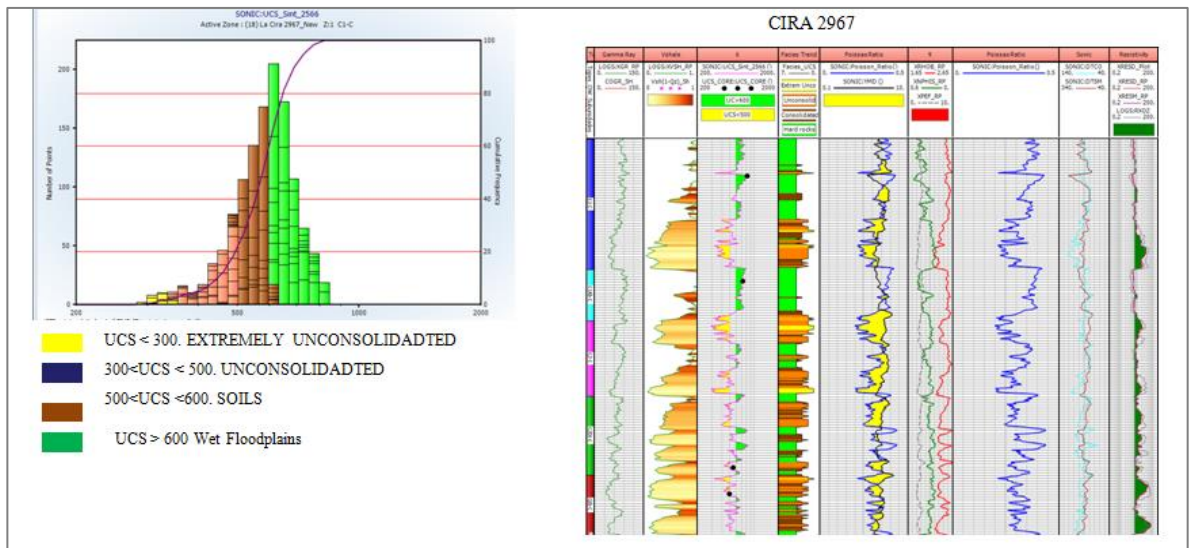
Fuente: Zoback, Mark D. Reservoir Geomechanics: Earth Stress and Rock Geomechanics Applied to Exploration, Production and Wellbore Stability. Stanford University, 2006.

Es importante caracterizar la roca en términos de resistencia a los esfuerzos. Las principales mediciones de estos parámetros corresponden a los análisis triaxiales de roca donde se mide la presión a la que falla un material ante determinado esfuerzo.

Las rocas de la formación Mugrosa se caracterizan por ser no consolidadas y por poseer bajos UCS (Unconfined Compressive Stress), lo que significa que fallan a

bajas presiones. Estas rocas presentan altos coeficiente de fricción interna y baja cohesión. Las mediciones de UCS muestran que las rocas fallan a presiones de 500-700 psi. Los valores de sónico dipolar registran velocidades lentas a intermedias sugiriendo unas rocas semiconsolidadas a no consolidadas.

Figura 9. Caracterización geomecánica de las rocas de la formación Mugrosa.



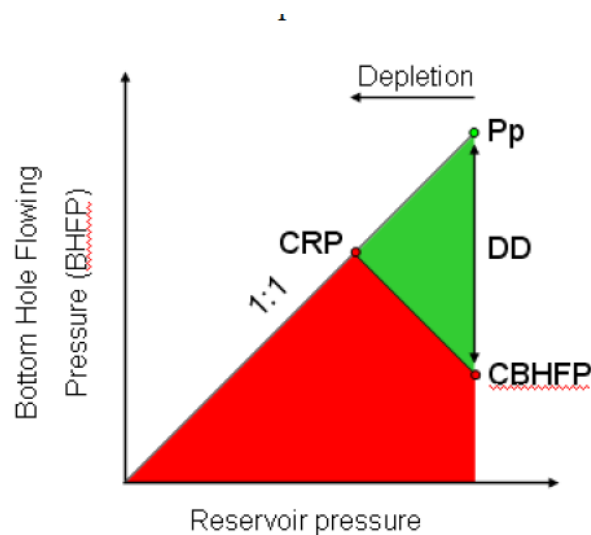
Fuente. Ecopetrol S.A

De acuerdo a este análisis las rocas de la formación Mugrosa se clasificaron de acuerdo al grado de compactación usando cut offs de UCS, ver figura 9. Las arenas se clasifican en arenas extremadamente no consolidadas, arenas semi consolidadas, suelos y wet floodplains. Las facies caracterizadas como suelos y wet floodplains tienen los valores más altos de UCS en virtud de su alta compactación.

Una vez caracterizado el reservorio en términos de propiedades geomecánicas y determinación de esfuerzos se procede a realizar el modelo de arenamiento del campo La Cira Infantas. Son varias las razones que se conocen para la

producción de arena. Rahman et al (2008) propone que el arenamiento se produce debido a la presencia de granos de arenas desintegrados en los intervalos perforados. También puede ocurrir en zonas de alta porosidad y falta de cohesión entre los granos que componen la armazón de las rocas. Otro factor para producir arenamiento es el grado de depletamiento del yacimiento.

Figura 10. Modelo de BP para predicción de arena



Fuente. Ecopetrol S.A

El modelo de BP fue presentado por Wilson et al., 2002 y está basado en un criterio de esfuerzos simple y asume un comportamiento lineal-elástico. Este modelo relaciona la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyendo (BHFP) para definir las condiciones para hacer un intervalo propenso a arenarse o no.

El reservorio tiene una presión inicial (Punto verde en la figura) y es producido a una presión de fondo fluyendo. La diferencia de estas dos propiedades se conoce como presión de drawdown (DD). Si el drawdown es menor que la presión crítica del reservorio (Punto rojo CBHFP), se iniciará el arenamiento.

Una vez el reservorio ha producido por un tiempo la Presión del reservorio caerá hasta que alcanza una presión crítica de reservorio (CRP) donde sin importar la presión de drawdown, se produciría arenamiento. La zona libre de arenamiento es la zona verde y la zona propensa a arenarse es la zona roja.

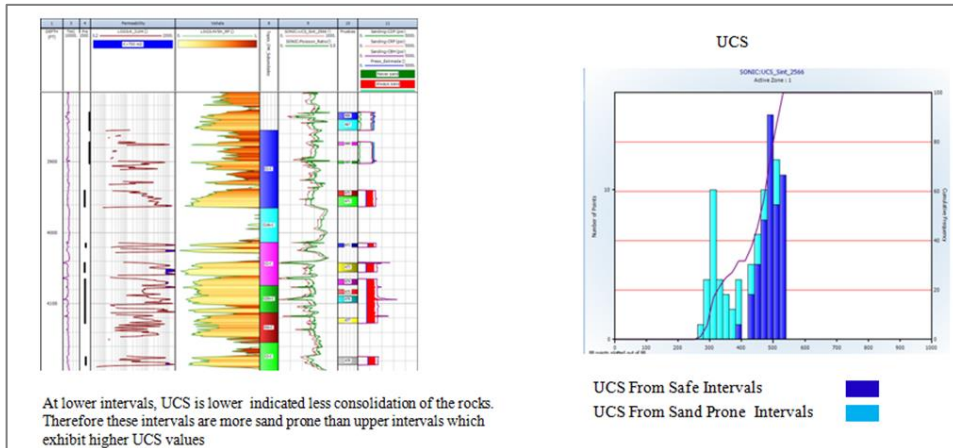
Este modelo se construyó para el campo La Cira Infantas usando algunos sónicos dipolares que se han corrido en el campo.

El modelo se corrió en diversos pozos del campo y las conclusiones se detallan abajo:

- Las zonas más propensas a arenarse en las zonas de Cira Sur y Cira Norte corresponden a las arenas C2Dt, que son las arenas que han alcanzado la presión crítica de reservorio y que en virtud a su alta permeabilidad presentan los valores más bajos de UCS.
- De igual forma en las arenas más inferiores (Debajo de C3-C) las arenas también han alcanzado la presión crítica de reservorios y una causa puede ser el grado de depletamiento de estas zonas.
- En la zona de Infantas los problemas de arenamiento no son evidentes y se corrió el modelo en dos pozos que corroboraron esta situación.

El pozo LC-2778 se usó como calibración del modelo ya que este pozo presento problemas de arenamiento y el modelo sugiere que las arenas propensas a arenarse son las C2 y C2Dt.

Figura 11. Muestra la aplicación del modelo y la determinación de zonas propensas arenarse



Fuente. Ecopetrol S.A

3.4.1 Régimen de esfuerzos

El régimen de esfuerzos está compuesto por los esfuerzos in-situ que actúan sobre las formaciones del subsuelo, estos son: esfuerzo vertical (S_v), esfuerzo horizontal máximo (S_H) y esfuerzo horizontal mínimo (S_h).

Dependiendo de la magnitud de cada uno de los esfuerzos y de la relación entre ellos existen tres configuraciones o tipos de fallas.

Tabla 6. Régimen de esfuerzos

Tipo Régimen	Relación de esfuerzos
Régimen extensional o de falla normal	$S_v > S_H > S_h$
Régimen inverso o compresivo	$S_H > S_h > S_v$
Régimen rumbo deslizante	$S_H > S_v > S_h$

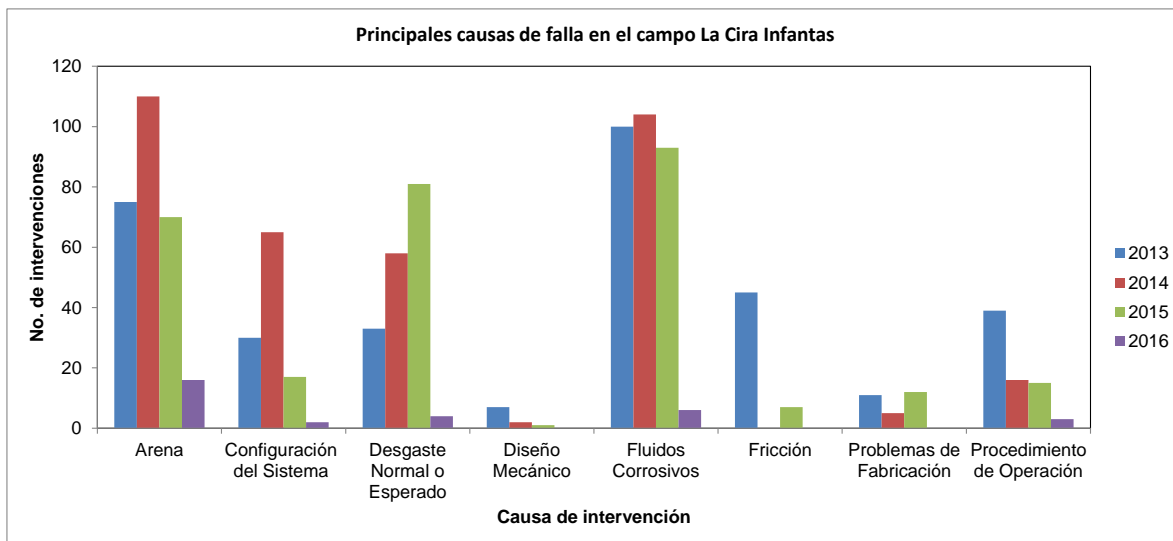
Fuente. ZOBACK, Mark. Reservoir Geomechanics: Earth Stress and Rock Mechanics applied to Exploration, Production and Wellbore Stability, 2006.

En el campo La Cira Infantas se presenta un régimen de esfuerzos de tipo rumbo deslizante, el rango de magnitud del S_H es de 25-28 ppg y el S_v es igual a 20 ppg.

4. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA DE ARENAMIENTO EN EL CAMPO DE LA CIRA INFANTAS.

Un paso importante para lograr solucionar un problema en un campo es identificar el impacto que este tiene en costo y en pérdidas de producción, para este proyecto se identificaron las principales causas de fallas que han tenido los pozos del campo La Cira Infantas en los últimos 4 años, y se obtuvieron los resultados mostrados en la figura 12.

Figura 12. Causas principales de falla en pozos del campo La Cira Infantas



Según los resultados obtenidos los fluidos corrosivos y la producción de arena son las principales causas de fallas en los pozos del campo, para este proyecto se estudiará el fenómeno de arenamiento para La Cira Infantas ya que representa un porcentaje significativo de fallas, lo cual se ve reflejado directamente en los costos de intervenciones y pérdidas en producción por taponamientos y cortos tiempos medios de fallas de los pozos.

Para el año 2013 se presentaron 75 fallas por arenamiento, para el 2014 110 fallas, para el 2015 70 fallas, y durante el primer trimestre del 2016 se lleva un total de 16 fallas.

4.1 IDENTIFICACIÓN DE ZONAS Y POZOS PRODUCTORES DE ARENA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.

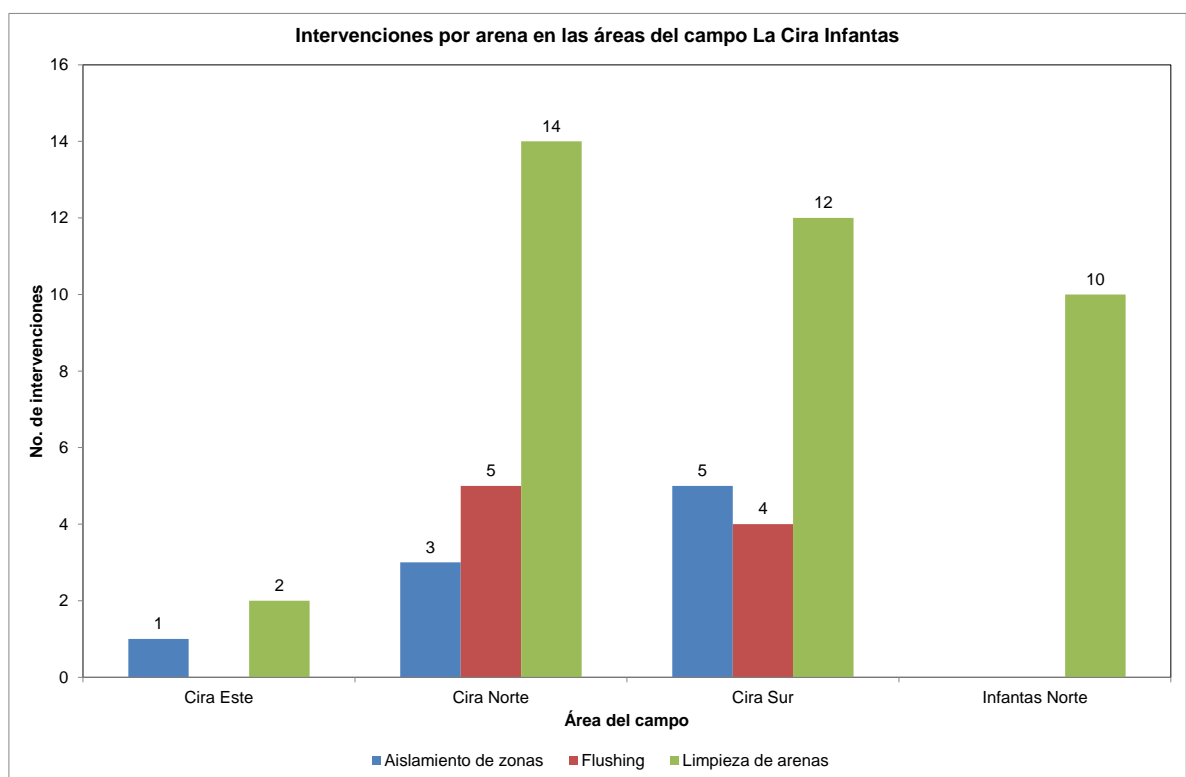
En primera estancia se busca identificar mediante criterios empíricos las aéreas más propensas al arenamiento dentro de un campo o área específica con el fin de focalizar el problema y buscar centrarse en los pozos con mayores problemas de arenamiento, esto a su vez permite correlacionar parámetros específicos e identificar posibles causantes de la producción de arena.

Para la selección de los pozos con mayor problema de arenamiento del campo La Cira Infantas se tuvieron en cuenta algunos criterios operacionales que se relacionan directamente con el problema de producción de arena en el campo, y que a simple vista permiten observar cierto grado de severidad en cada uno de ellos.

Los criterios operacionales que se identificaron que tenían mayor relación a los problemas de producción de arena fueron los cambios de bomba, limpiezas de arena y cementación de zonas. Para este campo los pozos seleccionados como areneros fueron aquellos que presentaron mayores fallas por arena en los últimos 4 años, ya que la información de este último periodo de tiempo para una evaluación inicial, posee menos incertidumbre y permite un mejor análisis.

El campo La Cira Infantas está dividido en 6 áreas: Cira Norte, Cira Este, Cira Sur, Infantas Norte, Infantas Central e Infantas Sur. Para el estudio actual luego de hacer una revisión histórica del comportamiento de estos bloques e identificar sus principales problemas, se encontró que las áreas de Cira Sur y Cira Norte son las que presentan mayores problemas operativos por producción de arena. De esta forma se focalizo estas áreas como objetivo de estudio.

Figura 13. Intervenciones por arena en los últimos 4 años en las seis áreas del campo



En la actualidad dentro del campo La Cira Infantas se tienen 974 pozos productores activos, los cuales hacen parte del estudio inicial.

Actualmente el campo La Cira Infantas tiene 26 pozos con problemas de arenamiento los cuales ya cuentan con un método de control de arena, la eficiencia de estos métodos será evaluada en el siguiente capítulo. Basados en los

criterios operacionales definidos en el estudio se tienen 11 pozos críticos por arena de los cuales 4 hacen parte del grupo los 26 pozos que ya cuentan con un sistema de control. Los otros 7 pozos no tienen un sistema de control razón por la cual se propondrá un sistema de manejo de arena. En las figuras 14 y 15, se presentan los resultados de esta evaluación, esta selección fue verificada con el ingeniero de campo de acuerdo a las observaciones del comportamiento que han tenido de estos pozos.

Figura 14. Intervenciones por pozos en los últimos cuatro años en el área de Cira Norte

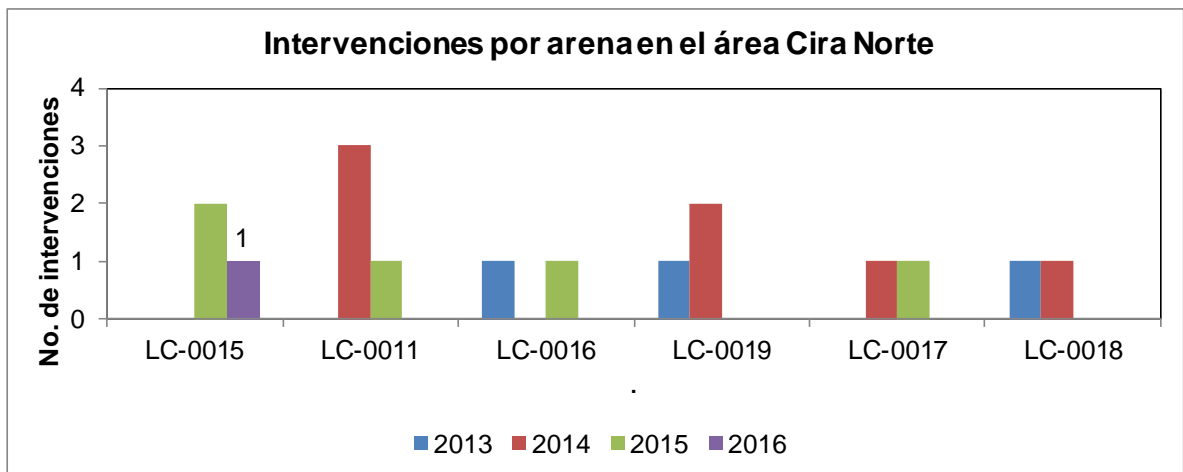


Tabla 7. Identificación de los pozos críticos con control de arena en el área de Cira Norte

Pozo	Estado	Control de arena
0018	Productor	Si
0016	Productor	No
0015	Productor	No
0011	Productor	No
0017	Productor	Si
0019	Productor	No

Figura 15. Intervenciones por arena en los últimos cuatro años en el área de Cira Sur

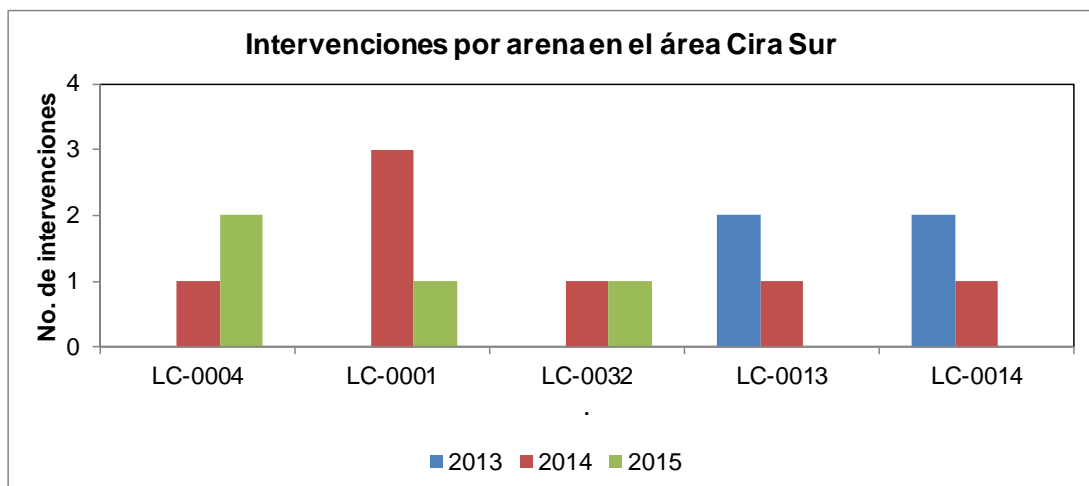


Tabla 8. Identificación de los pozos críticos con control de arena en el área de Cira Sur

Pozo	Estado	Control de arena
0004	Productor	Si
0001	Productor	Si
0007	Productor	No
0013	Productor	No
0014	Productor	No

Desde el punto de vista científico, la producción de arena es uno de los problemas más complejos en los cuales se ha enfocado la industria del petróleo en los últimos años, actualmente algunos campos de Colombia (especialmente campos maduros) presentan con alta complejidad el fenómeno de arenamiento.

5. METODOS DE CONTROL DE ARENA IMPLEMENTADOS EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Para el manejo de la arena en los pozos críticos del campo La Cira Infantas se han utilizado diferentes métodos de control de acuerdo a las condiciones técnico-económicas de cada pozo, entre esos métodos se tienen los separadores de arena, filtros para controlar arena en fondo, métodos químicos para controlar la arena y conversión al sistema de levantamiento por cavidades progresivas. A continuación, se hará una descripción de funcionamiento de estos métodos de control.

5.1 SEPARADORES DE ARENA

El desarenador es un accesorio que se instala por debajo de la succión de la bomba para separar sólidos del fluido antes de que ingrese al sistema de bombeo. Se diseña para cada pozo y/o equipo de bombeo, de acuerdo al volumen de producción²⁹.

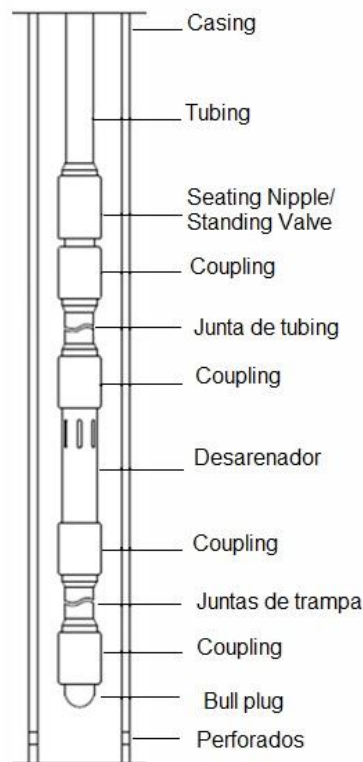
²⁹ Brochure desarenador. Maple Oiltools

Las partículas de arena son separadas por fuerza centrífuga generada por el movimiento a lo largo del espiral. El fluido ingresa por los orificios de entrada, circula por la espiral y finalmente asciende por el ID del espiral.

El fluido alcanza una gran velocidad angular, imprimiendo una fuerza centrífuga en las partículas que las envía a la pared del desarenador, cayendo en forma de espiral. Esto genera un vórtice en la parte inferior del espiral, produciendo una zona de baja presión en el centro y logrando que la parte liviana del sistema (fluido) ascienda por el tubo de producción.

En la siguiente figura se muestra la configuración del BHA de un sistema de bombeo mecánico con un desarenador.

Figura 16. Bombeo mecánico con desarenador.



Fuente. Brochure desarenador. Maple Oiltools

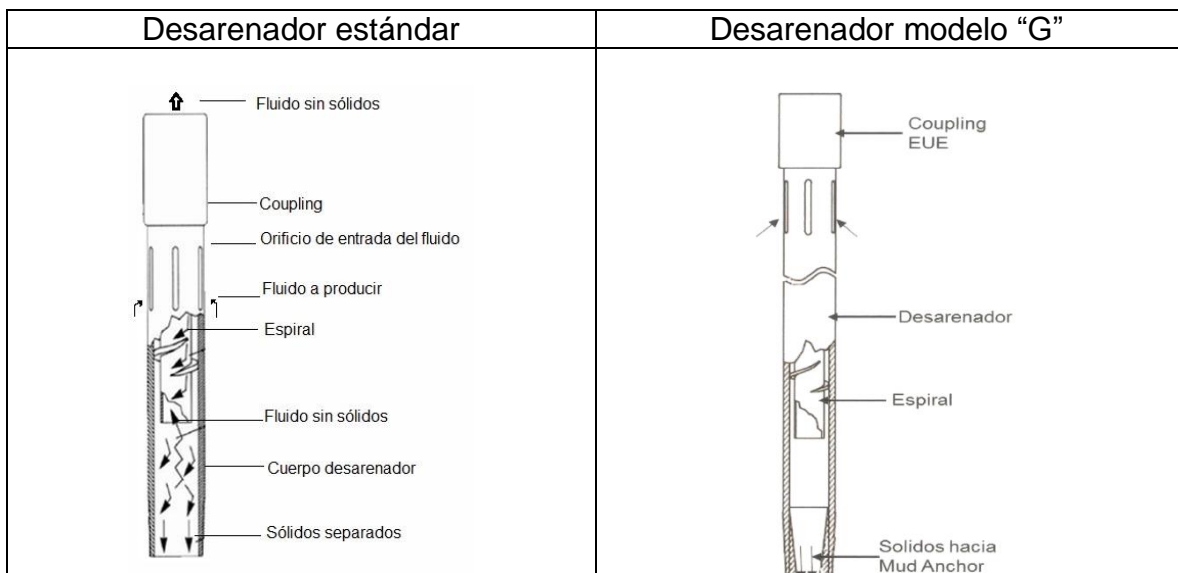
Para la Cira Infantas se tienen instalados separadores estándares de arena y tipo “G”, estos últimos combinan un separador de gas con desarenador; usando diferentes subs para cada funci3n. Este modelo est diseñado para aplicaciones de bombeo mecánico.

Este modelo posee una longitud mayor comparado con el desarenador solo, lo que permite un suficiente recorrido para que el gas sea separado en cada viaje descendente de la bomba.

La longitud y diámetro del modelo “G” debe ser diseñado para tener una capacidad volumétrica dos veces mayor en el anular que la capacidad de desplazamiento de la bomba.

Disponible en longitudes estándares de 10 ft, 15 ft y 20 ft. Conexi3n estándar EUE en tamaños 2-3/8”, 2-7/8” y 3-1/2”.

Figura 17. Desarenador



--	--

Fuente. Brochure desarenador. Maple Oiltools

Para seleccionar el tipo de desarenador se tienen en cuenta los siguientes parámetros.

Tabla 9. Selección de desarenador.

FLOW RATE (BBL/DAY)				DESARENADOR ESTANDAR			MODELO "G"		
ESP/PCP		B. MECANICO		TUBERIA EUE			TUBERIA EUE		
MIN	MAX	MIN	MAX	2-3/8"	2-7/8"	3-1/2"	2-3/8"	2-7/8"	3-1/2"
	70		35	D230.8	D270.8		D230.8-G	D270.8-G	
75	150	35	75	D2301	D2701		D2301-G	D2701-G	
100	200	50	100	D2302	D2702		D2302-G	D2702-G	
175	350	85	175	D2303	D2703		D2303-G	D2703-G	
250	500	125	250	D2305	D2705	D3405	D2305-G	D2705-G	D3405-G
375	750	185	375	D2307	D2707	D3407	D2307-G	D2707-G	D3407-G
550	1100	275	550	D2311	D2711	D3411	D2311-G	D2711-G	D3411-G
800	1600	400	800	D2316	D2716	D3416	D2316-G	D2716-G	D3416-G
1200	2400	600	1200		D2724	D3424		D2724-G	D3424-G
2400	4000	1200	2000		D2740	D3440		D2740-G	D3440-G
3200	5000	1600	2500		D2750	D3450			D3450-G
4000	6000	2000	3000		D2760	D3460			D3460-G
4000	8000	2000	4000			D4580			D4580-G
8000	10000					D45100			D45100-G

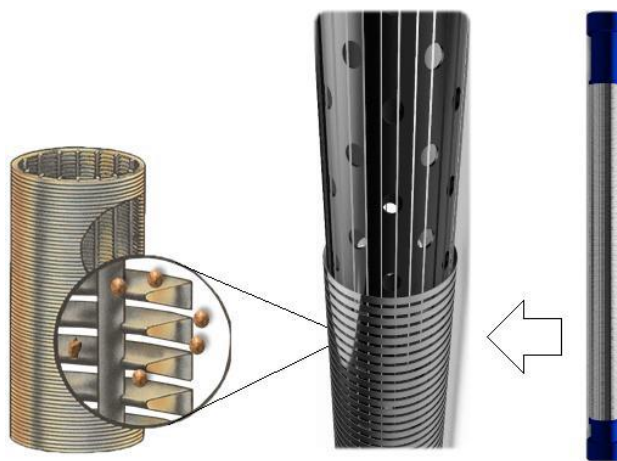
Fuente. Brochure desarenador. Maple Oiltools

5.2 FILTROS DE ARENA

Son usados para maximizar el run life de los sistemas de levantamiento artificial mediante la separación de solidos abrasivos o arenas. Están compuestos por una chaqueta de malla en espiral con una base de tubería perforada J55 EUE. Esta herramienta es diseñada específicamente para pozos con altos costos asociados a fallas por arena. El Tubing Screen se instala debajo del intake de la bomba, en lugar de la tradicional tubería perforada, permitiendo que la arena con

granulometría superior a la malla sea filtrada³⁰. A continuación, se muestra la imagen de los componentes de un Tubing Screen.

Figura 18. Tubing Screen.



Fuente. Odessa Separator Inc.

5.2.1 Tamaño del Slot³¹.

Este se determina mediante un Sand Sieve Analysis (análisis granulométrico) realizado en el laboratorio. Para tener la distribución granulométrica, se solicita una muestra de la arena presente en el pozo o de acuerdo al Frac Sand realizado.

Para el sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico es recomendable que la muestra de arena obtenida se haya encontrado entre la válvula fija y la válvula

³⁰ Odessa separator, Inc. 2016

³¹ Odessa Separator, Inc. Sand Sieve Analysis. 2016

vijera en el desarme de la bomba. Esto permite identificar los sólidos que están generando problemas en el sistema de bombeo en sub-suelo.

Es importante tener en cuenta que las mallas de slot 50 y 70 han sido fabricadas con el objetivo de homogenizar el fluido del pozo y no de filtrar la arena ya que no es común la producción de sólidos de un tamaño mayor a 1410 μm o lo que es igual a 1,41 mm.

Esta configuración es ideal para pozos que producen arena por baches y como resultado generan fallas por pistón pegado. Para este caso las mallas generan un efecto de dispersión el cual evita que el bache de arena ingrese directamente a la bomba. El efecto de dispersión generado por la malla promueve un flujo controlado de arena permitiendo que la bomba pueda manejar los baches de una mejor manera.

5.2.2 Longitud del filtro³².

La longitud es un factor crítico en el uso de los filtros y su cálculo va de acuerdo a la capacidad del pozo (BFPD) y el slot (ranura) del filtro. La mayoría de los taponamientos se producen cuando la velocidad del fluido es elevada, provocando que la arena se acumule sobre el área abierta. Entre más larga sea la longitud del filtro, más lenta será la velocidad y mayor su capacidad. Este fenómeno explica la necesidad de instalar más de un filtro por pozo.

5.2.3 Ventajas³³

- Reduce fallas asociadas a la arena.
- Malla en espiral de alta resistencia.
- Sólido diseño (base en tubería de 24 ft) con variedades de slot (ranuras).

³² Ibid., p.4

³³ Odessa Separator, Inc. 2016

- Mayor área de intake, permitiendo graduar las distancias entre cada vuelta de la malla en espiral, logrando filtrar la granulometría deseada.
- El diseño de la malla en “V” provee un área de contacto menor, reduciendo la fricción ocasionada por el flujo del fluido.
- Un amplio rango de tamaños de ranura.
- Se mantiene el diámetro en el cuerpo de la herramienta. Métodos químicos de control de arena.

5.3 TRATAMIENTO QUÍMICO³⁴

Es un método químico de control de arena que trabaja en la conglomeración de partículas, a través de la modificación del potencial Zeta en superficies sólidas hasta un rango óptimo (-20 & +20 mV).

Previo a la aplicación del tratamiento se debe realizar pruebas de laboratorio y evaluar las condiciones mecánicas del pozo tales como: condición del revestimiento, estado del cemento, etc. Basado en las propiedades del yacimiento, el estado mecánico y las pruebas de laboratorio se determina la secuencia de fluidos a bombear, así como el número de etapas y las presiones de bombeo.

La secuencia de trabajo en la aplicación del tratamiento incluye determinación del fondo del pozo, limpieza de tubería, Step Rate Test para determinar caudal y presión de fractura, bombeo de fluidos de preflujo, bombeo de tratamiento principal y bombeo de fluidos de postflujo. Una vez la presión decline a cero, se mantiene el pozo cerrado durante 6-8 horas para asegurar la estabilización del tratamiento.

El tratamiento puede considerarse exitoso, si se tiene en cuenta la reducción observada en el número de intervenciones asociadas a problemas de arena, la disminución en el número de trabajos de flushing y mejora en el runlife.

³⁴ OXY. Operaciones de subsuelo LCI, 2012.

Desde el punto de vista técnico, se recomienda verificar la integridad mecánica del pozo antes de realizar el tratamiento, así como continuar con el análisis de laboratorio para determinar los rangos permisibles de draw down (DD) a aplicar. Mientras no se hayan determinado estos valores, lo más recomendable es realizar incrementos graduales en el DD y monitorear la respuesta en el productor. Además, la identificación de las unidades productoras de arena con el modelo geomecánico, permitiría realizar el tratamiento de forma selectiva, lo que significaría una reducción en el costo total del tratamiento.

Finalmente, cabe destacar que la viabilidad del proyecto es específica a la condición de cada pozo y que ésta debe evaluarse tanto técnica como económicamente para cada caso con el fin de establecer la relación costo-beneficio.

5.4 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

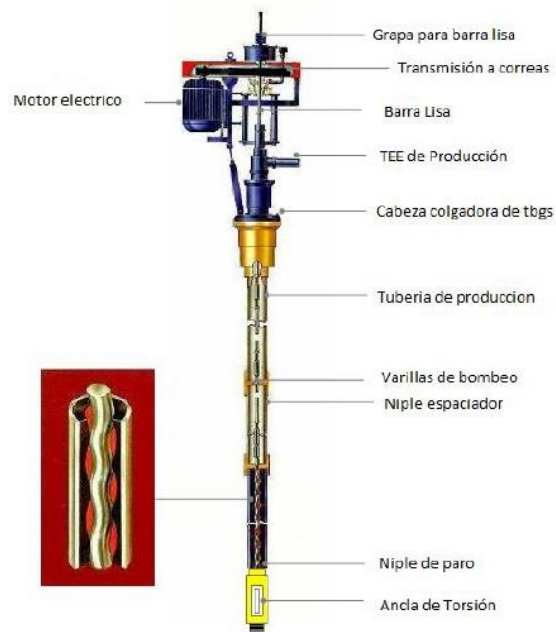
Los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial. Se dará una explicación sobre las partes y funcionamiento de los sistemas PCP.

5.4.1 Componentes principales de un sistema PCP.

La bomba PCP está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que está fija, formando un engranaje helicoidal:

- El rotor metálico, es la pieza interna conformada por una sola hélice.
- El estator, la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero(goma), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor.

Figura 19. Estado mecánico PCP



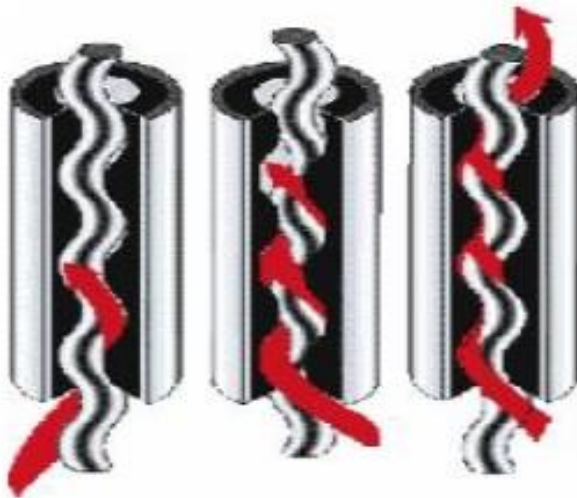
Fuente. Hirschfeldt, M., & OilProduction.net. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas (Vol.V1)

5.4.2 Funcionamiento

El estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional (en dirección opuesta a su propio eje) alrededor del eje del estator.

La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo, es de desplazamiento positivo.

Figura 20. Desplazamiento del fluido en el sistema PCP



Fuente. Hirschfeldt, M., & OilProduction.net. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas (Vol.V1).

Tabla 10. Ventajas y desventajas PCP

Ventajas	Desventajas
----------	-------------

Habilidad para producir fluidos altamente viscosos	Capacidad de desplazamiento real máximo de 4000 Bls/día o 640 m3/día
Eficiencias entre el 50% y 60% cuando se maneja alto porcentaje de sólidos.	Capacidad de elevación real máximo de 1050 pies o 3500 metros
Habilidad para producir con altas concentraciones de arena.	Resistencia a la temperatura máxima de 350 °F o 178 °C
Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre (no se bloquea)	Alta sensibilidad a los fluidos producidos
Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles.	Capacidades volumétricas bajas cuando se producen cantidades de gas libre.
Muy buena resistencia a la abrasión; bajo nivel de ruido	Tendencia del estator a daño cuando la bomba trabaja en seco.
Bajos costos de inversión inicial; bajos costos de energía.	Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción.
Demanda constante de energía (no hay fluctuaciones en el consumo)	Se debe retirar la tubería de producción para sustituir la bomba
Simple instalación y operación; bajo mantenimiento.	

Fuente. Hirschfeldt, M., & OilProduction.net. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas (Vol.V1)

6. ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA

En el campo La Cira Infantas para el manejo de arena se han implementado los siguientes métodos de control de arena: separadores de arena, filtros, sistema de levantamiento por cavidades progresivas y tratamientos químicos.

A continuación, se realizará un análisis de la eficiencia de los métodos de control de arena implementados en los pozos críticos teniendo en cuenta la producción del pozo, tiempo medio de falla y condiciones operativas.

6.1 SEPARADORES Y FILTROS

En los últimos tres años en el campo se han instalado 18 separadores de arena y 2 filtros, para el análisis de eficiencia se tuvieron en cuenta los pozos que han aportado mayor cantidad de arena entre intervenciones y han presentado mayor recurrencia en fallas por arena. Según el criterio anterior se seleccionaron 7 pozos con separadores y se realizó el análisis a los 2 pozos que tienen filtro instalado.

En la siguiente tabla se muestra el listado de los pozos con separadores, de estos se seleccionaron los primeros siete pozos teniendo en cuenta que la cantidad de arena encontrada tapaná un porcentaje de los perforados y el número total de intervenciones por arena en los últimos cuatro años.

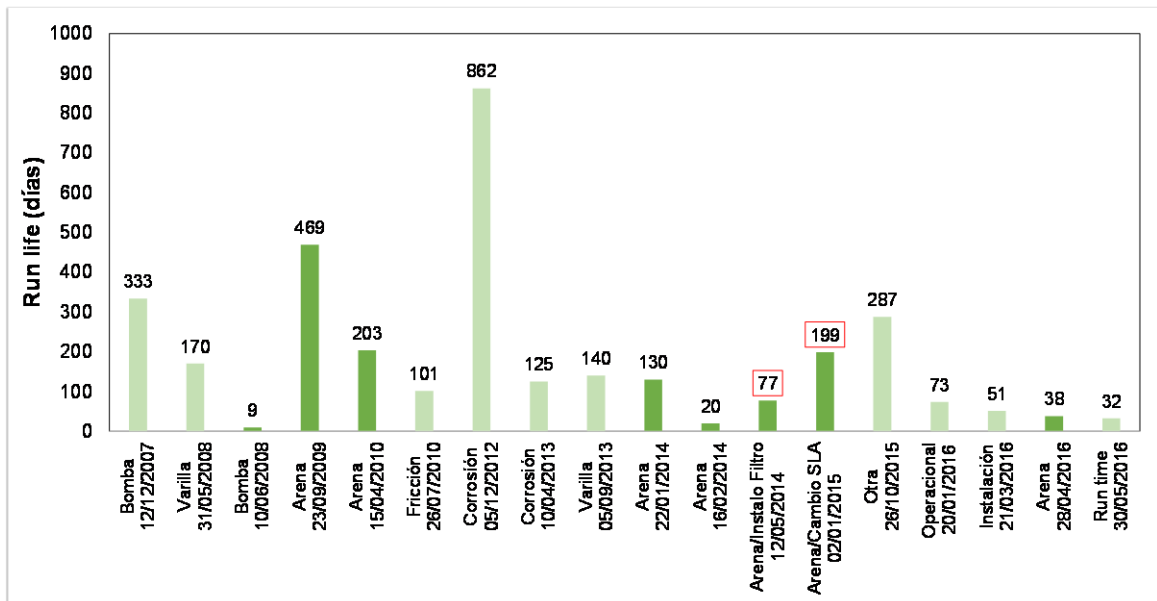
Tabla 11. Pozos con separadores como método de control de arena

No.	Pozo	Rat hole (ft)	Pies de arena	Intervenciones por arena
1	LC-0001	170	520	4
2	LC-0002	304	403	4
3	LC-0003	621	301	4
4	LC-0004	66	260	4
5	LC-0005	185	287	3
6	LC-0006	378	530	3
7	LC-0007	350	486	3
8	LC-0020	321	230	3
9	LC-0018	337	160	3
10	LC-0017	240,4	297	2
11	LC-0021	510	270	2
12	LC-0022	311,5	190	2
13	LC-0023	211	170	2
14	LC-0024	N/D	N/D	1
15	LC-0025	303	313	1
16	LC-0026	236	188	1
17	LC-0027	760,6	140	0
18	LC-0028	292	109	0

A continuación, se mostrará el análisis de 3 de los pozos seleccionados, el análisis de los otros pozos se puede revisar en los anexos.

6.1.1 Pozo LC-0001

Figura 21. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0001



Perforado en septiembre de 2006, completado con bombeo mecánico, en los primeros 7 años de producción del pozo, los cuales no se tendrán en cuenta para el análisis del comportamiento como pozo arenoso, solo se tuvieron 2 fallas por arena (23 de septiembre de 2009 y 15 de abril de 2010). A Partir de abril de 2009 se inició el proceso de inyección con dos pozos, con la entrada de los inyectores la producción promedio del pozo llegó a ser de 260 BFPD y 35 BOPD).

En el primer semestre de 2014 el pozo presentó tres fallas consecutivas asociadas a la producción de arena, en la última falla se decide instalar un separador de gas y arena con un caudal óptimo de operación comprendido entre 400-800 BFPD. El pozo continúa operando con una producción promedio de 900 BFPD, y transcurridos 199 días de run life el pozo vuelve a fallar por arena teniendo un caudal promedio de 500 BFPD, aunque el run life del pozo después de la instalación del separador superó los anteriores tiempos de falla se decide cambiar el sistema de levantamiento artificial (SLA) de Bombeo Mecánico por uno de Bombeo por cavidades progresivas (enero/2015) el cual tiene una mayor tolerancia para el manejo de arena.

Después del cambio de SLA se presentan 4 fallas, de las cuales 3 no están asociadas a la producción de arena con un run life promedio de 60 días y un promedio de fondos de arena encontrados de 430 ft. La última falla si se relaciona con la producción de arena y se presenta 31 días después de la anterior intervención. Esta falla se atribuye a la desestabilización del sistema a causa de los siguientes eventos:

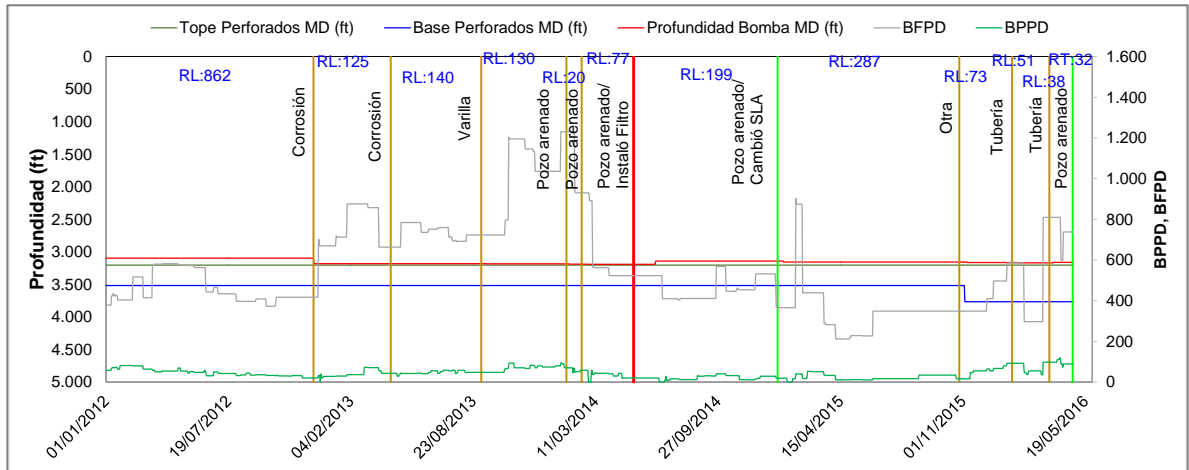
- Reducción de velocidad y posterior normalización de velocidad, de 164 a 59 rpm aproximadamente en un periodo de 8 horas.
- Aumento de presión en la línea de superficie, de 75 a 150 psi aproximadamente en un periodo de 5 horas.
- Ingreso de un pozo inyector del patrón a máximas condiciones días previos a la falla del pozo.

A causa de lo anterior se hallan 433 ft sucios de arena y la bomba se encontró pegada. Por lo tanto, la falla no se debe a un mal funcionamiento del SLA si no al manejo de los parámetros operativos del pozo. Cabe resaltar que se observa una mejora significativa en el comportamiento de fallas del pozo posterior al cambio de SLA a PCP, lo cual está directamente relacionado con la capacidad de este sistema para manejar la arena que produce el pozo y a la disminución del caudal de producción.

La profundidad típica de arenamiento +/- 3,280 – 3,380 ft-MD, que corresponde a las unidades C2Dt-C, Gtb-C y C3-C se tienen altos acumulados de inyección tanto antigua como nueva. El último valor de sólidos tomados fue en enero 20 de 2015 de 196 ppm. Se recomendó tomar cantidad de sólidos a la fecha del estudio. A la fecha el pozo se encuentra operativo y tiene una producción de 607 BFPD.

Aunque los resultados no fueron los esperados, si se evidencia mejora en los tiempos de vida una vez se instaló el filtro y también cuando se realizó el cambio de SLA, pero posteriormente el pozo ha presentado otro tipo de problemas y ha reincidido en fallas por arena.

Figura 22. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0001

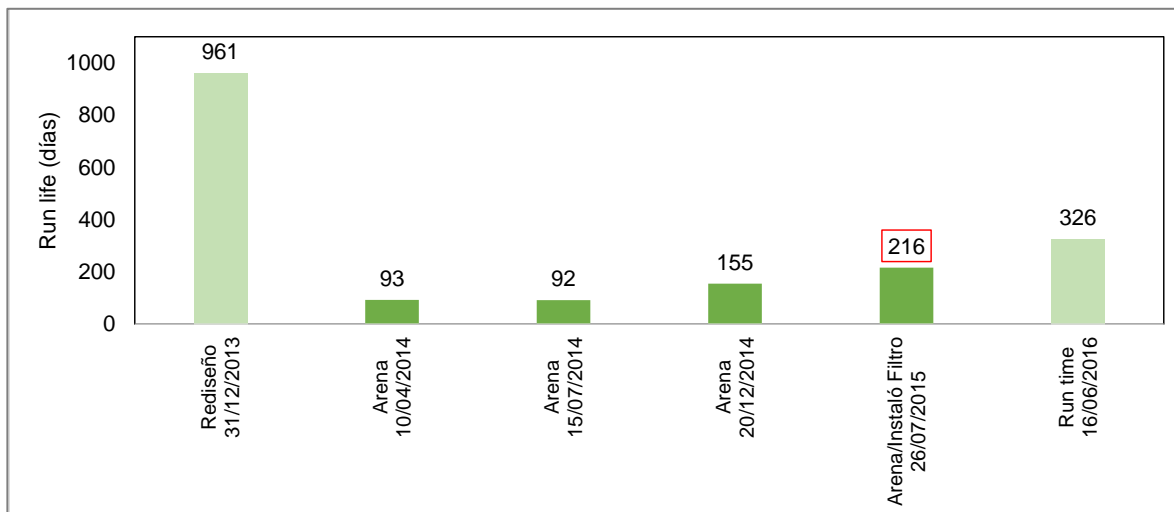


Después de las primeras 3 fallas por arena se evidencia una disminución del caudal de BFPD y una disminución del tiempo de run life entre las intervenciones lo cual conlleva al taponamiento prematuro de los perforados.

Se recomienda mantener el pozo con una producción menor o igual a los 1000 BFPD ya que el historial de falla muestra que por encima de este caudal se presentan las fallas por arena.

6.1.2 Pozo LC-0003

Figura 23. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0003

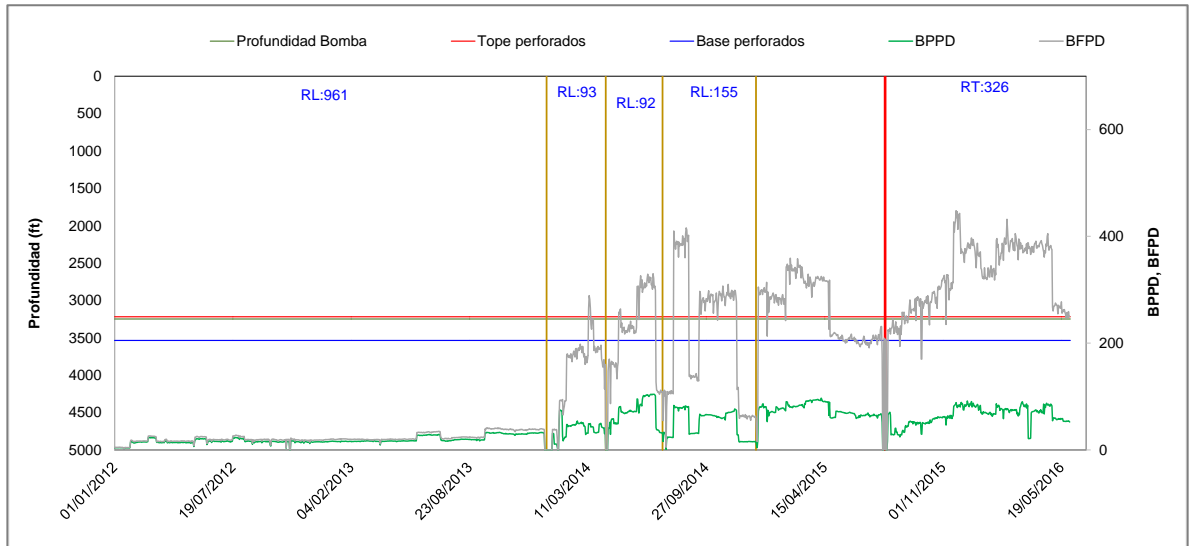


Fue perforado en abril de 2011, con una producción promedio de 16 BOPD. En marzo del 2013 se incrementó la velocidad de 6 a 8 SPM y a final de año se realizó un cañoneo adicional y la producción promedio se incrementa a 54 BOPD. Desde el año 2014 se han presentado 4 fallas por producción de arena siendo la bomba el principal elemento fallado con un run life promedio de 139 días. En la última falla se encontraron 502 ft de arena, por las múltiples fallas por arena se decidió cambiar la profundidad de la bomba de 3519,4 ft a 3248,5 ft posicionándola muy cerca al tope de los perforados. En esta intervención se le instaló un separador para control de arena con un caudal óptimo de operación comprendido entre 185-375 BFPD.

Desde la instalación del separador el pozo tiene un run time de 237 días superando los run life anteriores, lo cual indica un buen desempeño del separador. A la fecha del estudio el pozo tenía una producción de 270 BFPD valor que se encuentra dentro del rango óptimo de operación.

El porcentaje de sólidos a la fecha del estudio era de 90,2 ppm (con membranas de 5 micras y se filtró 300 ml de muestra), sin embargo, no se puede tener un comparativo del % de sólidos porque no se tiene un estudio anterior a la instalación del separador. La profundidad típica de arenamiento +/- 3,605 ft-MD.

Figura 24. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0003



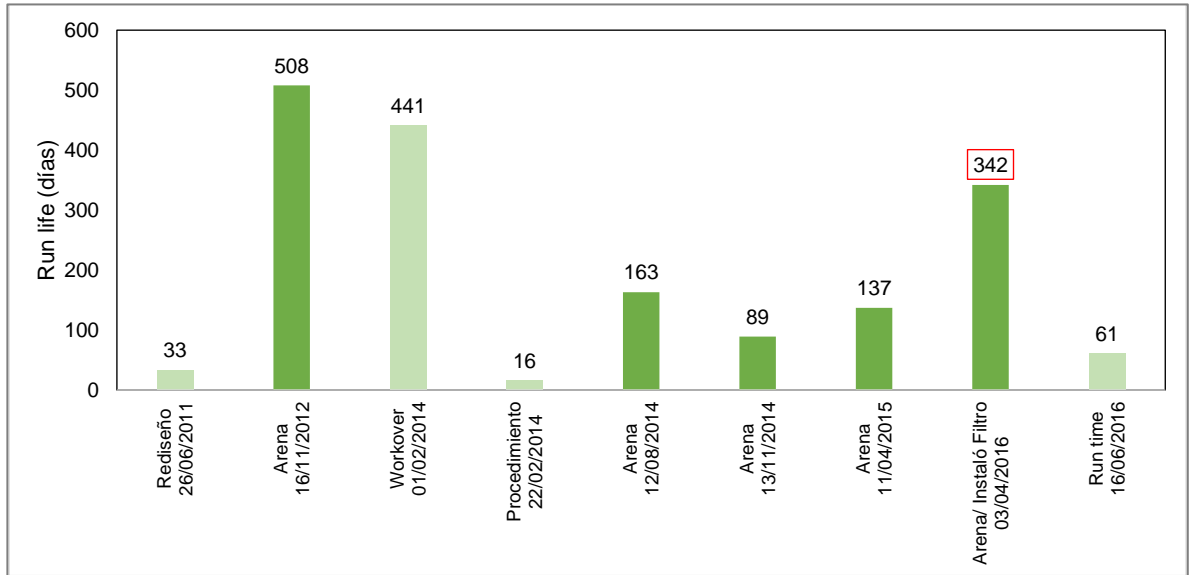
Este pozo fue un buen candidato para la instalación del separador ya que tenía varias fallas por arena, adicionalmente el pozo ha tenido un buen desempeño desde la instalación del separador lo cual también se debe al cambio de la profundidad de la bomba. El impacto positivo de estos cambios se refleja en el aumento del run life a pesar el incremento de la producción del pozo, ya que muchas veces el aumento de la producción puede ocasionar la producción de arena.

Después del rediseño el pozo presenta fallas consecutivas por arena disminuyendo considerablemente el run life en comparación con el anterior. Se observa un aumento de caudal de BFPD y BPPD entre cada falla por arena, así como también un incremento del run life del pozo.

Se recomienda mantener el pozo con una producción menor o igual a los 350 BFPD ya que el historial de falla muestra que por encima de este caudal se presentan las fallas por arena.

6.1.3 Pozo LC-0007

Figura 25. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0007



El pozo 2256 fue perforado en mayo de 2011. El mejor desempeño del pozo se ve en el año 2012 con un run life de 508 días y cuya causa de falla se asocia a arena en la bomba. Es claro recalcar que durante los primeros años presentaba un run life por encima de los 400 días y pocas intervenciones por daños, fallas o arenamiento. Para el año 2014 se realiza un workover cañoneando nuevas arenas, para entonces el pozo empieza a presentar intervenciones con menor run life y sus fallas son causadas por la arena de producción. El promedio de pies de arena encontrados entre intervenciones es de 342 ft.

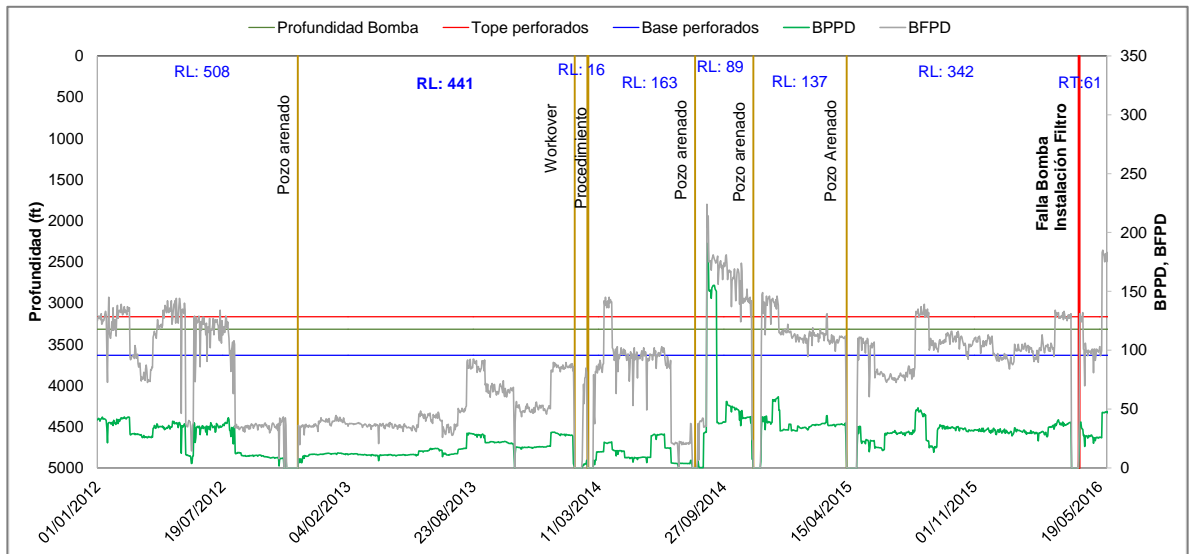
En los dos últimos años el pozo ha presentado dos fallas, de las cuales una se debe a la producción de arena y la otra a una falla en la bomba, en esta última falla (Abril/2016) se instala un filtro el para manejo de arena en el pozo con un caudal óptimo de operación comprendido entre 185-375 BFPD.

La instalación del filtro en este pozo fue una buena decisión debido a su historial de fallas por arena; a la fecha el pozo no ha superado el run life anterior por la reciente instalación de este por lo cual se recomienda monitorear el pozo con porcentaje de sólidos y seguimiento del funcionamiento de la bomba por medio de los dinagramas.

El porcentaje de solidos tomado antes de la instalación del filtro (mayo 2015) era de 124 ppm y el tomado después de la instalación del filtro es igual a 120,8 ppm, es decir que no se evidencia un cambio significativo. Se recomienda monitorear constantemente el pozo ya que el porcentaje de solidos es considerable.

La profundidad típica de arenamiento +/- 3,511 – 3,699 ft-MD, que corresponde a las unidades C3Cb-C, C4-C y C4Cb-C que se tienen altos acumulados de inyección tanto antigua como nueva.

Figura 26. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0007



En los datos tabulados se observa que el fluido producido ha ido aumentando progresivamente consecuencia del workover realizado, sin embargo, el run life del pozo ha ido disminuyendo. Por otro lado, días previos a la falla el fluido producido se disminuye drásticamente lo cual se puede atribuir al taponamiento de los perforados lo cual se puede corroborar cuando se hace la intervención y se encuentra un fondo considerable de arena.

Se recomienda un arranque progresivo después de una intervención, ya que el historial de fallas por arena muestra que estas se presentan cuando no se controla la tasa de arranque.

6.2 CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

En los pozos críticos por producción de arena se instala bombeo por cavidades progresivas de acuerdo a un análisis técnico económico. En los últimos cuatro

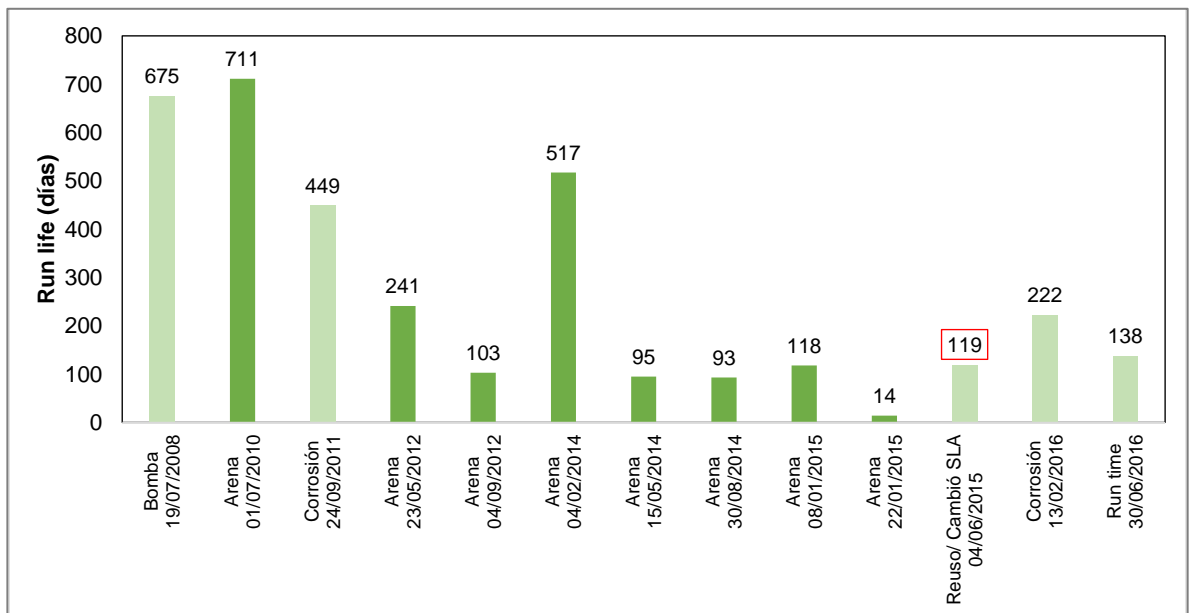
años se ha cambiado el sistema el sistema de levantamiento de cinco pozos de los cuales posteriormente se realizará el análisis de eficiencia de estas conversiones.

De los cinco pozos con cambio de sistema de levantamiento dos de ellos (0001, 0002) se analizaron en la sección de pozos con separadores como método de control de arena ya que estos fueron tratados en primera instancia con ésta técnica y luego se decidió cambiar el sistema de levantamiento en busca de un mejor desempeño del pozo.

6.2.1 Pozo LC-0011

Perforado en junio de 1939, se tienen reportes de producción desde el año 2006 y reportes de falla desde 2008. En el 2012 se asocian dos inyectores al patrón, lo que conlleva a un aumento de producción de fluido y aumento de las fallas por arena, desde ese año hasta la fecha se han presentado un total de 9 fallas de las cuales 6 intervenciones se deben a la producción de arena. En enero de 2015 se intervino el pozo por bomba pegada, la falla se presentó debido a que se robaron la acometida de la unidad y el sistema se paró, durante la parada la bomba se pegó debido a la alta producción de arena del pozo, este inconveniente ha ocurrido en varias ocasiones por lo que por parte de SLA se recomendó instalar un pistón FARR (el primero de la prueba tecnológica) que maneja mejor la arena después de una parada debido a su geometría; sin embargo fue una prueba no exitosa y a los 14 días el pozo volvió a fallar por arena encontrándose 123 ft de arena. Después de esta última falla disminuyo considerablemente la producción de fluido de 600 BFPD en promedio a un caudal de 240 BFPD.

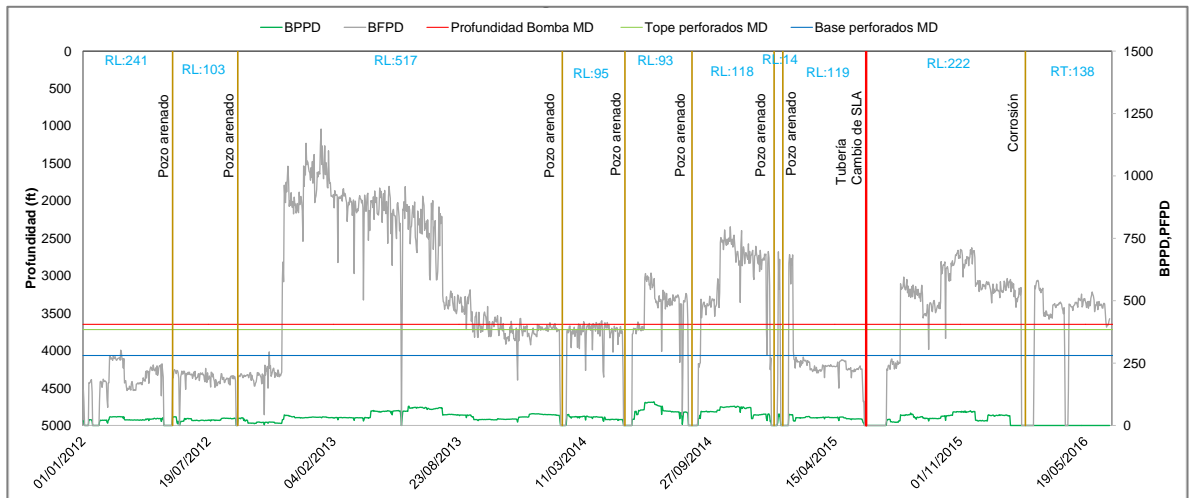
Figura 27. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0011



Con la disminución del caudal de fluido se evidencio una mejora en el run life del pozo con respecto al promedio de las 4 últimas fallas que se habían presentado por arena, no obstante, después de 119 días el pozo presentó una falla en tubería. Debido al historial de producción de arena del pozo en esta intervención se decide cambiar el sistema de levantamiento de bombeo mecánico a bombeo por cavidades progresivas lo que mejora significativamente el tiempo medio de vida del pozo y la producción de este aumenta un 50% hasta febrero de 2016 donde se presenta una falla por fluidos corrosivos, después de esta intervención el BSW aumenta a un 100% por lo cual el pozo no está produciendo aceite a la fecha. Si bien se presentó este aumento de BSW la conversión del SLA se considera exitosa porque no se han vuelto a presentar fallas por arena y aumentó el run life.

La profundidad típica de arenamiento +/- 3,703 – 4,027 ft-MD, que corresponde a las unidades C1-C y C2-C que tienen altos acumulados de inyección.

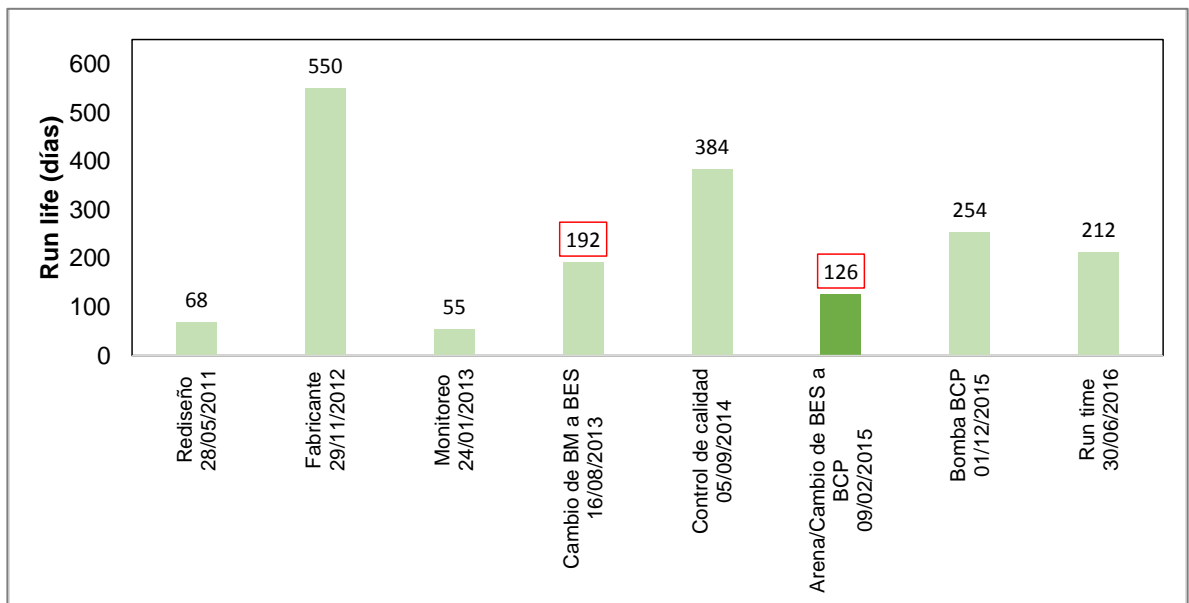
Figura 28. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0011



6.2.2 Pozo LC-0010

Perforado en marzo de 2011 y completado con sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico con una producción promedio de 250 BFPD, para la fecha el patrón tenía asociado un inyector. La primera falla asociada a la producción de arena se presentó en enero de 2013, esta fue clasificada como monitoreo inadecuado por las condiciones de arranque que tuvo el pozo (arrancó el primero de diciembre de 2012 a 8 spm y en el diseño se recomendó arrancar la unidad a recorrido mínimo y 6 spm) operando a máximas condiciones hasta el día de la falla en la bomba, donde el barril llegó bloqueado por arena, desgastado y corroído, el pistón, la wipper y las válvulas viajeras también llegaron bloqueados por arena.

Figura 29. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0010

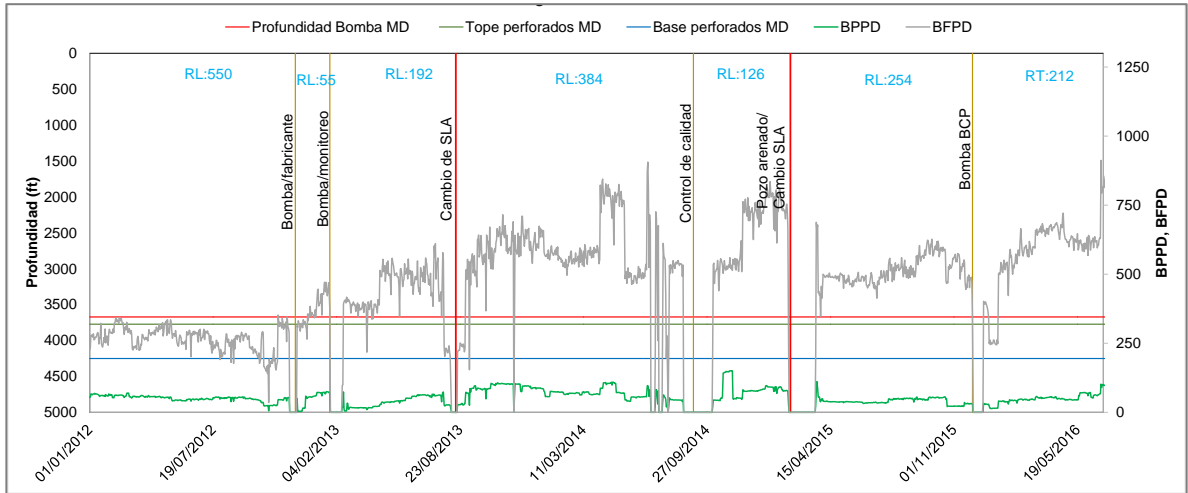


Después de esta falla se realiza un cambio de sistema de levantamiento de bombeo mecánico a bombeo electrosumergible instalando una bomba con capacidad de manejar arena y el alto caudal de producción asociado al soporte de los inyectores del patrón, a pesar del aumento de las tasas de producción se observa una mejora en el run life, a los 384 días se presenta una nueva falla por control de calidad ya que este tipo de bomba diseñada para manejar alta arena puede sufrir un desgaste anormal que acorta su run life, por lo cual se debe monitorear los PPM de arena y considerar reducir el drawdown. En febrero de 2015 se reporta otra falla por arena asociada al desgaste severo en la bomba, lo cual es característico de este tipo de bomba; a razón de los dos últimos sucesos se decide cambiar el SLA a bombeo por cavidades progresivas utilizado en el campo para el manejo de arena.

Con la modificación anterior se evidencia una leve disminución del caudal de producción y un aumento en el run life del pozo, a la fecha se ha presentado solo una falla en la bomba por lo cual este cambio se considera exitoso.

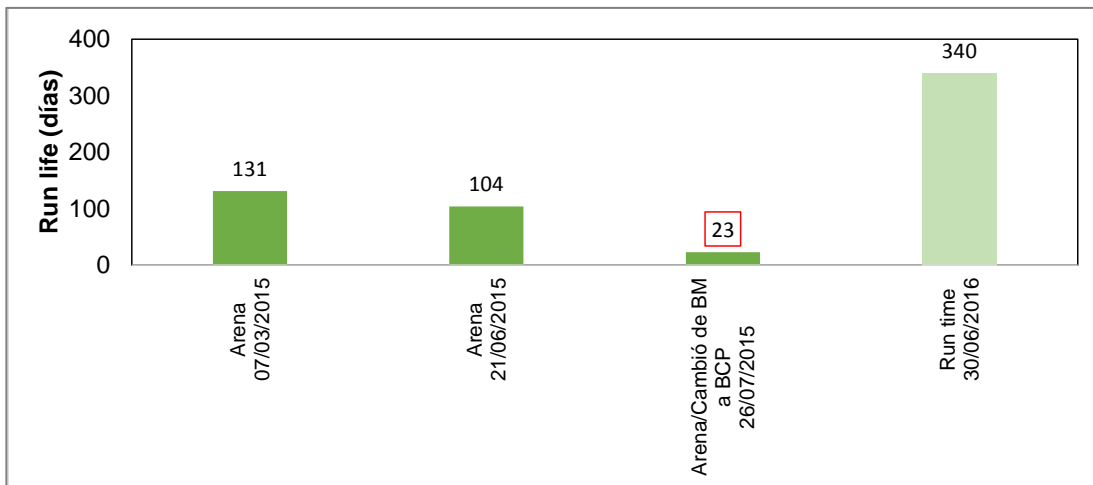
La profundidad típica de arenamiento +/- 4,041 – 4,260 ft-MD, que corresponde a las unidades C3Cb-C, C4-C y C4Cb-C.

Figura 30. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0010



6.2.3 Pozo LC-0009

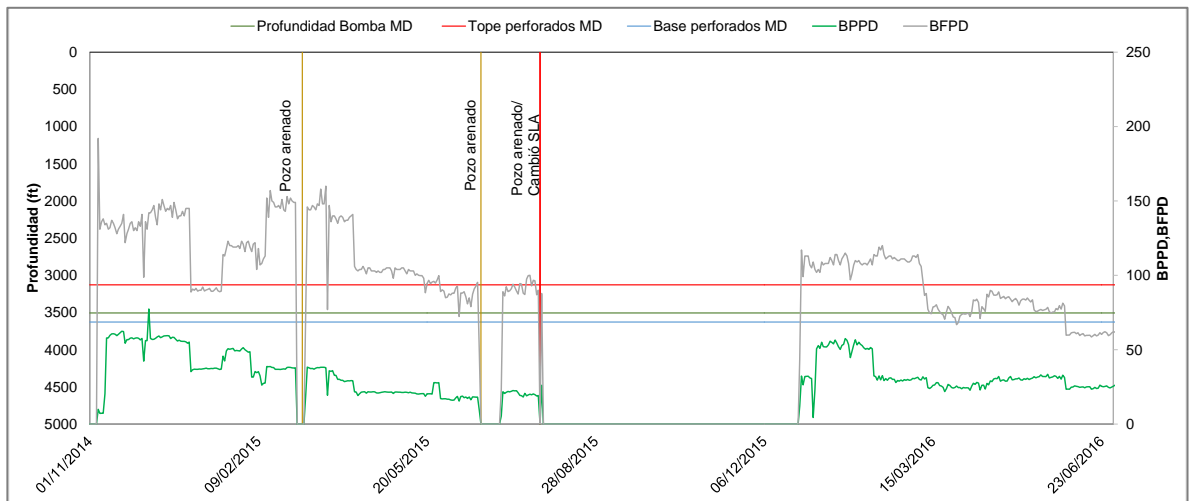
Figura 31. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0009



Perforado en septiembre de 2014 y completado con sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico con una producción promedio de 134 BFPD y dos inyectores asociados al patrón. Después del completamiento inicial se han presentado 3 fallas asociadas a la producción de arena con un run life promedio de 86 días y 200 ft de arenas en promedio encontrados en cada intervención. En la última falla (julio de 2015) se convierte de BM a PCP y se observa una mejora significativa en el run life del pozo con un caudal promedio de 110 BFPD hasta marzo de 2016 donde se presentó una disminución de caudal asociada a un inyector del patrón.

Este cambio de SLA se considera exitoso por las mejoras que se tuvieron en el pozo. La profundidad típica de arenamiento +/- 3,560 – 3,637 ft-MD, que corresponde a las unidades C4-C y C4Cb-C.

Figura 32. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0009



6.3 TRATAMIENTO QUÍMICO

En el campo se han realizado 4 tratamientos químicos para el control de arena, sin embargo, uno de ellos no fue exitoso porque no admitió el bombeo del químico, en dos pozos el tratamiento se realizó desde el completamiento inicial por lo cual no se tendrán en cuenta para el análisis, por lo tanto, el análisis se realizará en un solo pozo.

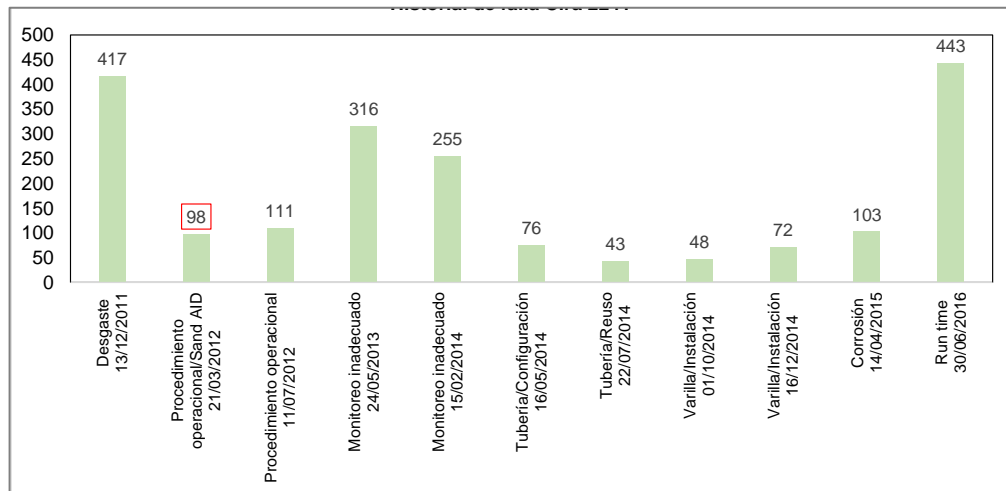
Pozo LC-0029: No admitió el tratamiento químico

Pozo LC-0030: Tratamiento implementado en el completamiento inicial, sin embargo, después del completamiento inicial se presentó una falla por pozo arenado con un run life de 24 días.

Pozo LC-0031: El control químico se realizó con el completamiento inicial y desde entonces se han reportado dos fallas por arena y 6 flushing correctivos lo cual evidencia la tendencia del pozo al arenamiento.

6.3.1 Pozo LC-0012

Figura 33. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0012



Perforado en septiembre de 2010 y completado con SLA de bombeo por cavidades progresivas, con una producción promedio de 203 BFPD y 1 inyector asociado al patrón, en el primer año de producción no se presentaron fallas en el sistema, sin embargo, se realizaron 3 flushing consecutivos exitosos por pegas por arena, por lo cual no hubo necesidad de intervenir con equipo el pozo. En diciembre de 2011 se presenta una falla en la bomba por deficiencia de esta después de un run life de 417 días ocasionada por el desgaste normal del sistema donde se encuentran 677 ft de arena que corresponden a las unidades de arena C2-C y C2Dt-C. A los 98 días después de intervenido el pozo se presenta falla por tubería rota, para esta ocasión se realiza tratamiento químico para control de arena a las unidades de arena C1-C, C2-C y C2Dt-C, sin embargo, se presentan nuevamente dos pegas por arena, se realiza flushing recuperando el pozo evitando intervención de este por arena. En julio de 2012 con un run life de 111 días se presenta falla en la bomba por taponamiento de arena relacionado con los bajos valores de presión de entrada en la bomba y de producción del pozo, evidenciando que el 78.8% de los perforados se encontraban taponados.

En mayo de 2013 el pozo se encontraba programado al 78% por alto torque, para esta fecha el pozo alcanza el 68% de torque presentando una falla que no fue reportada porque se encontraba programado para un torque mayor, de manera que, aunque la falla inicial fue por arenamiento, la capacidad nominal de la sarta de varilla no permite que se registró falla por alto torque, sino que se genera ruptura de varilla, por este motivo se clasifica la falla como monitoreo inadecuado.

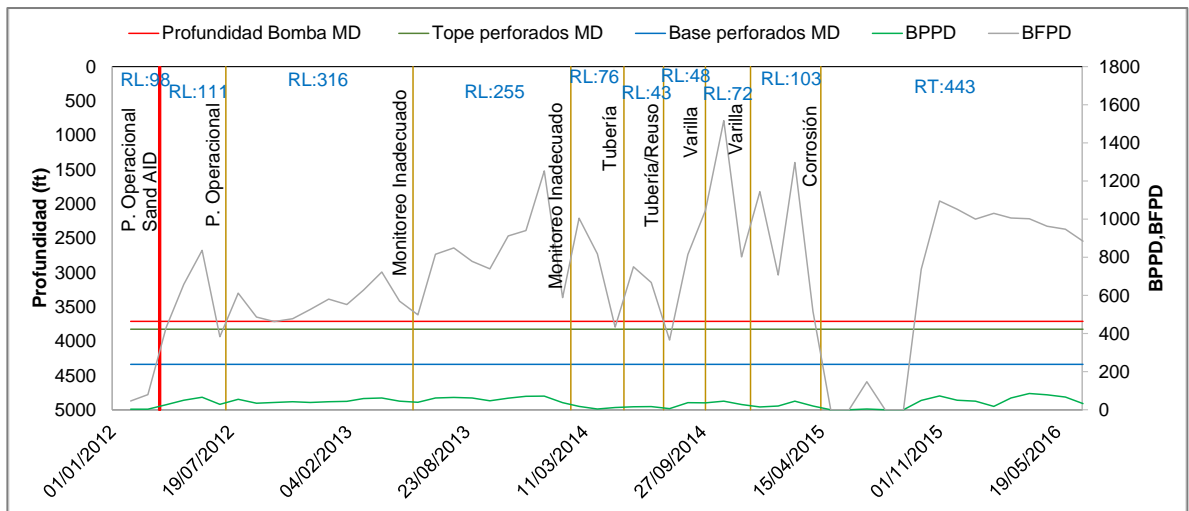
La siguiente falla del pozo se reportó en febrero de 2014 evidenciando condiciones similares a la falla anterior donde se presenta alto torque producto de la presencia de arena, debido a las condiciones de operación se cataloga la falla como monitoreo inadecuado.

Desde febrero de 2014 a la fecha se han presentado 5 fallas por varilla y tubería con un run life promedio de 68 días, cabe resaltar que entre cada intervención se

han encontrado cantidades considerables de arena. En abril de 2015 se realizó aislamiento a las unidades C2-C y C2Dt-C a las cuales se le había realizado en el 2012 tratamiento químico para controlar la arena, es decir que este método de control no fue efectivo porque se siguieron presentado arenamientos recurrentes en el pozo y se vio la necesidad de aislar estos intervalos.

A la fecha el pozo lleva corriendo 285 días superando los run life anteriores a la última intervención, posiblemente como consecuencia del aislamiento de las zonas productoras de arena.

Figura 34. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0012



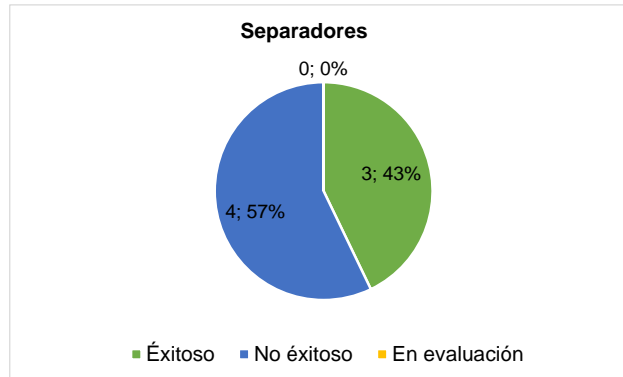
6.4 RESULTADOS

En la siguiente tabla se muestran los pozos en los cuales se realizó el análisis de eficiencia del método de control de arena señalando si fue un caso exitoso o una prueba fallida.

Tabla 12. Eficiencia de los métodos de control de arena.

Fecha Instalación	Pozo	Método de control	Potencial actual (BFPD)	Exitoso	Unidad productora	Sólidos antes		Sólidos Ahora	
						Fecha	ppm	Fecha	ppm
5/03/2015	0004	Separador	200	No	C2-C, C2Dt-C, Gtb-C y C3-C	No registra	-	2/07/2016	43,2
15/06/2014	0001	Separador	738	No	C2Dt-C, Gtb-C y C3-C	20/01/2015	196	1/07/2016	197
20/09/2015	0005	Separador	800	Si	C2Dt-C, Gtb-C, C3Cb-C, C3-C, C4-C y C4Cb-C	3/06/2015	24	2/07/2016	35
5/08/2015	0003	Separador	430	Si	-	No registra	-	1/07/2016	90,2
17/04/2016	0007	Filtro	140	En evaluación	C3Cb-C, C4-C y C4Cb-C	18/05/2016	121	No registra	-
19/04/2016	0008	Filtro	634	En evaluación	C2-C, C2Dt-C, Gtb-C, C3Cb-C, C3-C, C4-C y C4Cb-C	10/03/2016	62	2/07/2016	114
2/12/2015	0002	Separador	320	No	C2-C, C2Dt-C, Gtb-C, C3Cb-C y C3-C	11/03/2015	124	1/07/2016	56
26/12/2015	0032	Separador	126	No	C2-C, C2Dt-C, Gtb-C, y C3-C	3/03/2015	93	Fallado	-
1/05/2014	0006	Separador	580	Si	Gtb-C y C3-C	19/06/2016	35	1/07/2016	87,2
4/06/2015	0011	Cambio SLA	500	Si	C1-C y C2-C	No registra	-	03/05/2015	84,4
9/02/2015	0010	Cambio SLA	750	Si	C3Cb-C, C4-C y C4Cb-C.	25/03/2015	194	22/12/2015	215
26/07/2015	0009	Cambio SLA	91	Si	C4-C y C4Cb-C.	No registra	-	-	-
9/05/2015	0002	Cambio SLA	320	En evaluación	C2-C, C2Dt-C, Gtb-C, C3Cb-C y C3-C	11/03/2015	124	1/07/2016	56
2/01/2015	0001	Cambio SLA	738	No	C2Dt-C, Gtb-C y C3-C	20/01/2015	196	1/07/2016	197
21/03/2012	0002	atamiento químico	1200	No	C2-C y C2Dt-C	3/03/2015	169	16/12/2015	123

Figura 35. Desempeño de los separadores de arena



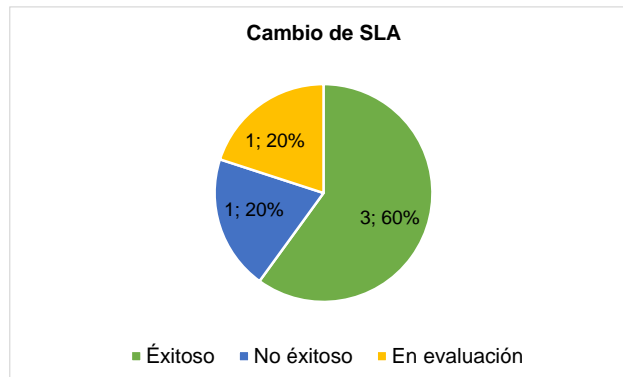
Haciendo un análisis general de los separadores instalados en el campo se observa que estos no han cumplido con el desempeño esperado. Dos de los 4 casos no exitosos no superaron el promedio de run life que traía el pozo y los otros dos presentaron recurrencia de falla por arena ante lo cual se decidió realizar el cambio del sistema de SLA.

Adicionalmente en algunos casos no era necesaria la implementación de los separadores de arena debido a que no había frecuencia de fallas y los pies de arena encontradas no eran significativas como para llenar el rat hole y taponar los perforados como es el caso del pozo LC-0005.

Figura 36. Desempeño de los filtros



Figura 37. Desempeño de los cambios de SLA



Respecto a la eficiencia de los filtros instalados para el control de arena aún no se puede emitir un juicio calificativo por el poco tiempo transcurrido desde la instalación, no obstante, se recomienda monitoreo constante de estos pozos, especialmente para el pozo LC-0007 que es inestable y presenta interferencia por gas.

De las estrategias de control de arena implementadas en el campo el sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas ha presentado el mejor desempeño. Sin embargo, para la conversión a este sistema se debe hacer un análisis técnico económico detallado.

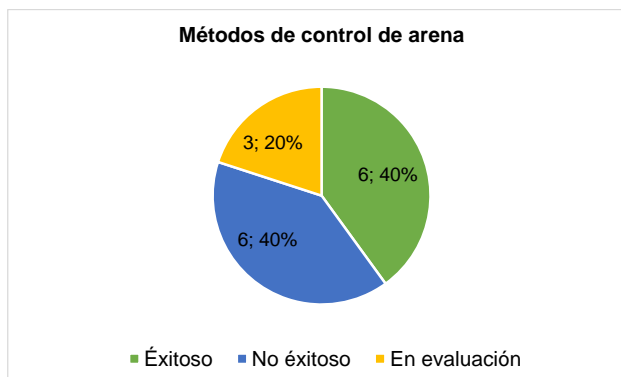
De los pozos evaluados el único no exitoso fue el LC-0001 que después de la conversión ha presentado fallas recurrentes atribuidas a condiciones operativas las cuales impactan negativamente el desempeño del pozo.

Figura 38. Desempeño del tratamiento químico



El control de arena con métodos químicos fue implementado en 4 pozos del campo, el análisis detallado de 2 pozos no se realizó debido a que la técnica fue llevada a cabo desde el inicio del pozo lo cual no permite tener un punto de comparación antes y después de la técnica, aun así, se revisaron las intervenciones y se halló que varias estaban relacionadas con la producción de arena.

Figura 39. Desempeño de los métodos de control de arena

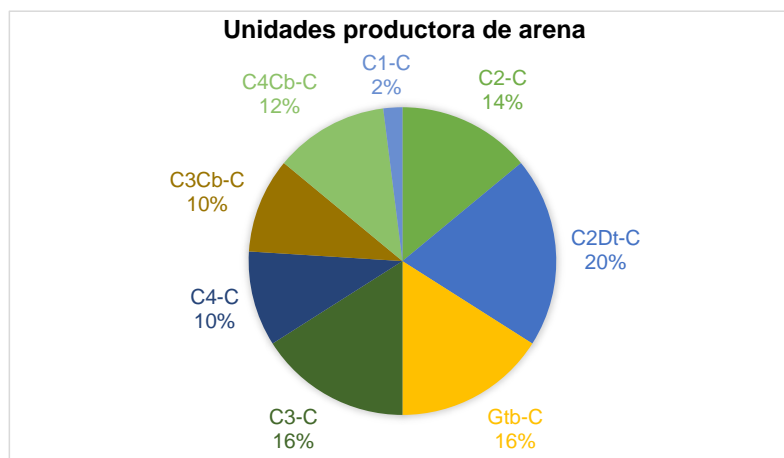


Según los resultados los métodos de control de arena hasta ahora implementados en el campo La Cira Infantas no han sido suficientemente efectivos mitigando el problema de arenamiento, en consecuencia, se recomienda la revisión e implementación de otras alternativas para controlar o producir arena. Algunas de estas técnicas serán discutidas en el siguiente capítulo.

De acuerdo a la profundidad encontrada en los pozos del análisis de eficiencia se encontró que las unidades con mayor aporte de arena son las unidades C2Ct-C, C3-C, Gtb-C y C2-C. Estas arenas corresponden a la formación Mugrosa y además presentan los mayores volúmenes porosos inyectados que se tienen en el campo.

Las rocas de la formación Mugrosa se caracterizan por ser no consolidadas y poseer bajos UCS, es decir son rocas que fallan a bajas presiones (500-700 psi). Esto corresponde al modelo geomecánico desarrollado para La Cira Infantas el cual se determinó que estas unidades de las áreas de Cira Sur y Cira Norte son las más propensas a arenarse ya que han alcanzado la presión crítica de reservorio y que en virtud a su alta permeabilidad presentan los valores más bajos de UCS lo que contribuye al arenamiento.

Figura 40. Unidades productoras de arena



En consecuencia, se recomienda aislar esas zonas en el momento que la producción aportada por ellas no sea significativa con el fin de evitar futuros problemas de arenamiento.

7. PROPUESTA DEL MÉTODO DE CONTROL DE ARENA

De acuerdo a las tecnologías para el manejo de arena en el campo La Cira Infantas se han implementado:

- Manejo de arena con el sistema de bombeo por cavidades progresivas y herramientas desarenadoras.
- Exclusión de arena con la instalación de filtros.
- Completamiento sin malla con consolidación química.

Como parte final de este trabajo se recomendará la implementación de una nueva técnica para el manejo de la arena en busca de mejores resultados que los obtenidos hasta el momento.

Como principales candidatos a recomendación de un método idóneo de control de arena se pensaba seleccionar uno de los pozos críticos que aún no cuenta con un sistema de control, sin embargo, en el transcurso de este proyecto no fallaron dichos pozos por lo cual no se pudo realizar el análisis granulométrico que es esencial para evaluar la instalación de cualquier tipo de control de arena. En consecuencia, se tomará como caso de estudio uno de los pozos críticos del análisis que ya contaba con un método de control de arena y que volvió fallar en el transcurso del proyecto, por consiguiente, se le realizó el análisis granulométrico. El pozo en cuestión LC-0001 que ya había sido probado con separador de arena en fondo y cambio de SLA sin ser exitosos.

Dentro de los estudios en general enfocados al control y/o exclusión de la arena en los diferentes campos del mundo el principal análisis a realizar y tal vez el que en marca el éxito de todos los trabajos enfocados a mitigar o eliminar la producción de arena, es el análisis granulométrico, el cual se debe realizar mediante un método que suministre suficiente exactitud.

Es importante la realización del análisis granulométrico de muestras de la formación, ya que este brinda información importante para la selección del tipo de técnica de control a emplear³⁵, con base en este se establecen los criterios de uniformidad selección y porcentajes de arcillas, los cuales son un primer indicativo de la viabilidad que tendrá la aplicación de una técnica de control.

Los primeros dos valores se calculan por medio de los llamados percentiles, designados con la letra D. El valor D40 indica la apertura de la malla por encima de la cual el 40% de la muestra analizada es retenida en el análisis sieve y el D90 indica el tamaño de la malla por encima del cual es retenido al 90%. El coeficiente de uniformidad C_u se define como la relación D_{40}/D_{90} y el coeficiente de sorting como D_{10}/D_{95} . Dos formaciones pueden tener el mismo coeficiente de uniformidad o coeficiente de sorting, pero muy diferentes valores de tamaño D50 (criterio de Saucier). La medida del sorting, es una relación de las partículas grandes a finas, entre mayor sea esta relación será más probable que los granos de arena formen puentes y se disminuya la permeabilidad.

Las formaciones con bajos valores de sorting deben ser completadas de manera diferente a las formaciones con altos valores, en las cuales los finos taponaran las mallas o las matrices secundarias sobre estas. Para valores de sorting de 1 a 3 se pueden considerar completamientos con mallas solas, particularmente si la permeabilidad de la arena de formación es lo suficientemente alta (1 a 2 darcys) para prevenir la creación de caídas de presión significativas.

Criterio de Tiffin

En la tabla 15 se define las condiciones o rangos de valores de sorting, tamaño de grano y arcillas con las técnicas respectivas, cuya complejidad y costo aumentará en la medida que se tiene arenas con menor clasificación y altos contenidos de arcillas.

³⁵ TIFFIN, D.L et al. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. SPE 39437, 1998.

Tabla 13. Rangos de criterios granulométricos asociados con las tecnologías de exclusión de arena recomendadas

CRITERIOS GRANULOMÉTRICOS			
D10/D95	D40/D90	Sub 325 Mesh	Recomendación
<10	>3	<2%	Bare screen, Wire wrap, Prepacket screens
<10	<5	<5%	Woven mesh screen, Premium mesh screen
<20	<5	<5%	HRWP, Open hole gravel pack
<20	<5	<10%	HRWP, Grava y malla
>20	>5	>10%	Frack pack, Screen less

Fuente. Tiffin D.L., King G.E., Larese R.E et al. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. SPE 39437, 1998. p. 6

Criterio de Saucier

Se emplea para el empaquetamiento con grava y establece que el control óptimo de arena es alcanzado cuando el tamaño de grano medio de la grava (D50) no es mayor que seis veces el tamaño del grano medio (D50) de la formación.

Tabla 14. Criterio de Sausier para determinación de tamaños de grava

Rango de valores (D50/d50)	Efectividad
<5	Hay buen control de arena pero con flujo restringido debido a la permeabilidad
(5-7)	Hay buen control de arena y permeabilidad máxima
(7-9)	Hay buen control pero con flujo restringido debido a la invasión de arena en la grava
>9	No hay control de arenas

Fuente. RODRIGUEZ, Edwin. Curso de Sand Control, manejo y tratamiento de arena.

A continuación, se describe el procedimiento utilizado para determinar el método de control de arena más adecuado para el pozo crítico.

- Analizar el historial de los pozos con antecedentes de arenamiento y trabajos aplicados para el Control de Arena, analizando las historias de los pozos resaltando sus intervenciones, reacondicionamiento, cierres y tasa de producción con el fin de conocer los eventos más relevantes.
- Categorizar la información de equipos y técnicas para control de arena y las nuevas tecnologías existentes en el mercado. Se recomienda probar con métodos como frack pack, cañoneo orientado y empaquetamiento por grava, los cuales no han sido implementados en el campo.
- Realizar análisis granulométrico del pozo candidato; la muestra de arena puede ser tomada de la bomba o del elemento que se encuentre arenado al momento de la intervención o una muestra de pared de la formación. Esta última sería la ideal ya que es más representativa. De la calidad de los resultados del análisis granulométrico depende en gran medida el éxito del método de control.
- Calcular el coeficiente de uniformidad (C.U. D_{40}/D_{90}), coeficiente de sorting (D_{10}/D_{95}) y el porcentaje de finos (tamiz 325mesh).
- En base al resultado obtenido en el paso anterior del análisis granulométrico de la arena de formación determinar la técnica de control de arena idónea. En este trabajo se usará el criterio de Tiffin, ver tabla 15.

7.1 PROPUESTA DE CONTROL DE ARENA PARA EL POZO LC-0001

La base de partida para la selección del método de control de arena es el análisis granulométrico que en este caso fue realizado por la empresa Odessa Separator, Inc. y arrojó los siguientes resultados: la muestra tiene un color claro y se

evidencia alto contenido de partículas finas. El peso aproximado de la muestra es 77,67 g, para realizar este procedimiento se utilizó un recipiente metálico el cual tiene un peso de 45.34 g.

Figura 41. Muestra pozo LC-0001



Fuente. Odessa Separator, Inc.

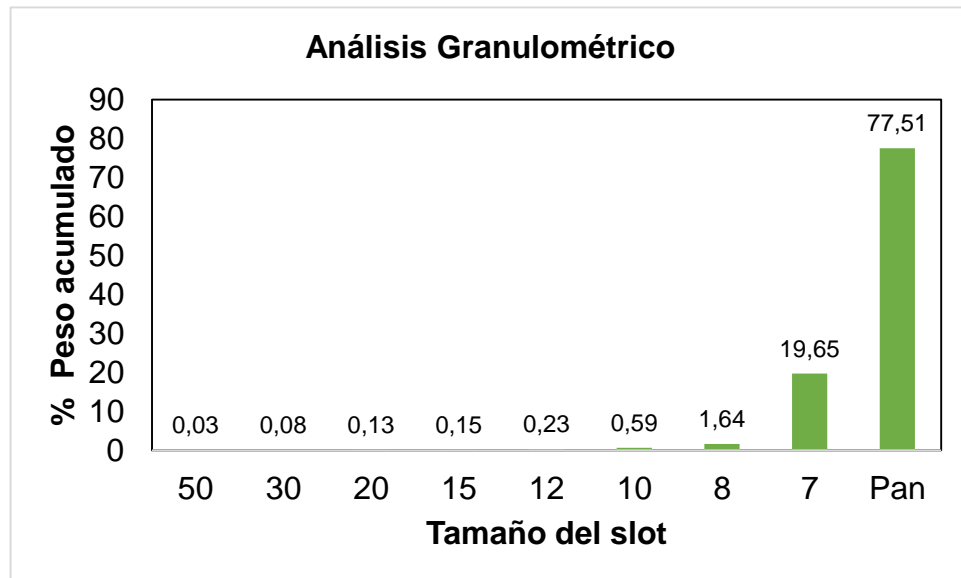
Los resultados del análisis granulométrico fueron por siguientes:

Tabla 15. Análisis granulométrico LC-0001

Slot	Diámetro (in)	Tamiz #	Peso retenido (g)	Peso retenido (%)	Peso acumulado % (g)
50	0,0555	14	0,02	0,03	0,03
30	0,0331	20	0,06	0,08	0,1
20	0,0232	30	0,1	0,13	0,23
15	0,0165	40	0,12	0,15	0,39
12	0,0117	50	0,18	0,23	0,62
10	0,0098	60	0,46	0,59	1,21
8	0,0083	70	1,27	1,64	2,85
7	0,007	80	15,26	19,65	22,49
Pan	Pan	Pan	60,2	77,51	100

Fuente. Odessa Separator, Inc.

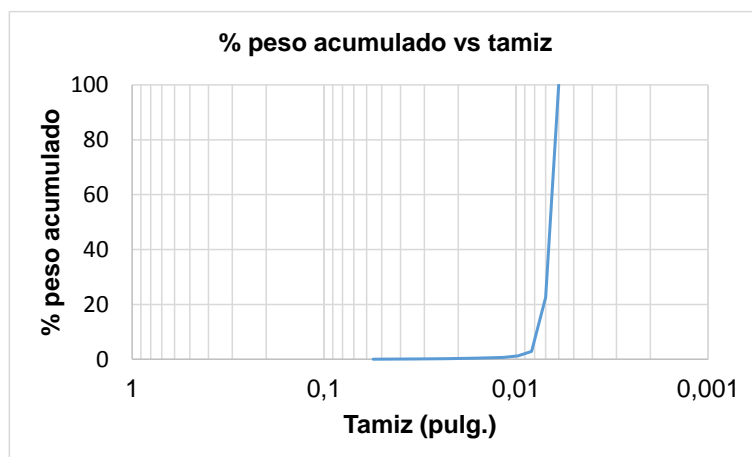
Figura 42. Análisis granulométrico



Fuente. Odessa Separator, Inc.

De acuerdo a estos valores se realizó la siguiente grafica para calcular los valores de los percentiles necesarios para el cálculo del tamaño de la grava a utilizar para este pozo.

Figura 43. Curva de distribución del tamaño de arena del pozo LC-0001



A partir de la figura 43 se obtuvieron los siguientes valores de percentiles.

Tabla 16. Valores percentiles D10, D40, D90 y D95

Percentil	Tamiz (pulg)
D10	0,009
D40	0,008
D50	0,0065
D90	0,006
D95	0,0058

Para lograr determinar el método de control de arena a ser utilizado, se debe calcular el coeficiente de uniformidad y el coeficiente de sorting con las siguientes ecuaciones:

Coeficiente de uniformidad:

$$CU = \frac{Dg40}{Dg90} * g40 = 6 * D40 \quad \text{Ec. (5)}$$

$$Dg90 = Dg40/1,5 \quad \text{Ec. (6)}$$

Coeficiente de sorting:

$$CS = \frac{Dg10}{D95} \quad \text{Ec. (7)}$$

$$Dg10 = 6 * D10 \quad \text{Ec. (8)}$$

Sustituyendo los valores de la tabla 16 en las ecuaciones anteriores se obtienen los siguientes valores:

Tabla 17. Coeficiente de uniformidad y sorting

Dg40	0,048
Dg90	0,032
Uc	1,5
Cs	9,31

Con los los valores obtenidos de coeficiente de uniformidad (1,5) y el coeficiente de sorting (9,31) se determina el metodo de control de arena como se muestra en la tabla 18.

Tabla 18. Determinación del método de control de arena

CRITERIOS GRANULOMÉTRICOS			
D10/D95	D40/D90	Sub 325 Mesh	Recomendación
<10	>3	<2%	Bare screen, Wire wrap, Prepacket screens
<10	<5	<5%	Woven mesh screen, Premium mesh screen
<20	<5	<5%	HRWP, Open hole gravel pack
<20	<5	<10%	HRWP, Grava y malla
>20	>5	>10%	Frack pack, Screen less

Fuente. Tiffin D.L., King G.E., Larese R.E et al. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. SPE 39437, 1998. p. 6

Según la tabla 18 el método de control de arena recomendado para el pozo es el empaquetamiento por grava. Para este método Saucier demostró que el mejor diseño para el tamaño de la grava a emplearse es utilizando una grava 5.5 veces mayor que el diámetro medio de la formación, al seleccionarse el tamaño correcto se evita que la arena de formación migre al empaquetamiento de grava y cause reducción de la permeabilidad restringiendo la producción.

Para el calculo del tamaño de la grava se aplica las siguientes ecuaciones:

$$Dg50min. = 0,667 * D50 \quad \text{Ec. (9)}$$

$$Dg50máx. = 1,5 * D50 \quad \text{Ec. (10)}$$

Tabla 19. Percentiles calculados por el metodo de Saucier

Dg50	0,039
Dg min	0,026013
Dg max	0,0585

A partir de este criterio el tamaño medio de los granos (D50) calculado, se ubica entre los rango de tamaño de grava comerciales (tabla 19) resultando una grava 3-14.

Tabla 20. Referencia del tamaño de abertura de malla para diferentes tamices

Tamaño de grava	Abertura tamiz (in)	Abertura tamiz (mm)
2,5	0,3150	8,000
3	0,2650	6,730
3,5	0,2230	5,660
4	0,1870	4,760
5	0,1570	4,000
6	0,1320	3,360
7	0,1110	2,830
8	0,0937	2,380
10	0,0787	2,000
12	0,0661	1,680
14	0,0555	1,410
16	0,0469	1,190
18	0,0394	1,000
20	0,0331	0,840
25	0,0280	0,710
30	0,0232	0,589
35	0,0197	0,500
40	0,0165	0,420
45	0,0138	0,351
50	0,0117	0,297
60	0,0098	0,250
70	0,0083	0,210
80	0,0070	0,177
100	0,0059	0,149
120	0,0049	0,124
140	0,0041	0,104
170	0,0035	0,088
200	0,0029	0,074
230	0,0024	0,062
270	0,0021	0,053
325	0,0017	0,044
400	0,0015	0,037

Fuente. GONZALES. Néstor. Curso de Completación de pozos en arenas no consolidadas (Control de arena). 2016

En función de los resultados de los análisis granulométricos realizados a la muestra del pozo LC-0001, se determinó como método efectivo para el control de la producción de arena el uso de empaque con grava, la forma de instalación del empaquetamiento debe definirse de acuerdo a la propuesta técnico económica enviada por la empresa de servicios.

El empaquetamiento con grava en hueco revestido ofrece ventajas evidentes, el empaque provee un soporte a la cara del hoyo debido a que aplica un esfuerzo finito contra la formación, específicamente en la interfaz grava/formación. Este método se determinó en base al coeficiente de uniformidad y el coeficiente de sorting calculado en los ensayos granulométricos. Se deben de tener las siguientes recomendaciones:

- Determinar el tamaño de la arena de empaque por medio de los análisis granulométricos de la arena de formación.
- Los fluidos que se utilizan para el empaque con grava pueden ser base agua o aceite, los fluidos base agua son por lo general los preferidos, y se consideran más flexibles que los sistemas base aceite. Hoy en día la salmuera es el fluido de acarreo de grava que se considera como él más apropiado para este proceso.
- Se debe bombear la grava a baja tasas de 3 a 4 bls/min con un retorno de 3.5 bls/min, debido a las altas profundidades.
- Aumentar el diámetro o área de flujo del bombeo de grava para disminuir la pérdida de la grava por fricción.
- Realizar una inyección de grava hacia la formación sin vencer el gradiente de fractura, esto además de mejorar la permeabilidad reduce el riesgo que se formen cavernas detrás del revestimiento.

Las completaciones para el control de la producción de arena tienen aplicaciones muy particulares y cada diseño tiene patrones muy específicos según los resultados arrojados por el estudio correspondiente, donde se incluyen datos tanto de las condiciones del yacimiento como de las condiciones del pozo.

La efectividad de los métodos para el control de la producción de arena depende de la aplicación de un plan estratégico que involucre: toma de información, estudio integrado del área, asesoramiento técnico e identificación de los equipos aplicables al área afectada, permitiendo de esta manera la estabilidad de los pozos, confiabilidad en sus terminaciones y solución de los problemas relacionados a la producción de arena.

8. ANÁLISIS ECONÓMICO

8.1 CASO BASE

Este escenario fue tomado como caso base para realizar un análisis de los indicadores económicos del pozo LC-0001 sin la implementación de un método de control de arena y así más adelante realizar la comparación de costos con la implementación de un método de control de arena. En la tabla 21 se enlistan los conceptos pertinentes para el análisis económico.

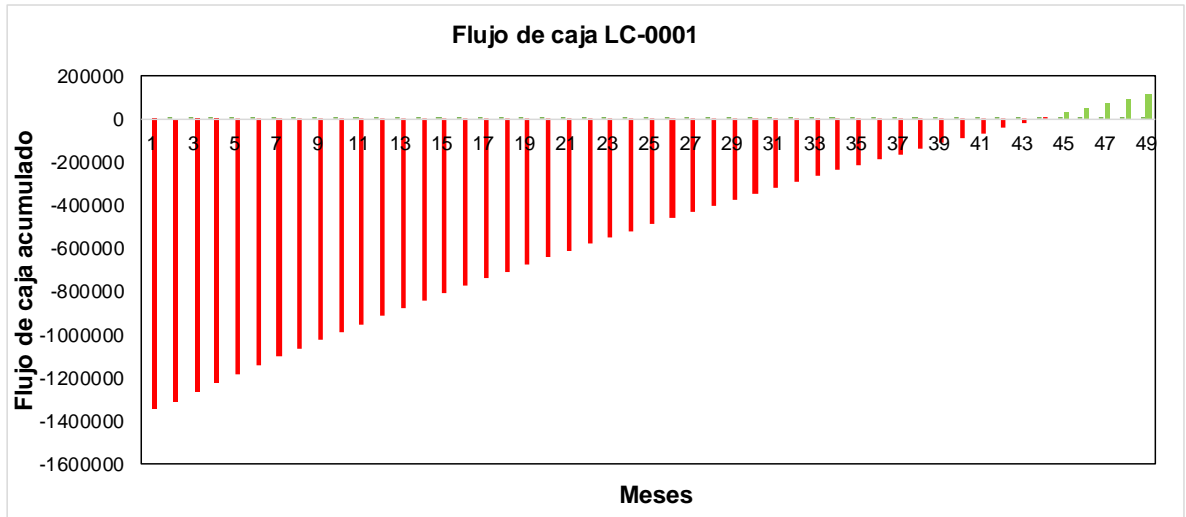
Tabla 21. Datos preliminares para el análisis financiero caso base

Concepto	Pozo LC-0001
Regalías (%)	8%
Costo intervención con equipo (USD)	\$135.000
Precio promedio crudo (USD/BBL)	\$40
Lifting cost (USD)	\$12,40
Tiempo simulado (años)	4
Periodicidad de falla (meses)	5
# Intervenciones	10

La frecuencia de fallas por arena tenida en cuenta en el análisis económico se determinó a partir del promedio histórico de intervenciones en el pozo. En la figura 44 se presentan los ingresos y egresos teniendo en cuenta el perfil de declinación del pozo el cual determina la producción mensual y el flujo de caja para un punto determinado en el tiempo.

El flujo de caja para el caso base del pozo LC-0001 muestra que la inversión inicial se cubre en su totalidad a partir del mes cuadragésimo tercero de producción y durante el periodo evaluado el pozo genera una ganancia de USD 80.728

Figura 44. Flujo de caja LC-0001 caso base



8.2 CASO DE APLICACIÓN DEL EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA.

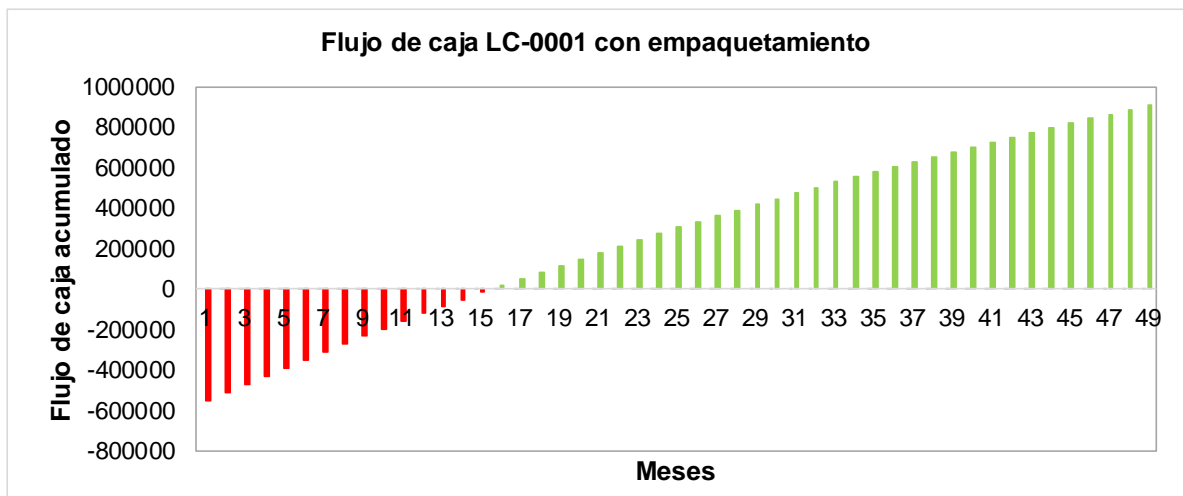
En este escenario se calcula los indicadores económicos del pozo LC-0001 teniendo en cuenta la implementación del método de control de arena por empaquetamiento con grava y su impacto en la reducción de la frecuencia de las fallas y disminución de la producción. En la tabla 22 se muestran los costos asociados a la implementación del empaquetamiento con grava.

La inversión inicial realizada para los dos casos será menor con respecto al caso base ya que el número de fallas que ocurrirán en un periodo de tiempo de 4 años disminuirán. Esto permite que el proyecto se pague más rápido y que exista un ahorro asociado a la disminución de intervenciones con equipo, generando un margen de utilidad mayor.

Tabla 22. Datos preliminares para el análisis financiero con empaquetamiento con grava

Concepto	Pozo LC-0001
Regalías (%)	8%
Costo intervención con equipo (USD)	\$135.000
Costo empaquetamiento con grava	\$150.000
Precio promedio crudo (USD/BBL)	\$40
Lifting cost (USD)	\$12,40
Tiempo simulado (años)	4
Periodicidad de falla (meses)	18
# Intervenciones	3

Figura 45. Flujo de caja LC-0001 con empaquetamiento con grava



La instalación del método de control de arena de empaquetamiento con grava tiene un efecto positivo en el run life del pozo disminuyendo la frecuencia de intervenciones por año generando una ganancia de USD 875.728 durante el periodo de evaluación. Cabe destacar que el empaquetamiento con grava representa un ingreso incremental del 90% con respecto al caso base. Como

consecuencia de las mejoras en este escenario la inversión inicial retorna al mes décimo quinto de producción.

En la tabla 23 se muestran los indicadores financieros para el pozo teniendo en cuenta los flujos de caja para el caso base y la implementación del control de arena.

Tabla 23. Indicadores financieros LC-0001

INDICADORES FINANCIEROS		
Indicador	Caso base	Empaquetamiento por grava
TIO	13%	13%
TIR	0%	6%
NPV	\$ 80.727,87	\$ 875.727,87
RCB	1,0	1,6
PAYBACK	43	15

Para la aceptación de un proyecto se debe relacionar la mayoría de indicadores económicos, en este caso se tiene en cuenta los siguientes parámetros:

- ✓ VPN>0
- ✓ TIR>TIO

En los dos escenarios analizados para el pozo LC-0001 se observa que el VPN es mayor a cero lo que indica que el pozo es viable, la relación beneficio costo en el escenario del empaquetamiento con grava es mayor a uno indicando que los ingresos son mayores a la inversión. Sin embargo, el TIR es menor al TIO lo cual indica que el proyecto genera una utilidad inferior a la establecida por la compañía. Por lo tanto, con las condiciones actuales del mercado el proyecto de empaquetamiento con grava no es económicamente viable para este pozo.

En vista que el control de la producción de arena en este pozo ha sido abordado con diferentes técnicas y que la instalación del empaquetamiento con grava no resulta viable se recomienda un monitoreo adecuado de las condiciones operativas, manteniendo el caudal de producción por debajo del caudal crítico el cual puede ser calculado analíticamente por medio del método de Mohr Coulomb para perforaciones cilíndricas.

9. CONCLUSIONES

- Según la evaluación realizada las áreas de Cira Norte y Cira Sur presentan la mayor producción de arena causada principalmente por las altas tasas de producción de fluido, estas zonas tienen los mayores volúmenes porosos inyectados lo que genera los altos cortes de agua.
- De los sistemas de levantamiento artificial implementados en el campo el bombeo mecánico es el más afectado por la producción de arena presentando como principal elemento fallado la bomba debido al desgaste o taponamiento.
- Las unidades que más aportan a la producción de arena son la C2 y C3 pertenecientes a la formación Mugrosa, poseen bajos UCS (Unconfined Compressive Stress), es decir son rocas que fallan a bajas presiones (500-700 psi). Esto corresponde al modelo geomecánico desarrollado para La Cira Infantas el cual se determinó que estas unidades de las áreas de Cira Sur y Cira Norte son las más propensas a arenarse ya que han alcanzado la presión crítica de reservorio y que en virtud a su alta permeabilidad presentan los valores más bajos de UCS lo que contribuye al arenamiento.
- En el campo La Cira Infantas se han implementado como métodos de control de arenas separadores, filtros, cambios de sistemas de levantamiento y tratamiento químico para consolidar la formación. Según el análisis realizado se concluye que el método más efectivo ha sido el cambio de sistema levantamiento artificial el cual controla y maneja la arena hasta superficie, sin embargo, no se ha logrado tener total control de este

problema en el campo.

- El éxito del control de arena de un campo depende del conocimiento de los parámetros geomecánicos, operacionales, propiedades de la formación y del fluido los cuales permiten realizar un estudio completo de la viabilidad de la técnica. En el caso del campo La Cira Infantas no todos los pozos cuentan con la información mencionada, siendo una de las posibles razones por la cual no se ha llegado a un método eficiente de control de arena.
- De los pozos analizados se encontró que algunos de ellos no eran buenos candidatos para la instalación de métodos de control de arena, debido a que el motivo de las intervenciones obedecía a otras causas.
- Según el análisis económico realizado al pozo LC-0001 no es económicamente viable la instalación de un empaquetamiento por grava por lo cual se recomienda un monitoreo adecuado de las condiciones operativas, manteniendo el caudal de producción por debajo del caudal crítico el cual puede ser calculado analíticamente por medio del método de Mohr Coulomb para perforaciones cilíndricas el cual da un estimado de esta tasa.

10. RECOMENDACIONES

- Realizar un análisis granulométrico preferiblemente a partir de corazones de formación a todos los pozos intervenidos por producción de arena considerando que esta es la base para la elección de cualquier método de control de arena.
- Actualizar y complementar el modelo geomecánico existente para el campo La Cira Infantas para conocer con certeza el estado actual de esfuerzos ya que están directamente relacionados a fallas en la roca lo que ocasiona migración de finos y sólidos, por otro lado, sería la base para realizar un exitoso cañoneo orientado.
- Implementar otros métodos de control de arena como es el empaquetamiento por grava, frack pack y cañoneo orientado para pozos que no cuenten con un método de control adecuado o para nuevos pozos.
- Hacer una revisión exhaustiva del historial de causa de falla y condiciones de cada pozo antes de implementar una nueva tecnología con el fin de evitar gastos innecesarios y no mitigar la verdadera razón de falla de los pozos candidatos.

BIBLIOGRAFÍA

ACOCK et al. Métodos de control de la producción de arena sin cedazos. En Oilfield Review., Slumberger. Verano 2003, Vol 15, No. 2. P.40-57

ACOCK et al. Practical Approaches to Sand Management. En Oilfield Review. March, Spring 2004, vol 16 No. 1., p. 10-27.

AKBAR et al. Observación del cambio de las rocas: modelado mecánico del subsuelo. En Oilfield Review. Octubre, 2003, vol 15 No. 2., p. 22-41

AL-AWAD. Musaed. Controlling Sand Production in Heavy Oil Formations Using Downhole Emulsification Process. Indian Journal of Engineering. 1997. P. 171-179

AL-AWAD. Musaed. EL-SAYED, Abdel y DESOUKY, Saad. Factors Affecting Sand Production from Unconsolidated Sandstone Saudi Oil and Gas Reservoir. Journal of King Saud University, Engineering Sciences, 1999. p. 151-174.

AL-AWAD. Musaed. The Mechanism of Sand Production Caused by Pore Pressure Fluctuations. Oil & Gas and Technology-Rev.IFP. vol.56 No.4, 2001. P 339-345.

BYRNE, Michael. SLAYTER, Adrian y McCURDY, Philip. Improved Selection Criteria for Sand Control-When Are "Fines" Fines?. SPE 128038. Society of Petroleum Engineers, 2010.

CARLSON et al. Sand Control: Why and How?. En Oilfield Review. October, 1992, vol 4 No. 4,. p. 41-53.

ESSAM, I y WALLY,A. Effect of Water Injection on Sand Production Associated With Oil Production in Sandstone Reservoirs. SPE/IADC 108297. 2007.

GONZALES. Néstor. Curso de Completación de pozos en arenas no consolidadas (Control de arena). 2016

HIBBELER, Jeff. GARCIA, Thomas y CHAVEZ, Nelson. An integrated long term for migratory fines damage. SPE 81017. Society of Petroleum Engineers. 2003.

JAIMES, Manuel et al. . Incremento de productividad mediante aplicación de tecnologías de exclusión y/o gerenciamiento de la arena. Gerencia Regional Magdalena Medio. Ecopetrol S.A., 2009.

KHAMEHCHI, Ehsan. AMERI, Omid and ALIZADEH, Ali. Choosing an Optimun Sand Control Method. En Egyptian Journal of Petroleum. Junio, 2015. Vol. 24. No. 2,.p 193-202.

LÓPEZ, Jorge. VENKITARAMAN, Adi. Sand Management Solutions. White Paper. Schlumberger

Occidental de Colombia. Operaciones de subsuelo LCI, 2012.

OSISANYA, Samuel. Practical Guidelines for Predicting Sand Production. SPE 136980. Society of Petroleum Engineers, 2010.

OYENEYIN, M. Babs. Intelligent sand management. SPE 98818. Society of Petroleum Engineers, 2005

RIVERA, Gerson. Predicción de la producción de arena en las formaciones poco consolidadas de un campo del Valle Medio del Magdalena. Tesis de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander, 2011. 182 p.

RUSIAN, M. LEE, P. Integrated Approach to Sand Management in Matured Field Operations. SPE 174180. Society of Petroleum Engineers, 2015.

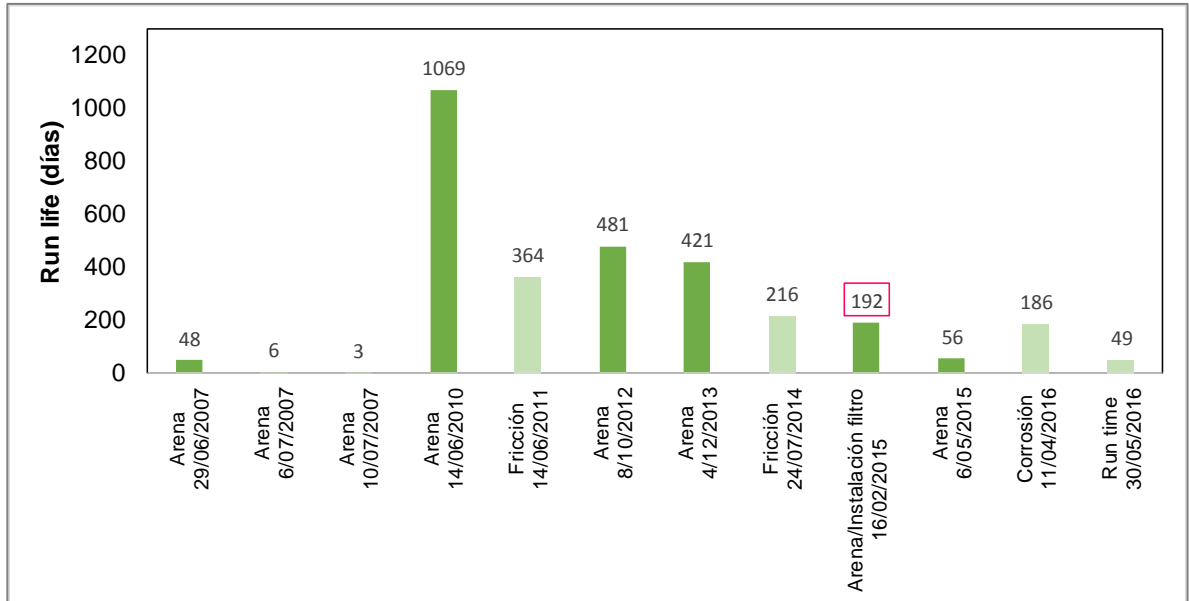
SENG, Keng et al. Production Integrated Sand Control Benchmark for Field Development. IPTC 16449. En International Petroleum Technology Conference, 2013.

WU, B. TAN, C.P y LU,N. Effect of Water Cut on Sand Production-An Experimental Study. SPE 92715. Society of Petroleum Engineers, 2005.

ANEXOS

Anexo A. Pozo LC-0004

Figura 46. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0004



El pozo Cira 0004 fue perforado en abril de 2007, completado con bombeo mecánico, en los primeros meses de producción se presentaron fallas frecuentes en la bomba debido a la producción de arena, el run life promedio entre intervenciones fue de 19 días y el promedio de arena encontrada fue de 110 ft. La producción promedio fue de 480 BFPD y 150 BPPD, después de esta serie de fallas recurrentes por arena se sube la bomba al tope de perforados y el pozo no presentó problemas hasta 1069 días después (14 junio 2010) donde volvió a fallar por arena; el principal cambio desde las fallas en los primeros años de producción del pozo hasta el 2012 fue la disminución del caudal de producción de fluido, el cual estaba por el orden de los 117 BFPD y 36 BPPD.

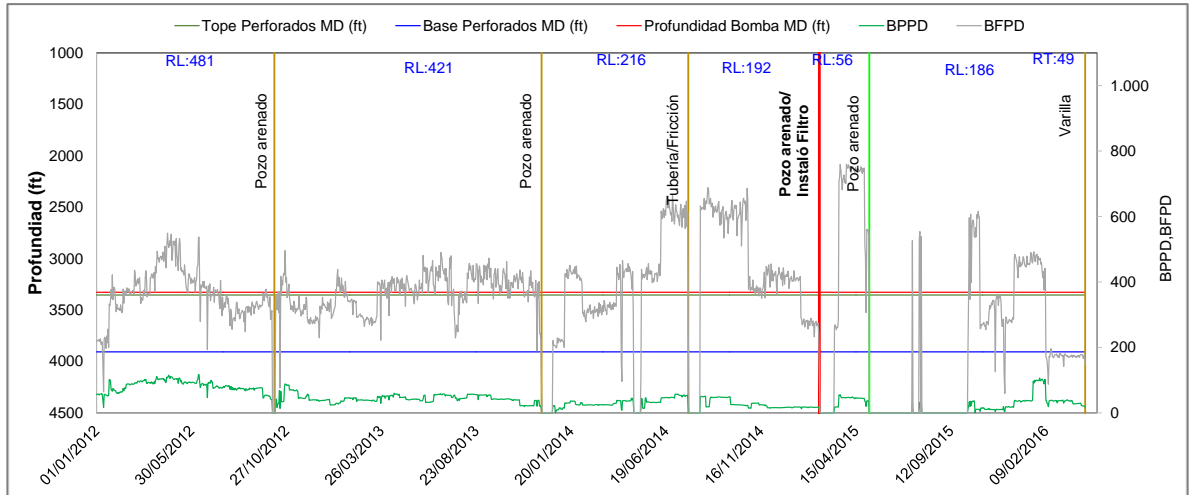
Desde 2012 hasta el año 2015 se han presentado 4 fallas de las cuales 3 son debidas a la producción de arena, el promedio de fondo de arena encontrada fue de 423 ft con un run life promedio de 327 días. En la última de las 4 fallas mencionadas (febrero de 2015) se instaló un separador de gas y arena con un caudal óptimo de operación comprendido entre 185-375 BFPD, sin embargo, a los 56 días después de instalado el pozo vuelve a fallar por arena encontrándose 390 ft sucios y una producción de 700 BFPD caudal que está muy por encima del caudal óptimo de operación instalado en el separador. En ese momento el comportamiento de los inyectores para la fecha era estable. En octubre de 2015 se realiza el aislamiento de 23 ft de las unidades C2-C debido a un colapso del revestimiento.

La última falla reportada en el pozo fue en abril de 2016 y se debe a falla en varilla y tuvo un run life de 186 días. Hasta la fecha (30 mayo de 2016) el pozo ha tenido un time de 49 días. Cabe resaltar que después de la instalación del filtro no se ha superado el run life promedio del pozo.

La profundidad típica de arenamiento +/- 3473 – 3773 ft-MD, que corresponde a las unidades C2-C, C2Dt-C, Gtb-C y C3-C se tienen altos acumulados de inyección tanto antigua como nueva. A la fecha del estudio el pozo se encuentra operativo con un caudal de 325 BFPD.

Para este caso el separador instalado no funcionó adecuadamente por lo cual se denomina un caso no exitoso.

Figura 47. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0004

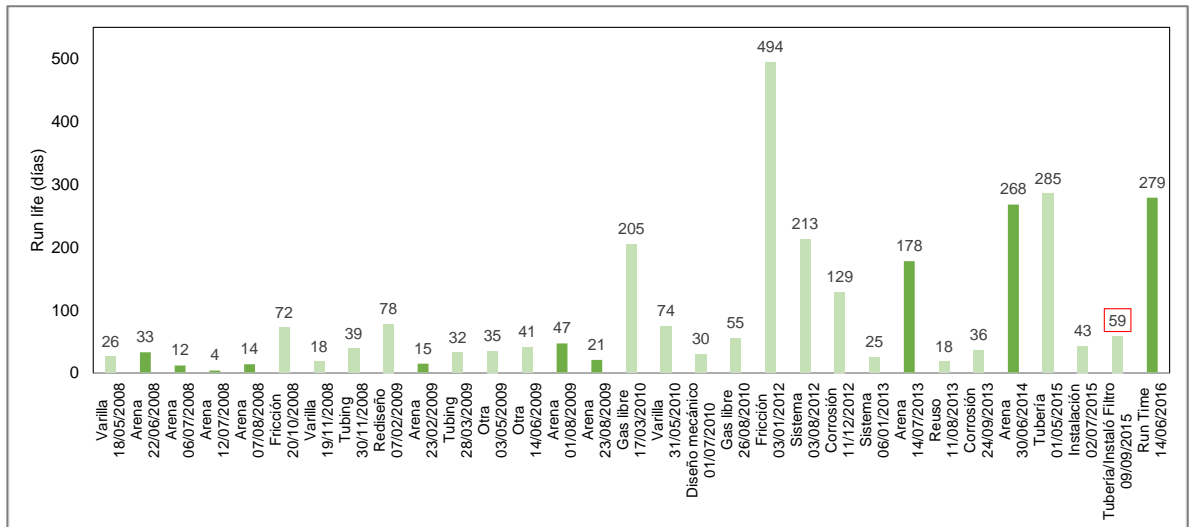


En los datos tabulados se observa que el fluido producido ha ido aumentando progresivamente, a la vez que el tiempo de run life del pozo ha ido disminuyendo. Por otro lado, el caudal de BFPD presenta una disminución días previos a la falla lo cual se puede atribuir al taponamiento de los perforados lo cual se puede corroborar cuando se hace la intervención y se encuentran un fondo con un tope considerable de arena.

Anexo B. Pozo LC-0005

El pozo Cira 0005 fue perforado en marzo de 2008 completado con bombeo por cavidades progresivas, desde el inicio de la producción tenía asociado un pozo inyector (2162) y la producción de fluido era de 1000 BFPD aproximadamente, con una producción promedio de 100 BOPD, desde los primeros meses se presentaron fallas asociadas por arenas, con un promedio de pies encontrados de 197 ft llenando el rat hole. En los 3 primeros años el comportamiento de fallas en el pozo fue similar, con un promedio medio de falla de 45 días.

Figura 48. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0005



En el año 2010 uno de los pozos inyectoros asociados al patrón presenta una disminución en el caudal de inyección, disminuyendo consigo la producción de fluido en el pozo productor a un promedio de 130 BFPD y 21 BOPD, también se realiza una disminución en las RPM del pozo (130 RPM). En enero de 2012 después de una intervención por falla en tubería, el pozo incrementó la producción de fluido a 1000 BFPD y 91 BOPD de este cambio no se presentaron más fallas consecutivas por arena hasta julio del 2013 donde el pozo se volvió arenar, encontrando un fondo de 768 ft de arena, para esta fecha el inyector LC-0036 entraba nuevamente en línea después de estar fuera de línea y el inyector LC-0037 estaba inyectando 1000 BAPD por encima del promedio de inyección.

Después de esta fecha se presentaron 3 fallas, pero no estaban asociadas a la producción de arena, hasta junio de 2014 se volvió a presentar otra falla por arena, en esta falla se encontraron 715 ft de arena. Hasta le fecha no se han vuelto a presentar fallas por arena, el 20 de septiembre de 2015 se realizó aislamiento con scab liner de 22 ft de las arenas C2-C porque presentaba una

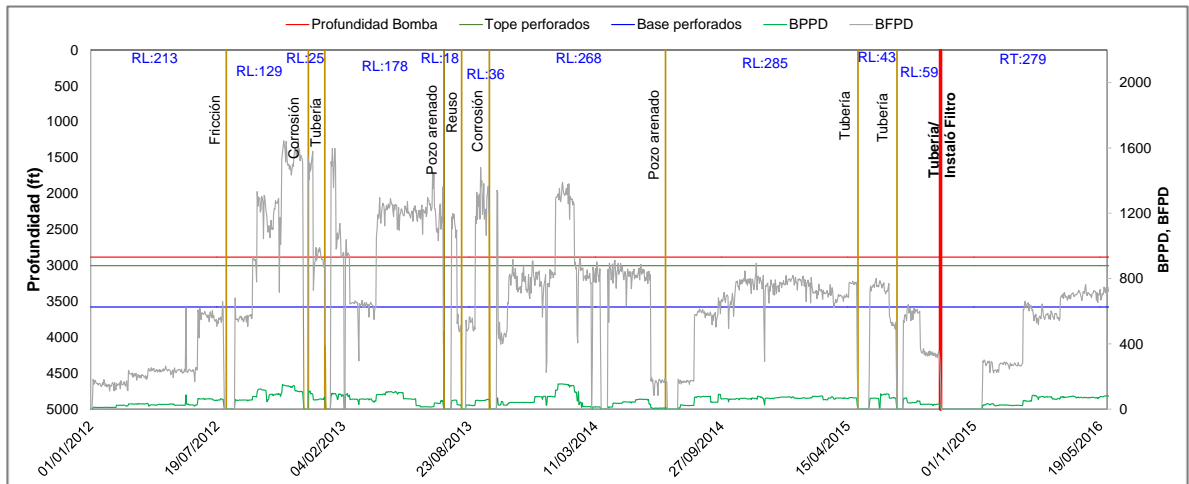
reducción de diámetro en esta zona, y se instaló un separador de gas y arena con un caudal óptimo de operación comprendido entre 185-375 BFPD. Adicionalmente se realizó cambio del SLA de PCP a Bombeo mecánico; a la fecha del estudio el pozo llevaba 210 días de run time y tiene una producción de 710 BFPD.

La última prueba de sólidos es de junio de 2015 con un valor de 24 ppm, se recomendó tomar cantidad de sólidos.

La profundidad típica de arenamiento +/- 3,113 – 3,563 ft-MD, que corresponde a las unidades C2Dt-C, Gtb-C, C3Cb-C, C3-C, C4-C y C4Cb-C, en las unidades C2Dt-C, Gtb-C, C3Cb-C, C3-C se tienen altos acumulados de inyección tanto antigua como nueva.

El método de control de arena con separador utilizado en este pozo no fue una decisión acertada porque el historial de falla del pozo indica que la causa de falla se debe a otros factores como fricción, corrosión y no a problemas recurrentes de arena.

Figura 49. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0005

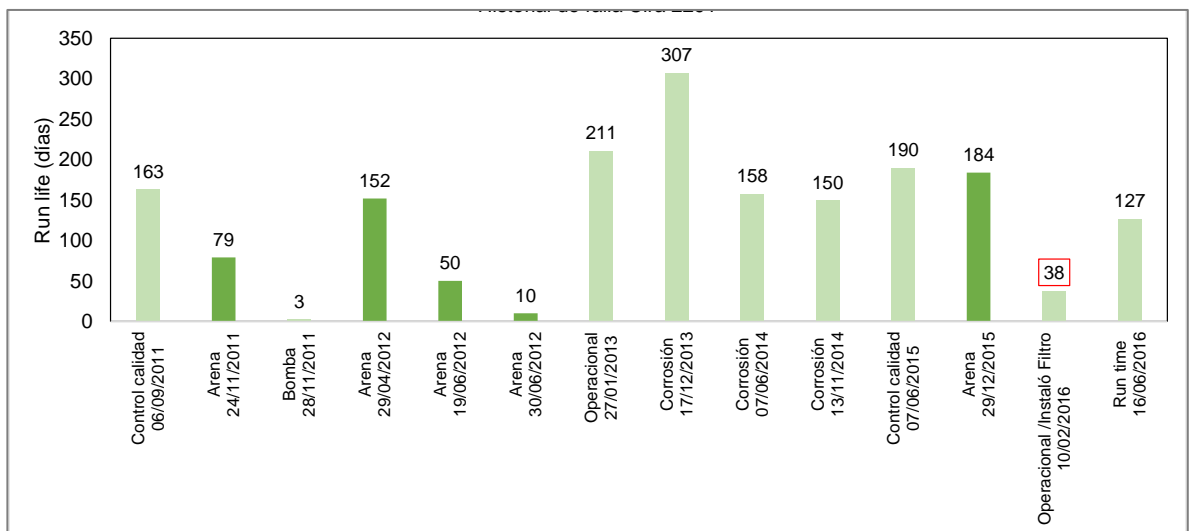


Este pozo solo tiene 2 fallas por arena donde se puede observar una disminución del nivel de BFPD y a su vez un aumento del run life de las intervenciones asociadas a la producción de arena.

Este pozo no ha presentado fallas recurrentes por arena sin embargo se observa que cuando se excede el caudal de 1000 BFPD presenta fallas por cual se recomienda no superar esta tasa.

Anexo C. Pozo LC-0008

Figura 50. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0008



El pozo 0008 se perforó en marzo 2011. Para el año 2012 el pozo presentó 3 fallas por arena con un run life promedio de 70 días y 749 ft promedio de arena encontrada. En los siguientes dos años se presentaron 5 fallas las cuales no están asociadas con la producción de arena y tuvieron un run life promedio de 203 días

con 380 ft promedio de arena encontrada. El pozo vuelve a fallar por arena hasta diciembre de 2015 presentado un run life de 184 días y 319 ft de arena encontrada.

La última falla reportada en el pozo ocurrió en febrero de 2016 con un run life de 38 días y 660 ft de arena encontrada, en su momento el evento se clasificó como falla en la bomba debido a procedimientos operacionales teniendo en cuenta que el pozo tiene 3 inyectores que se encontraban en las siguientes condiciones: el inyector LC-0033 presentaba perdida de inyección desde diciembre de 2015, debería estar en 500 BWPD y estaba en 100 BWPD, el LC-0034 tenía sobre caudal en el mandril 4, debería estar en 320 BWPD y estaba en 780 BWPD y por su parte, el LC-0035 presentaba falla mecánica en las zonas 2,3 y 4, y no era posible la regulación, variaba caudal en cada toma. Por lo tanto, la falla se atribuye a un procedimiento operativo ya que el patrón de inyección presentaba problemas.

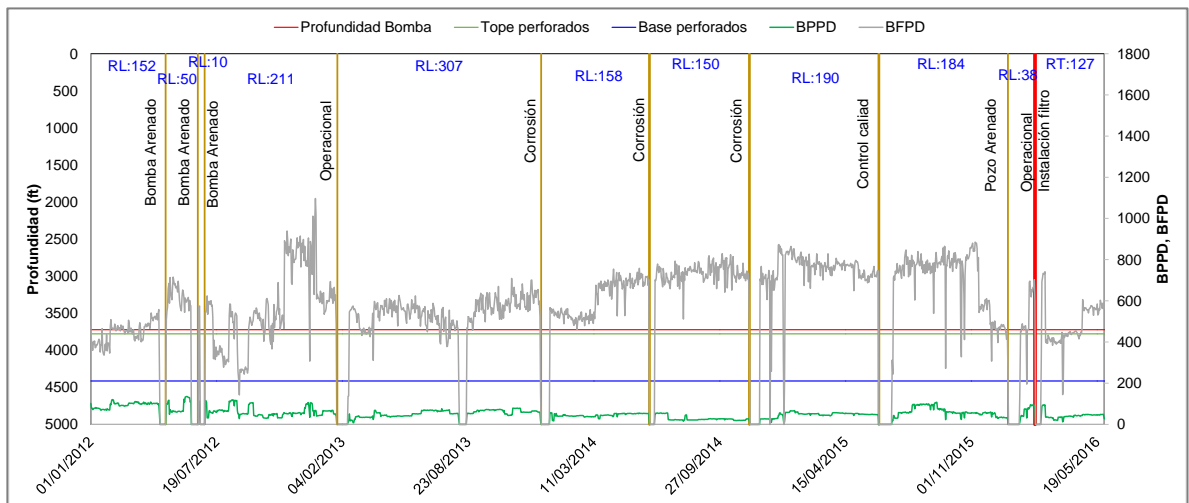
En la anterior intervención se decidió instalar un filtro para el manejo de arena con un caudal óptimo de operación comprendido entre 185-375 BFPD, desde entonces el pozo lleva un run life de 127 días, aunque ya se superó el run life anterior que era de 38 días aún no se logra superar el tiempo promedio de falla que traía el pozo.

La profundidad típica de arenamiento +/-3811,5 - 4379,5 ft-MD, que corresponde a las unidades C2-C, C2Dt-C, Gtb-C, C3Cb-C, C3-C, C4-C y C4Cb-C, en las unidades C2Dt-C, Gtb-C, C3Cb-C, C3-C se tienen altos acumulados de inyección tanto antigua como nueva. Actualmente el pozo se encuentra operativo y tiene un caudal de 566 BFPD.

La instalación de un separador para el control de la producción de arena se considera como no necesaria ya que la principal causa de falla de las últimas intervenciones se debía a fluidos corrosivos.

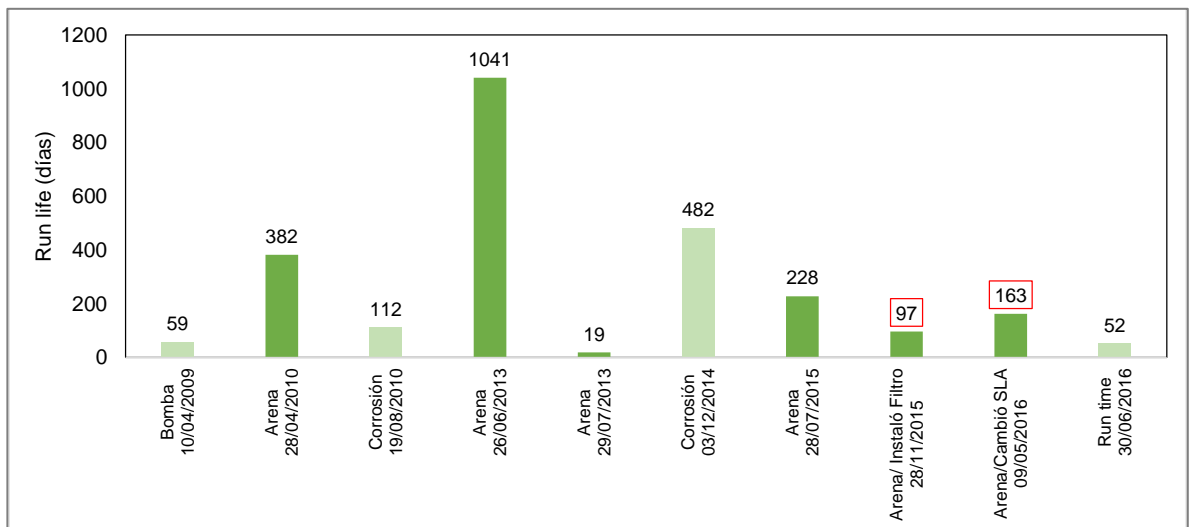
En el 2012 se presentaron 3 fallas por bomba asociadas a la producción de arena con un run life promedio de 70 días. La recurrencia de las fallas se asocia a los altos topes de arena encontrados los cuales tapan el rat hole y parte de los perforados.

Figura 51. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0008



Anexo D. Pozo LC-0002

Figura 52. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0002



Fue perforado en enero de 2009 y completado como pozo productor con SLA BM, al inicio de producción tenía asociado un pozo inyector, la producción inicial era en promedio de 326 BFPD y 32 BOPD, la primera falla por arena se presentó en abril del 2010, se encontró fondo a 553 ft (bolsillo de 192 ft), después de un run life de 382 días y una producción de 157 BFPD y 40 BOPD en promedio. Después de esta falla por arena el pozo trabajo a condiciones estables por 1041 días antes de presentarse otra falla por arena, en esta intervención se encontraron 637 ft de arena se encontraron todos los perforados tapados, para entonces el pozo tenía asociado 4 inyectores, producción de 200 BFPD y 30 BOPD. A los 19 días se presentó nuevamente una falla por arena encontrándose un fondo de 533 ft de arena, inyección estable y producción 142 BFPD en promedio. En los dos años siguientes se presentaron 3 fallas de las cuales 2 se deben a la producción de arena con un un run life promedio de 269 días, en la tercera falla en la cual el pozo se arenó se encontraron 527 ft de arena, además en esta intervención que tuvo lugar en noviembre de 2015 se instaló un separador de gas y arena con un caudal óptimo de operación comprendido entre 185-375 BFPD.

Después de la instalación del filtro el pozo logró un run life de 162 días superando el run life anterior pero no el run life promedio de todas las intervenciones. En esta

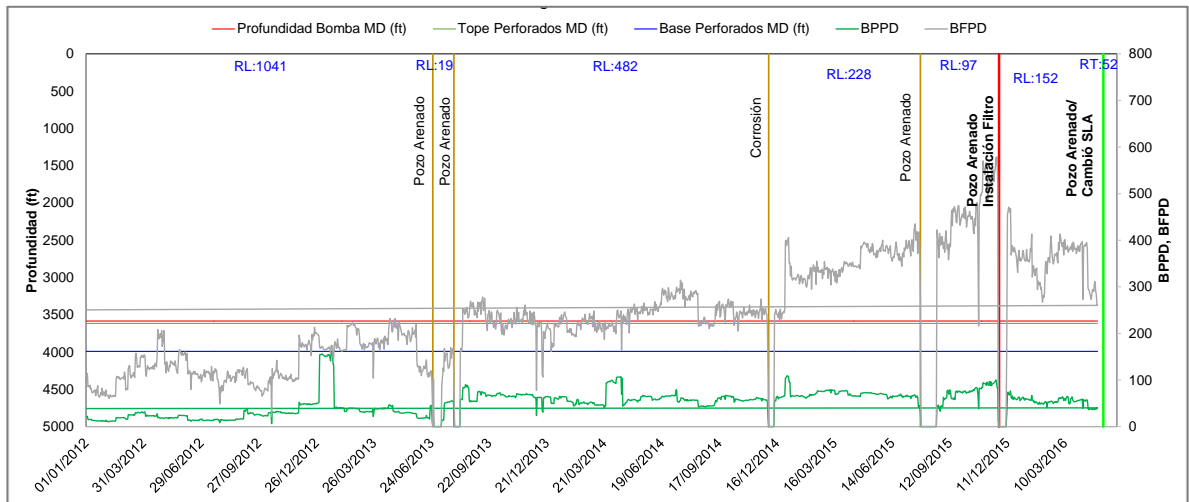
intervención el pozo fallo por arena encontrándose 583 ft sucios por arena razón por la cual se decidió cambiar el SLA de Bombeo Mecánico a uno de BCP, y adicionalmente se realizó cañoneo de nuevas zonas producción, a la fecha (30 de junio de 2016) se tiene un run time de 52 días con una producción de 320 BFPD y 45 BPPD.

La prueba de solidos que se tiene antes de la instalación del filtro fue en (marzo/2015) con un valor de 124 ppm, y la prueba de solidos actual (julio/2016) es de 56 ppm, evidenciando una disminución significativa. Sin embargo, este valor reportado se tomó después del cambio del sistema de levantamiento a BCP por lo cual no se puede decir si el separador realizó un buen manejo de sólidos.

La profundidad típica de arenamiento +/- 3776 - 4102 ft-MD, que corresponde a las unidades C2-C, C2Dt-C, Gtb-C, C3Cb-C y C3-C en las unidades C2Dt-C, Gtb-C, C3Cb-C, C3-C se tienen altos volúmenes acumulados de inyección tanto antigua como nueva.

Según el historial de causas de falla el pozo era un buen candidato para la instalación de un método de control de producción de arena, en este caso el separador instalado no tuvo el desempeño esperado, sin embargo, el cambio de sistema de levantamiento ha sido exitoso hasta el momento.

Figura 53. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0002

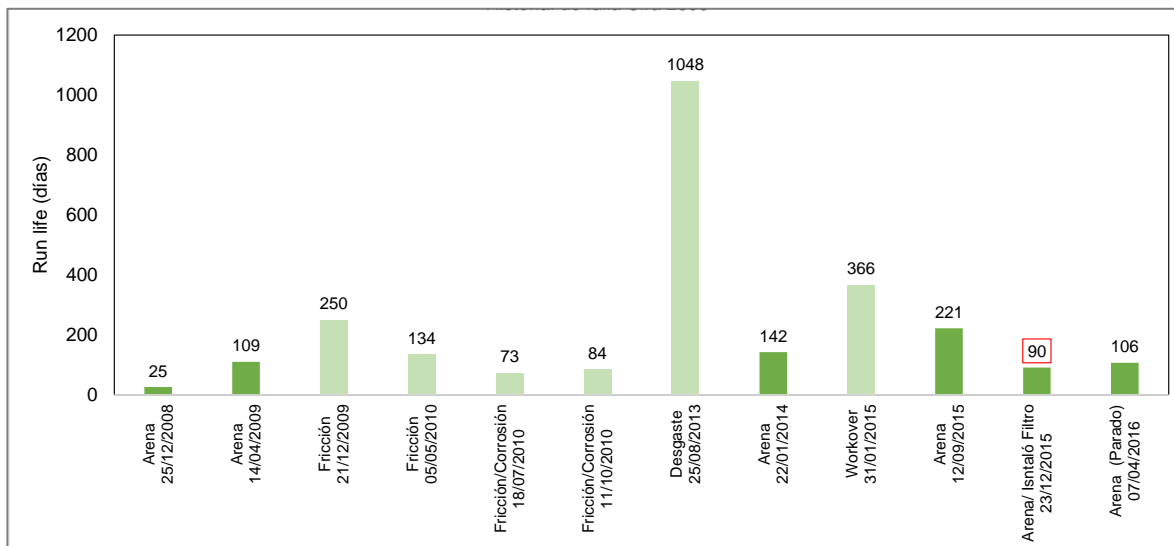


En los datos tabulados se observa que el fluido producido ha ido aumentando progresivamente, a la vez que el tiempo de run life del pozo ha ido disminuyendo. Por otro lado, el caudal de BFPD presenta una disminución días previos a la falla lo cual se puede atribuir al taponamiento de los perforados lo cual se puede corroborar cuando se hace la intervención y se encuentran un fondo considerable de arena.

Se recomienda mantener el pozo con una producción menor o igual a los 400 BFPD ya que el historial de falla muestra que por encima de este caudal se presentan las fallas por arena.

Anexo E. Pozo LC-0032

Figura 54. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0032



Fue perforado en septiembre de 2008 y completado con un sistema de levantamiento artificial de Bombeo Mecánico con una producción inicial de 153 BFPD.

Durante los dos primeros años de operación el pozo no presentó fallas asociadas a la producción de arena, sin embargo, si presentó fallas de tubería debido a fluidos corrosivos y fricción con un run life promedio de 118 días. Desde entonces el pozo no había fallado hasta agosto de 2013 cuando cumplió un run life de 1048 días, el componente fallado fue la bomba.

La primera falla del pozo asociada a la producción de arena se presentó en junio de 2014 con un run life de 142 días. Desde entonces el pozo ha fallado en 4 ocasiones, 3 de las fallas han sido por producción de arena con un run life promedio de 204 días. La última falla se presentó en diciembre de 2015 y se encontró 612 ft sucios, en esta intervención se instaló un separador de gas y arena con un caudal óptimo de operación comprendido entre 185-375 BFPD.

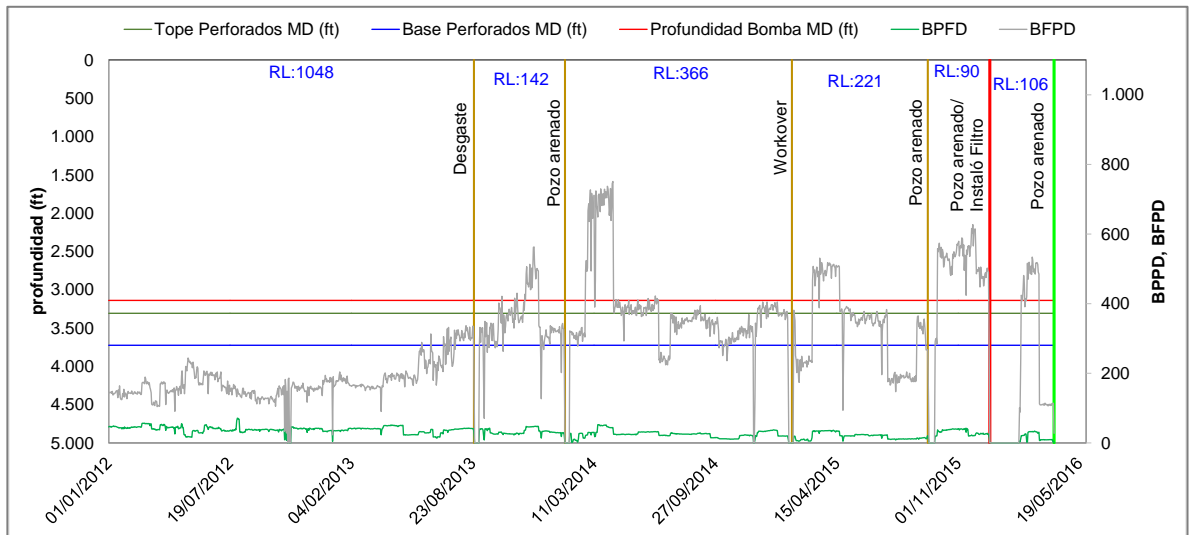
Después de la instalación del separador el pozo vuelve a fallar por arena en abril de 2016 con un run life de 106 días y una producción de 110 BFPD. Desde

entonces el pozo se encuentra parado. Con la instalación del separador el pozo logró superar el run life anterior sin embargo no superó el run life promedio del pozo.

La profundidad típica de arenamiento +/- 3417 - 3620 ft-MD, que corresponde a las unidades C2-C, C2Dt-C, Gtb-C, y C3-C en las unidades C2Dt-C, Gtb-C, C3Cb-C, C3-C se tienen altos acumulados de inyección tanto antigua como nueva.

Este pozo es un buen candidato para implementar un sistema de manejo de arena, se probó con un separador y no se obtuvo buenos resultados debido a que volvió a fallar. Razón por la cual se evaluará la instalación de otro método de control de arena.

Figura 55. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0032



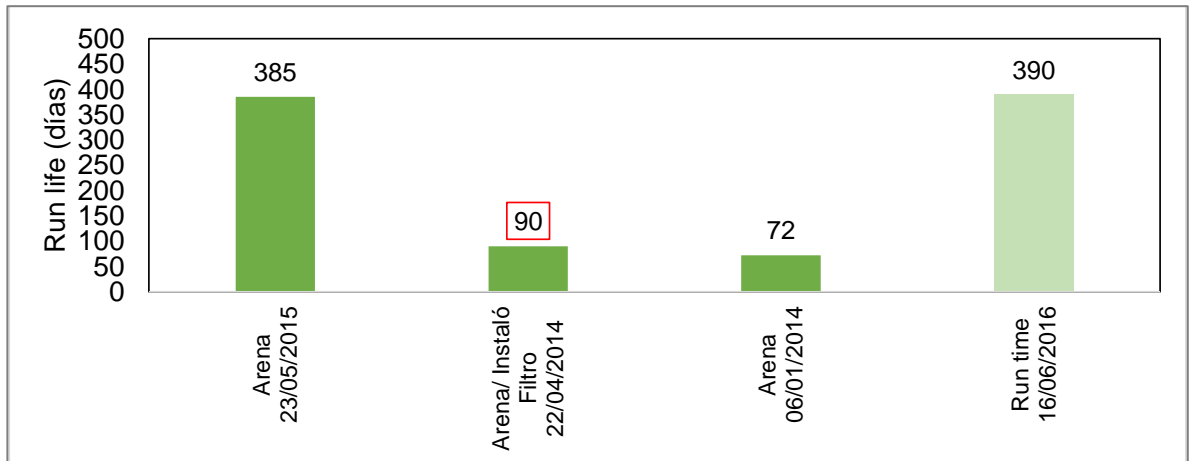
Se observa que el fluido producido ha ido aumentando progresivamente, a la vez que el tiempo de run life del pozo ha ido disminuyendo. Por otro lado, el caudal de BFPD presenta una disminución días previos a la falla lo cual se puede atribuir al taponamiento de los perforados lo cual se puede corroborar cuando se hace la intervención y se encuentran un fondo considerable de arena.

Anexo F. Pozo LC-0006

Fue perforado en septiembre de 2013 completado con bombeo mecánico, iniciando con una producción promedio de 94.5 BPPD y 651 BFPD, en enero de 2014 se presenta la primera falla por arena después de un RL de 72 días encontrándose 657 ft de sucios. Se arrancó el pozo y las condiciones de fluido eran similares a las del pozo antes de la falla, sin embargo, disminuyó el BSW lo cual se evidencia en el aumento de producción, a los 90 días (22 abril 2014) el pozo volvió arenarse y fallo encontrándose un fondo de 615 ft de arena con el 60% de los perforados tapados, para esta fecha se decidió instalar un separador de gas y arena con un caudal óptimo de operación comprendido entre 400-800 BFPD. La

producción de fluido promedio después de arrancar el pozo fue 252 BFPD y 80 BPPD.

Figura 56. Histórico de fallas y run life del pozo LC-0006



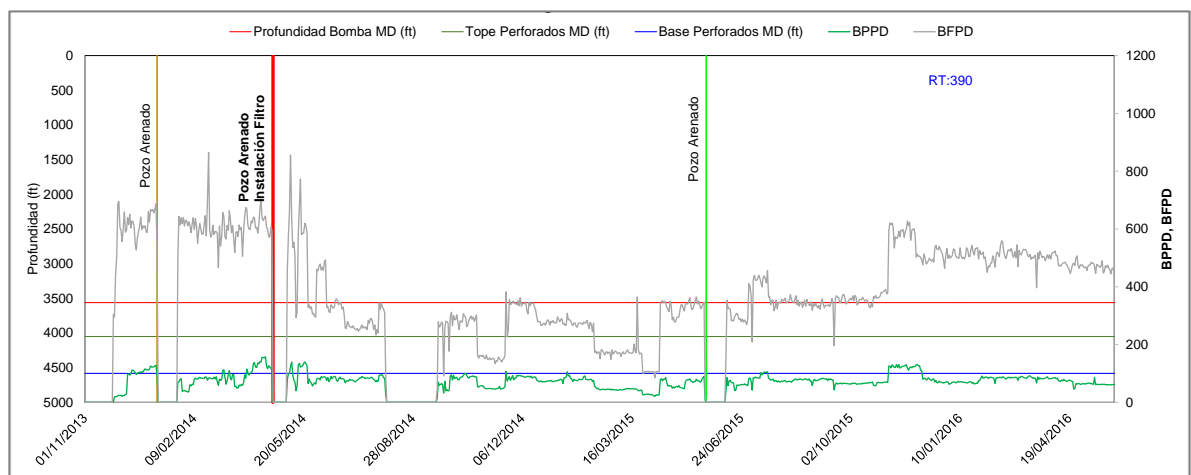
En febrero de 2015 entran en línea dos inyectores por lo cual aumenta el nivel de líquido en el pozo productor y se mantiene la producción de fluido y aceite que venía declinando, en mayo de 2015 se produce nuevamente una falla por pozo arenado, encontrándose un fondo de arena de 766 ft y aportando varios ft mientras se hacia la operación de limpieza, el caudal al momento de falla era de 340 BFPD valor que se encuentra por debajo del rango de caudal óptimo de funcionamiento del separador. Por oportunidad se realiza cañoneo adicional aumentando la producción de fluido a un promedio de 400 BFPD. En junio de 2015 se tomó una prueba de solidos dando como resultado 35 ppm.

A la fecha de estudio el pozo no ha vuelto a fallar y tiene un run time de 390 días con una producción promedio de 600 BFPD. El pozo actualmente presenta problemas de interferencia por gas.

La profundidad típica de arenamiento +/- 4260 – 4360 ft-MD, que corresponde a las unidades Gtb-C y C3-C se tienen altos acumulados de inyección tanto antigua como nueva.

La instalación del separador para manejo de arena en este pozo es un caso exitoso que ya logro superar el run time anterior.

Figura 57. Seguimiento de intervenciones de los últimos 4 años del pozo LC-0006



Se evidencia que después de la instalación del filtro el run life del pozo aumenta significativamente y la producción del fluido se ve disminuida contribuyendo al aumento del run life.

Se sugiere mantener el pozo con un caudal estable de 400 BFPD, tasa en la cual no se ha presentado problemas por arena.