

Propuesta Metodológica para la Selección de Accesorios para Manejo de Arena en Pozos del
Campo La Cira-Infantas.

Luis Eduardo Carvajal Arias, Daniela Jaimes Suárez

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director:

Erik Giovany Montes Páez

Máster en Producción de Hidrocarburos

Codirector:

Félix Andrés Cepeda Gómez

Máster en Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2019

Agradecimientos

Primero que todo gracias a Dios por permitirnos terminar esta etapa de formación profesional como Ingenieros de Petróleos, y a la Universidad Industrial de Santander por el grupo de profesionales que dispuso a lo largo del camino para compartir su conocimiento con nosotros.

Adicionalmente y con gran aprecio, agradecemos al grupo de profesionales de control de producción, operaciones y ALS de Occidental Andina en La Cira Infantas, especialmente a nuestro codirector Félix Andrés Cepeda Gómez, a nuestro director Erik Giovany Montes Páez de la Universidad Industrial de Santander, y por último y no con menos importancia queremos agradecer a Juan Carlos Prada por el apoyo incondicional y por guiarnos a alcanzar los objetivos propuestos.

Finalmente agradecemos a nuestros padres, hermanos, amigos y a todas las personas que de una u otra forma fueron parte de este paso por la universidad.

A todos, muchas gracias.

Tabla de Contenido

Introducción	17
1. Generalidades Del Campo La Cira-Infantas	19
1.1 Generalidades Historia.....	19
1.2 Alianza Ecopetrol – Oxy.....	20
1.3 Localización.....	21
1.4 Geología General Del Campo.....	22
1.4.1 Estratigrafía del campo.	24
1.4.2 Estructura del campo.....	27
1.5 Propiedades Petrofísicas Y De Los Fluidos.....	28
1.6 Estado Actual	29
2. Sistemas De Levantamiento Artificial	32
2.1 Sistema De Bombeo Mecánico.....	33
2.1.1 Componentes principales de un sistema de BM.	34
2.1.2 Funcionamiento.....	35
2.1.3 Ventajas y desventajas	36
2.1.4 Problemas asociados a la producción de arena en sistemas de BM.....	37
2.2 Sistema De Bombeo Por Cavidades Progresivas.....	38
2.2.1 Componentes principales de un sistema PCP	38
2.2.2 Funcionamiento.....	39
2.2.3 Ventajas y desventaja.....	40

2.3	Sistema De Bombeo Electro-sumergible	40
2.3.1	Componentes principales de un sistema BES	41
2.3.2	Funcionamiento.....	43
2.3.3	Ventajas y desventajas	43
2.3.4	Problemas asociados a la producción de arena en sistemas de BES.....	44
3.	Generalidades De La Producción De Arena	45
3.1	Clasificación De La Producción De Arena	47
3.2	Causas De La Producción De Arena.....	48
3.2.1	Causas naturales	48
3.2.2	Causas inducidas	50
3.3	Impactos De La Producción De Arena	55
3.3.1	Impactos sobre el potencial del pozo.	55
3.3.2	Impactos sobre los equipos de superficie y fondo.	55
3.3.3	Reducción de la capacidad de procesamiento de las facilidades.	56
3.3.4	Problemas de manejo del yacimiento.	56
3.3.5	Impacto financiero.	56
4.	Accesorios Para Manejo De Arena	58
4.1	Separador <i>Vortex</i>	58
4.1.1	Beneficios	59
4.1.2	Componentes.....	60
4.1.3	Mecanismo de separación	61
4.1.4	Configuraciones en pozo.....	63
4.1.5	Criterios de selección según fabricantes	63

4.2	Super Perf.....	65
4.2.1	Beneficios	66
4.2.2	Criterios de selección.....	67
4.3	Tubing Drain Valve [TDV]	68
4.3.1	Beneficios	69
4.3.2	Condiciones de operación.....	69
4.3.3	Funcionamiento.....	70
5.	Desarrollo de la Metodología para la Selección de Accesorios de Manejo de Arena en el Campo La Cira-Infantas.....	71
5.1	Creación de la nueva base de datos para la metodología.....	78
6.	Aplicación de la Metodología	85
6.1	LCI-12 IC - Cira Sur	85
6.2	LCI-13 - Cira Sur	88
6.3	LCI-14 - Cira Norte	89
6.4	LCI-15 - Cira Sur	91
6.5	LCI-16.....	92
7.	Conclusiones	95
8.	Recomendaciones.....	97
	Referencias Bibliográficas	98
	Apéndices	102

Lista de Figuras

<i>Figura 1.</i> Desempeño histórico de La Cira-Infantas.....	20
<i>Figura 2.</i> Localización del campo La Cira-Infantas.	22
<i>Figura 3.</i> Límites de la cuenca VMM.....	25
<i>Figura 4.</i> Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	26
<i>Figura 5.</i> Columna estratigráfica esquemática de las zonas productoras de LCI.	27
<i>Figura 6.</i> Bloques principales de falla.	29
<i>Figura 7.</i> Áreas sometidas a inyección de agua en LCI.	31
<i>Figura 8.</i> Distribución de facilidades de producción e inyección en el campo LCI.	32
<i>Figura 9.</i> Distribución de los sistemas de levantamiento en La Cira-Infantas	33
<i>Figura 10.</i> Esquema del sistema de levantamiento bombeo mecánico.	35
<i>Figura 11.</i> Esquema de funcionamiento de la bomba de fondo.	36
<i>Figura 12.</i> Problemas con el bombeo de arena.....	38
<i>Figura 13.</i> Principales componentes de una PCP.	39
<i>Figura 14.</i> Esquema general de un bombeo de cavidades progresivas.....	39
<i>Figura 15.</i> Funcionamiento de una PCP.	40
<i>Figura 16.</i> Esquema general del sistema electro-sumergible.	42
<i>Figura 17.</i> Etapas de una bomba centrífuga.	43
<i>Figura 19.</i> Arcos de arena.....	51
<i>Figura 20.</i> Tensión capilar o cohesión capilar en función de la saturación de agua.	54
<i>Figura 21.</i> Impacto de la producción de arena.	57

<i>Figura 22.</i> Separador Vortex.	59
<i>Figura 23.</i> Componentes de un Separador Vórtice.....	61
<i>Figura 24.</i> Mecanismo de separación del Separador Vortex	62
<i>Figura 25.</i> Configuraciones generales del Separador Vortex.....	64
<i>Figura 26.</i> Surper Perf.	66
<i>Figura 27.</i> Funcionamiento de la TDV	71
<i>Figura 28.</i> Base de datos LCI.	72
<i>Figura 29.</i> Estadísticas de fallas Ecopetrol.....	72
<i>Figura 30.</i> Reporte de medición de sólidos en el campo LCI.	73
<i>Figura 31.</i> Distribución de los sistemas de levantamiento en el campo LCI	75
<i>Figura 32.</i> Representación en el reporte de medición de sólidos de la producción de arena, en forma continua y a baches.....	77
<i>Figura 33.</i> Fragmento del consolidado o nueva base de datos para el desarrollo de la metodología.....	79
<i>Figura 34.</i> Variables agrupadas para generar la metodología.	81
<i>Figura 35.</i> Fragmento de la base de datos “Medición de sólidos”.	82
<i>Figura 36.</i> Información graficada en Spotfire.	82
<i>Figura 37.</i> Despliegue de características principales de los pozos seleccionados.....	83
<i>Figura 38.</i> Despliegue y características complementarias de los pozos seleccionados.....	84
<i>Figura 39.</i> Comportamiento histórico pozo LCI-12.....	85
<i>Figura 40.</i> a) Ubicación del pozo LCI-12 en el campo LCI. b) Concentración y tipo de producción de sólidos pozos vecinos a LCI-12.	86
<i>Figura 41.</i> Ruta utilizada para la recomendación del uso de separador tipo vortex	87

<i>Figura 42. Comportamiento histórico de fallas LCI-13.</i>	88
<i>Figura 43. Comportamiento de producción de sólidos LCI-13.</i>	88
<i>Figura 44. Comportamiento de producción LCI-13.</i>	89
<i>Figura 45. Comportamiento histórico de fallas LCI-14.</i>	90
<i>Figura 46. Comportamiento de producción LCI-14.</i>	90
<i>Figura 47. Comportamiento histórico de fallas LCI-15.</i>	91
<i>Figura 48. Comportamiento de producción LCI-15.</i>	92
<i>Figura 49. Comportamiento histórico de fallas LCI-16.</i>	93
<i>Figura 50. Comportamiento de producción de sólidos LCI-16.</i>	93
<i>Figura 51. Comportamiento de producción LCI-16.</i>	93

Lista de Tablas

Tabla 1.....	30
<i>Propiedades de La Cira-Infantas.....</i>	30
Tabla 2.....	36
<i>Ventajas y desventajas del sistema de BM.....</i>	36
Tabla 3.....	41
<i>Ventajas y desventajas del sistema PCP.....</i>	41
Tabla 4.....	45
<i>Ventajas y desventajas del sistema BES.....</i>	45
Tabla 5.....	50
<i>Tipos de roca.....</i>	50
Tabla 6.....	60
<i>Tipos de hélice del Separador Vortex.....</i>	60
Tabla 7.....	66
<i>Información sobre la Superperf.....</i>	66
Tabla 8.....	68
<i>Tabla de flujo para la Superpef.....</i>	68
Tabla 9.....	68
<i>Clasificación de los pozos según producción de sólidos.....</i>	68
Tabla 10.....	70
<i>Funcionamiento de la TDV.....</i>	70

Tabla 11.....	76
<i>Medición de sólidos antes y después de la instalación del accesorio.....</i>	<i>76</i>
Tabla 12.....	78
<i>Run life antes y después de la instalación de los accesorios.</i>	<i>78</i>
Tabla 13.....	80
<i>Criterios de falla.</i>	<i>80</i>
Tabla 14.....	87
<i>Condiciones de los pozos vecinos</i>	<i>87</i>

Lista de Apéndices

Apéndice A. Ruta de Decisión	103
Apéndice B. Criterios de Falla por Arena Basados en la Experiencia	104

Resumen

Título: Propuesta metodológica para la selección de accesorios para manejo de arena en Pozos del Campo La Cira-Infantas*

Autores: Luis Eduardo Carvajal Arias

Daniela Jaimes Suárez**

Palabras clave: Arena; Accesorio; Falla; Intervención; Concentración de sólidos; Sistema de levantamiento.

DESCRIPCIÓN:

Uno de los mayores problemas de la industria de los Hidrocarburos está relacionado con la producción de arena, que afecta un sin número de pozos a nivel mundial y que tiene gran impacto económico para las compañías. En el campo La Cira-Infantas, con sus más de 100 años de vida productiva y recobro secundario, la producción de arena ha sido la principal causa de falla durante los años 2016 y 2017 representando el 23% de las fallas totales, es por esto que se han implementado varias alternativas que incluyen la instalación de accesorios de fondo para manejo de arena, que corresponden al Separador *Vortex*, la *Superperf* y la TDV.

El presente trabajo propone el desarrollo de una metodología la cual, a partir del ingreso de ciertos parámetros del pozo como su ubicación en el campo, el sistema de levantamiento y la concentración de sólidos, permite elegir el accesorio que sería más apropiado para determinadas condiciones. De forma general consta de siete capítulos, el primero corresponde al planteamiento de los objetivos, el segundo abarca todo lo relacionado con el campo La Cira-Infantas, el tercero describe los componentes, funcionamiento, ventajas, desventajas y problemas relacionados a los sistemas de levantamiento presentes en el campo, el cuarto estudia las causas de la producción de arena y sus impactos asociados y el quinto describe las principales características de los tres accesorios en estudio. Por último, el sexto y séptimo capítulo corresponden respectivamente al proceso llevado a cabo para desarrollar la metodología y su posterior aplicación a cinco pozos de La Cira-Infantas.

La finalidad de la metodología presentada en este libro es causar un impacto positivo en el *run life* de los pozos y así reducir los costos asociados al número de intervenciones requeridas debido a la producción de arena.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Erik Giovany Montes Páez. Codirector: M.Sc. Félix Andrés Cepeda Gómez.

Abstract

Title: Methodological approach for accessory selection for sand handling in Wells of the Cira-Infantas field*

Authors: Luis Eduardo Carvajal Arias

Daniela Jaimes Suárez**

Keywords: Sand; Accessory; Failure; Intervention; Solids concentration; Artificial lift system.

DESCRIPTION:

One of the biggest problems of the Hydrocarbons industry is related to the production of sand, which affects a number of wells worldwide and has a great economic impact for companies. In the La Cira-Infantas field, with its more than 100 years of productive life and secondary recovery, the production of sand has been the main cause of failure during the years 2016 and 2017 representing 23% of the total faults, this is why that several alternatives have been implemented that include the installation of sand handling bottom accessories, which correspond to the Vortex Separator, the Superperf and the TDV.

The present work proposes the development of a methodology which, from the entry of certain parameters of the well as its location in the field, the Artificial Lift System and the concentration of solids, allows to choose the accessory that would be more appropriate for certain conditions. In general, it consists of seven chapters, the first one corresponds to the approach of the objectives, the second covers everything related to the field La Cira-Infantas, the third describes the components, operation, advantages, disadvantages and problems related to the lifting systems present in the field, the fourth one studies the causes of sand production and their associated impacts and the fifth describes the main characteristics of the three accessories under study. Finally, the sixth and seventh chapters correspond respectively to the process carried out to develop the methodology and its subsequent application to five wells of La Cira-Infantas. The purpose of the methodology presented in this book is to have a positive impact on the run life of the wells and thus reduce the costs associated with the number of interventions required due to sand production.

* Bachelor Thesis

** Faculty of physical-chemical engineering. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. Erik Giovany Montes Páez. Co-director: M.Sc. Félix Andrés Cepeda Gómez.

Introducción

La industria de los hidrocarburos a diario se enfrenta con un sin números de retos y situaciones adversas, uno de sus mayores problemas presente en gran número de pozos a nivel mundial está relacionado con la producción de arena. En el caso del campo La Cira-Infantas, uno de los campos maduros más importantes del país con más de 100 años de vida productiva y sometido a recobro secundario, la producción de arena fue la causa principal de fallas durante el periodo constituido entre los años 2016 y 2017, representando un 23% de las fallas totales registradas durante ese periodo.

Para intentar dar solución a dicho problema, durante los últimos años se han instalado tres accesorios de fondo para manejo de arena a lo largo del campo, que corresponden al Separador *Vortex*, la *Superperf* y la *Tubing Drain Valve* y que representan el eje central del trabajo propuesto, cuyo objetivo principal consiste en proponer una metodología que con base en ciertos parámetros ingresados del pozo como su ubicación en el campo (área operativa), el sistema de levantamiento artificial y la concentración en ppm de sólidos producidos, permite elegir el accesorio que será más óptimo para dichas condiciones y que generará un mayor impacto positivo en el run life de los equipos.

Para lo anterior, el trabajo presentado a continuación consiste inicialmente en una contextualización que consta de las generalidades del Campo donde se recopiló la data para desarrollar la metodología, las principales características de los tipos de sistemas de levantamientos presentes en el mismo, las generalidades de la producción de arena para entender un poco más el fenómeno y la descripción de los principales aspectos relacionados a los tres accesorios en estudio. Posteriormente se planteó el procedimiento llevado a cabo para desarrollar

la metodología propuesta y por último su aplicación a cinco pozos candidatos de La Cira-Infantas. Al final de este trabajo además de corroborar el impacto positivo de la implementación de la metodología reflejado en el índice de falla, se logró identificar el sistema de levantamiento que se ve más afectado por la producción de arena y las áreas más críticas del campo.

1. Generalidades Del Campo La Cira-Infantas

1.1 Generalidades Historia

La Cira-Infantas, el campo petrolífero más viejo de Colombia con aproximadamente 100 años de historia y uno de los campos maduros más importantes del país, fue descubierto en Diciembre de 1917 por La *Tropical Oil Company*, filial de la *Standard Oil Company*, bajo la conocida “Concesión de mares” gracias a la cual pudo administrar el campo hasta el 25 de Agosto de 1951, día en el que después de casi 34 años la concesión es revertida, permitiendo que el Campo pasara a manos del Estado representado a través de la naciente Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol).

En 1917 se inició la perforación en el campo con los pozos Infantas I e Infantas II, este último considerado como el pozo descubridor. En total se conocen 3 zonas en La Cira-Infantas que han sido descubiertas a través de pozos emblemáticos, el primero de ellos fue el pozo LC-58 que se completó en 1925 en la “Zona A”, y gracias al cual se comprobó la existencia de un anticlinal en el campo, meses más tarde se completó el pozo LC-116 descubridor de la “Zona B” y por último en 1926 se completó el LC-125 descubridor de la “Zona C”.

La historia productiva del campo inicia con producción primaria en 1918 y alcanza su pico en 1940 con alrededor de 65000 BOPD (Figura 1). En el periodo comprendido entre 1929 y 1972 se reinyectaron grandes volúmenes de gas buscando impactar de forma positiva las tasas de aceite producido y las reservas, sin embargo, el impacto fue mínimo. Con las curvas de producción con tendencia decreciente y en búsqueda de nuevas soluciones en 1957 inicia la inyección de agua en

la mitad norte del campo correspondiente a La Cira, obteniendo resultados favorables que permitieron la expansión exitosa de la técnica a otras áreas del Campo (Prieto, Mantilla, Owens, Lobo y Fernández, 2009).

A pesar del éxito inicial de la inyección de agua, en 2003 el Campo producía solo 5000 BOPD de alrededor de 500 pozos productores, es por esto que se dio inicio a una campaña de abandonos del 2003 al 2005.

Tiene relevancia mencionar que el primer despacho de crudo desde Colombia hacia Estados Unidos fue posible en 1926, año en el que se inauguró por parte de La *Andian National Corporation* el oleoducto que unía al Campo la Cira-Infantas con el puerto de Mamonal en Cartagena (Cepeda y Grimaldos, 2015).

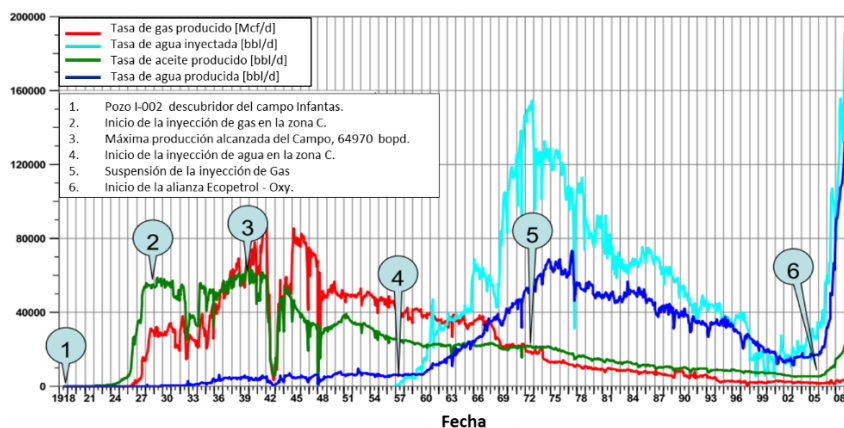


Figura 1. Desempeño histórico de La Cira-Infantas. Adaptado de Prieto, M. E., Mantilla, J., Owens, B. K., Lobo, A., y Fernández, F. (2009). Redevelopment Progress for Colombia's La Cira-Infantas Field. SPE 120794.

1.2 Alianza Ecopetrol – Oxy

Tras años de declive en las curvas de producción del campo La Cira-Infantas, Ecopetrol decidió unir sus fuerzas a Occidental de Andina (OXY) el 6 de septiembre del 2005, por medio de una

alianza en la que la compañía colombiana tendría el rol de operadora y la OXY se haría cargo de ejecutar las inversiones necesarias para redefinir un nuevo proceso de inyección de agua, diferente al llevado a cabo durante los últimos 13 años.

Según Morales et al., (2018) desde que se inició el trabajo conjunto de las compañías, el campo se ha expandido a 400 patrones y 1000 pozos productores activos, 95% de los cuales están bajo inyección de agua, además se alcanzó un incremento del 3% en el FR en 13 años, comparado con el primer proceso de inyección de agua (1959-2005), y a su vez logró un FR incremental de 3.8% en 46 años.

Los buenos resultados del proyecto evidenciados en cifras, se deben principalmente a los esfuerzos invertidos en la perforación y reactivación de pozos inyectoros y productores a lo largo del campo, a la implementación de nuevos sistemas de levantamiento con ESP Y ESP-PCP, al incremento de los trabajos de *workover* y a la ampliación y modernización de las facilidades de producción e inyección.

Cabe mencionar que el proyecto La Cira-Infantas no sólo ha sido un impulso importante para el campo más antiguo de Colombia sino también ha impactado de forma positiva la economía y el empleo de las comunidades cercanas a la zona permitiendo el desarrollo de la región y el país.

1.3 Localización

La Cira-Infantas se localiza 25 km al sureste de Barrancabermeja, en el corregimiento de El Centro, departamento de Santander. Se ubica a 450 km de Barranquilla y a 250 km al norte de Bogotá (Figura 2). El campo hace parte de la cuenca del Valle Medio del Magdalena que se encuentra a lo largo de los tramos centrales del valle del río Magdalena entre las cordilleras Central y Oriental

de los Andes colombianos (Barrero, Pardo, Vargas y Martínez, 2007). La región de la cuenca donde está el campo correspondía al área central de lo que fue la Concesión de Mares.

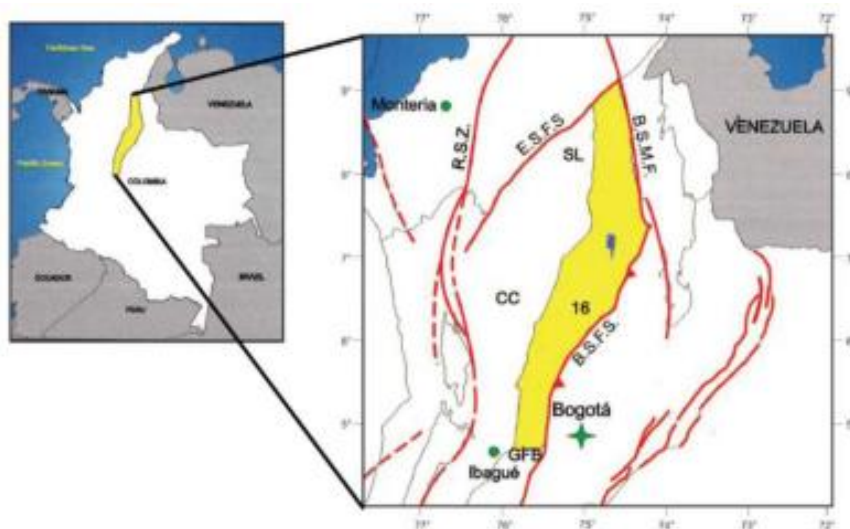


Figura 2. Localización del campo La Cira-Infantas. Morales, V. A., Ramírez, L. K., Garnica, S. V., Rueda, L. A., Gómez, V., Gómez, A., Shook, M. (2018). Inter Well Tracer Test Results in the Mature Oil Field La Cira-Infantas. SPE-190315.

1.4 Geología General Del Campo

El campo La Cira-Infantas se encuentra geológicamente ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, lo que permite relacionar las historias geológicas del Campo y la Cuenca, esta última, formada como el resultado de varios eventos geológicos asociados a la evolución tectónica de las características que limitan la cuenca regionalmente, la Cordillera Central y Oriental.

Durante el periodo Jurásico tardío a Cretáceo temprano el área de la cuenca estuvo caracterizada por procesos de “*Rifting*” (Fracturamiento o agrietamiento de la corteza terrestre) en donde el tipo de depositación principal fue molásica. Posteriormente también en el Cretáceo, el comportamiento

fue de retro-arco detrás de la zona de subducción Andina y la depositación pasó a ser principalmente de tipo marino (Domínguez y Contreras, 2016). A nivel del Cretáceo tardío-Paleoceno la acreción de la Cordillera Occidental al cratón suramericano dio inicio a un proceso de deformación compresional en la cuenca que resultó en plegamiento y erosión de la secuencia Cretácea del campo.

El comienzo del levantamiento de la Cordillera Occidental tuvo lugar en el Oligoceno, donde a su vez la Cuenca del Magdalena y la actual Cordillera Oriental formaban parte de una gran cuenca de “antepaís” donde la sedimentación pasó a ser de tipo continental (fluvial y deltaica) depositándose de forma discordante sobre la secuencia Cretácea.

Por último, en el Mioceno tardío-Plioceno se delimitó la parte oriental de la Cuenca gracias a un periodo de plegamiento y cabalgamiento de en la cordillera Oriental seguido del levantamiento regional de esa cadena montañosa.

Geográficamente la cuenca se extiende a lo largo del curso medio del Río Magdalena y está limitada, en su mayoría, por sistemas de fallas. Al norte y al sur sus límites corresponden al sistema de fallas Espíritu Santo y el cinturón de Girardot, respectivamente. Al noreste, la cuenca está limitada por el sistema de falla Bucaramanga-Santa Marta y al sureste por los sistemas de falla Bituima y la Salina. Al occidente, su límite está marcado por el traslapo más occidental de la cuenca del neógeno al interior de la Serranía de San Lucas y el basamento de la cordillera occidental (Barrero et al., 2007) (Figura 3).

El Campo La Cira-Infantas está ubicado sobre un lineamiento estructural de dirección aproximada norte - sur, el cual corresponde a un sistema de fallas de tipo transpresional de edad Pre-eoceno, cuyo bloque occidental es bajo con respecto al bloque oriental. La causa de la diferencia de profundidad de los bloques estructurales es probablemente el transporte tectónico

longitudinal de uno con referencia al otro, durante el evento de deformación (Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH], 2012, p.30).

1.4.1 Estratigrafía del campo. La Cuenca del Valle Medio del Magdalena está cubierta por una columna sedimentaria que supera los 16000 pies de sedimentos continentales y marinos, además en ella se han interpretado tres secuencias de primer orden, sedimentadas sobre rocas ígneas y metamórficas de edad precretácica (Jaimes, Quintero y Martin, 2014). La primera secuencia ocurrió en el Triásico – comienzos del Jurásico durante un *rift* intracratónico y se sedimentó en ambientes continentales a marginales; la segunda tuvo lugar en el Jurásico – Cretáceo durante una fase de extensión producto de un *rift* de retro-arco y se sedimentó en ambientes fluviales y litorales, y la tercera se dio en el Cretáceo – Paleoceno durante un proceso tectónico de subsidencia termal y se sedimentó en condiciones marinas. Las principales formaciones productoras de esta cuenca corresponden a Colorado, Mugrosa, Esmeralda, La Paz y Lizama. La figura 4 muestra una columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

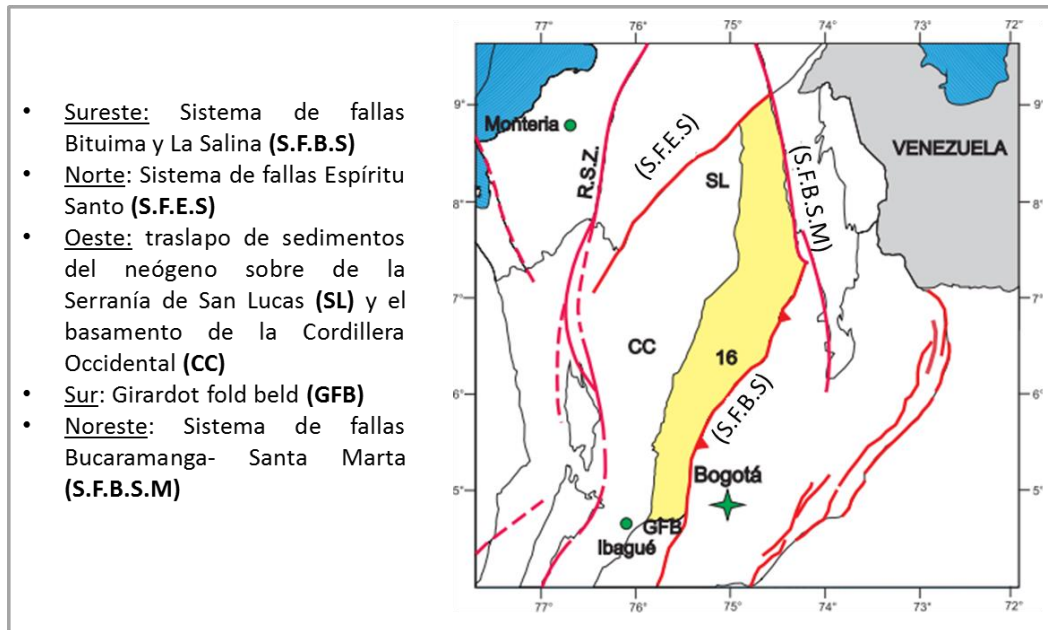


Figura 3. Límites de la cuenca VMM. Adaptada de Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., y Martínez J. F. (2007). Colombian Sedimentary Basins. Bogotá, Colombia: ANH and B&M Exploration Ltda. Recuperado de http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf

En el Campo La Cira-Infantas sus arenas productoras A, B y C son parte de la formación Colorado en el caso de la A y la formación Mugrosa en el caso de la B y la C (Figura 5). Alrededor del 90% de la producción y las reservas están asociadas a las arenas C, junto con aproximadamente el 70% del OOIP del campo (Prieto et al., 2009).

La litología de la formación Mugrosa, principal productora de hidrocarburos en La Cira-Infantas, corresponde a una combinación de arenas y arcillas interestratificadas. El ambiente de depositación es de tipo continental de ríos meandricos, lo que hace del yacimiento una formación horizontal y verticalmente heterogénea con un espesor que varía de los 2300 de pies en Campo Colorado a los 1640 pies en Campo Llanito y un rango de permeabilidades de 80 mD a 2 Darcy. La parte inferior de la formación Mugrosa es lo que se conoce como zona productora C y consta

de areniscas de grano medio. La parte superior de la formación, zona productora B, consta de intercalaciones de arenas finas.

Las arenas poco consolidadas de La Cira-Infantas comúnmente contienen fragmentos de rocas que demuestran la naturaleza inmadura de la formación. La caolinita es el mineral arcilloso más común, sin embargo, la montmorillonita se encuentra en menores cantidades (Cepeda y Grimaldos, 2015).

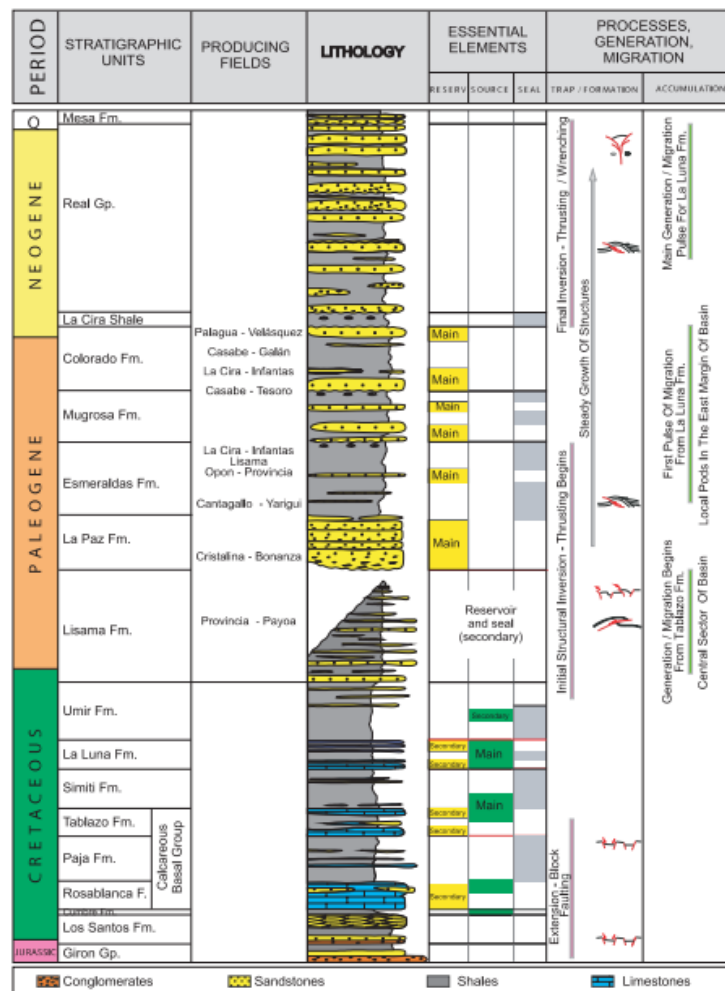


Figura 4. Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomada de Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., y Martínez J. F. (2007). Colombian sedimentary basins. Bogotá, Colombia: ANH and B&M Exploration

Ltda. Recuperado de http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf

Age	Formation	Zone	Operational Unit	Thickness
Late Olig.	Colorado fm.	A zone	58 sands	2000 ft
			116 sands	
			157 sands	
		B zone	244 sands	
			13 sands	
			13L sands	
			La Cira sands	
			47 sands	
	Mugrosa fm.	C zone	C1-C	600 ft
			C1Ab-C	
			C2-C	
			C2Dt-C	
			Gtb-C	
			C3-C	
			C3Cb-C	
			C4-C	
Early Olig.			C4Cb-C	
Late Eoc.	Esmeraldas fm.	D zone	C5-C	500 ft
			D1, D2....D5	

Figura 5. Columna estratigráfica esquemática de las zonas productoras de LCI. Tomada de Occidental de Colombia. (2016). Annual Pattern Evaluation.

1.4.2 Estructura del campo. El campo La Cira-Infantas localizado en la cuenca de Valle Medio de Magdalena controla su acumulación gracias a la Falla Regional de Infantas al este de la estructura. La cuenca en la que se encuentra tiene rasgos caracterizados por la vergencia este u oeste de los cabalgamientos y la traspresión a lo largo de las principales zonas de fallas de rumbo de Palestina y Bucaramanga-Santa Marta. En el caso particular de La Cira-Infantas sus estructuras más relevantes son dos anticlinales que corresponden a la Cira e Infantas.

Anticlinal La Cira: Es un pliegue asimétrico, paralelo a la falla de la Cira, que presenta cabeceo en dirección N-S. La falla de la Cira rompe el pliegue en el flanco Este y forma una flexión negativa suave en el medio con el sistema de fallas de Infantas. Este anticlinal está compartimentalizado

por varias fallas normales, tiene una longitud aproximada de 9 km y un ancho de 6 km. Los buzamientos de las capas son al WNW aproximadamente 10° a 15 °.

Anticlinal Infantas: Es asimétrico y elongado, cortado a lo largo de su cresta por el sistema de fallas de Infantas. Se encuentra dividido en bloques por fallas normales de dirección aproximada E-W y buzamientos entre 70° y 90°, y desplazamiento promedio entre 50 y 150 pies. El desplazamiento a lo largo de la zona de la falla es de aproximadamente 1.000 a 1.200 pies, pero disminuye hacia el norte. De forma general el flanco occidental del anticlinal se puede considerar con mayores buzamientos que el flanco oriental.

En términos generales la estructura del campo en su parte norte, La Cira, involucra caídas suaves (menos de 10 grados), mientras en la parte sur del campo, Infantas, tiene caídas más significativas (de más de 60 grados) (Prieto et al., 2009). Los dos sistemas de fallas principales corresponden al sistema de fallas La Cira y al sistema de falla Infantas, los cuáles dividen el campo en seis bloques: Cira Norte, Cira Sur, Cira Este, Infantas Norte, Infantas Central e Infantas Sur (Figura 6).

1.5 Propiedades Petrofísicas Y De Los Fluidos

En el campo La Cira Infantas se identifican principalmente tres arenas. La tabla 1 presenta las características generales del yacimiento y de los fluidos dependiendo del área del campo.

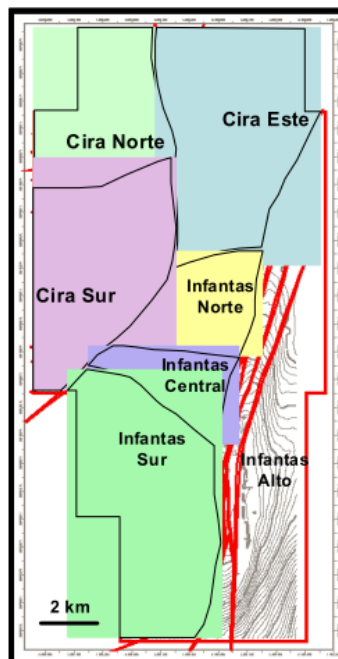


Figura 6. Bloques principales de falla. Tomado de Prieto, M. E., Mantilla, J., Owens, B. K., Lobo, A., y Fernández, F. (2009). Redevelopment Progress for Colombia's La Cira-Infantas Field. SPE 120794.

1.6 Estado Actual

El campo La Cira-Infantas debe su producción actual a 1140 pozos activos distribuidos alrededor de sus 6 bloques de falla principales y 2 de los cuáles se encuentran en una zona en desarrollo conocida como Infantas Oriente. De dichos pozos aproximadamente el 95% produce bajo el efecto de inyección de agua que se lleva a cabo gracias a 583 pozos inyectoros distribuidos en más de 400 patrones.

El área sometida a inyección de agua ilustrada en la figura 7 corresponde a las zonas C tanto de la Cira como de Infantas. Por su parte la zona A y B de la Cira, la zona B de Infantas y una porción de la parte alta de la estructura de las áreas 1 y 2 de la zona C de la Cira, producen por método de recobro primario.

Tabla 1

Propiedades de La Cira-Infantas.

Parámetro	La Cira			Infantas	
	A	B	C	B	C
T _{yto} [°F]	92	98	105	85	95
Psat [psi]	640	715	1570	50	945
Bo @ 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 @ 100°F	11,4 @ 98 °F y 650 psi	19 @ 105 °F y 1570 psi	11,4 @ 98 °F y 650 psi	5,5
Salinidad [ppm NaCl]	10000- 15000	15000-25000	25000- 40000	15000- 25000	20000- 40000
Tipo de crudo	Nafténico	Nafténico	Nafténico	Nafténico-parafínico	
Mecanismo de producción	Gas disuelto	Gas disuelto	Gas disuelto	Drenaje gravitacional Gas Disuelto	
Área [acres]	1492	3444	7438	1171	2778
Tope [ft]	820	1600	3070	900	2390
Espesor neto [ft]	227	257	290	257	290
φ _{prom} [%]	24	21	22	21	22
K _{prom} [mD]	111	40	95	40	95
Swi [%]	45	45	45	45	45

Nota: Propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos del campo La Cira-Infantas. Tomado de OXY

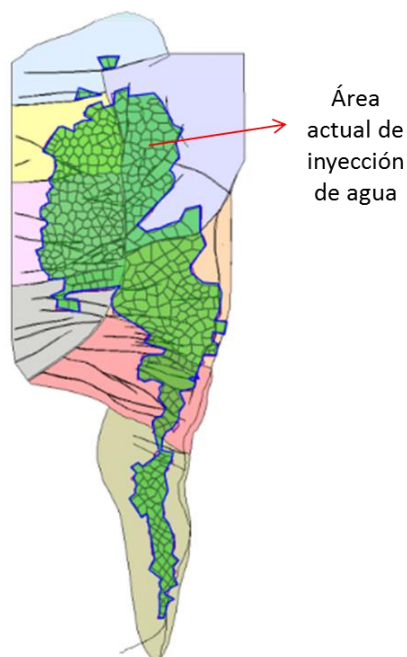


Figura 7. Áreas sometidas a inyección de agua en LCI. Adaptado de Occidental de Colombia. (2016). Annual Pattern Evaluation.

La producción de La Cira-Infantas a 2019 es de alrededor de 44.000 BOPD y 600.000 BWPD, lo que representa por pozo una producción aproximada de 39 BOPD y de 526 BWPD, con un corte de agua del 93%. Las facilidades del campo cuentan con 5 estaciones para el tratamiento del total de la producción que se encuentran distribuidas como se muestra en la figura 8 y que tienen una capacidad de 567.000 BFPD.

Actualmente, se están inyectando 680.000 BWIPD aproximados, lo que equivale a un promedio de 1166 BWIPD por pozo. Del total de pozos inyectoros distribuidos a lo largo del campo para el año 2016 el 95% estaban completados con sarta selectiva y el 5% con sarta sencilla. Como parte de las facilidades del campo relacionadas con el tratamiento y la inyección del agua se cuenta con 3 Plantas de Inyección (PIA) con capacidad total de 700.000 BWIPD (Figura 8).

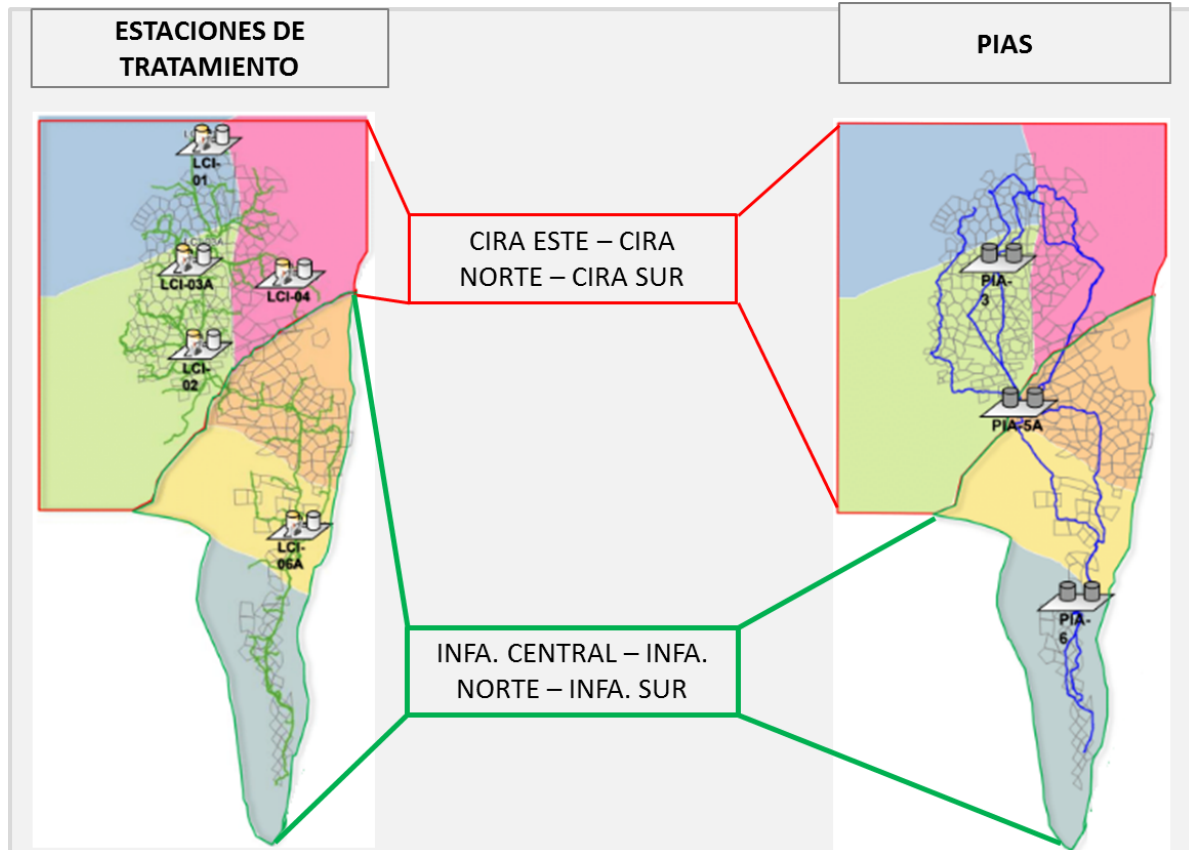


Figura 8. Distribución de facilidades de producción e inyección en el campo LCI. Adaptado de Occidental de Colombia. (2016). Annual Pattern Evaluation.

2. Sistemas De Levantamiento Artificial

En el campo La Cira-Infantas se han implementado y se encuentran funcionando tres tipos de sistemas de levantamiento artificial, el sistema con más unidades instaladas es el Bombeo Mecánico (BM), seguido por el Bombeo Electro-sumergible (BES) y por último el Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP). El campo actualmente (2019) cuenta con 1140 pozos productores

activos de los cuales 738 son de BM correspondiente al 65%, 205 de BES correspondiente al 18% y 197 de PCP lo que equivale aproximadamente al 17%. La figura 9 permite observar más a fondo la distribución de los sistemas de levantamiento según el área operativa en la que se encuentran instalados. A continuación, se abarcará cada sistema para conocer un poco más de sus partes y funcionamiento.

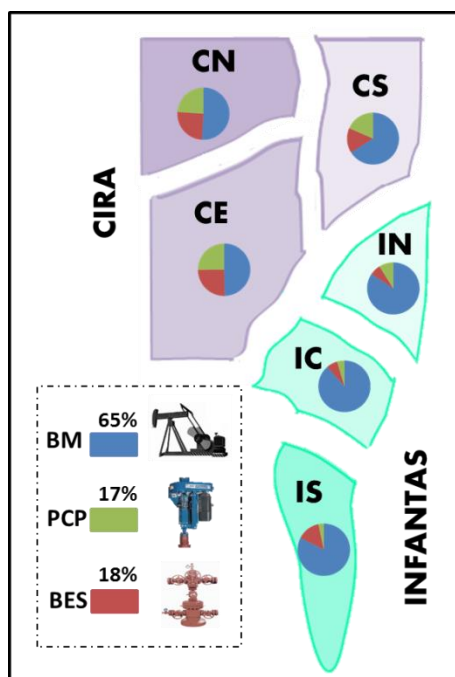


Figura 9. Distribución de los sistemas de levantamiento en La Cira-Infantas

2.1 Sistema De Bombeo Mecánico

El bombeo mecánico o de desplazamiento positivo es el sistema de levantamiento artificial más antiguo y utilizado a nivel mundial, está instalado aproximadamente en el 38% de los pozos activos alrededor del mundo, el 75% de los que cuentan con sistema de levantamiento (Dabrowski, Guelfo y Sierra, 2017)

Este tipo de sistema se caracteriza por su buena eficiencia, relativa simplicidad y robustez. En seguida se hablará sobre las partes principales por las que está compuesto, ventajas y desventajas, su funcionamiento y los principales problemas relacionados a la producción de arena.

2.1.1 Componentes principales de un sistema de BM. El sistema de bombeo mecánico se compone de 3 partes: una en superficie (unidad de bombeo y motor), otra que se extiende desde superficie hasta fondo (columna de varillas) y finalmente la restante en el fondo del pozo (bomba de fondo) (Dabrowski, et al., 2017). (Figura 10).

- Unidad de bombeo: está compuesta principalmente por un balancín con un dispositivo llamado cabeza de mula ubicado en su extremo libre y un mecanismo de contrapeso biela-manivela. Su función consiste en transformar el movimiento rotatorio en movimiento recíprocante (de arriba abajo), este último denominado recorrido.
- Motor: Puede ser eléctrico o de combustión interna, cuya función es alimentar de energía el sistema. La potencia del motor depende de la carga, el nivel de fluido, la velocidad de bombeo y el balancín (Reyes, s.f)
- Columna de Varillas: compuesta por una barra lisa, encargada de soportar el peso de la sarta de varillas, la bomba y el fluido dentro de la tubería, y varillas de bombeo cuya función principal es transferir el movimiento recíprocante de la unidad a la bomba de subsuelo.
- Bomba de subsuelo: está compuesta básicamente por un barril, un pistón, dos válvulas, una viajera y una fija. Funciona por el principio de desplazamiento positivo y se encarga de energizar los fluidos en el fondo del pozo.

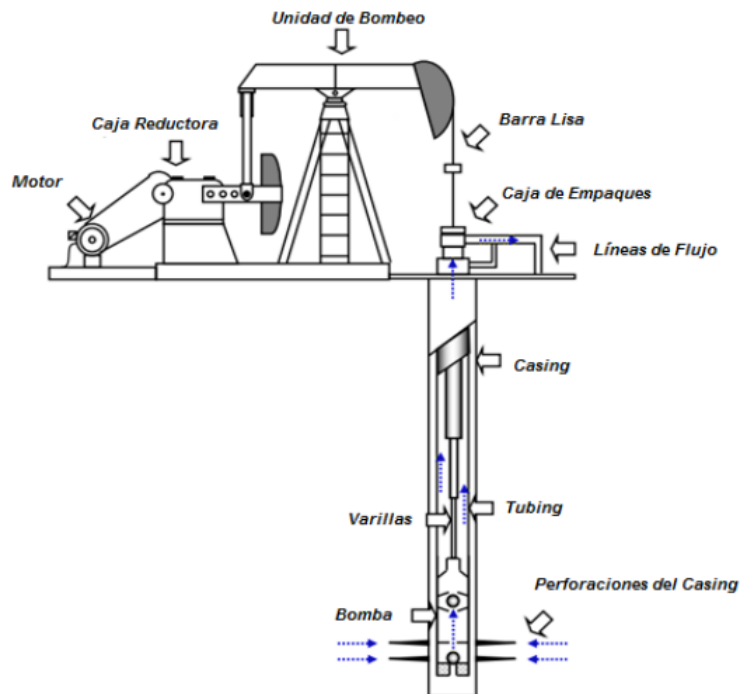


Figura 10. Esquema del sistema de levantamiento bombeo mecánico. Tomado de Ospino, E. J. y Badillo, D. C. (2010). Estudio Técnico Económico De La Aplicación Del Sistema Del Sistema De Levantamiento Dynapump En Un Campo De Producción De Petróleo. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

2.1.2 Funcionamiento. El accionamiento de la bomba de subsuelo inicia con las dos válvulas, tanto la fija como la viajera, cerradas. Para el llenado de la bomba, el pistón comienza una carrera ascendente que genera una presión de fondo y un efecto de succión abriendo de esta forma la válvula fija y permitiendo que el fluido ingrese a la bomba, al mismo tiempo la columna de fluido al interior del pistón ejerce una fuerza que mantiene cerrada la válvula viajera durante toda la carrera. Una vez en el tope del ascenso, se inicia el recorrido descendiente en el cuál los fluidos al interior del barril se comprimen y generan una presión sobre la válvula fija que al superar la presión la presión de los fluidos en el anular la cierra. Tan pronto como esto ocurre la válvula viajera se abre por efecto de presión interna y el fluido ingresa al pistón hasta llegar al tope del descenso donde se repite el ciclo de bombeo (Figura 11).

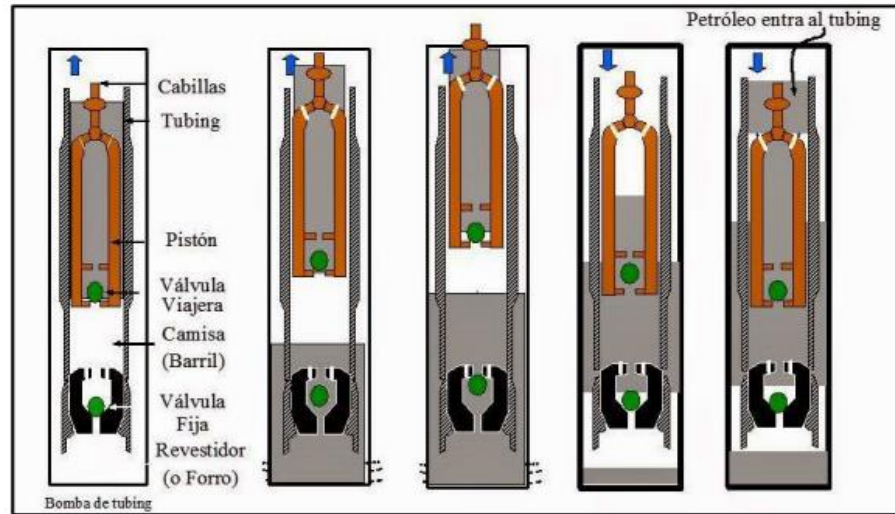


Figura 11. Esquema de funcionamiento de la bomba de fondo. Tomado de Dabrowski, A., Guelfo, T., y Sierra, T. (2017). Uso y Aplicaciones de Equipos “Pump Off Controller” en Bombeo Mecánico. (Tesis de posgrado). Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Buenos Aires, Argentina.

2.1.3 Ventajas y desventajas

Tabla 2

Ventajas y desventajas del sistema de BM

Ventajas	Desventajas
Simple y fácil de operar	En pozos con alta desviación aumenta riesgo de fallas por fricción
Puede manejar variedad de tasas de bombeo	No puede funcionar con alta producción de sólidos
Costos relativamente bajos de operación	Sensible a la acumulación de parafinas
Sistema más conocido y usado, lo que facilita la adquisición de sus partes	No maneja altos GOR debido a que cae su eficiencia volumétrica
Puede utilizar bajas presiones de bombeo	El <i>tubing</i> no puede ser revestido internamente para la corrosión
Puede soportar altas temperaturas	Volumen y uso limitados por el diámetro del revestimiento y profundidad del sistema
Operación intermitente mediante automatización	Unidad robusta y pesada que requiere grandes espacios
Aplicable a cualquier tipo de crudo	No es aplicable en off-shore

Nota: Tabla comparativa de las ventajas y desventajas del bombeo mecánico.

2.1.4 Problemas asociados a la producción de arena en sistemas de BM. En pozos productores de arena, las partículas más pequeñas consiguen viajar junto al fluido y ser llevadas hasta superficie, sin embargo, las de mayor tamaño caen y se asientan sobre la parte superior de la bomba (Figura 12). Según Ghareeb y Greer (2011) este proceso en repetidas ocasiones puede generar principalmente dos problemas graves: El primero de ellos ocurre cuando las partículas de arena arrastradas por el fluido producido ingresan a la bomba y se mueven lentamente entre el barril y el pistón, esta acción genera lo que se conoce como corte de arena o *sand cutting*. Los cortes de arena acarrear consecuencias como restricción del flujo de la producción e incluso pueden terminar en falla de la bomba, lo que a su vez implicaría que se tengan que sacar las varillas y se reemplace la bomba.

El segundo problema tiene que ver con la acumulación de la arena alrededor de la bomba, lo que impide que el pistón se mueva libremente. Esta restricción de movimiento puede producir pandeo de las varillas que al rozar con el *tubing* generan un desgaste que puede terminar rompiéndolo. Cualquier rotura en el *tubing* afecta la presión y la producción de crudo por lo cual implicaría una intervención para reemplazar las varillas y el *tubing*.

Otros efectos derivados de la producción de arena están relacionados con la pega de las bombas o con las válvulas tanto viajera como fija, en la viajera la erosión causada por la arena puede causar escurrimientos que reduzcan la carga a medida que asciende el pistón de la bomba, por otra parte, en la fija las partículas pueden impedir el sello entre la bola y el asiento ocasionando deficiencia en su funcionamiento.

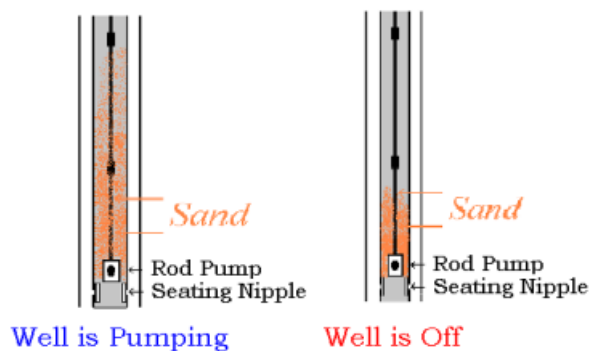


Figura 12. Problemas con el bombeo de arena. Tomado de Ghareeb, M., y Greer, B. (2011). Challenges in Selection and Design the Beam Pumped Well Completions. Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition. SPE/IADC, Muscat, Oman.

2.2 Sistema De Bombeo Por Cavidades Progresivas

El bombeo por cavidades progresivas se ha vuelto bastante común alrededor del mundo debido especialmente a su alta eficiencia, según Hirschfeldt (2008) varía en un rango de 50% a 60%, además están diseñados para funcionar bajo condiciones adversas como fluidos viscosos, altas densidades, líquidos abrasivos y manejar caudales con sólidos en suspensión.

2.2.1 Componentes principales de un sistema PCP. Los sistemas PCP son equipos rotativos de desplazamiento positivo compuestos principalmente por una parte giratoria llamada rotor, y una parte estática llamada estator (Figura 13). Además, en superficie tienen un motor eléctrico encargado de suministrar energía rotativa a la sarta (Figura 14).

- Rotor: Es la pieza interna del sistema. Consiste en un tornillo helicoidal con un paso muy gran, gran profundidad de rosca y sección transversal circular.

- Estator: Es la parte externa del sistema, conformada por una camisa de acero revestida internamente moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí con sección transversal circular y el mismo número de pasos que el rotor (Hirschfeldt, 2008).

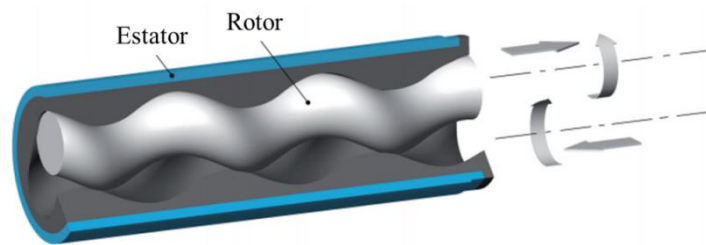


Figura 13. Principales componentes de una PCP. Adaptado de CSF Inox. (2014). Use and maintenance manual: Progressive Cavity Pumps. Recuperado de <http://www.alflow.dk/Files/Files/eCom/csf/manual-mae-en.pdf>

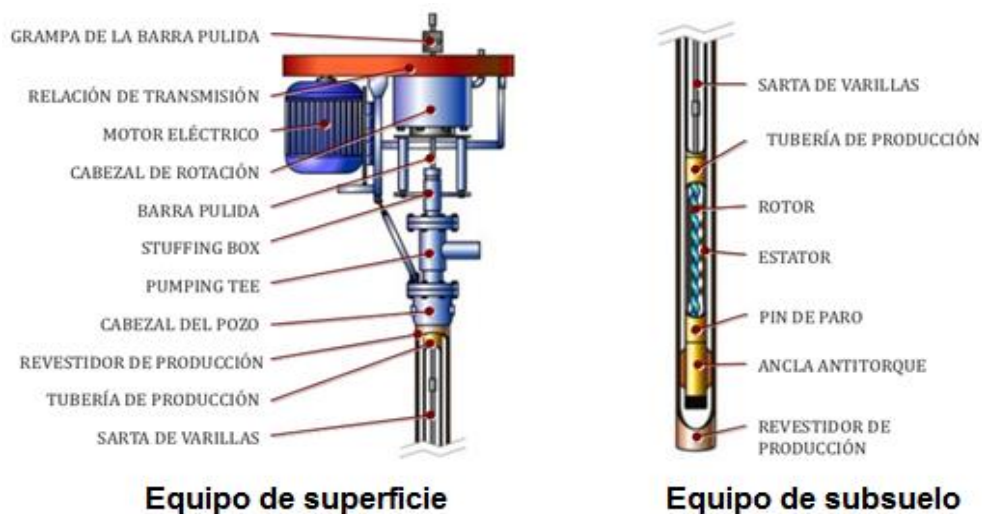


Figura 14. Esquema general de un bombeo de cavidades progresivas. Tomado de Hirschfeldt, M. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. PCPump-Handbook Versión 2008V1. Recuperado de <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

2.2.2 Funcionamiento. El funcionamiento de una bomba PCP según Hirschfeldt (2008) es el siguiente: 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 el 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 (p. 4). (Figura 15).



Figura 15. Funcionamiento de una PCP. Tomado de Hirschfeldt, M. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. PCPump-Handbook Versión 2008V1. Recuperado de <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>

2.2.3 Ventajas y desventajas. Las principales ventajas y desventajas de este sistema de bombeo artificial se describen en la tabla número 3.

2.3 Sistema De Bombeo Electro-sumergible

El bombeo electro-sumergible es un sistema que utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar los fluidos desde el fondo de pozo hasta superficie. Es considerado un

método efectivo para levantar grandes columnas de fluido a altas profundidades; es aplicable a yacimientos con alto corte de agua y baja relación gas-aceite.

Tabla 3

Ventajas y desventajas del sistema PCP

Ventajas	Desventajas
Alta tolerancia a la producción de sólidos en suspensión	Capacidad limitada de volumen de desplazamiento
Capacidad para producir fluidos de altas viscosidades	Baja tolerancia a las altas temperaturas (máximo 350 °F)
Bajos costos y demanda constante de energía	Se requiere de una unidad de <i>workover</i> para mantenimiento del equipo de subsuelo
Equipos de superficie pequeños y de bajo ruido	Alta sensibilidad a los fluidos producidos; no es compatible con CO ₂
Fácil instalación y poco mantenimiento	Difícil detección de fallas en subsuelo
No posee válvulas internas ni trampas de gas	Tendencia de daño del estator cuando la bomba trabaja en seco
Bajos costos iniciales y de operación	Propensos a altas vibraciones operando a altas velocidades

Nota: Tabla comparativa de las ventajas y desventajas del bombeo mecánico.

2.3.1 Componentes principales de un sistema BES. Los componentes de un sistema BES se pueden agrupar en dos grupos: equipo de fondo y equipo de superficie. Según Amao (2014), cada equipo se compone de las partes mostradas a continuación (Figura 16).

El Equipo de superficie tiene como función general suministrar la energía eléctrica requerida por el motor de la bomba y controlar su funcionamiento. Las partes principales que lo conforman son:

- Transformadores
- Variador de control o tablero

- Caja de venteo
- Caja de conexiones
- Cabezal de pozo

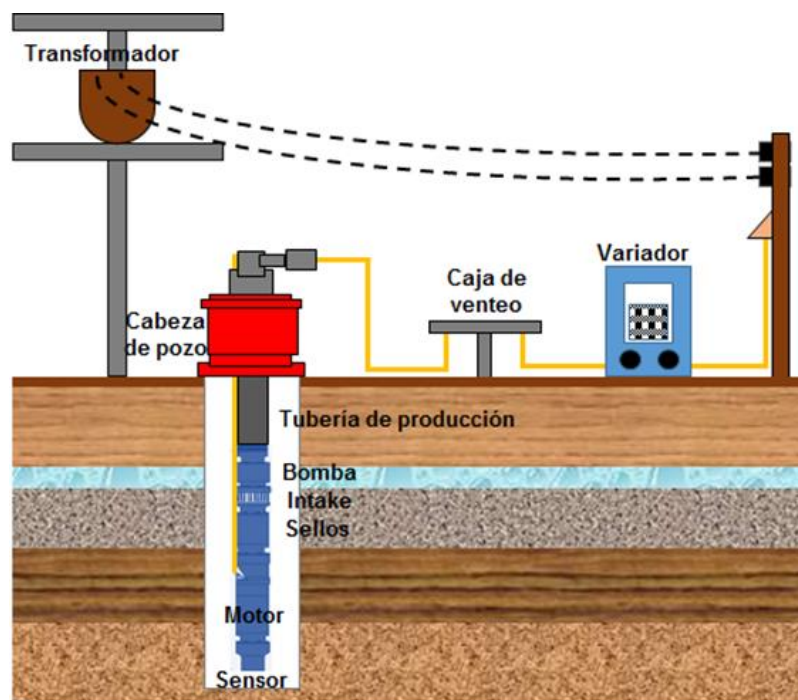


Figura 16. Esquema general del sistema electro-sumergible.

Por otra parte, el equipo de fondo es el encargado de levantar la columna de fluido y llevarla de fondo a superficie para su producción. Está conformado principalmente por las siguientes partes:

- Bomba
- Cable de potencia y motor lead
- Separador de gas
- Motor eléctrico
- Sensor de fondo

2.3.2 Funcionamiento. El sistema de levantamiento BES funciona principalmente gracias a una bomba centrífuga multi-etapas, cuyo número de etapas depende de la altura de la columna deseada a ser bombeada. Internamente cada una de esas etapas se compone de un impulsor rotatorio, encargado de transmitirle energía al fluido desplazado, y un difusor estacionario (Figura 17).

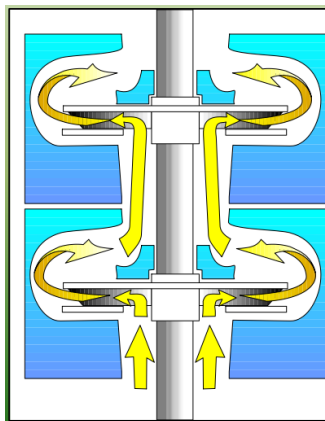


Figura 17. Etapas de una bomba centrífuga. Tomado de Amao (2014). Electrical Submersible Pumping (ESP) Systems. Recuperado de <https://www.coursehero.com/file/26798652/4-electricalsubmersiblepumpspdf/>

Su funcionamiento de forma general consiste en energizar el fluido bombeado a través del movimiento rotatorio del impulsor que es transferido al fluido que lo rodea durante el bombeo. Este movimiento rotatorio tiene dos componentes cuya suma resultante es la dirección del flujo, el primero de ellos es radial causado por fuerzas centrífugas que impulsan el fluido hacia afuera del centro del impulsor y un segundo componente tangencial al diámetro externo del impulsor.

2.3.3 Ventajas y desventajas. Las principales ventajas y desventajas de este sistema de bombeo artificial se describen en la tabla número 4.

2.3.4 Problemas asociados a la producción de arena en sistemas de BES. Las bombas electro-sumergibles se caracterizan por tener un mal manejo de los sólidos en suspensión, según Ramírez (2004) los principales problemas asociados a la producción de arena en estos sistemas son los siguientes:

- Las vibraciones detectadas por el sensor de fondo se pueden ver afectadas por la producción de arena, altos niveles de vibración indicarían futuros problemas y hace necesario disminuir la frecuencia y revisar los parámetros de funcionamiento de la bomba para no acelerar el proceso abrasivo y erosivo en las etapas de la bomba.
- La precipitación de sólidos (por lo regular en pozos productores de arena) puede generar problemas de atascamiento de la tubería de producción con el cable de potencia lo que afectaría la operación BES en fases como la recuperación del equipo.
- Reducción de la eficiencia general de la bomba.
- Las interrupciones eléctricas en pozos productores de arena podrían tener efectos muy negativos debido a la tendencia de las partículas a precipitarse sobre las etapas de la bomba, lo que da como resultado posibles problemas de arranque, atascamientos de eje y en casos críticos incluso la rotura del eje.
- La presencia de arena, en especial en pozos que manejan poco caudal, puede ocasionar taponamiento de los impulsores de la bomba y un posible atascamiento del eje.
- La tendencia del pozo a producir arena afecta el diseño de las bombas debido a que aumenta sus requerimientos en cuanto a la selección de materiales de fabricación que cumplan con nuevos parámetros como el AR (*Abrasion resistant*) que generalmente incrementa los costos.

Tabla 4

Ventajas y desventajas del sistema BES

Ventajas	Desventajas
Capaz de manejar volúmenes de producción muy altos	Baja tolerancia al manejo de sólidos
Sistema de fácil control	Alto requerimiento energético
Equipo de superficie pequeño	Crítico para altos GOR por posible cavitación en las etapas
Fácil aplicación química en fondo de pozo mediante el uso de capilar	Costo inicial del equipo elevado
Gran variedad de tamaños de bombas dependiendo del caudal y la energía disponible	Poco resistente a altas temperaturas
Alta eficiencia	Instalación compleja en pozos desviados
Fácil monitoreo de P y T en fondo por medio de sensores	No es aplicable a completamientos múltiples

Nota: Tabla comparativa de las ventajas y desventajas del bombeo mecánico.

3. Generalidades De La Producción De Arena

La producción de arena se ha convertido en uno de los mayores retos para la industria de los hidrocarburos alrededor del mundo, significando millones de dólares anuales invertidos en limpiezas de pozo y *workover* por causas relacionadas con la arena. “Más del 70% de las reservas de petróleo y gas a nivel mundial se encuentran en formaciones clásticas no consolidadas (matrices de arenisca) con un alto riesgo de producir arena” (Oyeneyin, 2015, p.129).

Los efectos de la producción de arena pueden abarcar desde daños en los equipos de bombeo y fondo de pozo, la erosión de casing y facilidades de superficie, hasta problemas de estabilidad, limitaciones en las tasas de producción y en casos extremos incluso pérdidas de pozos.

El proceso de producir arena es un fenómeno que consiste en la producción de partículas sólidas junto con los fluidos de yacimiento. De forma conceptual se puede decir que se desarrolla progresivamente en tres etapas: la primera es la falla de las rocas ubicadas alrededor de la zona cañoneada de donde se generan los granos de arena libres, seguido por el desprendimiento de granos de arena de la zona afectada y finalizando con el transporte de esos granos libres por medio de la corriente de fluidos de producción hasta la superficie (Isehunwa y Farotade, 2010).

Es importante tener en cuenta que los problemas de producción de arena incrementan a medida que aumenta la madurez de los campos al igual que con el aumento de la irrupción de agua y la producción. En el caso del campo maduro La Cira-Infantas en el periodo comprendido entre 2016 y 2017 la arena fue la causa principal de fallas, con 232 pozos fallados equivalentes al 25% de las fallas totales, presentadas principalmente en los sistemas levantamiento de bombeo mecánico y siendo el área más problemática Cira Norte (Figura 18).

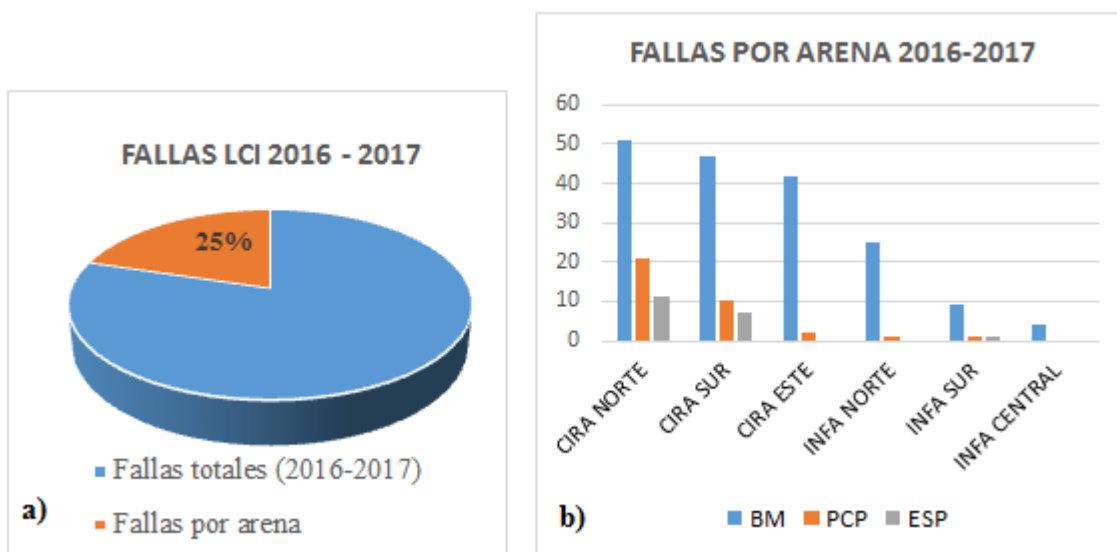


Figura 18. a) Porcentaje de fallas por arena respecto a las fallas totales de LCI. b) Fallas por arena entre 2016 y 2017 en La Cira-Infantas.

3.1 Clasificación De La Producción De Arena

Generalmente se suelen confundir dos fenómenos relacionados con las partículas sólidas desprendidas de la formación, que corresponden a la producción de arena y la migración de finos. Su diferencia se basa principalmente en dos factores, el primero de ellos tiene que ver con el tamaño de las partículas, en el caso de la producción de arena el tamaño de grano involucrado está en el rango de 0.0063 y 2 mm, mientras la migración de finos involucra granos de tamaño menor a 0.063mm. Por otro lado, el segundo factor está relacionado con los mecanismos de producción; la interacción física entre fluidos y sólidos de la formación debida a las fuerzas de arrastre y gradientes de presión a los que está sometida la estructura genera lo que se conoce como producción de arena, en cambio la interacción química entre fluidos y sólidos de la formación genera la desintegración del material cementante de la roca, lo que conduce a lo que se llama migración de finos (Armenta y Niño, 2018).

La clasificación de la producción de arena según Al-Awad (2001) es la siguiente:

A. Transitoria: la producción de arena transitoria se presenta normalmente durante la limpieza después de la perforación o acidificación y después del avance del agua en las operaciones de recuperación secundaria de petróleo. En esta etapa, la producción de arena disminuye con el tiempo a una tasa de producción constante.

B. Continua: se observa durante la producción de depósitos de arenisca sin consolidar que no tienen equipo de control de arena.

C. Catastrófica: es el peor de los casos y normalmente ocurre cuando los fluidos del yacimiento se producen excesivamente, esto puede ser de tal magnitud que se puede llegar a la pérdida del pozo.

Cabe resaltar que la condición bajo la cual se produzca la arena (transitoria, continua o catastrófica) depende de las propiedades de resistencia de la roca, la profundidad y la presión, el depletamiento y *drawdown*, la forma y el tamaño de las partículas de arena, la frecuencia de cierre y arranque de los pozos, el corte de agua, el tipo de fluido del yacimiento, y el tamaño, la frecuencia y la orientación de las perforaciones ((Isehunwa y Farotade, 2010).

3.2 Causas De La Producción De Arena

Conocer las causas de producción de arena de los pozos permite realizar una mejor predicción de las tasas de arena y decidir si se requiere o no utilizar métodos de control de arena en zonas donde se tiene muy poca o ninguna experiencia en producción y donde las condiciones operativas son diferentes a las previamente trabajadas, una tarea que puede resultar difícil para los ingenieros del área.

De forma general la producción de arena puede ser un resultado de causas naturales ligadas a características propias de la formación como el grado de consolidación o la cementación que existe entre los granos en la matriz de la roca. Por otra parte, las fallas de la roca debidas a la falta de estrategias adecuadas de perforación, completamiento y producción que resultan en producción de arena y migración de finos constituyen las causas inducidas. En el campo La Cira-Infantas la producción de arena se ve afectada principalmente por las causas que se exponen a continuación.

3.2.1 Causas naturales. La principales son las mostradas a continuación.

3.2.1.1 Grado de cementación. La cementación es una fase de la litificación en la cual los materiales con alta capacidad cementante arrastrados en solución, atraviesan y se depositan en los

poros de sedimentos permeables para posteriormente compactarse y convertirse en rocas duras. La compactación de los sedimentos está relacionada con la presión de confinamientos que soportan, es por esto que los sedimentos más antiguos (profundos) suelen ser más compactos que los jóvenes (someros), siendo estos últimos más propensos a producir arena. “Las rocas sedimentarias consolidadas bien cementadas tienden a ser más resistentes, mientras que las rocas no consolidadas, pobremente cementadas tienden a ser más débiles” (Acock, et al., 2004, p.12).

Según Escobar (s.f) son cementos el carbonato de calcio, carbonato de magnesio, carbonato de hierro, limonita, hematita, dolomita de sulfato de calcio, arcillas, y sus combinaciones. Estos materiales en su mayoría son susceptibles a disolverse durante operaciones de limpieza o acidificación, disminuyendo de esta forma el grado de cementación.

La formación productora principal del campo La Cira-Infantas fue depositada en la época Eoceno en la Era Cenozoica, caracterizada por tener formaciones jóvenes y poco profundas, con poco material cementante. En el caso puntual del campo, sus pozos tienen una profundidad del rango de 2.500 y 4.500 pies, sus rocas provienen de ambientes deltaicos siendo menos consolidadas que las sedimentadas en ambientes marinos, con grado de consolidación promedio de 950 psi, que según la tabla 5 corresponde a rocas friables propensas a la producción de arena.

3.2.1.2 Depletamiento. Durante la vida productiva de un campo, la presión de poro del yacimiento tiende a caer con el paso de los años cuando no se cuenta con algún método natural o inducido de mantenimiento de presión y aun así la presión inicial no suele ser igual con el tiempo. Esta disminución de presión suele debilitar el soporte ofrecido por la formación a otras suprayacentes hasta el punto de que los granos de arena se separen de la matriz o se trituren por la pérdida de cohesión y sobrecarga.

Tabla 5

Tipos de roca

Tipo de roca	UCS psi
No consolidada	<100
Poco consolidada	<500
Friable	>500
Consolidada	>2500

Nota: Tipos de roca según la resistencia mecánica. Adaptado de Armenta, A. M., y Niño, M. A. (2018). Evaluación Técnico Financiera Del Empaquetamiento Revestido Con Grava Para El Control De Arena Del Pozo T1 Del Campo La Cira Infantas. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

3.2.2 Causas inducidas. La principales son las mostradas posteriormente.

3.2.2.1 Tasa de producción: Durante el proceso de producción, el flujo de fluidos del yacimiento genera un diferencial de presión y fuerzas de arrastre, que sumadas pueden llegar a superar la cohesión natural inherente de la formación. “La producción de arena ocurre cuando los esfuerzos inducidos en sitio exceden la resistencia de la formación in situ” (Al-Awad, 2001, p.340).

Las fluctuaciones en las tasas de producción pueden afectar de forma negativa la estabilidad del pozo, y la formación y el mantenimiento de los arcos de arena, llegando incluso a colapsarlos generando que esa arena se produzca hasta generar otro arco. Carlson, Gurley, King, Smith y Waters (1992) definen los arcos como tapas semiesféricas formadas por granos de arena entrelazados que son estables a tasas de producción y caídas de presión constantes, y sirven para prevenir el movimiento de arena (Figura 19).

Además, existe una Presión de *Drawdown* Crítica (CDP) a partir de la cuál cualquier *drawdown* mayor causará producción de arena. Según Chan, Chong, Masoudi, Othman y Salami (2013) dicha CDP se define como la diferencia entre la presión de poro del yacimiento y la presión de fondo fluyendo crítica de arena libre.

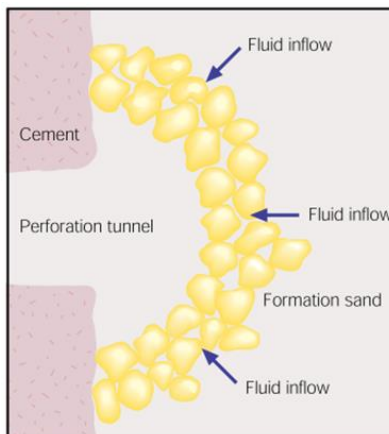


Figura 19. Arcos de arena. Tomado de Carlson, J., Gurley, D., King, G., Price, C., y Waters, F. (1992). Sand control: Why and how. Oilfield Review, Vol.4(4), 41-53. Recuperado de https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/1092/p41_53.pdf

3.2.2.2 Inyección de agua: El campo La Cira-Infantas ha sido sometido a inyección de agua durante más de 13 años. Este método de mantenimiento de presión acarrea efectos secundarios que pueden generar inestabilidad en los pozos productores cuando ocurre una irrupción temprana de agua debida a la heterogeneidad del yacimiento. Generalmente, se espera una irrupción de agua a los dos meses de producción y un corte de agua del 40% al final del primer año. La producción temprana de agua intensificará la producción de arena como respuesta a la reducción de la presión intersticial entre los granos haciendo que sea más necesario considerar el control de arena en el plan de desarrollo (Carlson, et al., 1992).

La Cira-Infantas maneja un corte de agua bastante significativo equivalente al 93% como resultado de la inyección de alrededor de 526 BWPD. Un alto corte de agua causa una reducción de la unión capilar entre los granos de arena originalmente mojados con agua, promueve la interacción química entre la matriz de la roca y el agua debido a la mayor saturación de agua, y

produce un aumento de la fuerza de arrastre para movilizar los granos de arena (Wu, Tan y Lu, 2006), convirtiéndose en los mecanismos que desestabilizan la formación.

A. Reacciones químicas. Naturalmente existe un equilibrio químico del agua de formación, sin importar su composición, relacionado con su entorno original. Este equilibrio es alterado cuando el agua irrumpe en ambientes de condiciones diferentes (temperatura, densidad, concentración de iones activos), y esto desencadena una serie de procesos físicos y químicos que llevan al encuentro de un nuevo equilibrio.

La resistencia de las rocas según Abass, Nars-El Din y Taweel (2002) depende de dos factores: las fuerzas de contacto entre los granos (fricción) y el enlace físico de granos adyacentes (cohesión). Los fluidos inyectados, que pueden ser agua fresca, salmuera o ácido, afectan esa resistencia debido a procesos como la dilución que junto con interacciones químicas deterioran de forma general el cemento de la formación produciendo un efecto de debilitamiento.

B. Alteración de las fuerzas capilares. La presión capilar se produce cuando una roca está saturada con dos fluidos inmiscibles. Para el caso de los yacimientos de hidrocarburos se da como resultado de la tensión superficial entre el fluido mojante (agua) y el no mojante (aceite). Conceptualmente, “la presión capilar hace referencia a la diferencia de presión a lo largo de la superficie libre formada entre dos fluidos; como una de las fuerzas de cohesión a lo largo de las partículas de arena” (Essam y Wally, 2007, p.2).

En la figura 20 es posible observar como varía la tensión capilar o cohesión capilar en función de la saturación. Cuando la interfaz entre el agua y el aceite colapsa, el agua comienza a fluir a través de las partículas hasta que irrumpe e inicia a producirse por los pozos, en ese momento el valor de la tensión capilar de la roca es tan despreciable que puede considerarse nulo.

C. Fuerzas de filtración producidas por el gradiente de agua. El arrastre friccional producido por el flujo de agua a través de los intersticios de la roca se traduce como un aumento en la fuerza hidráulica por unidad de volumen de roca que actúa en la dirección del flujo. Una de las mayores fuerzas que movilizan los granos de arena a escala de partículas, es producida por un gradiente de fluido que genera una fuerza de filtración que induce un empuje sobre los granos de arena en la dirección del flujo (Essam y Wally, 2007).

D. Migración de finos. La migración de finos se produce dentro de la red de poros de las areniscas. Los finos generalmente están sueltos o cementados ligeramente a la matriz de las rocas siendo propensos a liberarse durante fenómenos de fondo de pozo que involucran cambios en la mojabilidad (de mojado por agua a mojado por aceite), intercambios de iones causados por cambios en la salinidad, flujo multifásico (crudo y agua) con los volúmenes de agua suficientes para que junto con la turbulencia generada arrastren los finos mojados por agua y procesos químicos, como la acidificación, que por malos procedimientos destruyan los materiales cementantes de las rocas.

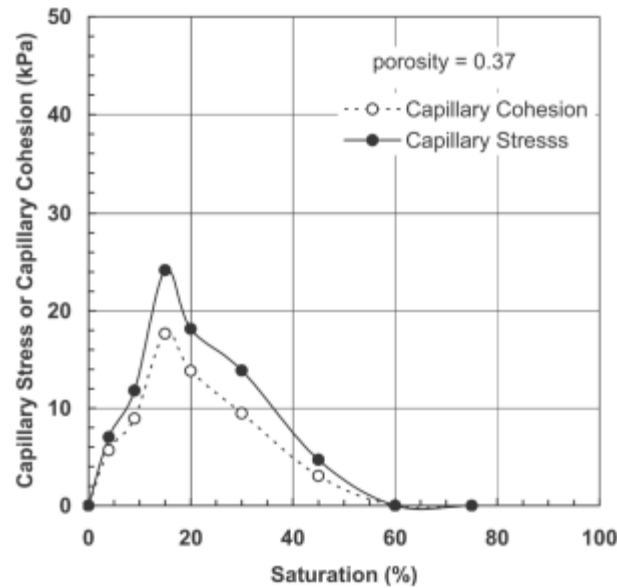


Figura 20. Tensión capilar o cohesión capilar en función de la saturación de agua. Wu, B., Tan, C. P., y Lu, N. (2006).

Effect of water cut on sand production – An experimental study. SPE-92715

El principal impacto de este fenómeno está relacionado con una disminución de la permeabilidad que se produce bajo dos escenarios: el primero de ellos ocurre cuando los finos llegan y bloquean una garganta de poro de menor tamaño al de las partículas individuales, y el segundo tiene lugar cuando gran cantidad de partículas finas llegan hasta una garganta de poro grande y generan sedimentación.

Según Essan y Wally (2007) el proceso de migración de finos involucra tres etapas: Como punto de partida los finos deben existir dentro de una red de poros de la roca, posteriormente debe existir un mecanismo que cause la atracción o unión de los finos al sistema de poros que será afectado y finalmente cerca del pozo debe haber un mecanismo que atrape los finos y los mantenga en su lugar como puede ser atracción iónica y mojabilidad.

3.3 Impactos De La Producción De Arena

De forma general, la producción de arena tiene un impacto profundo y significativo sobre el *lifting cost* de la producción de hidrocarburos. En la mayoría de campos a nivel mundial la arena de la formación es un subproducto inevitable y sus consecuencias están relacionadas con erosión, acumulación de arena, taponamiento o contaminación por arena (Det Norske Veritas [DNVGL], 2015).

3.3.1 Impactos sobre el potencial del pozo. Generalmente al iniciar la producción de arena la tendencia de capacidad de entrega de los pozos suele decaer debido a la acumulación de partículas sólidas en fondo cuando se manejan velocidades de producción inferiores a las necesarias para generar un arrastre de la arena. Con el tiempo si no se toman medidas correctivas, los intervalos de producción podrían arenarse en su totalidad y en casos extremos incluso perder el pozo.

3.3.2 Impactos sobre los equipos de superficie y fondo. La arena puede afectar los equipos principalmente por medio de dos fenómenos, la erosión y la corrosión. En materiales no resistentes a la corrosión, incluso un bajo potencial de erosión de arena puede impactar la corrosión acelerada por flujo, conocida como FAC por sus siglas en inglés (DNVGL, 2015). De esta forma la arena puede causar daño al revestimiento, tuberías de producción, tamices de arena, empaques, válvulas de seguridad, sistemas de levantamiento artificial, especialmente los más sensibles a la presencia de sólidos como las BES, equipos rotativos como bombas y compresores, y a todos los demás componentes que hacen parte del sistema. Además, la acumulación de arena en las válvulas

puede afectar su rendimiento debido a bloqueos o aumento de la fricción y en las líneas de producción puede aumentar las tasas de corrosión. La circulación de fluidos a altas velocidades con presencia de arena puede causar erosión en los sistemas de purga en procesos de despresurización, al igual que en sistemas de tuberías.

3.3.3 Reducción de la capacidad de procesamiento de las facilidades. La acumulación de arena en los separadores puede reducir la eficiencia de la separación y el arrastre de la arena a sistemas posteriores que no están diseñados o tienen poca tolerancia para la arena. La capacidad limitada para manejar y eliminar volúmenes de arena del proceso puede ser una de las causas de perturbaciones o paradas imprevistas de los pozos.

3.3.4 Problemas de manejo del yacimiento. La acumulación de arena en las líneas de producción puede causar alteraciones durante las operaciones de *pigging* o una mayor resistencia a la presión durante las intervenciones. Adicionalmente, la producción de arena puede influenciar de forma negativa la calidad del agua producida y posteriormente podría reducir la inyectividad del pozo si es usada para reinyección, además que puede causar erosión severa en los *chokes* y en los sistemas de cabeza de pozo generando problemas de integridad.

3.3.5 Impacto financiero. Los efectos financieros se pueden agrupar en cuatro grupos principales correspondientes a altos gastos debidos a mantenimientos preventivos o remediales, producción diferida, reducción de la producción y del potencial técnico de la inyección, y el riesgo de dañar gran parte de los equipos de superficie y la infraestructura de las tuberías (Carpenter, 2015).

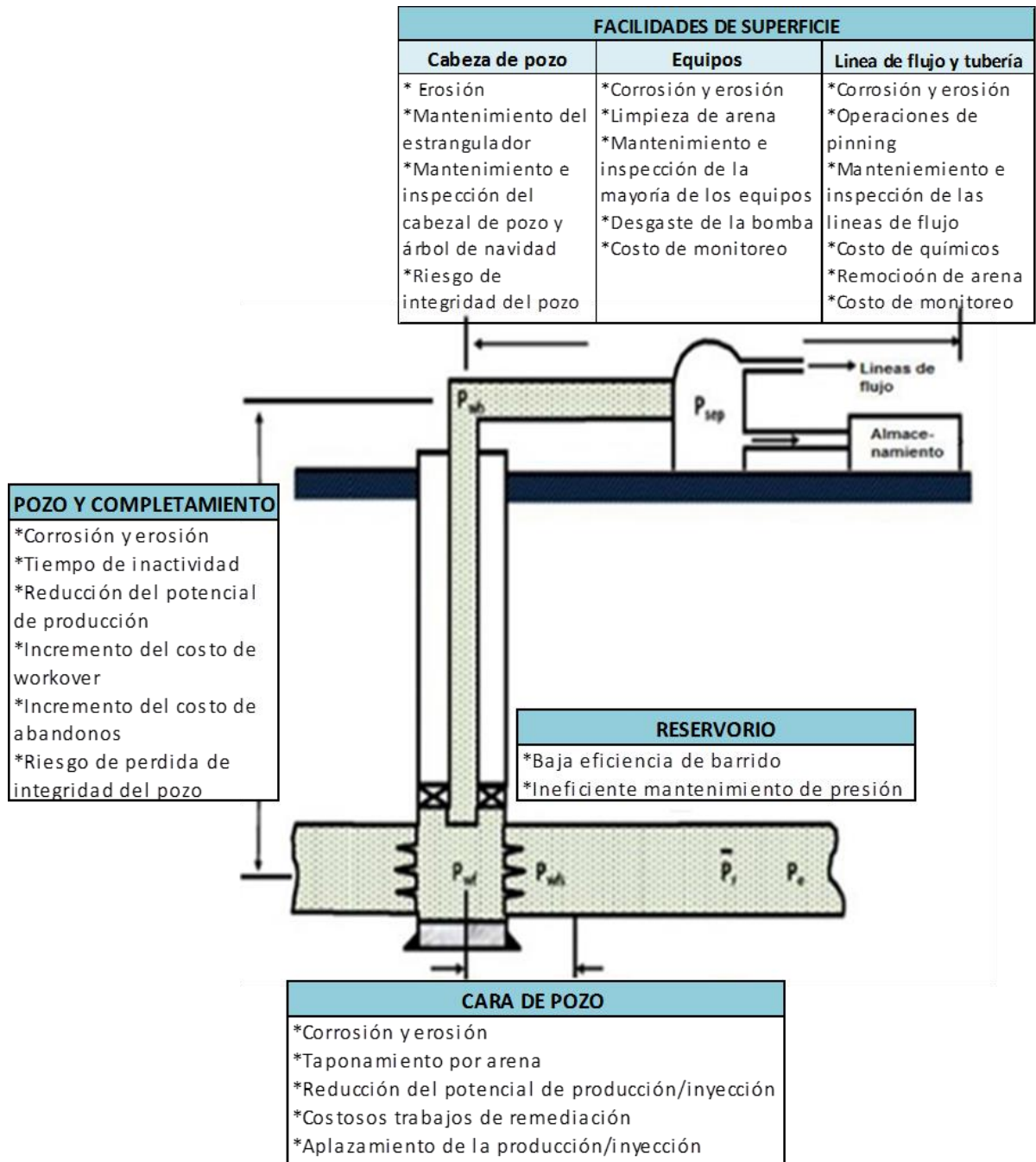


Figura 21. Impacto de la producción de arena. Adaptado de Muñoz, L., Santamaria, S. (2016). Evaluación de los métodos de control de arena implementados en La Cira-Infantas. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

4. Accesorios Para Manejo De Arena

Las fallas en los equipos de producción asociadas a la arena suelen ocurrir debido al bombeo de fluidos con gran cantidad de partículas sólidas por miles de pies hasta llegar a superficie. Durante este trayecto las partículas se pueden acumular y atascarse en el fondo del pozo o en el equipo de superficie, además dependiendo de su tamaño las más grandes y pesadas tienden a caer sobre el equipo de fondo ocasionando lo que se conoce como “*sand cutting*” que puede generar daño en la bomba, falla de varilla o de tubería y en general reducir la vida útil del equipo.

En el campo la Cira-Infantas surgió la necesidad de buscar herramientas o accesorios que permitieran un mejor manejo de sólidos en pozos con problemas asociados a la producción de arena para de esta forma alargar la vida útil de sus equipos y más específicamente aumentar el “*run life*”. Los accesorios que se instalaron a lo largo del campo corresponden al Separador *Vortex*, la *Super Perf* y la TDV (*Tubing Drain Valve*).

4.1 Separador *Vortex*

Herramienta ubicada antes del *intake* de la bomba, que utiliza como principio de funcionamiento fuerzas centrífugas para separar partículas de arena de forma eficiente y que gracias a su versatilidad permite usarse con otras herramientas para manejo de sólidos y gas mejorando de forma significativa el rendimiento operativo de los sistemas de levantamiento artificial. Este sistema es apto para manejar grandes volúmenes de fluidos en el rango de 50 a 3500 barriles al día

de un pozo productor que se encuentra activo (EE.UU. Patente No. US 8,881,803 B1). (Ver figura 22).



Figura 22. Separador Vortex. Adaptado de Odessa Separator. (2018). Recuperado de <https://www.odessaseparator.com/vortex-sand-shield>

4.1.1 Beneficios. Los separadores Vórtice están diseñados para funcionar en cualquiera de los sistemas de levantamiento y permiten alargar su run life promedio por causa de la separación de partículas abrasivas. Los principales beneficios de su implementación son:

- Eliminación total de los problemas de arena en los pozos
- Permite dos etapas de filtración puesto que tiene la capacidad de acople con otros sistemas como la *Super perf* que homogeniza y separa sólidos de forma simultánea.
- Logra una mayor eficiencia de manejo de sólidos debido a que separa desde partículas gruesas hasta las finas.
- Es fácil de instalar lo que reduce el tiempo de instalación.

- Las ranuras con patrón rectangular y áreas de flujo del *intake* permiten minimizar la fricción del fluido y las pérdidas de presión.
- Movimiento independiente del fluido aguas arriba y aguas abajo gracias a que posee un sistema de flujo dual.
- En el bombeo mecánico permite instalar una válvula de purga para descargar los sólidos que se decantan en los tubos de cola.
- Capaz de manejar diferentes tipos de hélice dependiendo del movimiento centrífugo que se requiere generar en el fluido, es decir su diseño va a depender de las propiedades del fluido y de los volúmenes de producción a manejar. (Tabla 6).

Tabla 6

Tipos de hélice del Separador Vortex

TASA DE FLUJO (BFPD)				TAMAÑO DE HELICE		
ESP/PCP		ROD PUMP		TAMAÑO DEL TUBING EUE		
MIN	MAX	MIN	MAX	2-3/8	2-7/8	3-1/2
96	192	48	96	HE1.1	HE2.1	HE3.1
132	252	66	126	HE1.2	HE2.2	HE3.2
216	440	108	220	HE1.3	HE2.3	HE3.3
330	610	165	305	HE1.4	HE2.4	HE3.4
410	850	205	425	HE1.5	HE2.5	HE3.5
780	1480	390	740	HE1.6	HE2.6	HE3.6
1150	1910	575	955	HE1.7	HE2.7	HE3.7
1480	2800	740	1400	HE1.8	HE2.8	HE3.8
2100	3900	1050	1950	HE1.9	HE2.9	HE3.9

Nota: Tipo de hélice según el caudal manejado por la bomba. Adaptado de Odessa, inc.

<https://www.odessaseparator.com/vortex-sand-shield>

4.1.2 Componentes. Los separadores Vortex están compuestos por cuatro partes principalmente: la camisa, el cuerpo, el tubo de inmersión y la hélice. (Figura 23).

- **Camisa:** Es la parte externa de la herramienta que se encarga de brindar soporte a la parte interna que se encuentra expuesta a los efectos abrasivos producidos por la arena debidos a las fuerzas centrífugas y altas velocidades a los que está sometido el fluido y que pueden ocasionar lo que se conoce como “*sand cutting*” o cortes de arena.
- **Cuerpo:** Es la parte interna que aloja los otros componentes y dirige los sólidos separados hacia los tubos de cola. Tiene gran resistencia a la abrasión de arena gracias a las propiedades metalúrgicas especiales con las que es fabricado lo que resulta en una mayor vida útil.
- **Tubo de inmersión:** Tubo de acero que genera una comunicación entre la hélice y el *intake* de la bomba permitiendo que los fluidos una vez limpios, ingresen y lleguen a la línea de producción, además ayuda en la separación de gas.
- **Hélice:** es la herramienta diseñada para inducir movimientos circulares en el fluido a través de aspas o aletas en forma de espiral generando fuerzas centrífugas que permiten separar los fluidos, este fenómeno se conoce como vórtice.

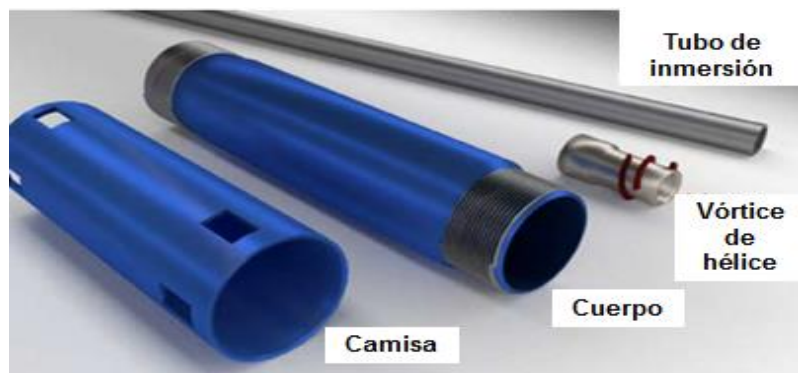


Figura 23. Componentes de un Separador Vórtice. Adaptado de Odessa Separator Inc. (2018)

4.1.3 Mecanismo de separación. El mecanismo de los Separadores *Vortex* consiste en hacer entrar el fluido por el *intake* del sistema, que para el caso del proceso en dos etapas corresponde a

un *Tubing screen* que impide el ingreso de las partículas abrasivas de mayor tamaño (más de 297 μm), posteriormente los sólidos de menor tamaño (menos de 297 μm) son separados por medio de fuerzas centrífugas generadas gracias a la inducción de movimientos circulares al fluido a través de las aspas de la hélice. Una vez esto ocurre el fluido limpio asciende a través del tubo interno o de inmersión que lo conducirá a la bomba para ser llevado a superficie, mientras los sólidos separados se decantan en la tubería de cola instalada debajo de la herramienta. (Figuras 24). Para el caso particular del bombeo mecánico es posible instalar una válvula de purga o *Dump valve* debajo de los tubos de cola, cuya función es permitir que los sólidos decantados sean enviados al *rathole*.

Es importante tener en cuenta que, una vez finalizado el proceso de separación de sólidos, el fluido limpio puede tener de 1 a 10% de partículas finas de un rango de diámetros de entre 0.002 a 0.006 pulgadas que aún permanecen en el fluido (EE.UU. Patente No. US 8,881,803 B1).

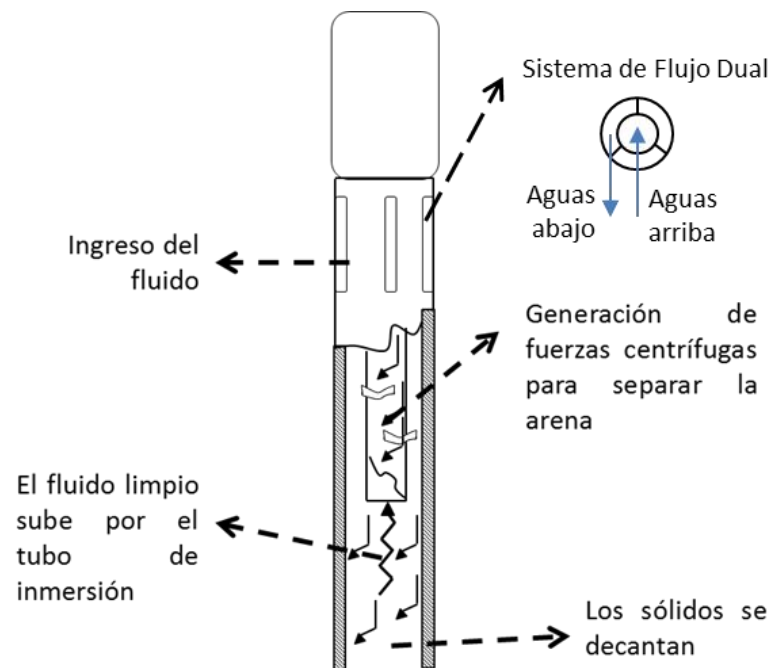


Figura 24. Mecanismo de separación del Separador Vortex

4.1.4 Configuraciones en pozo. La aplicabilidad de los Separadores *Vortex* abarca los tres tipos de sistemas de levantamiento que hay instalados actualmente en el campo La Cira-Infantas (BES, BM, PCP). La configuración más general de la que se habla consiste en ubicar debajo de la *seating nipple* un tubo o camisa ranurada que funciona como *intake* del sistema, posterior a eso se ubica el separador de vórtice en la sección donde se generan las fuerzas centrífugas que separan las partículas, y por último se ubican los tubos de cola. En la figura 25 se observan de forma más específica algunas variaciones en la configuración general que dependen del tipo de sistema de levantamiento, además se evidencia el uso de otras herramientas funcionando en conjunto con el separador, como *Tubing Screen*, que permiten un generar un sistema de separación de sólidos en dos etapas aún más eficiente.

La longitud de los principales elementos en las configuraciones de la figura 25 se recomienda que sean para los *Tubing screen* 23,7 pies, y los tubos de cola de mínimo 31 pies. En el caso de los tubos de inmersión su longitud varía con base en el tipo de bomba, siendo mayor para la BES (71 pies), seguida por el BM (50 pies) y finalmente la PCP (25 pies).

4.1.5 Criterios de selección según fabricantes. El parámetro fundamental que se tiene en cuenta al momento de elegir el diseño del Separador *Vortex* es el caudal del pozo productor candidato para la instalación del accesorio y basado en él se toman decisiones sobre los diámetros externos del separador, el OD mínimo requerido del casing para ese diámetro, la longitud del separador y el tipo de hélice más óptimo. Cabe resaltar que en la selección del tamaño de hélice se debe considerar el tipo de crudo ya que en el caso de crudos pesados los rangos de flujo BFPD presentados anteriormente en la tabla 6, se reducirán al 50% debido a las altas viscosidades y

resistencias al flujo que dificultan la generación de fuerzas centrífugas y de esta forma reducen su eficiencia.

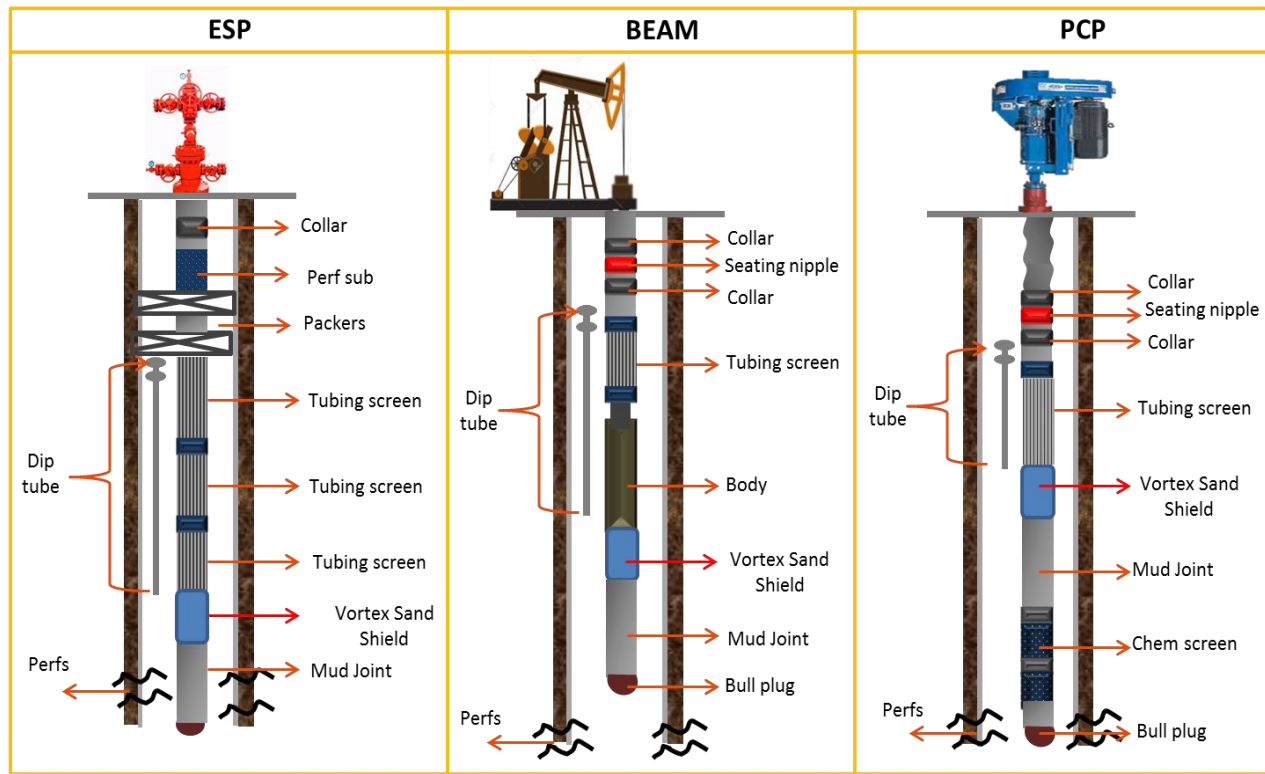


Figura 25. Configuraciones generales del Separador Vortex.

Adicionalmente se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones a la hora de escoger el diseño del separador, su instalación y funcionamiento:

- El caudal de producción del pozo debe encontrarse dentro del rango de caudal del separador o por encima, para garantizar que se dé la separación de arena.
- Evitar que el caudal de producción del pozo exceda en más de 300 BFPD el límite máximo del separador. Optimo que no se exceda en más de 200 BFPD.

- Para garantizar una separación de gas eficiente, el tope del separador debe estar mínimo 30ft por encima de tope de perforados. Optimo 50ft o más.
- La tubería de cola debe ser de 90ft o mayor para optimizar el trabajo del Dump-Valve.

4.2 Super Perf

La *Super Perf* es un sistema que tiene como objetivo principal homogeneizar y dosificar los baches de arena provenientes del pozo de manera eficiente, permitiendo que sea más manejable para los equipos instalados en fondo evitando de esta forma bloqueos de las bombas y un alto torque. Además, este sistema es compatible con todos los sistemas de levantamiento artificial, lo que amplía su rango de aplicación.

Este accesorio se ubicado en la parte inferior de las bombas, de tal forma que se convierta en nuevo *intake* o entrada de fluido al sistema de producción, permitiendo así desarrollar su función de homogeneizar la cantidad de arena que ingresa, haciendo más fácil su paso a través de las bombas y minimizando el daño en las mismas.

Las *Super Perf*, según Odessa su fabricante, son *Tubing screen* de 4 pies que están compuestas por una tubería perforada J55 EUE enchaquetada por una malla en espiral con apertura de 0.075 pulgadas (Figura 26). A pesar de lo anterior es importante mencionar que por el tamaño del slot de su malla y longitud, la *Super perf* está diseñada solo para procesos de homogenización de baches pero no para filtrar ni controlar la arena como si lo hacen los *Tubing screen* gracias a los diferentes tamaños de las ranuras y longitudes que manejan. En la tabla 7 se puede observar la variación de peso y área abierta según el diámetro del *tubing* del pozo candidato a usar la herramienta.

Tabla 7

Información sobre la Superperf

Super Perf de 4 ft			
Tamaño del tubing	Tamaño de ranura	Área abierta (pulg ²)	Peso (Lbs)
2-3/8"	75	100,9	32,5
2-7/8"	75	121,1	43
3-1/2"	75	141,4	52

Nota: Tabla que relaciona el área abierta y el peso de la Superperf dependiendo del diámetro del tubing del pozo donde será instalada. Adaptada de Odessa Inc. Disponible en: <https://www.odessaseparatorcol.com/super-per>

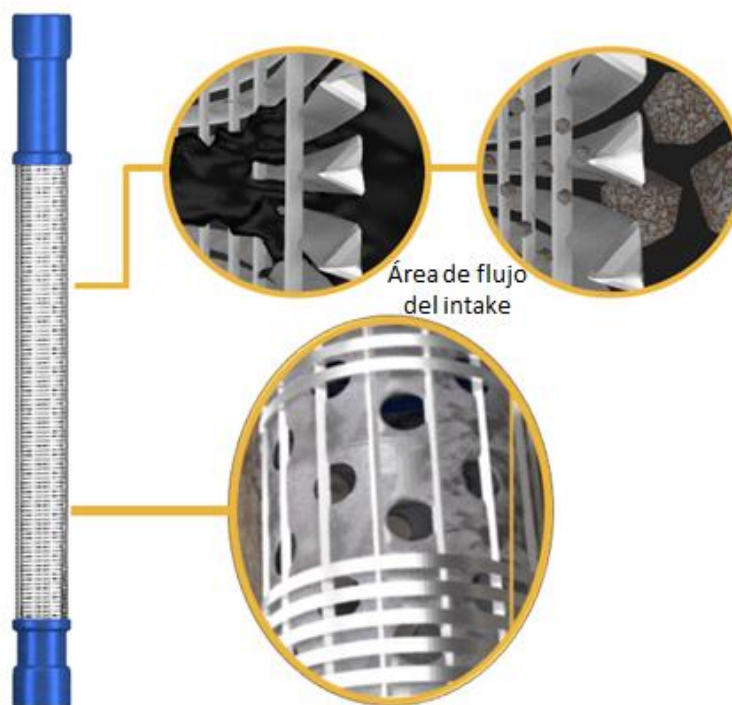


Figura 26. Surper Perf. Adaptado de Odessa Separator Inc. Disponible en <https://www.odessaseparatorcol.com/super-per>

4.2.1 Beneficios. Las *Super Perf* fueron creadas como una alternativa a los *pup joints* convencionales perforados usados para controlar la filtración. Entre sus beneficios más importantes se encuentran:

- Mejoramiento del manejo de arena gracias a la homogeneización de baches.
- Reduce las fallas debidas a partículas de gran tamaño debido a que sus mallas están diseñadas para permitir el paso de partículas de máximo 2000 micrones.
- Mayor área de flujo del *intake* reflejado en una reducción de las caídas de presión, ya que están compuestos por una malla con 27 veces mayor área de flujo que la de un *pup joint* convencional perforado.
- Diseño en espiral con aberturas en forma de “v” que proporcionan una acción de auto limpieza, reduciendo la fricción de flujo.
- Su diseño se realiza basado en tuberías fuertes y con alta resistencia a la corrosión.

4.2.2 Criterios de selección. Para diseñar un buen sistema de manejo y control de sólidos es necesario considerar ciertos parámetros que ayuden a elegir la mejor solución para los problemas específicos de cada pozo. Para el caso de la Super Perf los criterios de diseño más importantes que se deben tener en cuenta son:

- La granulometría. Según Odessa (2018) con base en el tamaño de *slot* se recomienda usar las Super perf en formaciones de arena gruesa y grava
- Producción total (BFPD) del pozo candidato (Tabla 8).
- Características del fluido (viscosidad, °API, Contenido de sólidos o BSW).
- Clasificación del pozo según la gravedad del problema (Tabla 9).

Tabla 8

Tabla de flujo para la Superperf

Tamaño del tubing	Tamaño de ranura	Tabla de flujo (BFPD)		
		Promedio	Malo	Severo
2-3/8"	75	605	424	283
2-7/8"	75	727	509	339
3-1/2"	75	849	594	396

Nota: Tabla que relaciona los valores de caudal de flujo para la Super perf manejado en diferentes tamaños de tubing y los clasifica en promedio, malo o bueno. Adaptada de Odessa Inc. Disponible en <https://www.odessaseparator.com/super-perf>

Tabla 9

Clasificación de los pozos según producción de sólidos

Producción de arena		
	ppm (mg/l)	
Ligero	<10	Producción normal de sólidos sin asfáltenos ni escamas
Promedio	11 - 50	
Malo	51 - 200	Mayor que la producción promedio de sólidos y con poca presencia de asfáltenos y/o escamas
Severo	>200	Mayor que la producción promedio de sólidos y con bastante presencia de asfáltenos y/o escamas

Nota: Clasificación de los pozos según su problema de producción de sólidos. Adaptado de Occidental de Colombia.

4.3 Tubing Drain Valve [TDV]

La *Tubing Drain Valve* es una herramienta de fondo que se instala como parte de los completamientos de los sistemas de BES y PCP y se ubica justo encima de la bomba. Su función principal es proteger las bombas de los daños costosos o bloqueos ocasionados por el descenso de arena y demás partículas sólidas dentro de los sistemas bombeo cuando se produce una parada o

apagón de la bomba, lo que puede resultar en una pérdida total de la producción debido a un bloqueo que inhabilita la bomba para reiniciar.

4.3.1 Beneficios. La instalación de las válvulas de drenaje permite obtener los beneficios mostrados a continuación.

- Protege las bombas de daños ocasionados durante paradas o *shutdowns* evitando bloqueos y permitiendo su reinicio sin problema alguno.
- Elimina la restricción generada por los sistemas de bombeo cuando no están en funcionamiento para pozos capaces de fluir de forma natural y de esta forma evitan caídas de presión y posibles daños en la bomba.
- Su operación es automática, cuenta con un sistema fácil e instantáneo de apertura y cierre.
- Elimina el *backspin* permitiendo la descarga de la columna de fluido presente dentro del *tubing* tan pronto se apaga o se para el sistema de bombeo.
- Previene la recirculación gracias a la capacidad de cerrado instantáneo una vez se da el arranque de la bomba.
- Puede ser instalada como un accesorio permanente o des-instalable con *slickline* en sistemas BES cuando el pozo ya no fluye libremente.
- Tiene la capacidad de *Backflush* en bombas PCP, es decir permite que el rotor de la bomba se retraiga y se reinicie sin necesidad de retirarla del hueco.

4.3.2 Condiciones de operación. Según GE Oil and Gas (2015) las TDV son capaces de funcionar de forma óptima en diversas condiciones de operación, las principales son:

- Pozos con la capacidad de fluir naturalmente
- Ambientes de flujo llenos de CO₂.
- Crudos pesados y fluidos de muy altas viscosidades
- Altas temperaturas
- Profundidades de hasta 9.000 pies
- Sistemas de completamiento dual de BES.

4.3.3 Funcionamiento. La TDV funciona en tres escenarios principales que corresponden al encendido, arranque y parada de los sistemas de bombeo, además en el caso particular de las bombas PCP aparece un cuarto escenario cuando se realiza *backflush*. Dependiendo del estado de la bomba la válvula puede estar abierta o cerrada según lo requerido para cumplir con las funciones para las que fue diseñada (Tabla 10 y Figura 27).

Tabla 10

Funcionamiento de la TDV

Escenario	Estado de la TDV	Función
Bomba apagada	Abierta	Permite el flujo alrededor de la bomba en pozos capaces de producir naturalmente
Arranque de la bomba	Cerrada	Permite dirigir la producción a través de la bomba y el <i>tubing</i>
Parada de bomba	Abierta	Permite descargar la columna de fluido dentro del <i>tubing</i> hacia el anular
Backflush		Permite retraer el rotor de la PCP lo suficiente para limpiar el estator sin sacarlo del hueco.

Nota: Funcionamiento de la TDV descrito en 4 escenarios diferentes.

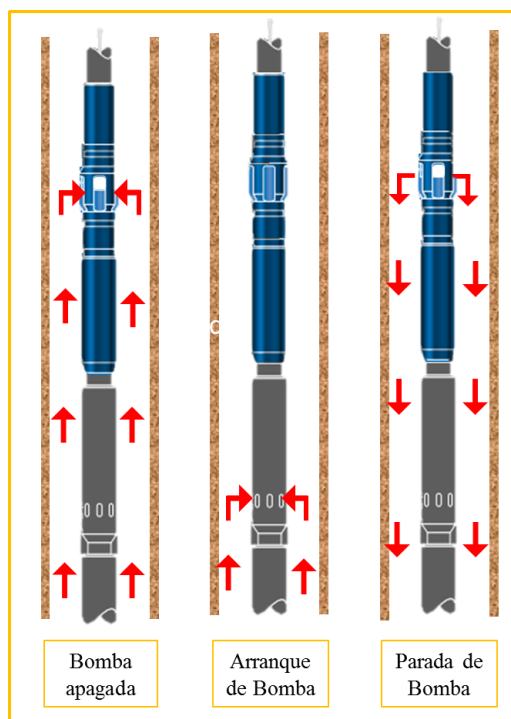


Figura 27. Funcionamiento de la TDV

5. Desarrollo de la Metodología para la Selección de Accesorios de Manejo de Arena en el Campo La Cira-Infantas

Para el desarrollo de la metodología, representada mediante un diagrama de flujo o árbol de decisión, es necesario recopilar datos estadísticos relacionados con las fallas asociadas a la producción de arena, además de conocer el desempeño y funcionamiento de los accesorios instalados, así como los reportes obtenidos de las distintas mediciones de la producción de sólidos realizadas a los pozos del campo La Cira-Infantas. Los autores recopilaron y analizaron la data comprendida entre los años 2016 y 2017, periodo de tiempo en el cual se comenzaron a instalar los 3 accesorios en estudio.

Los principales archivos usados en el proceso de reunir la información necesaria para el desarrollo del proyecto fueron la Base de datos LCI, estadísticas de fallas de Ecopetrol, documentos de seguimiento histórico de fallas e intervenciones a pozos, de Occidental Andina y Ecopetrol respectivamente, y el compilado de medición de sólidos de Oxy. (Figuras 28, 29 y 30).

No	Well	ALS Type	Run Number	Failure Classification	Rig	Failure Detail	Failure Reason	Installation Date	Failure Date	Pulling Date	RunLife Equipo
43	INFA0043	BEAM	1	Failure ALS	Rig	Tubing String	Unknown	23-Oct-06	21-Aug-08	21-Aug-08	668
45	INFA0045	BEAM	2	Failure ALS	Rig	Tubing String	oper data used in design / select	11-Mar-13	26-Oct-13	4-Dec-13	229
45	INFA0045	BEAM	3	Failure ALS	Rig	Beam Pump	Corrosive fluids	5-Dec-13	21-Sep-15	29-Sep-15	655
45	INFA0045	BEAM	4	Failure ALS	Rig	Beam Pump	Operation of other wells in field	30-Sep-15	7-Sep-18	11-Sep-18	1073
54	INFA0054	BEAM	1	Failure ALS	Rig	Beam Pump	Fatigue	29-May-09	24-Jul-12	24-Jul-12	1152
54	INFA0054	BEAM	2	Failure ALS	Rig	Tubing String	Awaiting DIFA	25-Jul-12	2-Dec-15	1-Mar-16	1225
71	INFA0071	BEAM	1	Failure ALS	Rig	Beam Pump	Unknown	2-Apr-09	24-Dec-09	24-Dec-09	266
71	INFA0071	BEAM	2	Failure ALS	Rig	Beam Pump	Corrosive fluids	24-Dec-09	3-Nov-10	3-Nov-10	314
71	INFA0071	BEAM	3	Failure ALS	Rig	Beam Pump	Corrosive fluids	3-Nov-10	16-May-11	16-May-11	194
72	INFA0072	BEAM	1	Failure ALS	Rig	Tubing String	Unknown	5-Jan-08	17-Nov-09	17-Nov-09	682

Figura 28. Base de datos LCI. Adaptada de documento de seguimiento histórico a fallas e intervenciones a pozos del campo La Cira-Infantas de Occidental Andina.

Superintendencia	Campo	Pozo	Corrida	Fecha Instalacion	Fecha Arranque	Fecha Parada	Fecha Desinstalacion	Dias Fuera Servicio	Siguiente Instalacion	Fecha Suspension	Duracion
GCT	LA CIRA	CIRA0079	1	14/Dec/08	14/Dec/08	13/Jan/09	13/Jan/09	0			30
GCT	LA CIRA	CIRA0079	2	14/Jan/09	14/Jan/09	12/Feb/09	12/Feb/09	0			29
GCT	LA CIRA	CIRA0079	3	13/Feb/09	13/Feb/09	25/Feb/09	25/Feb/09	0			12
GCT	LA CIRA	CIRA0079	4	26/Feb/09	26/Feb/09	10/Mar/09	10/Mar/09	0			12
GCT	LA CIRA	CIRA0079	5	11/Mar/09	11/Mar/09	21/May/09	21/May/09	0			71
GCT	LA CIRA	CIRA0079	6	22/May/09	22/May/09	16/Jun/09	16/Jun/09	0			25
GCT	LA CIRA	CIRA0079	7	17/Jun/09	17/Jun/09	27/Jun/09	27/Jun/09	0			10
GCT	LA CIRA	CIRA0079	8	28/Jun/09	28/Jun/09	01/Jul/09	01/Jul/09	0			3
GCT	LA CIRA	CIRA0079	9	07/Nov/11	07/Nov/11	07/Nov/11	07/Nov/11	0		07/Nov/11	0
GCT	LA CIRA	CIRA0116	1	30/Nov/14	30/Nov/14	30/Nov/14	30/Nov/14	0		30/Nov/14	0
GCT	LA CIRA	CIRA0125	1	01/Apr/10	01/Apr/10	01/Apr/10	01/Apr/10	0		01/Apr/10	0
GCT	LA CIRA	CIRA0141	1	24/Aug/08	24/Aug/08	16/Feb/10	16/Feb/10	0			541
GCT	LA CIRA	CIRA0141	2	17/Feb/10	17/Feb/10	20/Jun/10	20/Jun/10	0			123

Figura 29. Estadísticas de fallas Ecopetrol. Adaptada de documento de seguimiento histórico a fallas e intervenciones a pozos del campo La Cira-Infantas de Ecopetrol S.A.

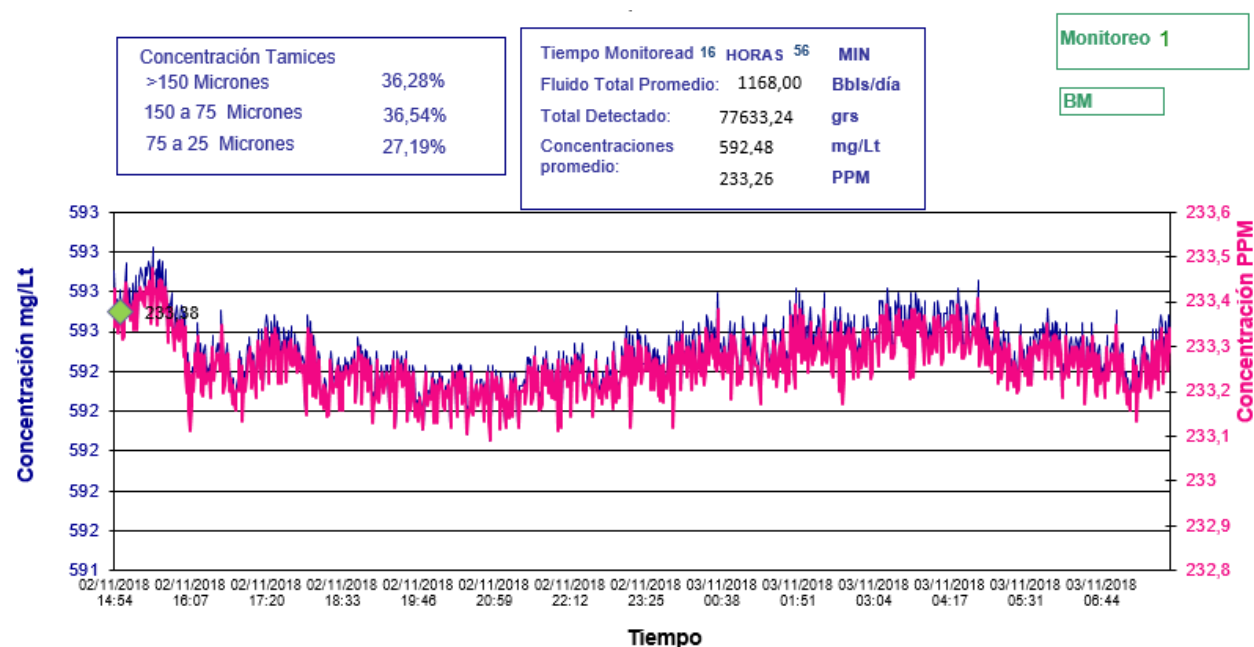


Figura 30. Reporte de medición de sólidos en el campo LCI. Adaptada de Occidental Andina.

Los documentos mencionados anteriormente, fueron el fundamento de una base de datos elaborada posteriormente con la información relevante de los pozos fallados por causas relacionadas a la producción de arena, a los cuales se les instalaron accesorios de fondo durante el periodo de estudio. Dicha información se agrupa principalmente en los siguientes criterios:

- Área operativa
- Sistema de levantamiento artificial
- Medida de la producción de sólidos antes y después de la instalación del accesorio
- Tipo de producción de arena
- *Run life* anterior y posterior a la instalación del accesorio

A. Área operativa. El campo LCI, se encuentra dividido en seis áreas operativas mencionadas y descritas a continuación:

- Cira Sur, es la zona más desarrollada del campo LCI, cuenta actualmente con 377 pozos productores, de los cuales, 186 pozos fueron completados con bombeo mecánico, 95 con bombeo de cavidades progresivas y 96 con bombeo electrosumergible, adicionalmente tiene 174 pozos inyectores. Ahora, con la infraestructura actual, cuenta con un potencial de producción cercano a los 20MBPPD.
- Cira Norte, cuenta actualmente con 167 pozos productores, de los cuales, 85 pozos fueron completados con bombeo mecánico, 40 con bombeo de cavidades progresivas y 42 con bombeo electrosumergible, adicionalmente tiene 68 pozos inyectores. Ahora, con la infraestructura actual, cuenta con un potencial de producción cercano a los 6.5MBPPD.
- Cira Este, cuenta actualmente con 206 pozos productores, de los cuales, 136 pozos fueron completados con bombeo mecánico, 38 con bombeo de cavidades progresivas y 32 con bombeo electrosumergible, adicionalmente tiene 96 pozos inyectores. Ahora, con la infraestructura actual, cuenta con un potencial de producción cercano a los 6.8MBPPD.
- Infantas Sur, cuenta actualmente con 118 pozos productores, de los cuales, 97 pozos fueron completados con bombeo mecánico, 4 con bombeo de cavidades progresivas y 17 con bombeo electrosumergible, adicionalmente tiene 91 pozos inyectores. Ahora, con la infraestructura actual, cuenta con un potencial de producción cercano a los 5.9MBPPD.
- Infantas Central, cuenta actualmente con 87 pozos productores, de los cuales, 77 pozos fueron completados con bombeo mecánico, 4 con bombeo de cavidades progresivas y 6 con bombeo electrosumergible, adicionalmente tiene 48 pozos inyectores. Ahora, con la infraestructura actual, cuenta con un potencial de producción cercano a los 5.3MBPPD.
- Infantas Norte, cuenta actualmente con 179 pozos productores, de los cuales, 151 pozos fueron completados con bombeo mecánico, 16 con bombeo de cavidades progresivas y 12 con

bombeo electrosumergible, adicionalmente tiene 95 pozos inyectoros. Ahora, con la infraestructura actual, cuenta con un potencial de producción cercano a los 5.7MBPPD.

B. Sistema de levantamiento artificial. Un sistema de levantamiento artificial, según Schlumberger (s.f), es “cualquier sistema que agrega energía a la columna de fluido de un pozo con el objetivo de iniciar y mejorar la producción del pozo.”

El campo LCI, cuenta con tres sistemas de levantamiento (Su distribución en el campo es mostrada en la Figura 31), bombeo por cavidades progresivas (PCP), bombeo electrosumergible (BES) y el bombeo mecánico (BM), siendo el último el más utilizado en el campo.



Figura 31. Distribución de los sistemas de levantamiento en el campo LCI

C. Medida de la producción de sólidos antes y después de la instalación del accesorio. A lo largo de la vida productiva de un pozo y mediante el uso de una tecnología en cabeza de pozo, es posible realizar un monitoreo de los sólidos presentes en el caudal de producción, validado mediante una prueba de BSW realizada en laboratorio. La tecnología mencionada consiste en la instalación de un sensor con una punta en la parte inferior para generar un contacto metal-metal

en el primer ángulo de 90 grados de la tubería de producción luego del cabezal del pozo por medio de correas o grapas. Dicho sensor nota el ruido producido por el choque de las partículas sólidas contra la pared de la tubería al momento del cambio de dirección y posteriormente cuantifica en unidades de masa/tiempo o en unidades de concentración (ppm).

A cada uno de los pozos que contaban con accesorios, les fue revisado su historial de monitoreo de sólidos, buscando evidenciar el impacto generado por la instalación del mismo. Lo anterior llevó a observar que luego de la instalación, la cantidad de sólidos en el caudal de producción era manejada por la bomba, lo que generaba un aumento en el tiempo de operación antes de la siguiente falla (*Run life*) y que además en muchos casos disminuía la concentración de partículas sólidas en el caudal de los pozos, logrando así evidenciar un buen funcionamiento de los accesorios.

Como ejemplo de lo anterior se muestran algunos pozos cuyos nombres fueron modificados por motivos de confidencialidad con la compañía Occidental Andina. (Tabla 11).

Tabla 11

Medición de sólidos antes y después de la instalación del accesorio.

Nombre del pozo	Medición de sólidos previa a la instalación del accesorio	Caudal previo a la instalación	Medición de sólidos luego de la instalación del accesorio	Caudal luego de la instalación
LCI-01	300 PPM	100 BFPD	3 PPM	200 BFPD
LCI-02	184 PPM	196 BFPD	25 PPM	196 BFPD
LCI-03	97 PPM	247 BFPD	38 PPM	914 BFPD
LCI-04	11 PPM	787 BFPD	7 PPM	470 BFPD
LCI-05	4 PPM	806 BFPD	2 PPM	817 BFPD

Nota: Tabla comparativa de la concentración de sólidos y el caudal manejado por los pozos antes y después de la instalación de los accesorios.

D. Tipo de producción de arena. La arena puede ser producida de dos formas, mediante baches o en forma continua. La producción de arena en forma de baches es mucho más crítica para los sistemas de levantamiento, debido a que llegan grandes cantidades de arena que superan la capacidad de manejo de sólidos de la bomba desencadenando fallas tempranas. Según información de Occidental Andina, la producción de arena se considera a baches cuando la diferencia entre la concentración promedio de sólidos y los diferentes picos máximos de concentración superan 80PPM. Lo anterior se puede observar en los diferentes reportes de medición de sólidos. En la figura 32 se pueden observar los dos comportamientos de producción de sólidos, para dos pozos del campo LCI.

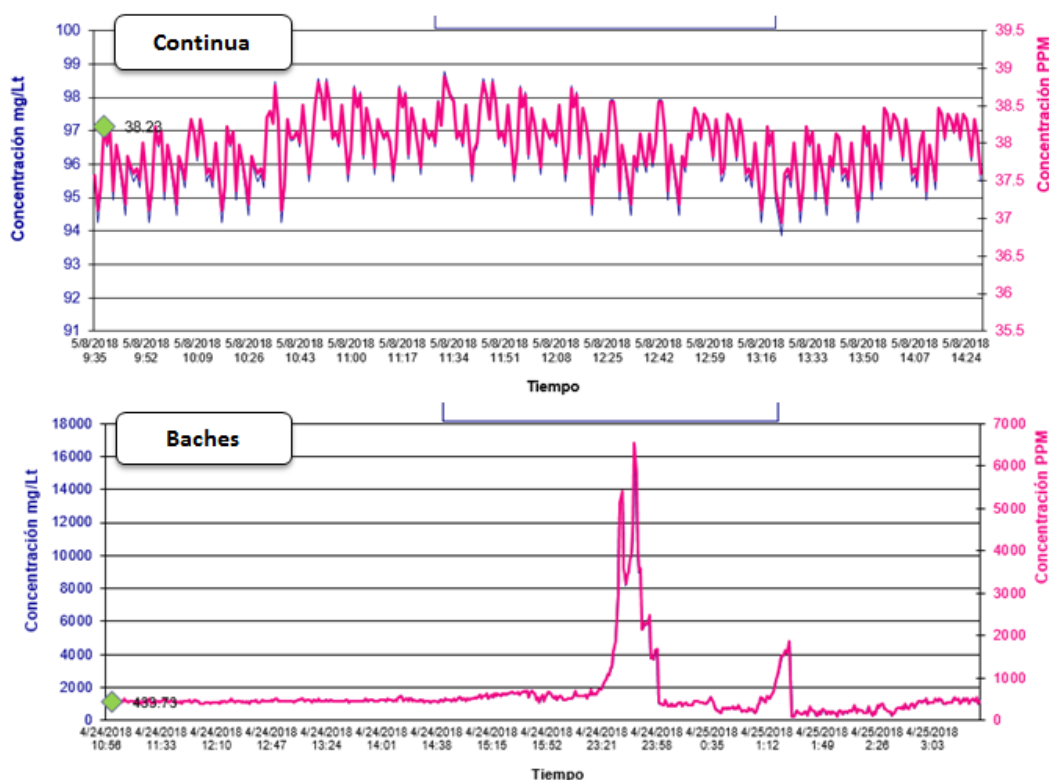


Figura 32. Representación en el reporte de medición de sólidos de la producción de arena, en forma continua y a baches. Adaptado de Occidental Andina.

E. *Run life* anterior y posterior a la instalación del accesorio. El *run life* es el tiempo que dura en operación el pozo desde el momento en que arranca o comienza su operación, hasta el momento en que falla. Para el caso de estudio, se revisó el tiempo de operación antes de ser instalado el accesorio, y cuya causa específica de falla hubiese sido la arena. Adicionalmente se revisó el tiempo de operación posterior a la instalación de un accesorio, para poder observar el impacto de dicha implementación.

Lo anterior se evidencia en la siguiente Tabla 12, en donde se muestran algunos de los pozos que fueron objeto de estudio.

Tabla 12

Run life antes y después de la instalación de los accesorios.

Nombre del pozo	Run life previo a la instalación del accesorio	Run life luego de la instalación del accesorio
LCI-06	81 días	385 días
LCI-07	216 días	329 días
LCI-08	75 días	199 días
LCI-09	124 días	264 días
LCI-10	185 días	493 días
LCI-11	71 días	379 días

Nota: tabla comparativa de la diferencia del *run life* antes y después de ser instalado el accesorio

5.1 Creación de la nueva base de datos para la metodología

Con base en los parámetros mencionados anteriormente, se generó un consolidado con el fin de buscar valores representativos para el desarrollo del árbol de decisión. Un fragmento del consolidado es mostrado en la figura 33 en donde se observan todas las variables útiles para generar lo que fue llamado tabla de criterios de falla y posteriormente la metodología.

FECHA	POZO	PROD BACH	PROD CONTI	PPM	PPM Max	ALS	BWPD	BOPD	BFPD	BSW	AREA	Fracción Partículas de entre 25 y 75 Micrones	Fracción Partículas de entre 75 y 150 Micrones	Fracción Partículas Mayores a 150 Micrones	Falló	VORTEX	TDV	SUPER PERF
05/01/2017	776		X	2,08	2,48	BM	0	83	83	0,1%	CE	36,02%	33,87%	30,11%				
25/01/2018	1008	X		22,5	192,3	BM	784	18	802	97%	CE	13,28%	37,34%	49,37%				
27/09/2017	1880		X	9,14	15,01	BM	430	0	430	100%	CE	58,18%	29,27%	12,55%		X		
15/02/2018	2513		X	7,96	14,78	PCP	480	45	525	91%	CN	26,89%	31,89%	41,22%	SI			X
19/02/2018	2513		X	11,2	11,76	PCP	480	45	525	91%	CN	41,31%	41,57%	17,12%	SI			X
21/03/2018	2513		X	1,97	4,55	PCP	718	77	795	90%	CN	44,74%	48,25%	7,02%	SI			X
13/02/2018	3919		X	1,69	7,03	PCP	637	180	817	78%	CN	67,05%	13,07%	19,89%	SI		X	X

Figura 33. Fragmento del consolidado o nueva base de datos para el desarrollo de la metodología.

La tabla 13 que representa la “Tabla de criterios de falla” es un resumen de las condiciones operativas de los pozos antes de la falla a causa de arena y antes de ser instalados los accesorios, es decir, en esta se puede observar de forma organizada y fácil de entender, la concentración de arena asociada al tipo de producción de sólidos por áreas y por sistemas de levantamiento antes de la falla. De igual forma se hacen algunos comentarios, justificando el motivo por el cual, algunas variables no se tienen en cuenta en la metodología.

Posteriormente se hizo un análisis de los pozos en los cuales fueron instalados los accesorios, encontrando resultados muy positivos, en donde se logró un aumento en el *run life* del 67% de los pozos en los que se instaló *Superperf*, al igual que en el 63% de los pozos en donde se instalaron Separadores tipo *Vortex* (el 25% estaban trabajando aún), y por último, en donde se instalaron las TDV el 100% de los casos fue exitoso, sin embargo de este accesorio solo se realizó el análisis de la efectividad al momento de las paradas de los pozos y aunque se recomienda, no se logró abundar en su análisis debido a que solo se encuentra instalado en 3 pozos.

Tabla 13

Criterios de falla.

Criterios de Falla por arena basados en la experiencia			
Consideraciones			
IS e IC, no entran a formar parte del análisis crítico, de igual forma las PCP en CE e INFANTAS no serán motivo de análisis debido a la baja cantidad de fallas presentadas.			
CIRA NORTE			
Continuo	BM	50 PPM	
	PCP	70 PPM	
	ESP	50 PPM	
Baches	BM	150 PPM	700 PPM Máx.
	PCP	200 PPM	700 PPM Máx.
	ESP	150 PPM	600 PPM Máx.
CIRA SUR			
Continuo	BM	50 PPM	
	PCP	60 PPM	
	ESP	40 PPM	
Baches	BM	40 PPM	136 PPM Máx.
	PCP	150 PPM	600 PPM Máx.
	ESP	100 PPM	600 PPM Máx.
CIRA ESTE			
Continuo	BM	50 PPM	
	PCP		No se tiene data
	ESP		No fallaron ESP, por arena
Baches	BM	90 PPM	400 PPM Máx.
	PCP		No se tiene data
	ESP		No fallaron ESP, por arena
INFA NORTE			
Continuo	BM	50 PPM	
	PCP		No se tiene data
	ESP		No fallaron ESP, por arena
Baches	BM	80 PPM	150 PPM Máx.
	PCP		No se tiene data
	ESP		No fallaron ESP, por arena

Nota: Resumen de las condiciones operativas a las cuáles estaban funcionando los pozos antes de fallar cuando aún no tenían instalados los accesorios.

Por último, se seleccionaron los pozos en los cuales su *run life* superaba al anterior y superaba los 300 días. Con esa selección se logró crear un árbol de decisión agrupando en las variables mostradas en la Figura 34, que corresponde al esquema general de la ruta de decisión. En el Apéndice 1 se puede observar el árbol de decisión de forma específica y listo para ser implementado en el campo.

Adicionalmente se creó una herramienta informática para visualización de las medidas de sólidos realizadas a cada pozo del campo, haciendo uso de un programa llamado “*Spotfire*”. Dicho programa es alimentado por una base de datos llamada “Medición de sólidos”, actualizada de manera periódica por los ingenieros de campo, esta base es mostrada en la figura 35. y la representación gráfica se muestra en la figura 36.

Toda la información se relacionada mediante el programa, con coordenada reales, lo que permite ver el pozo en la ubicación exacta en el mapa. Adicionalmente permite hacer un análisis por zonas, o grupo de pozos, de las variables cargadas a lo largo del tiempo, ayudando en la toma de decisiones en cuanto a lo que el diseño del sistema de levantamiento implica, a la hora de realizar completamientos iniciales, o cuando se quiere tener un estimado para pozos en los cuales no se tienen medidas de la producción de sólidos.



Figura 34. Variables agrupadas para generar la metodología.

POZO	BACHES	CONTIN	PPM	PPM Max	ALS	BWPD	BOPD	BFPD	Fracción Partículas de entre 25 y 75 Micrones	Fracción Partículas de entre 75 y 150 Micrones	Fracción Partículas Mayores a 150 Micrones
3057		X	10,64	27,21	BM	1056	36	1092	47,82%	23,49%	28,69%
2552		X	34,88	60,12	BM	851	6	857	44,44%	32,67%	22,89%
2103		X	4,78	6,4	BM	0	12	12	42,81%	37,61%	19,57%
2251		X	8,51	11,53	BM	777	32	809	59,93%	34,04%	6,03%
2970		X	19,03	50,46	ESP	945,18	116,8	1062	15,77%	28,93%	55,29%
2296		X	1,52	3,06	BM	836	70	906	59,29%	27,06%	12,86%

Figura 35. Fragmento de la base de datos “Medición de sólidos”.

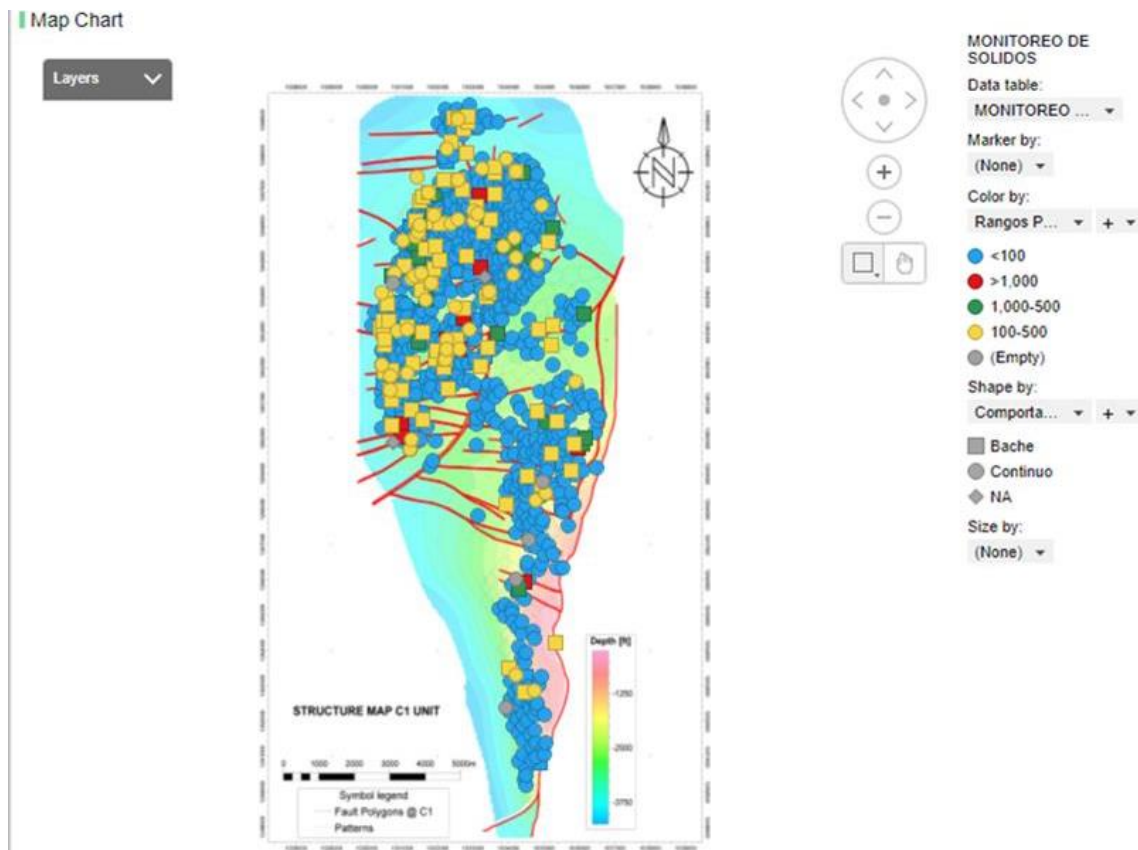


Figura 36. Información graficada en Spotfire.

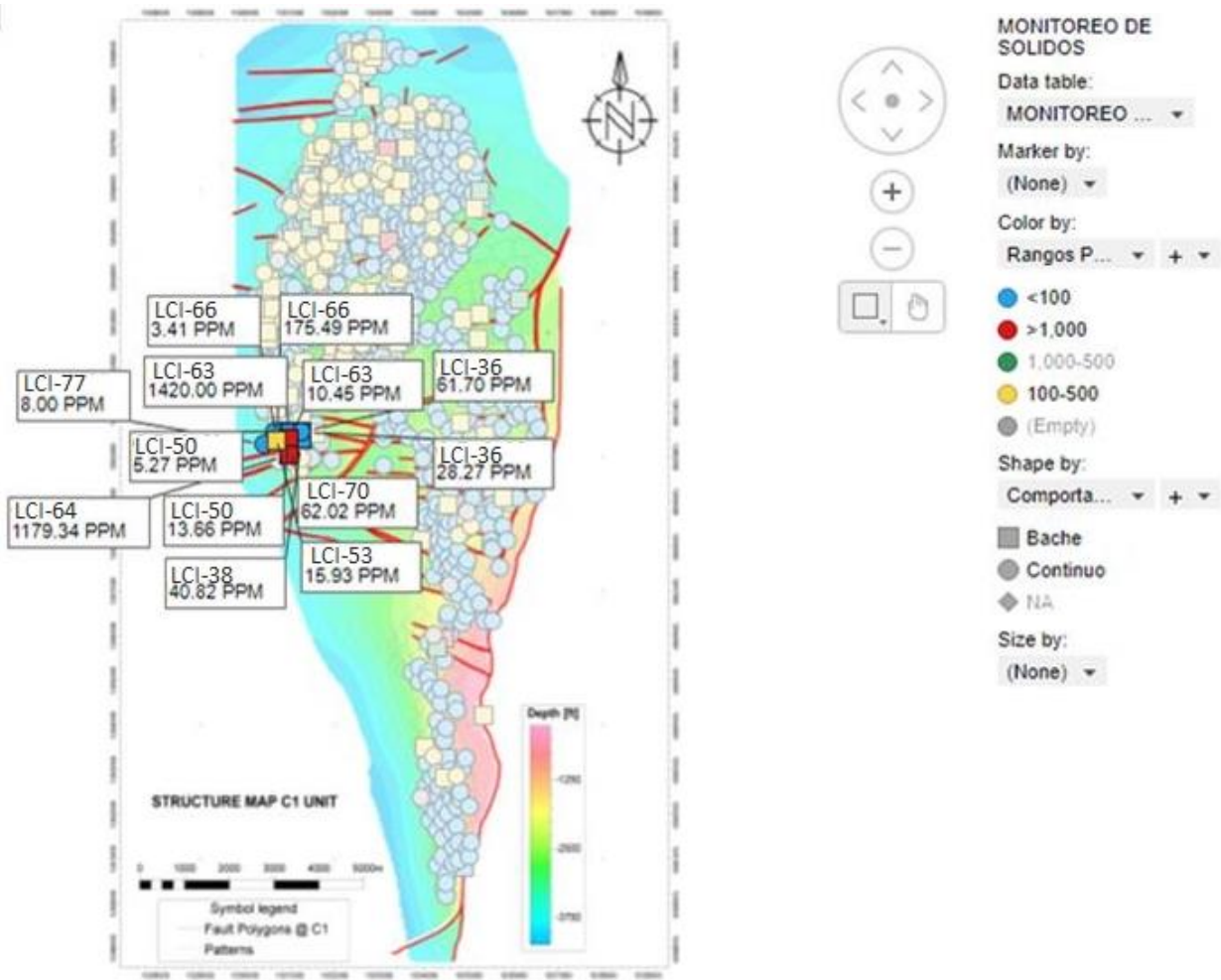


Figura 37. Despliegue de características principales de los pozos seleccionados

En la figura 37 se muestra una función del programa desarrollado en *Spotfire*, el cual nos permite seleccionar sobre el mapa, así como en la tabla base, algunos pozos desplegando las características más relevantes o de mayor importancia que fueron configuradas al momento del desarrollo del mismo; para este caso, se muestra la concentración promedio en PPM de sólidos presentes en el caudal de fluido. Una vez seleccionados los pozos se generan las gráficas que se presentan al lado derecho de la figura 38, en donde se puede evidenciar otras características como ALS, concentración clasificada por rangos y el área operativa de los pozos seleccionados, mostrando de forma organizada la información básica de los pozos de interés.

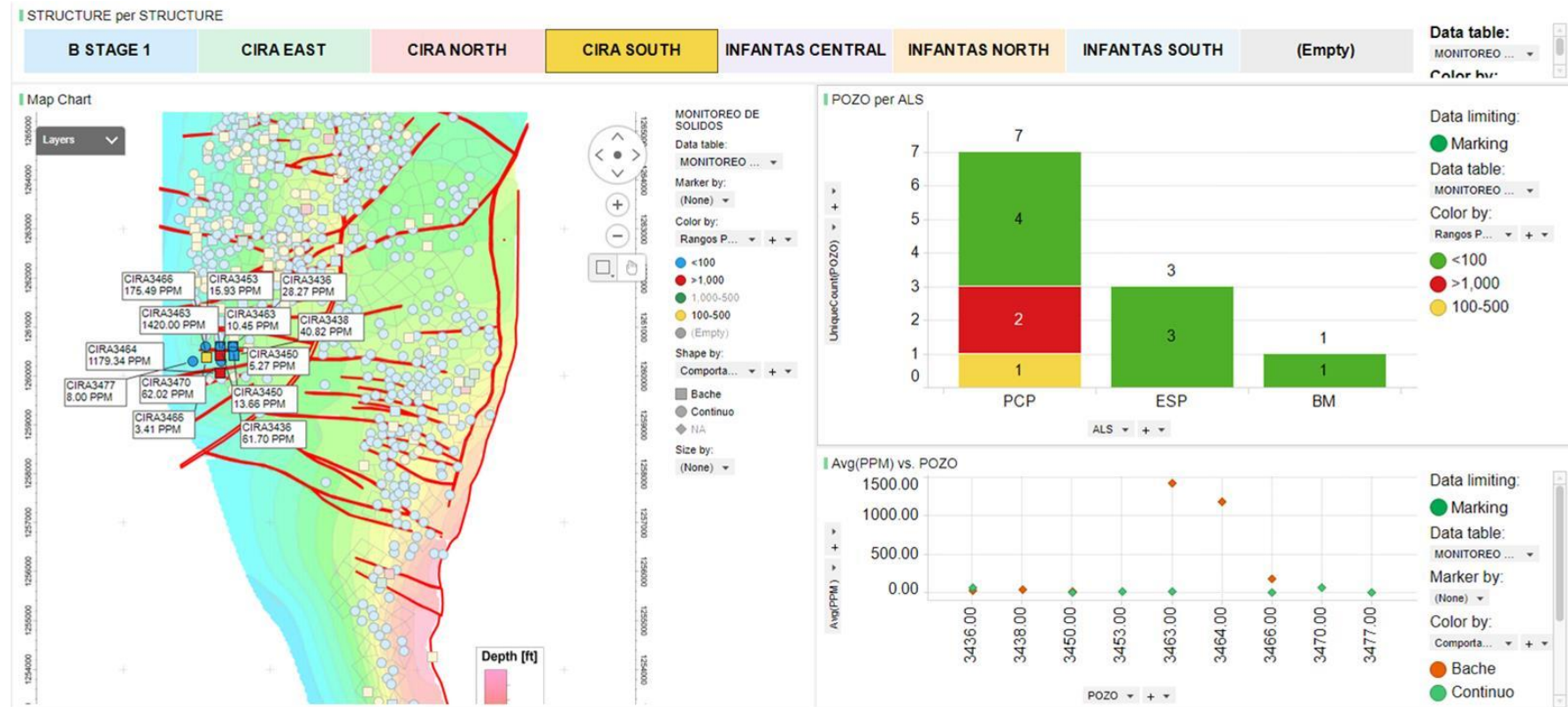


Figura 38. Despliegue y características complementarias de los pozos seleccionados

6. Aplicación de la Metodología

Para mostrar la aplicación de la metodología, se buscaron los pozos fallados a causa de arena en los últimos meses del año 2018, luego fueron seleccionados los 4 pozos que fallaron en menos tiempo, con el fin de verificar si cumplían con los parámetros de la metodología propuesta y se recomendó la instalación de accesorios con el fin de aumentar el *run life* y mostrar la efectividad de la misma, de igual forma se hizo una recomendación para un completamiento inicial. Dichos pozos con los resultados actuales son descritos a continuación.

6.1 LCI-12 IC - Cira Sur

- Comportamiento histórico de fallas. El pozo tiene un potencial cercano a 80 BFPD, no cuenta con fallas a la fecha, y fue completado el 07 de octubre de 2018 como bombeo mecánico (Figura 39). En el diseño inicial se incluyó el uso de un Separador Vortex luego de una revisión de pozos cercanos y una validación con la metodología.

Well	ALS Type	Run Number	Failure Reason	Failure Depth (ft)	Installation Date	Failure Date	RunLife Equipo	RunLife Range
LCI-12	BEAM	1			07-oct-18		119	>90-180

Figura 39. Comportamiento histórico pozo LCI-12. Adaptado de Occidental Andina.

La revisión de los pozos vecinos se hizo con la herramienta creada en *Spotfire*, donde se realizó un promedio de concentración de los pozos cercanos, buscando predecir el comportamiento de producción de sólidos del pozo nuevo y cuyos resultados se muestran en la Figura 40.

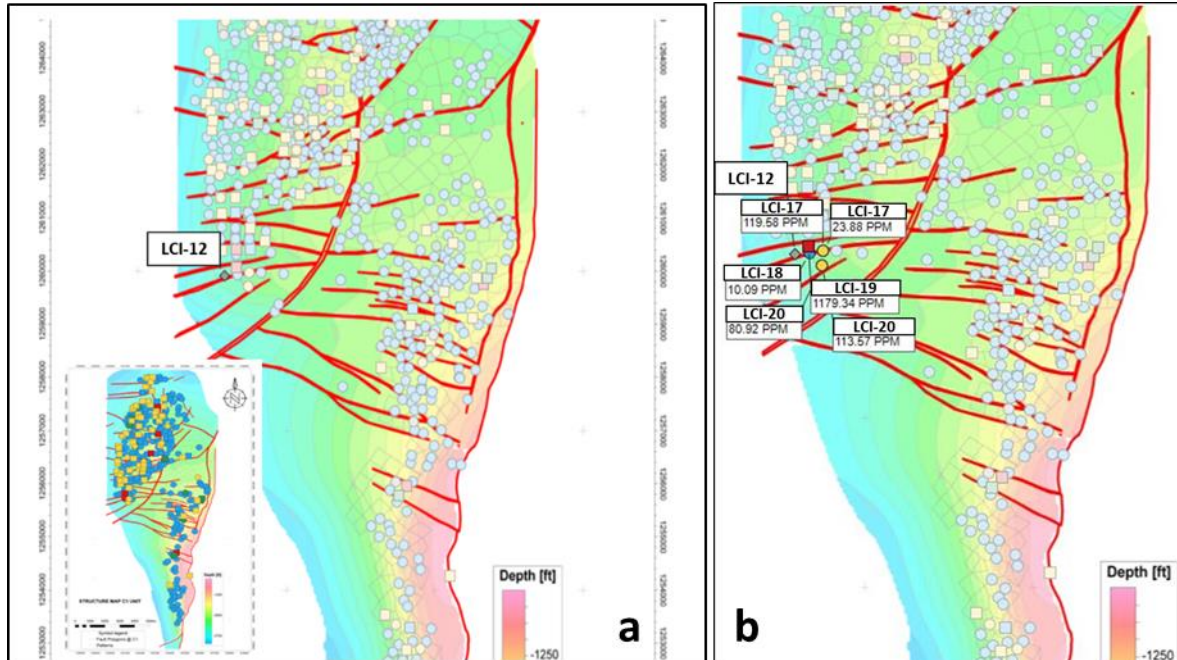


Figura 40. a) Ubicación del pozo LCI-12 en el campo LCI. b) Concentración y tipo de producción de sólidos pozos vecinos a LCI-12.

- Tipo de producción de arena esperada. Como se puede observar en la tabla 14. en los pozos vecinos predomina la producción de sólidos de forma continua, por tal motivo se espera que para el pozo LCI-12 sea la misma. De igual forma al observar la tabla 13 llamada criterios de falla, se observa que para el área de Cira Sur, los pozos fallaban aproximadamente a 50 PPM, por tal motivo se puede predecir que para la concentración de sólidos esperada del pozo, se tendrán problemas y es una justificación adicional para el uso de un accesorio, que como se muestra en la Figura 41 es recomendable un separador *vortex*.

- Concentración promedio de sólidos esperada. Según lo observado lo observado en la tabla 14 se espera una concentración entre 60-70 PPM

Tabla 14

Condiciones de los pozos vecinos

Pozo	Tipo de producción de sólidos	Concentración (PPM)
LCI-17	Continua	72
LCI-18	Continua	10
LCI-19	Baches	1100 Máx.
LCI-20	Continua	98
LCI-12	Continua	60-70

Nota: Información de los pozos vecinos del pozo en estudio arrojada por la herramienta creada en *spotfire*

- Resultados. El pozo actualmente se encuentra en operación y a pesar de tener una concentración de sólidos relativamente alta para el tipo de producción de sólidos en el caudal de producción, no ha fallado, completando a la fecha 120 días de *runtime*.

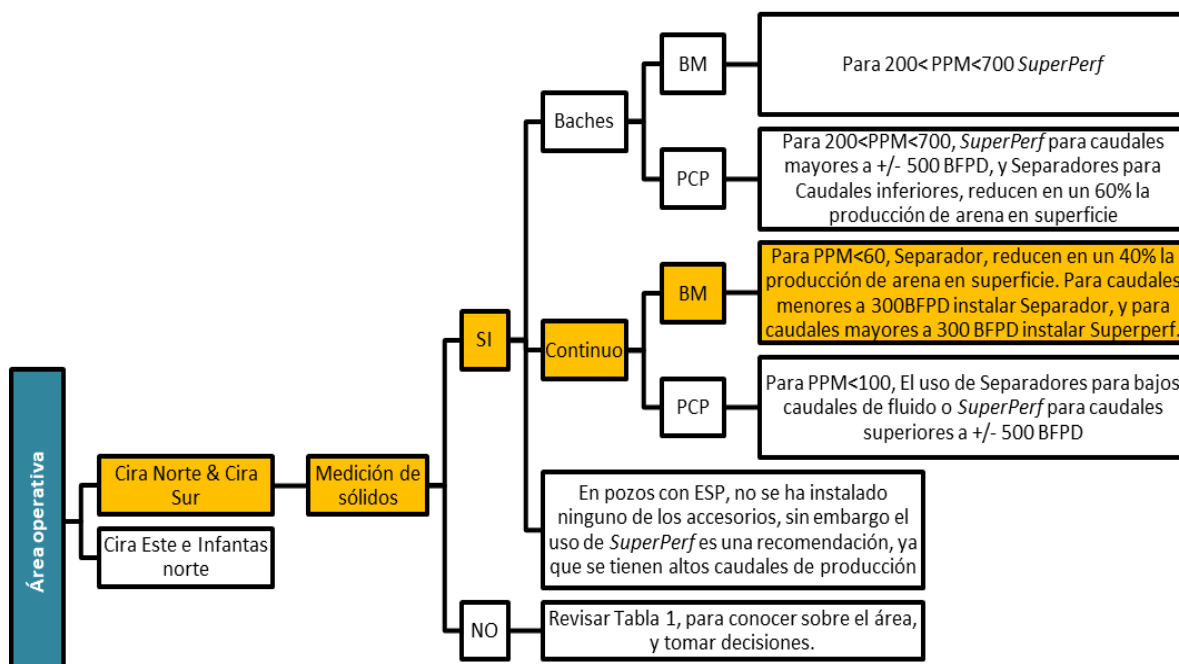


Figura 41. Ruta utilizada para la recomendación del uso de separador tipo vortex

6.2 LCI-13 - Cira Sur

- Comportamiento histórico de fallas. En la Figura 42 se puede observar que el pozo presenta problemas de arena ya que tiene dos intervenciones por *Clean-out* y una para *Flushing*, además todas las fallas con *Runlife* menor a 90 días.

Well	ALS Type	Run Number	Failure Classification	Rig	Failure Detail	Installation Date	Failure Date	Pulling Date	RunLife Equipo	Run Life Range
LCI-13	BEAM	1	No Failure	Rigless	Resize ALS System	14-Jun-18	24-Aug-18	25-Aug-18	71	< 90
LCI-13	BEAM	2	Failure Non-ALS	Rig	Clean-out	26-Aug-18	10-Sep-18	26-Sep-18	15	< 90
LCI-13	BEAM	3	Failure Non-ALS	Rig	Clean-out	27-Sep-18	22-Dec-18	27-Dec-18	86	< 90
LCI-13	BEAM	3.1	No Failure	Rigless	Flushing		20-Dec-18			
LCI-13	BEAM	4				28-Dec-18			37	< 90

Figura 42. Comportamiento histórico de fallas LCI-13. Adaptado de Occidental Andina.

- Comportamiento de producción de sólidos. Como se observa en la Figura 43 el pozo produce en promedio 138 PPM, bajo un régimen de producción continuo. Para llegar a la recomendación se utilizó el mismo procedimiento descrito en el pozo LCI-12 IC.

POZO	ALS	FORMACIÓN	Fecha de Monitoreo	BWPD	BOPD	BFPD	BSW	Concentración promedio de partículas por Ultrasonido PPM másico	Concentración máxima de partículas por Ultrasonido PPM másico	Fracción partículas de entre 25 y 75 micrones	Fracción partículas de entre 75 y 150 micrones	Fracción de partículas mayores a 150 micrones
LC-13	BM	MUGROSA C	01/08/2018	123	76	198.8	61.67%	116	116.1	36.27%	39.03%	24.59%
LC-13	BM	MUGROSA C	04/10/2018	300	122	422	71.07%	159.63	159.7	6.61%	24.64%	68.75%

Figura 43. Comportamiento de producción de sólidos LCI-13. Adaptado de Occidental Andina

- Comportamiento histórico de producción. El pozo LCI-13 es un pozo considerable para el campo la Cira Infantas, ya que actualmente está entregando 100 BOPD aproximadamente (Figura 44).

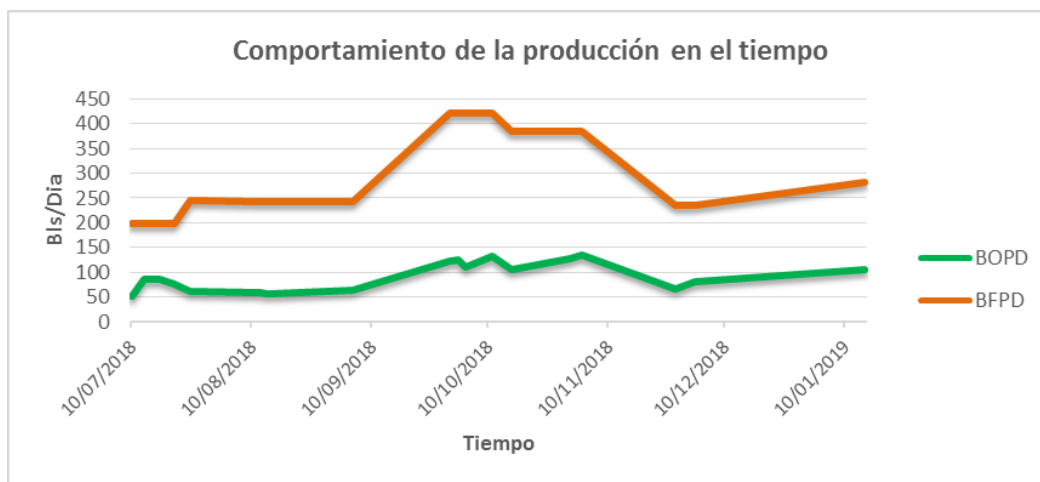


Figura 44. Comportamiento de producción LCI-13

- Resultados. En la falla presentada el 10 de septiembre de 2018, se instaló una *Superperf* logrando aumentar el *runlife* de 15 a 86 días. Motivo por el cual, luego de la falla presentada el 22 de diciembre de 2018, se volvió a bajar la sarta con otra *Superperf*, y es un pozo que a la fecha se encuentra en operación.

6.3 LCI-14 - Cira Norte

- Comportamiento histórico de fallas. El pozo LCI-14 es un pozo al cual se le hizo un *Flushing* el 10 de Abril de 2018, buscando minimizar el riesgo de daño por causa de arena, sin embargo el 21 de junio de 2018 falla, es intervenido y vuelve a fallar el 19 de septiembre, momento en el cual se instala una *Superperf* luego de revisar pozos vecinos, ya que este no cuenta con una medida de sólidos y es un pozo que a la fecha no ha fallado y tiene 131 días en operación (Figura 45).

Well	ALS Type	Run Number	Rig	Failure Detail	Failure Detail (ft)	Intallation Date	Failure Date	Pulling Date	RunLife Equipo	RunLife Range
LCI-14	PCP	1	Rig	Rod String	2200	26-sep-17	09-jun-18	21-jun-18	256	180-365
LCI-14	PCP	1.1	Rigless	Flushing			10-April-18			
LCI-14	PCP	2	Rig	Resize ALS System		22-jun-18	19-sep-18	24-sep-18	89	<90
LCI-14	PCP	3				25-sep-18			131	>90-180

Figura 45. Comportamiento histórico de fallas LCI-14. Adaptado de Occidental Andina.

- Comportamiento histórico de producción. (ver figura 46).

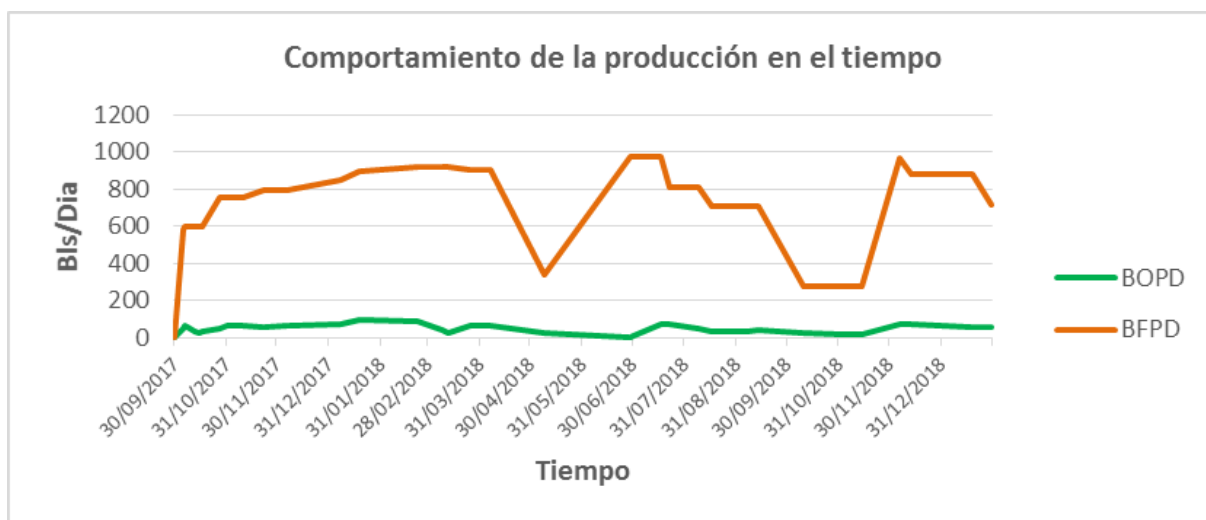


Figura 46. Comportamiento de producción LCI-14

- Resultados. Como se mencionaba en la descripción del comportamiento histórico, el 19 de septiembre de 2018 el pozo falla, en ese momento se instala una *Superperf*, luego de revisar pozos vecinos, ya que no cuenta con una medida de sólidos (dicha recomendación de instalación del accesorio se hizo bajo el mismo procedimiento descrito en el pozo LCI-12 IC), es un pozo que a la fecha no ha fallado y tiene 131 días en operación.

6.4 LCI-15 - Cira Sur

- Comportamiento histórico de fallas. El pozo LCI-15 es un pozo que presentaba problemas a causa de arena desde octubre del 2018, tanto así que sin importar el *Flushing* realizado el día 11 de octubre falló con tan solo 6 días en operación, motivo por el cual se decide revisar las condiciones operativas e instalar un separador tipo *vortex*, logrando llevar el pozo a 92 días en operación. Luego de volver a fallar se instala nuevamente el separador *vortex* y el pozo a la fecha sigue operando con normalidad. (Figura 47).

Well	ALS Type	Run Number	Failure Classification	Rig	Failure Detail	Failure Depth (ft)	Installation Date	Failure Date	Pulling Date	RunLife Equipo
LCI-15	BEAM	1	Failure ALS	Rig	Tubing String		10-nov-11	06-feb-13	20-feb-13	454
LCI-15	BEAM	2	Failure Non-ALS	Rig	Clean-out		02-ene-00	03-may-14	20-Aug-14	436
LCI-15	BEAM	3	Failure ALS	Rig	Rod String		21-Aug-14	1-Aug-15	5-Dec-15	345
LCI-15	BEAM	4	Failure ALS	Rigless	Rod String	1940	6-Dec-15	12-mar-16	5-Jan-17	97
LCI-15	BEAM	5	No Failure	Rig	Change/Modify Producing Zone		6-Jan-17	28-sep-18	06-oct-18	630
LCI-15	BEAM	6	Failure ALS	Rig	Beam Pump		07-oct-18	13-oct-18	17-oct-18	6
LCI-15	BEAM	6.1	No Failure	Rigless	Flushing			11-oct-18		
LCI-15	BEAM	7	Failure ALS	Rig	Beam Pump		18-oct-18	18-Jan-19	21-Jan-19	92
LCI-15	BEAM	8					22-Jan-19			20

Figura 47. Comportamiento histórico de fallas LCI-15. Adaptado de Occidental Andina.

- Comportamiento histórico de producción (ver figura 48).

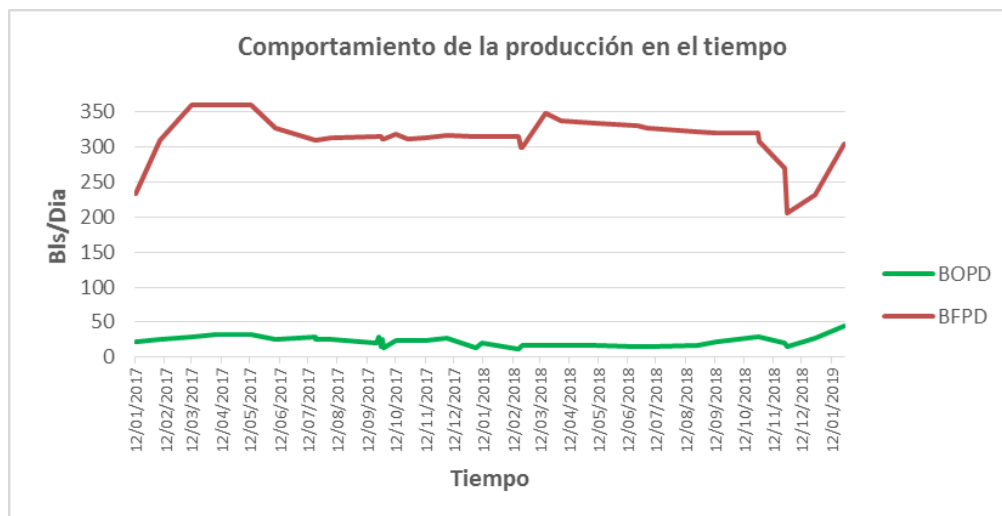


Figura 48. Comportamiento de producción LCI-15.

- Resultados. El pozo LCI-15 no cuenta con medición de sólidos, sin embargo, haciendo uso de la herramienta *Spotfire* y la tabla de criterios de falla, se logra aplicar la metodología (bajo el mismo procedimiento del pozo LCI-12 IC) y se instala el 18 de octubre de 2018 un separador Vortex, logrando aumentar el tiempo de operación de 6 a 92 días. Luego de volver a fallar se instala nuevamente el separador *vortex* y el pozo a la fecha sigue operando con normalidad

6.5 LCI-16

- Comportamiento histórico de fallas. El pozo LCI-16 es un pozo que presenta problemas a causa de arena, tanto así que fue necesario intervenir en 3 ocasiones para hacer *Flushing*, y solo hasta la intervención del 19 de enero de 2019 se decide bajar un separador *vortex*, por el momento el pozo se encuentra en operación y no ha sido necesario ninguna intervención de *Flushing*. (Figura 49).

Well	ALS Type	Run Number	Failure Classification	Rig	Failure Detail	Failure Reason	Installation Date	Failure Date	Pullig Date	RunLife Equipo
LCI-16	PCP	1	Failure Non-ALS	Rig	Clean-out	Non Equipment Failure	24-Aug-18	43351	43364	15
LCI-16	PCP	11	No Failure	Rigless	Flushing	Non Equipment Failure		27-Aug-18		
LCI-16	PCP	12	No Failure	Rigless	Flushing	Non Equipment Failure		31-Aug-18		
LCI-16	PCP	13	No Failure	Rigless	Flushing	Non Equipment Failure		03-sep-18		
LCI-16	PCP	14	No Failure	Rigless	Resize ALS System	Non Equipment Failure		08-sep-18		
LCI-16	PCP	2					22-sep-18	12-Jan-19		112
LCI-16	PCP	3					19-Jan-19			23

Figura 49. Comportamiento histórico de fallas LCI-16. Adaptado de Occidental Andina.

- Medición de sólidos (ver figura 50).

POZO	ALS	AREA	FORMACIÓN	Fecha de Monitoreo	BWPD	BOPD	BFPD	BSW	Concentración promedio de partículas por Ultrasonido PPM másico	Concentración máxima de partículas por Ultrasonido PPM másico	Fracción partículas de entre 25 y 75 micrones	Fracción partículas de entre 75 y 150 micrones	Fracción de partículas mayores a 150 micrones
LCI-16	PCP	CIRA NORTE	MUGROSA C	MUGROSA C	30/08/2018	211	29	88.00%	156.19	163.22	12.56%	32.10%	55.34%

Figura 50. Comportamiento de producción de sólidos LCI-16. Adaptado de Occidental Andina

- Comportamiento histórico de producción (ver figura 51).

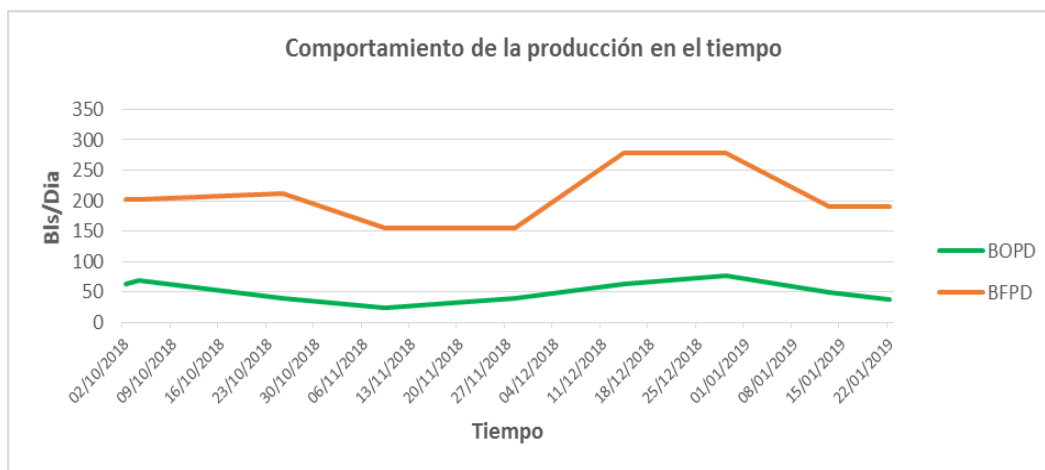


Figura 51. Comportamiento de producción LCI-16.

- Resultados. Como fue descrito en la descripción del comportamiento histórico de fallas, el pozo aún se encuentra en operación, el accesorio fue instalado hace 23 días, es un pozo que presenta alta concentración de sólidos en su caudal de producción, (la recomendación de instalación fue realizada mediante el procedimiento descrito en el pozo LCI-12 IC), y sin embargo, no ha sido necesario intervenir el pozo para realizar *Flushing*, lo cual es indicio del buen funcionamiento del accesorio y eso se ve reflejado en una reducción en los costos de intervención.

7. Conclusiones

Basados en la recopilación y análisis de fallas comprendidos entre los años 2016 y 2017, se logra afirmar una hipótesis sentada en el campo LCI, en donde los pozos con BM tienden a fallar con mayor facilidad a causa de arena, y los pozos PCP tienden a ser más resistentes, lo cual se ve reflejado en el *run life*. Por tal motivo es recomendable evaluar la instalación de accesorios, principalmente en las zonas críticas del campo (Cira Sur y Cira Norte) haciendo uso de la medida de sólidos del caudal y la comparación con pozos vecinos, con el fin de disminuir el índice de falla a causa de la arena y por ende generar un ahorro en operaciones de mantenimiento.

La organización y agrupamiento de la data recopilada permitió crear un consolidado de las condiciones asociadas a la producción de arena a las cuales los pozos del campo LCI estaban fallando. Lo anterior tiene gran relevancia debido a que fue la base para desarrollar una idea de la distribución de producción de sólidos en el campo e identificar las zonas críticas, esto respaldado y confirmado con bases de datos llevadas por el área de operaciones de Occidental Andina.

La creación e implementación de la metodología desarrollada a partir de la experiencia, ha causado un impacto positivo evidenciado gracias a la disminución de alrededor de un 25% del índice de falla relacionado a problemas de arena que se puede corroborar en el aumento del *run life* en más de 300 días de algunos pozos del campo la Cira-Infantas, lo cual a su vez ha generado una disminución en la cantidad de intervenciones requeridas asociadas a ese tipo de problemas como *Flushing*, *Pulsing* o lavado a las bombas en el subsuelo, logrando así un ahorro que a corto plazo es considerable en materia de costos del área de operaciones y subsuelo.

El diámetro del revestimiento de los pozos de producción limita las dimensiones con las que pueden ser diseñados los accesorios a instalar en fondo y como consecuencia se afectan los

volúmenes de fluido que pueden ser manejados. Para un mismo tamaño de casing, los caudales manejados por el Separador *Vortex* son más bajos que los que puede manejar la *Superperf*, debido principalmente a que el tamaño de las hélices está directamente relacionado con el rango de tasa de flujo que puede manejar la herramienta y está limitado no sólo por el casing sino también por el diámetro del tubing utilizado. Para el caso puntual de la Cira-Infantas se evidenció que los Separadores *Vortex* tienen un mejor desempeño en caudales que no superen los 500 BFPD para sistemas PCP y 300 BFPD para bombeo mecánico, y para valores superiores es más apropiado usar la *Superperf*. Cabe resaltar que la decisión final del tipo de accesorio a instalar no sólo depende del caudal sino de otros parámetros como como concentración y tipo de producción de sólidos, ALS, y zona operativa.

La comparación entre las medidas de sólidos en superficie antes y después de instalados los accesorios de fondo, permite afirmar que en promedio la implementación del Separador *Vortex* logra reducir la producción de arena y demás partículas sólidas en superficie entre 35 y 40%. Lo anterior es favorable debido a que prolonga el tiempo en que las líneas permanecen en condiciones operativas evitando que se ensucien más rápidamente, y lo que al final se traduce en una disminución de costos de mantenimiento.

8. Recomendaciones

Se recomienda realizar un estudio más detallado de los impactos del caudal de producción de los pozos sobre el funcionamiento de las herramientas, para que junto con las recomendaciones iniciales del fabricante se permita establecer cuáles son las mejores opciones para determinados rangos de caudal y así complementar el árbol de decisión con este nuevo dato de entrada.

Teniendo en cuenta que según los fabricantes las herramientas pueden tener un mejor desempeño dadas ciertas condiciones de operación, se recomienda incluir en el análisis de datos la granulometría de los pozos para lograr definir el accesorio más adecuado para cada tipo de grano según la experiencia en el campo y así se mejore la efectividad de la metodología de selección.

Dado que el accesorio TDV había sido implementado en muy pocos pozos en el momento de la realización del estudio presentado, se recomienda más adelante ampliar la información experimental recopilada del mismo para establecer las condiciones óptimas a las que opera y así permitir que sea agregado al árbol de decisión entre las recomendaciones que este genera.

Considerando que la metodología está basada en información experimental y que los parámetros tenidos en cuenta para el desarrollo de la misma se consideran los más influyentes, se recomienda recopilar y analizar la data de otro campo colombiano en el que se hayan implementado los accesorios con el fin de generar un nuevo árbol de decisión que sea aplicable a dicho campo y que permita optimizar del mismo modo el funcionamiento de las herramientas.

Referencias Bibliográficas

- Abass, H. H., Nasr-El-Din, H. A., Bataweel, M. H. (2002). Sand Control: Sand Characterization, Failure Mechanisms, and Completion Methods. SPE-77686
- Acock, A., Orouke, T., Shirmboh, D., Alexander, J., Andersen, G., Kaneko, T.,...Twynam, A. (2004). Métodos prácticos de manejo de la producción de arena. *Oilfield Review*, Vol16(1), 10-29. Recuperado de https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/sum04/p10_29.pdf
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2012). *Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos*. Recuperado de <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf>
- Al-Awad, M.N.J. (2001). The Mechanism of Sand Production Caused by Pore Pressure Fluctuations. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 56, No. 4, pp. 339-345. Recuperado de https://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/pdf/2001/04/al-awad_v56n4.pdf
- Amao (2014). Electrical Submersible Pumping (ESP) Systems. Recuperado de <https://www.coursehero.com/file/26798652/4-electricalsubmersiblepumpspdf/>
- Armenta, A. M., y Niño, M. A. (2018). *Evaluación Técnico Financiera Del Empaquetamiento Revestido Con Grava Para El Control De Arena Del Pozo T1 Del Campo La Cira Infantas*. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., y Martínez J. F. (2007). *Colombian sedimentary basins*. Bogotá, Colombia: ANH and B&M Exploration Ltda. Recuperado de

http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf

Carlson, J., Gurley, D., King, G., Price, C., y Waters, F. (1992). Sand control: Why and how. Oilfield Review, Vol.4(4), 41-53. Recuperado de https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/1092/p41_53.pdf

Carpenter, C. (2015). Integrated Approach to Sand Management in Mature-Field Operations. Journal of Petroleum Technology, Vol.67(10), 97-98. Doi: <https://doi.org/10.2118/1015-0097-JPT>

Cepeda, F. A., y Grimaldos, F. A. (2015). *Propuesta Metodológica Para La Selección De Válvulas Reguladoras De Flujo En Pozos Inyectores Usando Análisis Nodal*. (Tesis de maestría). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

Chan, K. S., Chong, D., Masoudi, R., Othman, M. B., y Salami, N. (2013). Production integrated Sand Control Benchmark for field development. IPTC-16449.

CSF Inox. (2014). Use and maintenance manual: Progressive Cavity Pumps. Recuperado de <http://www.alflow.dk/Files/Files/eCom/csf/manual-mae-en.pdf>

Dabrowski, A., Guelfo, T., y Sierra, T. (2017). *Uso y Aplicaciones de Equipos “Pump Off Controller” en Bombeo Mecánico*. (Tesis de posgrado). Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Buenos Aires, Argentina.

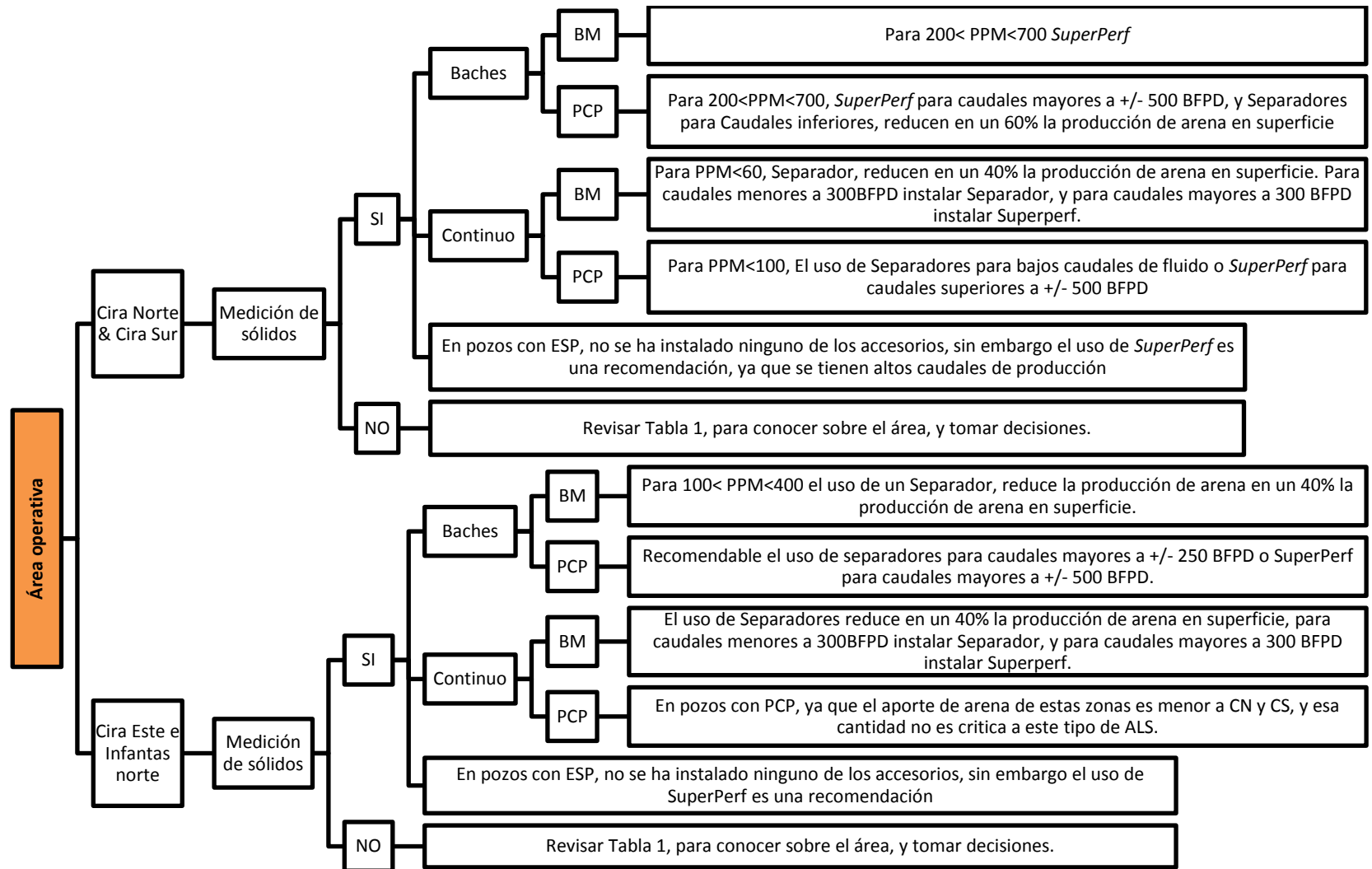
Det Norske Veritas (DNVGL). (2015). Managing sand production and erosion. Recommended practice. DNVGL-RP-O501. Recuperado de <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/dnvgl/RP/2015-08/DNVGL-RP-O501.pdf>

- Domínguez, I. D., y Contreras, D. F. (2016). *Propuesta metodológica para la selección de filtros para control de sólidos en pozos de bombeo mecánico en La Cira-Infantas*. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Escobar, F. H. (2008). *Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos*. Neiva, Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana.
- Essam, I., y Wally, A. (2007). Effect of Water Injection on Sand Production Associated With Oil Production in Sandstone Reservoirs. IADC 108297.
- Forest, C. (2014). EE.UU. Patente No. US 8,881,803 B1. Estados Unidos.
- Ghareeb, M., y Greer, B. (2011). Challenges in Selection and Design the Beam Pumped Well Completions. *Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition*. SPE/IADC, Muscat, Oman.
- Hirschfeldt, M. (2008). *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas*. PCPump-Handbook Versión 2008V1. Recuperado de <http://www.oilproduction.net/files/PCPump-Handbook-2008V1.pdf>
- Isehunwa, S., y Farotade, A. (2010). Sand Failure Mechanism and Sanding Parameters in Niger Delta Oil Reservoirs. *International Journal of Engineering Science and Technology*, Vol. 2(5), 777-782. Recuperado de <https://www.researchgate.net/publication/50273851>
- Jaimes, M. G., Quintero, Y. A., y Martin, D. P. (2014). *A Review at The Problem Of Sanding In Colombia: Evolution And Cases Of Evaluation For Sand Exclusion And Management Alternatives*. SPE-169259.
- Morales, V. A., Ramírez, L. K., Garnica, S. V., Rueda, L. A., Gómez, V., Gómez, A.,... Shook, M. (2018). *Inter Well Tracer Test Results in the Mature Oild Fild La Cira Infantas*. SPE-190315

- Muñoz, L., Santamaria, S. (2016). *Evaluación de los métodos de control de arena implementados en La Cira-Infantas*. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Ospino, E. J. y Badillo, D. C. (2010). *Estudio Técnico Económico De La Aplicación Del Sistema Del Sistema De Levantamiento Dynapump En Un Campo De Producción De Petróleo*. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Oyeneyin, B. (2015). *Integrated Sand Management For Effective Hydrocarbon Flow Assurance*. Oxford, Reino Unido: ELSEVIER SCIENCE & TECHNOLOGY.
- Prieto, M. E., Mantilla, J., Owens, B. K., Lobo, A., y Fernández, F. (2009). *Redevelopment Progress for Colombia's La Cira-Infantas Field. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. SPE, Cartagena, Colombia.
- Wu, B., Tan, C. P., y Lu, N. (2006). *Effect of water cut on sand production – An experimental study*. SPE-92715

Apéndices

Apéndice A. Ruta de Decisión



Apéndice B. Criterios de Falla por Arena Basados en la Experiencia

Tabla 1			
Criterios de Falla por arena, basados en la experiencia			
Consideraciones			
IS e IC, no entran a formar parte del análisis crítico, de igual forma las PCP en CE e INFANTAS no serán motivo de análisis debido a la baja cantidad de fallas presentadas.			
CIRA NORTE			
Continuo	BM	50 PPM	
	PCP	70 PPM	
	ESP	50 PPM	
Baches	BM	200 PPM	700 PPM Máx
	PCP	300 PPM	700 PPM Máx
	ESP	200 PPM	600 PPM Máx
CIRA SUR			
Continuo	BM	40 PPM	
	PCP	60 PPM	
	ESP	40 PPM	
Baches	BM	40 PPM	136 PPM Máx
	PCP	150 PPM	600 PPM Máx
	ESP	100 PPM	600 PPM Máx
CIRA ESTE			
Continuo	BM	50 PPM	
	PCP		No se tiene data
	ESP		No fallaron ESP, por arena
Baches	BM	90 PPM	400 PPM Máx
	PCP		No se tiene data
	ESP		No fallaron ESP, por arena
INFA NORTE			
Continuo	BM	50 PPM	
	PCP		No se tiene data
	ESP		No fallaron ESP, por arena
Baches	BM	80 PPM	150 PPM Máx
	PCP		No se tiene data
	ESP		No fallaron ESP, por arena
INFA SUR E INFA CENTRAL			
Son las áreas del campo en las cuales se presenta menos falla de pozos por arena, por tal motivo no tienen instalado ningún accesorio, ya que su aporte a las fallas del campo es mínimo			