

**PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE FILTROS PARA
CONTROL DE SÓLIDOS EN POZOS DE BOMBEO MECÁNICO EN LA CIRA-
INFANTAS**

**IVAN DARIO DOMINGUEZ CARDONA
DANIEL FELIPE CONTRERAS TORRES**

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

2016

**PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE FILTROS PARA
CONTROL DE SÓLIDOS EN POZOS DE BOMBEO MECÁNICO EN LA CIRA-
INFANTAS**

**IVAN DARIO DOMINGUEZ CARDONA
DANIEL FELIPE CONTRERAS TORRES**

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Director

**FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
Ingeniero de Petróleos, MS.c**

Codirector

**FELIX ANDRÉS CEPEDA GÓMEZ
Ingeniero Industrial
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

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

2016

DEDICATORIA

A Dios por darme vida para alcanzar este nuevo logro. Por permitir que cada paso que dé, lo dé con firmeza. A mis padres y familiares, porque sin ellos no hubiese podido alcanzar cada logro obtenido hasta el día de hoy.

A mi madre Teresita Del Niño Jesús Cardona Arroyave que con sus enseñanzas y amor, ha hecho de mí una mejor persona. A ella le dedico todo lo que soy y le doy gracias por ser mi amiga, mi confidente y una excelente madre.

A mi Padre Edinson Domínguez Rúa por todo el apoyo brindado para poder finalizar mis estudios de pregrado.

A mi hermano John Edinson Domínguez Cardona por ser un amigo y un gran hermano, por estar cuando lo necesito. A mi tío Hernán De Jesús Domínguez Rúa, por ser mi segundo padre. A Cynthia Tuiran Cardona que aunque por caminos diferentes cumplimos nuestras metas juntos.

A mis tíos, tías, primos, primas y demás familiares que con sus esfuerzos y consejos han sido parte importante para llegar a este lugar.

A personas especiales que me acompañaron en este camino: Katherine Sanguino, Patricia Crespo, Claudia Cardona, Margarita Cardona, Daniel Contreras, Johaira García, Kelly Ramos, Nicolás Riaño, Sergio Gutiérrez, Tatiana Jaimes, Kendy Molina, Lina Susunaga, Liz Teherán, Reinaldo Primo, Yessica Alba.

Iván Darío Domínguez Cardona

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso

A mis padres y hermanos que desde la distancia siempre me brindaron su apoyo incondicional.

A los amigos de verdad

A todas las personas que aportaron cosas positivas

Daniel Felipe Contreras Torres

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A nuestras familias, por su apoyo, motivación y confianza en todos estos años.

A Occidental de Colombia por darnos la oportunidad de desarrollar este proyecto y al Ingeniero Félix Cepeda por ser la guía para conseguirlo.

Al ingeniero Fernando Calvete por su confianza y por aportar su profesionalismo para el desarrollo de este trabajo de grado.

A los ingenieros Jhon Gonzales, Jahir Gutiérrez, Jonathan Celis y Eliana Machete, quienes con sus conocimientos hicieron que este proyecto fuera realidad.

A la Universidad Industrial de Santander, la escuela de Ingeniería de Petróleos y todos sus profesores, por toda la formación recibida y experiencias inolvidables.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. GENERALIDADES.....	21
1.1. HISTORIA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS.....	21
1.2. LOCALIZACION GEOGRAFICA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	23
1.3. GEOLOGIA DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS	24
1.4. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA E INFORMACION ESTRUCTURAL	28
1.4.1. Basamento.....	30
1.4.2. Secuencia Precretácea (PK).....	30
1.4.3. Secuencia Cretácea (K).....	30
1.4.4. Secuencia Terciaria.	33
1.5. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO	36
1.6. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL CAMPO LA CIRA- INFANTAS	37
1.6.1. Bombeo por cavidades progresivas (PCP)	38
1.6.2. Bombeo electrosumergible.....	44
1.6.3. Bombeo mecánico	51
2. CAUSAS Y CONSECUENCIAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	59
2.1. CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	59

2.1.1.	Factores Naturales.....	59
.1.2.	Factores Inducidos.....	60
2.2.	CONSECUENCIAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.....	66
2.2.1.	Acumulación en los equipos de superficie	68
2.2.2.	Acumulación en fondo.....	68
2.2.3.	Erosión del equipo de fondo y de superficie	68
2.2.4.	Desgaste de válvulas	69
2.2.5.	Acumulación de arena entre el barril y la tubería de producción.....	69
2.2.6.	Desgaste del pistón y el barril:	70
2.2.7.	Colapso de la formación:	71
3.	ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO DE ARENA.....	72
3.1.	DIFRACCIÓN DE LA LUZ COHERENTE	72
3.2.	CONTADORES DE ORIFICIO	73
3.3.	FOTO ANÁLISIS/ GRANULOMETRÍA ÓPTICA.....	74
3.4.	ANÁLISIS HIDROMÉTRICO (LEY DE STOKES)	77
3.5.	ANÁLISIS POR TAMIZ	78
3.5.1.	Tamizado vertical	79
3.5.2.	Tamizado Horizontal	79
3.5.3.	Tamizado tipo Tapping.....	79
3.5.4.	Tamizado sónico	80
3.5.5.	Limitaciones del tamizado	81

3.6.	DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA.....	82
4.	MANEJO Y FILTRACIÓN DE LA ARENA DE PRODUCCIÓN.....	85
4.1.	MÉTODO MECÁNICO PARA EL MANEJO DE ARENA.....	86
4.1.1.	Tubing screen	88
4.2.	DESARENADOR DE FONDO DE POZO	95
4.2.1.	Vortex sand shield.....	95
4.2.1.	Desarenador en fondo.	100
4.3.	SISTEMAS DE MANEJO DE ARENA.....	102
4.3.1.	Pistón anillado.....	102
4.3.2.	Wipper.....	103
4.3.3.	Lubri plunger	103
4.3.4.	Válvulas de Purga:	104
4.3.5.	Bombas no API	105
5.	MANEJO DE ARENA LA CIRA INFANTAS	109
5.1.	Identificación de la Arena Problema.....	111
5.2.	Diagrama de Flujo para la Selección de filtros	114
5.3.	METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA SELECCIÓN DE FILTROS PARA EL CONTROL DE SÓLIDOS DEL POZO LCI 2291	118
5.3.1.	Comportamiento histórico y análisis de variables de producción	118
5.3.2.	Toma de la muestra	123
5.3.3.	Limpieza de la muestra	123

5.3.4.	Secado y eliminación de la humedad en la muestra	123
5.3.5.	Análisis Granulométrico	124
5.3.6.	Diseño y simulación	130
5.3.7.	Resultados	136
5.4.	METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA SELECCIÓN DE FILTROS PARA EL CONTROL DE SÓLIDOS DEL POZO LCI 2256	141
5.4.1.	Comportamiento histórico y análisis de variables de producción.....	141
5.4.2.	Toma de la muestra	146
5.4.3.	Limpieza de la muestra	147
5.4.4.	Secado y eliminación de la humedad en la muestra	147
5.4.5.	Análisis Granulométrico	147
5.4.6.	Diseño y simulación	152
6.	ANÁLISIS ECONÓMICO	156
6.1.	INDICADORES ECONÓMICOS	156
6.1.1.	Costos de capital (CAPEX)	156
6.1.2.	Costos de operación (OPEX)	156
6.1.3.	Flujo de Caja	157
6.1.4.	Aceptación de un proyecto:.....	161
6.2.	EVALUACIÓN ECONÓMICA	161
6.2.1.	Casos Base.....	161
6.2.2.	Caso de Aplicación Tubing Screen	164

7.	CONCLUSIONES	170
8.	RECOMENDACIONES	172
	BIBLIOGRAFIA.....	173

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Histórico de producción del campo la Cira-Infantas	22
Figura 2. Localización del campo la Cira-infantas.....	24
Figura 3. Distribución de las cuencas sedimentarias en Colombia	25
Figura 4. Fallas principales en el campo la Cira-Infantas.....	27
Figura 5. Columna estratigráfica para la cuenca del Valle Medio del Magdalena .	29
Figura 6. Estado mecánico PCP	39
Figura 7. Cabezal Vertical GH.....	41
Figura 8. Desplazamiento Del fluido En Sistema PCP	42
Figura 9. Componentes del Sistema del Bombeo Electrosumergible.	45
Figura 10. Etapa de una Bomba de BES	46
Figura 11. Partes del Cable de Potencia BES.....	50
Figura 12. Estado Mecánico Bombeo mecánico	52
Figura 13. Funcionamiento Bombeo Mecánico	54
Figura 14. Espacio Entre el Barril y el Pistón de la Bomba de BM.....	56
Figura 15. Carta Dinamométrica	57
Figura 16. Fuerzas hidrodinámicas sobre un grano de arena	63
Figura 17. Presión capilar en función de saturación de agua	64
Figura 18. Velocidad mínima para la decantación de arena	67
Figura 19. Desgaste entre el diámetro externo del pistón y el diámetro interno del barril.....	70
Figura 20. Esquema método difracción de luz coherente.	73
Figura 21. Esquema método contadores de orificio	74
Figura 22. Paso 1 proceso análisis de imagen.....	75
Figura 23. Paso 2 proceso análisis de imagen	76
Figura 24. Paso 3 procesos análisis de imagen.....	76
Figura 25. Modelo del conjunto de tamices y zaranda mecánica.....	78
Figura 26. Esfericidad de los granos de arena.....	81
Figura 27. Distribución granulométrica Pozo Ejemplo.....	83
Figura 28. Método de manejo de la producción de arena.	85
Figura 29. Puentes de arena.....	87
Figura 30. Tubing Screen.....	88
Figura 31. Vortex Sand Shield	95
Figura 32. Camisa Tubing Screen.....	96
Figura 33. Dip Tube.	97

Figura 34. El cuerpo del Tubing Screen.....	97
Figura 35. Hélices	98
Figura 36. Configuración de Tubing Screen.....	100
Figura 37. Configuración separador de fondo.....	101
Figura 38. Pistón Anillado.	103
Figura 39. Wipper.....	104
Figura 40. Lubri-Plunger.	105
Figura 41. Válvula de Purga.....	106
Figura 42. Bombas No API.	108
Figura 43. Causas de Fallas- Bombeo mecánico.....	110
Figura 44. Tamaño de Partícula Vs. % en peso acumulado, Campo Cira-Infantas	113
Figura 45. Histórico de Producción LCI-2291	119
Figura 46. Válvula Viajera LCI-2291	123
Figura 47. Muestra seca LCI-2291.....	124
Figura 48. Peso de la Muestra LCI-2291	124
Figura 49. Tamices	125
Figura 50. Tamiz 14 LCI-2291.....	126
Figura 51. Tamiz 20 LCI-2291.....	126
Figura 52. Tamiz 30 LCI-2291.....	126
Figura 53. Tamiz 40 LCI-2291.....	126
Figura 54. Tamiz 50 LCI-2291.....	126
Figura 55. Tamiz 60 LCI-2291.....	126
Figura 56. Tamiz 70 LCI-2291.....	127
Figura 57. Tamiz 80 LCI-2291.....	127
Figura 58. Pan LCI-2291	127
Figura 59. Porcentaje en Peso Retenido Vs. Tamaño de partícula del LCI-2291	129
Figura 60. Peso retenido (%) por cada slot del pozo LCI-2291.....	129
Figura 61. Datos Para simulación LCI-2291.....	131
Figura 62. Simulación Ensamblaje Fondo de Pozo LCI-2291	134
Figura 63. Simulación Ensamblaje de Fondo de Pozo LCI-2291(Página 2)	135
Figura 64. Comportamiento de la Producción (BFPD) con la Velocidad (SPM) del pozo LCI-2291.	139
Figura 65. Comportamiento de Sólidos en suspensión (ppm) con la Velocidad (SPM) del pozo LCI 2291.....	140
Figura 66. Histórico de Producción del Pozo LCI-2256.....	142
Figura 67. Run Life LCI-2256.....	144
Figura 68. Muestra de arena LCI-2256	146

Figura 69. Muestra de arena seca LCI-2256.....	147
Figura 70. Tamiz 14 LCI-2256.....	148
Figura 71. Tamiz 20 LCI-2256.....	148
Figura 72. Tamiz 30 LCI-2256.....	148
Figura 73. Tamiz 40 LCI-2256.....	148
Figura 74. Tamiz 50 LCI-2256.....	148
Figura 75. Tamiz 60 LCI-2256.....	148
Figura 76. Tamiz 70 LCI-2256.....	149
Figura 77. Tamiz 80 LCI-2256.....	149
Figura 78. Pan LCI-2256.....	149
Figura 79. Porcentaje en Peso Retenido Vs. Tamaño de partícula del LCI-2256	150
Figura 80. Peso retenido (%) por cada slot del pozo LCI-2256.....	151
Figura 81. Datos Entrada para Simulación LCI-2256.....	153
Figura 82. Simulación Ensamblaje Fondo de Pozo LCI-2256.....	154
Figura 83. Flujo de Caja Con Tubing Screen LCI-2256	165
Figura 84. Flujo de Caja Incremental LCI-2291	167

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Propiedades de los Fluidos del Campo LCI.....	37
Tabla 2. Ventajas y Desventajas PCP	43
Tabla 3. Clearance	55
Tabla 4. Cartas Dinamométricas Básicas.....	58
Tabla 5. Clasificación de partículas según su tamaño.....	80
Tabla 6. Tamaño de grano de arena Pozo Ejemplo.	82
Tabla 7. Tabla de Conversiones.....	89
Tabla 8. Características del Tubing Screen.....	91
Tabla 9. Velocidad Crítica.	94
Tabla 10. Parámetros de selección.	99
Tabla 11. Análisis Granulométrico de Campo la Cira-infantas	112
Tabla 12. Perforados LCI-2291	118
Tabla 13. Histórico de Fallas del pozo LCI-2291	120
Tabla 14. Dinagramas del pozo LCI-2291	121
Tabla 15. Peso de la muestra por malla del pozo LCI-2291	128
Tabla 16. Estado Mecánico LCI-2291	132
Tabla 17. Resultados con Dinagramas del pozo LCI-2291	136
Tabla 18. Estado Mecánico LCI-2256	141
Tabla 19. Características actuales del Pozo LCI-2256.....	142
Tabla 20. Intervenciones al Pozo LCI-2256.....	143
Tabla 21. Dinagramas del Pozo LCI-2256.....	144
Tabla 22. Resultados del Análisis Granulométrico LCI-2256	150
Tabla 23. Tope de Sucios LCI-2256.....	155
Tabla 24. Datos Preliminares para análisis financiero Base.....	161
Tabla 25. Flujo De Caja Base LCI-2256	162
Tabla 26. Flujo De Caja Base LCI-2291	163
Tabla 27. Datos Preliminares Análisis financiero Con Tubing Screen.....	165
Tabla 28. Flujo de Caja Con Tubing Screen LCI- 2256	166
Tabla 29. Flujo de Caja Incremental LCI-2291	168
Tabla 30. Indicadores financieros Casos Incremental	169

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE FILTROS PARA CONTROL DE SÓLIDOS EN POZOS DE BOMBEO MECÁNICO EN LA CIRA-INFANTAS*

AUTORES: IVAN DARIO DOMINGUEZ CARDONA;
DANIEL FELIPE CONTRERAS TORRES**

PALABRAS CLAVE: Arena, Filtros, Campo Cira-Infantas, Bombeo Mecánico, Tubing Screen.

DESCRIPCION: En el sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico, existen ciertos factores que intervienen en el buen funcionamiento del equipo, estos factores ocasionan fallas que reducen la vida útil de cada uno de los componentes de fondo de pozo. Uno de los desafíos que presenta la industria de los hidrocarburos es en el manejo y control de la arena de producción que puede afectar drásticamente los regímenes de producción de los pozos, generar desgaste o abrasión de los equipos de fondo de pozo y de las facilidades de superficie, generando gastos asociados a intervenciones. En este trabajo se presenta una tecnología llamada “Tubing Screens” que permite manejar la arena y los sólidos por medio de filtros que no solo ayudan a retener los diferentes tamaños de grano más problemáticos, sino que homogenizan la producción evitando pegas y abrasión de las partes involucradas de la bomba. Para la implementación de esta tecnología se plantea una metodología que involucra todas las variables para su diseño (Producción de aceite, producción de agua, bolsillo, estado mecánico del pozo...etc.) la cual es aplicada en dos pozos del Campo La Cira Infantas a los cuales se les realiza un análisis granulométrico de la arena que maneja la bomba de fondo. Este parámetro será la base fundamental para concluir que el manejo que se le dé a la arena de producción será diferente para cada pozo.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Fernando Enrique Calvete González. Codirector: Félix Andrés Cepeda Gómez

ABSTRACT

TITLE: PROPOSAL FOR SELECTION METHODOLOGY FILTER FOR SOLID CONTROL OF MECHANICAL PUMPING WELLS IN THE CIRA-INFANTAS. *

AUTHORS: IVAN DARIO DOMINGUEZ CARDONA;
DANIEL FELIPE CONTRERAS TORRES**

KEYWORDS: Sand, Filters, Cira-Infantas Field, Mechanic Pumping, Tubing Screen.

DESCRIPTION: In the artificial lift system mechanical pump, there are certain factors involved in the proper functioning of equipment, these factors cause failures that reduce the lifespan of each of the components downhole. One of the challenges of the oil and gas industry is in the management and control sand production can drastically affect production rates of wells, generating wear or abrasion of equipment downhole and facilities surface, generating costs associated with interventions. This paper presents a technology called "Tubing Screens" that can handle sand and solids by means of filters that not only help retain the different sizes of most problematic grain, but homogenised production avoiding drawbacks and abrasion of parts comes involved pump. To implement this technology a methodology that involves all the variables for your design (oil production, water production, pocket, mechanical condition of the well ... etc.) Which is applied in two wells of the Cira Infantas field to arise which will have a simple sieve analysis sand handling pump background. This parameter will be the key to conclude that the management to be given to the production arena will be different for each well base.

* Draft Grade

**Physical Chemistry Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Advisor: Fernando Enrique Calvete González. Codirector: Félix Andrés Cepeda Gómez

INTRODUCCIÓN

En los sistemas de levantamiento artificial en pozos productores, existen ciertos factores que intervienen en el buen funcionamiento de los equipos, ocasionando fallas que reducen la vida útil de cada uno de los componentes, generando gastos por intervención y producción diferida. Uno de los desafíos que presenta la industria de los hidrocarburos es en el manejo y control de la arena de producción que puede afectar drásticamente los regímenes de producción, generar desgaste o abrasión de los equipos de fondo de pozo y de las facilidades de superficie.

La configuración geológica del campo la Cira-Infantas está constituida por areniscas no consolidadas o formaciones de baja cementación. Estos factores naturales en conjunto con la inyección de agua como factor inducido por el operador y método de recuperación secundaria generan que los granos de arena sueltos sean movilizados ante ciertos niveles de caída de presión, velocidades y viscosidades del fluido; es decir que al drenar los hidrocarburos traigan consigo grandes contenidos de arena y finos los cuales tendrán que ser manejados por el sistema de levantamiento artificial.

En el campo actualmente se están generando altos costos y bajos “run life” en el sistema de levantamiento Bombeo Mecánico por fallas asociadas al control de sólidos y arena. Debido a esto el grupo de producción ha implementado herramientas que permitan manejar la arena en fondo con el objetivo de mitigar las pegas y daños del sistema, sin embargo el problema persiste y hoy día es el principal causa de falla en este sistema de levantamiento artificial generado numerosas intervenciones en periodos cortos de tiempo, ocasionando altos costos operativos y alta producción diferida.

En este trabajo se presenta una tecnología que permite tener mayor control de la arena que ingresa al sistema lo cual mitiga las fallas que presenta la bomba de fondo. Consiste en el manejo de arena y sólidos por medio de filtros que no solo ayudan a retener el tamaño de grano más problemático de la arena, sino que homogenizan la producción evitando pegadas y abrasión de las partes involucradas de la bomba; estos problemas se evitan no solo por la filtración de la arena sino también por la bondad en el diseño de los filtros presentando un cuerpo que da mayor área para la entrada de flujo ayudando a homogenizar los fluidos del fondo de pozo.

Para la implementación de esta tecnología se plantea una metodología que involucra todas las variables para su diseño incluyendo la identificación del tamaño de grano que genera los problemas del sistema por medio de la distribución granulométrica de la arena que maneja la bomba de fondo. Esto permitirá establecer el tamaño de malla que tiene cada filtro y será la base fundamental para concluir que el problema de la arena de producción no se puede generalizar para un grupo de pozos o un campo y que es importante estudiar cada caso individualmente.

Finalmente se realiza la implementación de esta metodología para diseñar la mejor configuración de las herramientas que permitan mejorar el manejo de la arena en los pozos LCI-2291 y LCI-2256 teniendo en cuenta la distribución granulométrica de una muestra recolectada de las bombas de fondo y las características de cada pozo para obtener una mayor rentabilidad y reducción de costos en intervenciones.

1. GENERALIDADES

A continuación se describen las características más importantes del campo la Cira-Infantas, como lo son los aspectos históricos más relevantes, localización geográfica, geología, propiedades petrofísicas, fluidos de yacimiento, producción y sistemas de levantamientos utilizado; para así proseguir con la implementación de la tecnología que se pretende desarrollar en el campo la Cira-Infantas.

1.1. HISTORIA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

El campo la Cira- Infantas es uno de los campos más importantes de Colombia. Tuvo inicio a principios del siglo XX, este campo abrió paso a la exploración y explotación de campos petroleros en Colombia.

Todo comenzó en el año 1905 donde se deciden firmar los primeros contratos de concesión con personas naturales, uno de los contratos se firma con el señor Roberto de Mares en el departamento de Santander, dando por inicio la “concesión de Mares”.

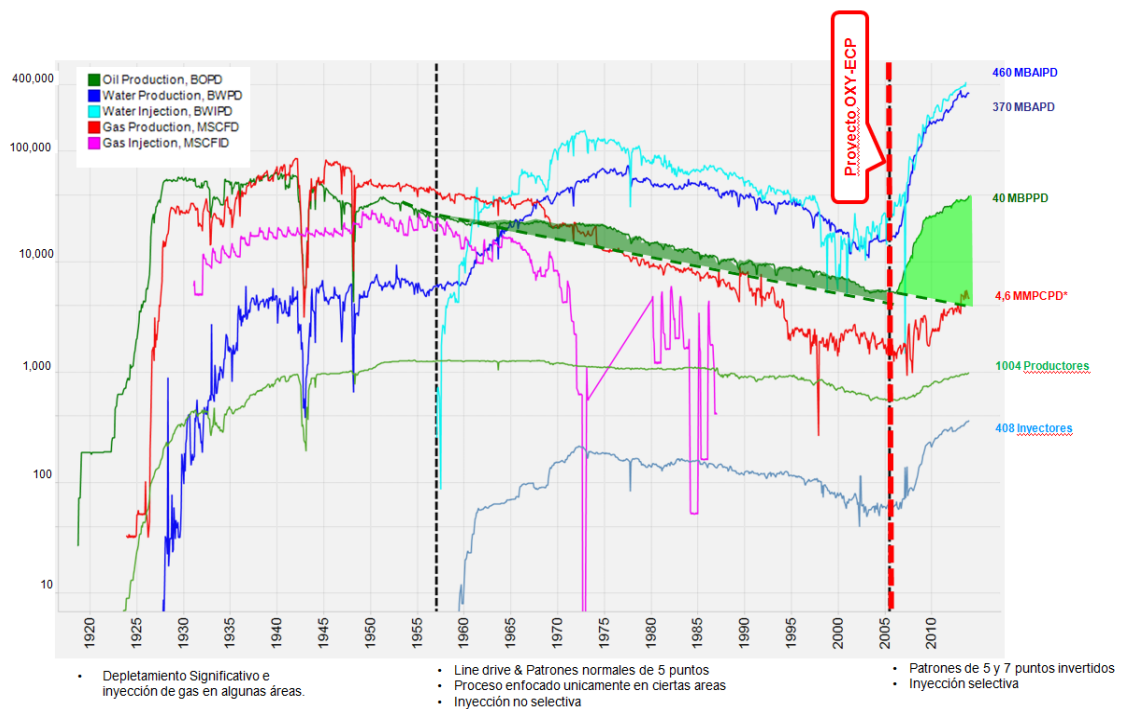
La concesión de Mares paso a manos de la empresa estadounidense Tropical Oil Company, el descubrimiento del campo la Cira-Infantas se hizo bajo la administración de la Tropical Oil Company, la cual estuvo al frente hasta el 25 de agosto de 1951, cuando se revirtió la concesión, y así el campo paso a manos del Estado, a través de la administración de Ecopetrol.

En el año 1917, se dio inicio a la perforación en el Campo la Cira-Infantas, con los dos primeros pozos; Infantas-I e Infantas-II. El pozo Infantas 2 considerado como el pozo descubridor del campo fue completado el 27 de abril de 1918 en la zona C, a una profundidad de 1580 con una producción de 800-1000 Bpd. A comienzos de febrero de 1925, se inicia la perforación del pozo LC58, que es completado en zona “A” y comprueba la existencia del anticlinal de la Cira. En este mismo año, se

descubren las arenas “116” de la zona “A” mediante la perforación del pozo C116. El pozo LC125 es el primer pozo productor de zona B y es también considerado como el descubridor de la zona C en la estructura de la Cira, el pozo fue Completado en julio de 1926 con una producción inicial de 2350 Bpd.¹

Entre 1930 y 1932 se desarrolla la zona “B” completándose 23 pozos y se profundizan 111 pozos de zona “C”. En 1947 se suspende la perforación en la estructura de La Cira, habiéndose perforado 857 pozos con un espaciamiento promedio de 14 acres.

Figura 1. Histórico de producción del campo la Cira-Infantas



Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

¹ Díaz, A. A., & UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. (2011). *ANÁLISIS DE INFORMACIÓN OBTENIDA DE REGISTROS DE POZOS Y DEL MODELO PETROFÍSICO Y SU INTEGRACION CON LA GEOLOGIA DEL YACIMIENTO PARA SOPORTAR EL PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS*. BUCARAMANAGA: TRABAJO DE GRADO.

Es de resaltar que en el año 1926 también se realiza la inauguración por parte de la Andian (*por su nombre en inglés "Andian National Corporation"*), del oleoducto que unía el Campo La Cira-Infantas con el puerto de Mamonal en Cartagena, permitiendo el primer despacho de crudo desde Colombia hacia los Estados Unidos.²

1.2. LOCALIZACION GEOGRAFICA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

La Cira Infantas se encuentra ubicado a 10 - 25 Km al sureste de Barrancabermeja en el Corregimiento de El Centro, Departamento de Santander, Colombia, Sur América; y fue el campo más grande de Colombia hasta que se descubrió el campo de Caño Limón. La Cira Infantas se encuentra en el Valle del Río Magdalena, a 7°04' N, 73°47'47 W, a 450 Km de la Costa Caribe de Barranquilla y a 250 Km al norte de Bogotá.

Geológicamente el campo se encuentra situado en la sección central del Río Magdalena sobre sedimentos Terciarios transportados por el mismo Río, que descansan sobre material Cretácico predominantemente Marino. El Valle del Río Magdalena es definido hacia el este y oeste, limitado por la cordillera occidental y la cordillera oriental. Las mismas series de rocas sedimentarias son encontradas en ambos campos, aunque Infantas ha sufrido un levantamiento mayor y una mayor erosión que La Cira. Hay muchos campos de petróleo más pequeños que se encuentran en las vecindades de La Cira Infantas. Estos campos producen crudos similares de los mismos intervalos geológicos. Infantas corresponde a un anticlinal fallado y La Cira es un domo fallado al noreste de Infantas. Ambos son considerados como dos campos diferentes, pero que están contiguos y producen de las mismas formaciones Geológicas.

² Cepeda, F. A., & Grimaldos Aguilar, F. A. (2015). *Propuesta Metodológica Para La Selección De Válvulas Reguladoras De Flujo En Pozos Inyectores Usando Análisis Nodal*. Bucaramanga. Pag-17

Figura 2. Localización del campo la Cira-infantas



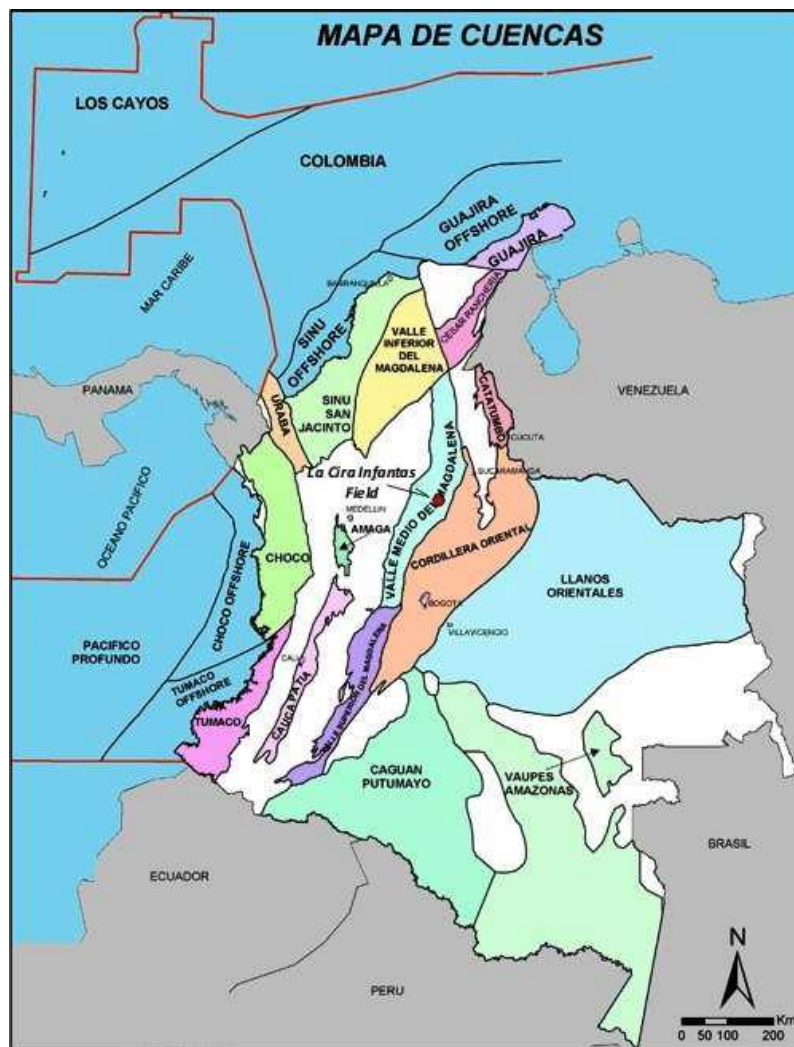
Fuente: Prieto, M. E., Mantilla, J., S.A, E., Owens, B. K., Lobo, A., Colombia, O. d., y otros. (2009). Redevelopment Progress for Colombia's La Cira-Infantas Field. SPE 120794.

1.3. GEOLOGIA DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es la más importante del país ya que ha contribuido con algo más del 60% de la producción de crudos. La cuenca se encuentra en un valle relativamente estrecho con un ancho máximo de 80 Km y una longitud de unos 500 Km. Su área es de 30.000 Km² aproximadamente. Gran parte de la cuenca está cubierta por sedimentos del Cenozoico y depósitos Cuaternarios. El VMM limita al este con la Cordillera Oriental que presenta la Falla de la Salina la que sirve de rasgo estructural para definir estas dos provincias.

Al Oeste se encuentra la cordillera Central con un Complejo Sistemas de fallas. El límite sur lo traza la falla de Ibagué. Al norte su límite se extiende hasta la población del Banco a 9° 20' N. La cuenca comprende los departamentos de Santander (donde esta mayor parte de la producción de Hidrocarburos), Boyacá, Antioquia, Cesar y pequeñas extensiones de Caldas y Cundinamarca.

Figura 3. Distribución de las cuencas sedimentarias en Colombia



Fuente: Distribución de las Cuencas Sedimentarias Colombianas, y la ubicación del Campo La Cira Infantas dentro del Valle Medio del Magdalena.

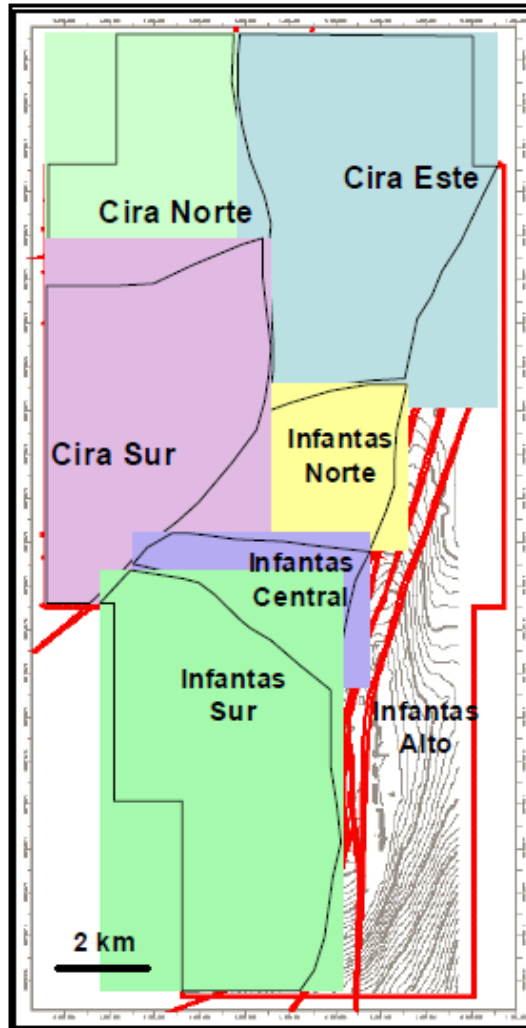
El Campo La Cira-Infantas se encuentra geológicamente ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, por lo tanto su historia geológica se asocia con la de esta cuenca, la cual en su desarrollo geológico ha sufrido una serie de eventos tectono-sedimentarios que le han impreso su morfología actual. Durante el Triásico y hasta comienzos del Cretáceo el área de la cuenca actuó como una zona de "Rift" con depositación principalmente molásica; continuando en el Cretáceo como "backarc" detrás de la zona de subducción Andina y depositación principalmente de tipo marino. Durante el Cretáceo tardío-Paleoceno comenzó en la cuenca un proceso de deformación compresional debido a la acreción de la Cordillera Occidental al cratón Suramericano, lo cual causó plegamiento y erosión de la secuencia Cretácea del campo. Posteriormente, en el Oligoceno, comenzó el levantamiento de la Cordillera Central, al tiempo que la cuenca del Magdalena y la actual cordillera Oriental formaban parte de una gran cuenca de "foreland", pasando la sedimentación a ser de tipo continental (fluvial - fluvio paludal y/o fluvio deltaica), depositándose discordantemente sobre la secuencia Cretácea. Y finalmente en el Mioceno tardío-Plioceno ocurrió un período de plegamiento y cabalgamiento en la cordillera Oriental seguido por el levantamiento regional de dicha cadena montañosa, delimitando la parte oriental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena e imprimiéndole las características estructurales presentes en dicha cuenca³

Las principales rocas fuente en la cuenca fueron depositadas durante dos eventos anóxicos globales y corresponden a las calizas y lutitas de las formaciones La Luna, Simití y Tablazo. La cuenca se extiende a lo largo del curso medio del río Magdalena y está limitada al norte y sur por el sistema de fallas del Espíritu Santo y la falla de Girardot, respectivamente. Al noreste está limitada por el sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta y al sureste por los sistemas de fallas de la Bituima y La Salina El límite occidental está marcado por el onlap más occidental

³ Dengo, C. and Covey, M. AAPG, Vol. 77 #8, 1993

de la cuenca del neógeno al interior de la Serranía de San Lucas y el basamento de la cordillera occidental⁴.

Figura 4. Fallas principales en el campo la Cira-Infantas.



Fuente: Prieto, M. E., Mantilla, J., S.A, E., Owens, B. K., Lobo, A., Colombia, O. d., y otros. (2009). *Redevelopment Progress for Colombia's La Cira-Infantas Field.* SPE 120794.

⁴ Información general: Gómez, et al. 2005; Rolón et al. 2001; Restrepo, 1995; Schamel, 1991

1.4. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA E INFORMACION ESTRUCTURAL

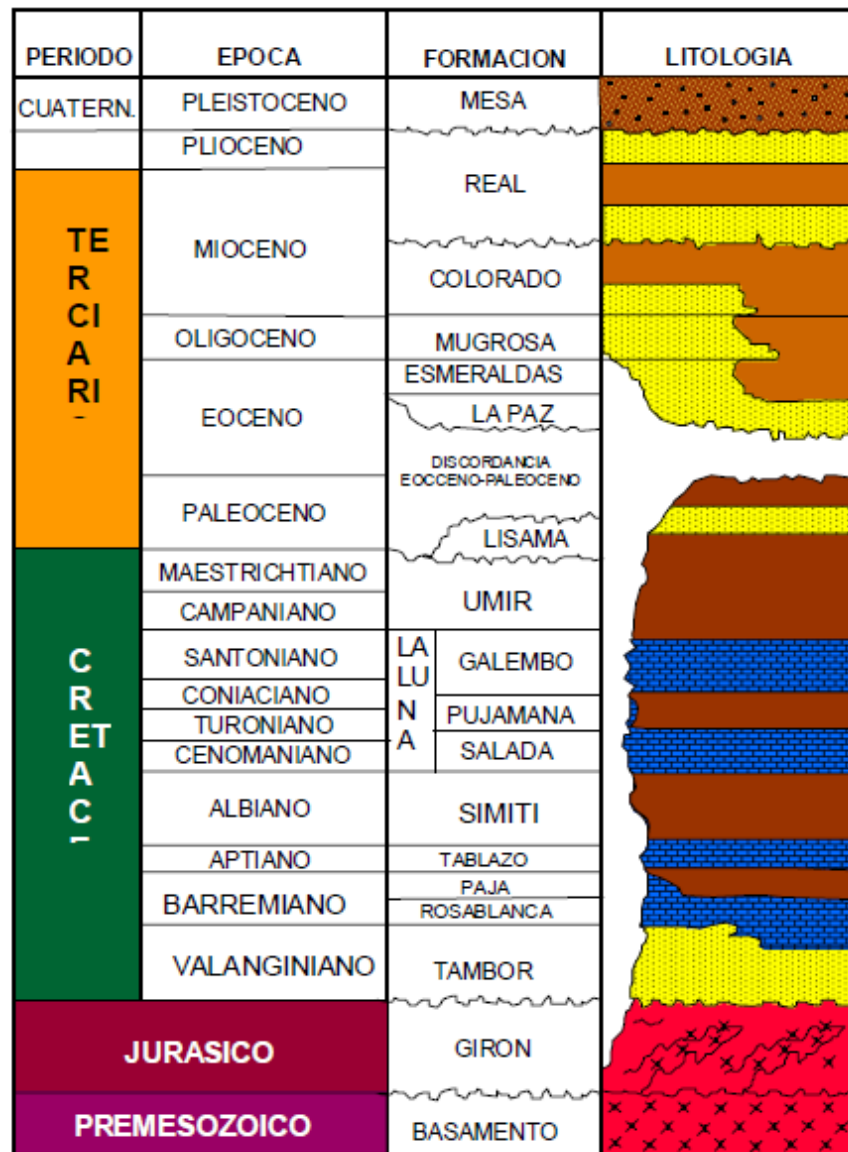
Geológicamente el Campo La Cira-Infantas está ubicado en la sección central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento pre-Cretáceo. La columna estratigráfica atravesada por los pozos perforados en el campo abarca rocas desde el pre-Cretáceo hasta el Oligoceno; el Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el Occidente de la Cira. La figura 5 presenta la columna estratigráfica generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena. La unidad productora en la cual está enfocado actualmente el proyecto es la formación Mugrosa que comprende las arenas operacionales B y C del campo suprayacida por la Formación Colorado que contiene las arenas operacionales A, Las formaciones Mugrosa y Colorado hacen parte también del Grupo Chuspas. La formación Mugrosa contiene las arenas más productivas en Infantas, sin embargo en el área de La Cira el Grupo Chuspas representa también una zona productiva importante. El tope de la Formación Mugrosa está marcado por un horizonte fosilífero de 10 pies de espesor, que consiste en un Shale glauconítico de color negro a marrón y que es generalmente un buen marcador en los registros eléctricos (Parker, P.D., 1960).

La parte inferior de la Formación Mugrosa (Zona C) consiste en areniscas de grano medio. La parte superior de la formación Mugrosa (Zona B) consiste de intercalaciones de arenas finas. La caolinita es el mineral arcilloso más común sin embargo también se encuentran menores cantidades de montmorillonita.⁵ Es importante mencionar que las arenas del reservorio que originó el campo se depositaron en un sistema Fluvial meandrónico a lo largo de los canales formados

⁵ Díaz, A. A., Op.Cit., pag-29

por el río que fueron siendo amalgamados unos sobre otros incrementando la continuidad del reservorio que rodeados por Shales dieron origen al sello que posteriormente atraparía el petróleo que se extrae de las arenas productivas del campo.

Figura 5. Columna estratigráfica para la cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente: Evaluación Integrada De Yacimientos Del Campo La Cira Infantas. División de Yacimientos GCO. Informe Técnico. Ecopetrol. 2005.

A continuación se hace una breve descripción de las formaciones que se encuentran en el registro sedimentario de los pozos en este campo.

1.4.1. Basamento.⁶ Las rocas más antiguas expuestas en la Cordillera Central y el Macizo de Santander incluyen gneis, anfibolitas y rocas meta sedimentarias polimetamorizadas de edad Proterozoico tardío y rocas metasedimentarias de edad Devónico a Cámbrico. Estas rocas cristalinas fueron la fuente de sedimentos durante las fases de cuenca de antepaís y cuenca intramontana.

1.4.2. Secuencia Precretácea (PK).⁷

FORMACIÓN GIRÓN

Es la más antigua de las unidades sedimentarias perforadas en el campo y yace discordantemente sobre el basamento; está compuesta por areniscas rojizas y limolitas intercaladas con flujos riolíticos y riodacíticos y tobas.

1.4.3. Secuencia Cretácea (K). En contacto paraconforme con la secuencia Pre-Cretácea y en algunas veces en contacto fallado, esta secuencia se vuelve más espesa hacia el Occidente del Campo. Las formaciones que la conforman de Base a Tope son:

1.4.3.1. Cretáceo Inferior (K1). El cretáceo inferior está conformado por las formaciones Tambor, Rosa Blanca, Paja, Tablazo y Simití, que a continuación se describen.

⁶ Diaz, A. A., Op.Cit., pag 31

⁷ Ibíd., p. 31-35

- FORMACIÓN TAMBOR (K1ta)

Descansa paraconforme sobre las capas rojas del Jurásico. Las areniscas, de base a tope de la unidad, fueron depositadas en ambientes de corrientes de meandros, llanuras deltaicas e intramareales.

- FORMACIÓN ROSABLANCA (K1r)

Está compuesta por carbonatos y evaporitas. Resultados de recientes investigaciones le asignan potencial generador de hidrocarburos. Tiene una relación estratigráfica transicional con la unidad inferior.

- FORMACIÓN PAJA (K1p)

Consiste de Shales negros ligeramente calcáreos delgadamente laminados los cuales son ocasionalmente micáceos y limosos. Hacia la base la formación contiene concreciones de calizas y venas de calcita y las capas de calizas se vuelven más abundantes a medida que nos acercamos a la Formación Rosablanca. Esta formación es fácilmente reconocida por ser una espesa secuencia de Shales entre las calizas de la Formación Rosablanca y Tablazo. Su espesor en la zona de infantas es de aproximadamente 500 pies y parece haber sido depositada en un ambiente de aguas más profundas que la Formación Rosablanca.

- FORMACIÓN TABLAZO (K1t)

Consiste de calizas masivas, Shales calcáreos y margas, con predominio de las calizas hacia el tope de la Formación. Las calizas son café a café oscuro y grises, densa y dura, en algunos horizontes contiene pirita. En la zona de Infantas alcanza un espesor de aproximadamente de 800 pies. Esta formación se

considera una roca fuente excelente y su potencial como roca almacenadora se limita a la permeabilidad de fracturas. La formación es gradacional con la Formación Simití que le suprayace.

- FORMACIÓN SIMITÍ (K1s)

La formación consiste principalmente de Shales y ocasionalmente de calizas y areniscas. La parte alta de la formación está compuesta principalmente por Shales grises no calcáreos a ligeramente calcáreos, en algunas partes se encuentran escamas de pescados. Hacia la base de la formación el color del Shale cambia a pardo y pardo grisáceo, igualmente el contenido de limo aumenta y ocasionalmente aparecen capas de Shale calcáreo con algunas areniscas calcáreas de grano muy fino y glauconita. En la zona de infantas esta formación alcanza un espesor de 2100 pies. 400 pies por encima de la base de esta formación se encontró un horizonte calcáreo que produjo muestras de aceite de 44° API, razón por la cual fue correlacionado a través de la secuencia Cretácea con el nombre de Intrasimití.

1.4.3.2. Cretáceo Superior (K2). El cretáceo superior abarca las formaciones La Luna y Umir.

- FORMACIÓN LA LUNA (K2I)

Es el intervalo generador más importante de la cuenca y está compuesto de Shales negros, calizas y algunas capas de chert. Los miembros Galembó y Salada corresponden a las facies calcáreas con posibilidades de acumulación de hidrocarburos. El miembro Pujamana consiste principalmente de Shales negros, masivos, duros y compactos, mostrando fósiles de gastrópodos y escamas de

pescado localmente. El miembro Salada fue probado productor por el pozo Infantas 1625.

- **FORMACIÓN UMIR (K2u)**

Esta unidad litoestratigráfica está compuesta principalmente de lodolitas grises depositadas principalmente en frentes de playa y bahías, intercaladas con carbones y algunas areniscas arcillosas con potencial almacenador pobre. Esta unidad es de edad Campaniano-Maastrichtiano, y fue depositada durante un pulso regresivo. Esta unidad es demasiado arcillosa y apretada, razón por la cual no muestra shows de aceite. En el campo solo se encuentra presente hacia el extremo suroccidental del campo, pero ningún pozo, de los que llegaron al Cretáceo, la perforaron en su espesor total.

1.4.4. Secuencia Terciaria. Esta secuencia está compuesta por unidades siliciclásticas y descansa en discordancia angular sobre la secuencia Cretácea.

Las formaciones que la componen de base a tope son:

1.4.4.1. Paleoceno (E1). El paleoceno comprende la Formación Lizama

- **FORMACIÓN LISAMA (Tpl)**

Esta unidad estratigráfica no está presente en el área de influencia del Campo la Cira-Infantas.

1.4.4.2. Eoceno (E2) y Oligoceno (E3). El terciario Medio comprende el Grupo Chorro con las formaciones La Paz y Esmeraldas, y el grupo Chuspas con las formaciones Mugrosa y Colorado

- GRUPO CHORRO (ZONA D)

Bajo este nombre, en la nomenclatura del Valle Medio del Magdalena, se consideran las Formaciones La Paz (E2l) y Esmeraldas (E2e). En el área del Campo La Cira-Infantas la información geológica regional muestra que estas formaciones no se desarrollaron tal como están descritas en su localidad tipo, presentándose únicamente una secuencia de lutitas de color gris claro a verdoso intercaladas con algunos pobres desarrollos de areniscas, que podrían corresponder de acuerdo con su posición estratigráfica a la Formación Esmeraldas.

En el área del Campo La Cira-Infantas se considera que el Grupo Chorro no es de carácter productivo dado que presenta un escaso desarrollo de arenas, excepto en Infantas reporta producción de facies arenosas de esta unidad. Operacionalmente estos depósitos se denominan zona D y presentan un espesor variable de entre 300 y 700 pies, dependiendo del control paleogeográfico. Algunos pozos reportan hacia la base de esta zona la presencia de un nivel conocido en el Valle Medio del Magdalena como "Toro Shale". Debido a su carácter arcilloso y al espesor promedio de 500 pies aproximadamente, se considera que esta unidad sirve de roca sello para los prospectos Cretáceos definidos en este proyecto.

- FORMACIÓN MUGROSA (E3m)

Esta formación yace concordantemente sobre la Formación Esmeraldas. Consiste de areniscas depositadas en canales fluviales de sistemas "bedload" y "mixload",

depósitos de “overbank”, y lodolitas depositadas en llanuras fluviales y paleolagos. Es común observar en las lodolitas desarrollos de perfiles pedológicos. Esta unidad incluye operacionalmente dos zonas almacenadoras: la más superior es el zona B, y la inferior es la zona C, separadas por intervalos de lodolitas. En el área La Cira, la Formación Mugrosa presenta un espesor aproximado de 1800 pies. Se le ha asignado a la Formación Mugrosa una edad Oligoceno Inferior a Medio; su contacto con la infrayacente zona D es concordante.

Debido a que la mayor parte de la producción del campo proviene de esta formación, en especial de la Zona-C, la mayoría este informe se centra en esta formación y en la suprayacente Formación Colorado.

- FORMACIÓN COLORADO (E3e)

Esta unidad está compuesta por lodolitas rojas, grises y púrpura, masivas, interestratificadas con areniscas de grano fino y se depositó en ambiente fluvial, en ella son comunes las barras de orillal (point bars). Esta unidad contribuye como almacenador en el campo Nutria.

El espesor promedio perforado para la Formación Colorado en el campo la Cira es de 1500 pies y se tiene producción en las unidades operacionales conocidas como zona A y zona B Superior. En el área de la Cira Infantas el ambiente de sedimentación para la Formación Colorado es de tipo fluvial (meandriforme) con una edad que abarca desde el Oligoceno Superior hasta Mioceno Inferior, presentando un contacto concordante con la infrayacente Formación Mugrosa.

Al tope de esta formación se puede diferenciar una unidad compuesta de Shales carbonaceos, duros, ocasionalmente calcáreos con delgadas intercalaciones de arenisca de grano fino, y que aflora en el flanco Noroccidental del Anticlinal de La Cira. A esta unidad, perteneciente a la Formación Colorado se le ha denominado

La Cira Shale; aunque en alguna literatura también se le conoce como Horizonte Fosilífero de La Cira debido a la presencia de bivalvos de agua salobre y dulce.

1.4.4.3. Mioceno (N1). Comprende las formaciones Real y Mesa

- GRUPO REAL (N1r)

Este grupo incluye las Formaciones Real inferior, medio y superior, separadas entre sí por inconformidades. Está compuesta principalmente por conglomerados, areniscas conglomeráticas y arcillolitas grises depositadas en ambientes continentales. La edad para este grupo es Mioceno Inferior a Mioceno Superior. Este grupo está ausente en el área de influencia del campo. Depósitos fluviales y aluviales, Plioceno a Reciente, están presentes en la mayor parte de la superficie del Valle Medio del Magdalena.

- FORMACIÓN MESA (N2m)

La formación mesa está compuesta por gravas de escasa cementación, arcillas negras, areniscas friables y conglomerados. Su espesor es de unos 250mts y su edad es considerada como Plio-Pleistoceno. La formación yace discordantemente sobre sus rocas más antiguas.⁸

1.5. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO

Las propiedades de los fluidos son de suma importancia en un campo petrolero para poder realizar una caracterización adecuada. Dicha caracterización de fluidos es diferente en cada zona del campo; a continuación se realiza una una caracterización por zona productora y los fluidos producidos de dicha zona.

⁸ Ibíd., p-35

Tabla 1. Propiedades de los Fluidos del Campo LCI

Propiedad	Área	Infantas		La Cira		
		B	C	A	B	C
°Tr (°F)		85	95	92	98	105
Ps (Psi)		500	945	640	715	1570
Bo @ Ps y Py (RB/STB)		-	1	1	1,075	1,08
Rs (SCF/STB)		93	200	70	93	181
°API		25	24-28	18-24	20-27	16-25
μ (cP)		11.4 @ 98 °F y 650 Psi	5.5	58 @ 100 °F	11.4 @ 98 °F y 650 Psi	19 @ 105 °F y 1570 Psi
Salinidad-NaCl (ppm)		15000- 25000	20000- 40000	10000- 15000	15000- 25000	20000- 40000
Tipo de Crudo		Nafténico-Parafínico		Nafténico		

Fuente: *La Cira Field Incremental Production*⁹

1.6. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS

Los sistemas de levantamiento artificial que tiene el campo la Cira-Infantas son, bombeo por cavidades progresivas (PCP), bombeo electro sumergible (BES), y siendo el más utilizado el bombeo mecánico. Se describirá el funcionamiento y los componentes más importantes de cada uno de los sistemas de levantamiento artificial utilizados en el Campo.

⁹ ECOPEPETROL. (1999). *La Cira Field Incremental Production*. Bogotá: Ecopetrol. p. 9.

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

1.6.1.1. Componentes principales de un sistema PCP¹⁰. La bomba PCP está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que está fija, formando un engranaje helicoidal:

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

A estas dos principales piezas longitudinales se le suman una serie de componentes adicionales que sirven y ayudan al mejorar el funcionamiento de un sistema PCP.

- **Ancla de torque**

Debe ir siempre instalada debajo del estator, elemento de la columna donde el esfuerzo de torque es mayor. No siempre es necesaria su instalación, ya que en bombas de menor caudal a bajas velocidades o bajas profundidades, no se tienen torques importantes y o se producen grandes vibraciones.

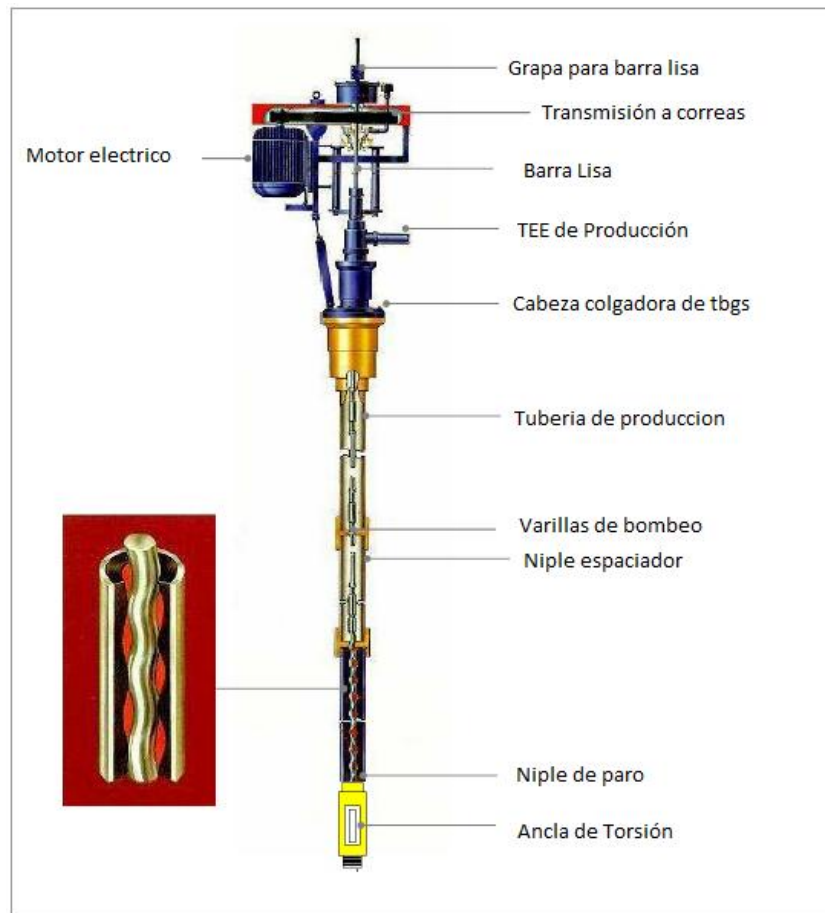
¹⁰Hirschfeldt,M., & OilProduction.net. (2008). Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas (Vol.V1). p. 12-13

- **Niple de paro**

Es parte componente de la bomba y va roscado al extremo inferior del estator. Su función es:

- Hacer de Tope al rotor en el momento del espaciamento.
- Servir de pulmón al estiramiento de las varillas, con la unidad funcionando.
- Como succión de la bomba

Figura 6. Estado mecánico PCP



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

- **Elastómeros**

Los elastómeros son elementos que puede ser estirado un mínimo de 2(dos) veces su longitud y recuperar inmediatamente su dimensión original.

Son la base del sistema PCP en el que está moldeado el perfil de doble hélice del estator. De su correcta determinación y su interferencia con el rotor depende en gran medida la vida útil de la PCP.

- **Niple espaciador**

Su función es la de permitir el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor con su cupla o reducción de conexión al trozo largo de maniobra o a la última varilla, cuando el diámetro del tubing no lo permite. En estos casos es imprescindible su instalación.

- **Instalación de superficie¹¹**

El equipo de superficie de las bombas convencionales está conformado especialmente de una de una unidad de impulsión, la misma que consta de un cabezal y un sistema motriz. Los equipos de superficie son muy importantes para el buen funcionamiento del sistema PCP, por eso estos deben tener el dimensionamiento óptimo para ser capaces de:

- Suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo
- Entregar el torque requerido en el vástago
- Rotar el vástago a la velocidad requerida
- Prevenir la fuga de fluidos en la superficie

¹¹ Hirschfeldt,M., & OilProduction.net, Op. Cit., p. 11

- **Cabezal de rotación**¹²

Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre la cabeza de pozo. Consiste en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno (mecánico o hidráulico) que puede estar integrado a la estructura del cabezal o ser un dispositivo externo, y un ensamblaje de instalación que incluye el sistema de empaque (“stuffing box”) para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie. Algunos cabezales incluyen un sistema de caja reductora accionado por engranajes mecánicos o poleas y correas.

Figura 7. Cabezal Vertical GH



Fuente: *Production, N. o. (Noviembre del 2008). Manual de sistemas PCP.*

¹² Ibid., p. 14

1.6.1.2. Funcionamiento¹³. 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 si. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo, es de desplazamiento positivo.

Figura 8. Desplazamiento Del fluido En Sistema PCP



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

¹³ Ibid, p. 4

1.6.1.3. Ventajas y desventajas de un sistema PCP¹⁴

Tabla 2. Ventajas y Desventajas PCP

Ventajas	Desventajas
Habilidad para producir fluidos altamente viscosos	Capacidad de desplazamiento real máximo de 4000 Bls/día o 640 m ³ /día
Eficiencias entre el 50% y 60%	Capacidad de elevación real máximo de 1050 pies o 3500 metros
Habilidad para producir con altas concentraciones de arena;	Resistencia a la temperatura máxima de 350 °F o 178 °C
Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre (no se bloquea)	Alta sensibilidad a los fluidos producidos
Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles;	Capacidades volumétricas bajas cuando se producen cantidades de gas libre.
Muy buena resistencia a la abrasión; bajo nivel de ruido	Tendencia del estator a daño cuando la bomba trabaja en seco .
Bajos costos de inversión inicial; bajos costos de energía	Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción.
Demanda constante de energía (no hay fluctuaciones en el consumo)	se debe retirar la tubería de producción para sustituir la bomba
Simple instalación y operación; bajo mantenimiento	Poca experiencia en el diseño, instalación y operación del sistema

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

¹⁴ Ibid., p. 2-3

1.6.2. Bombeo electrosumergible¹⁵. El Bombeo electrosumergible es un sistema integrado de levantamiento artificial, es considerado como un medio económico y efectivo para levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo. Es más aplicable en yacimientos con altos porcentajes de agua y baja relación gas-aceite; sin embargo en la actualidad estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, en pozos gasíferos, en pozos con fluidos abrasivos, en pozos de altas temperaturas y de diámetro reducido.

Los componentes del sistema de bombeo electrosumergible pueden ser clasificados en dos partes, el equipo de fondo y el equipo de superficie.

El equipo de fondo cuelga de la tubería de producción y cumple la función de levantar la columna de fluido necesaria para producir el pozo, consiste principalmente de:

- un motor eléctrico.
- Sello
- Separador de gas
- Bomba electro centrífuga.

El equipo de superficie provee de energía eléctrica al motor electrosumergible y controla su funcionamiento. Los principales componentes de superficie son:

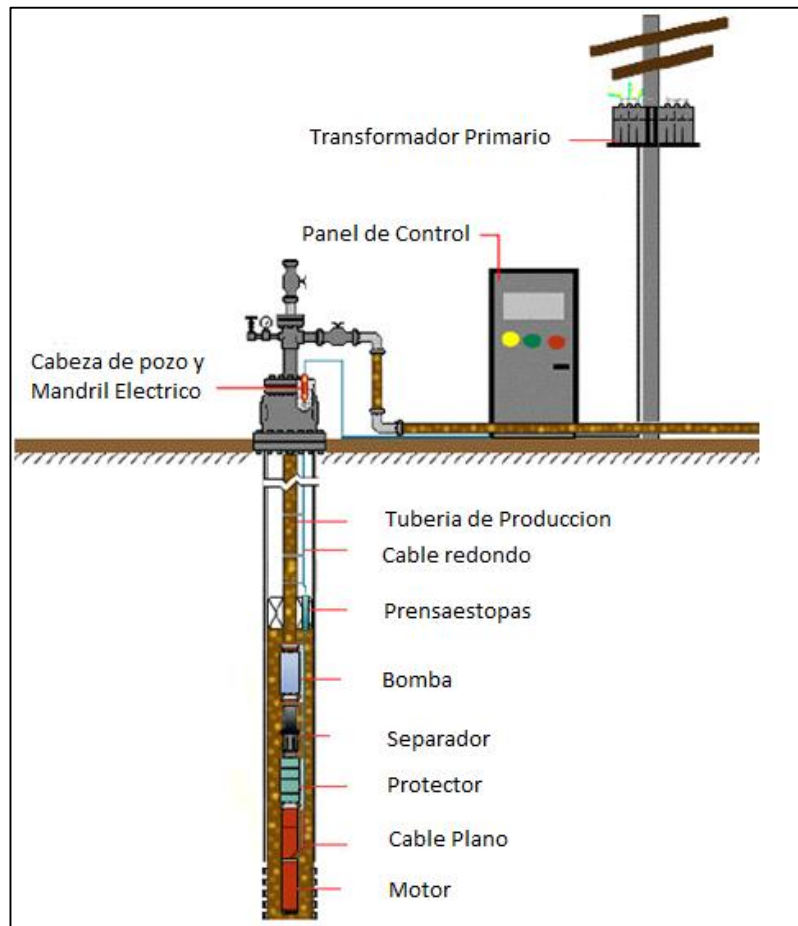
- Los transformadores
- El tablero o variador de control (Electrostart[®], Electrospeed[®]).
- La caja de venteo.

¹⁵ Hughes, B. (2012). Manual BES. P. 34-35

Varios componentes adicionales normalmente incluyen la cabeza de pozo, empacadores, protectores de cable y flejes, válvulas de retención y de drenaje, entre otros. Adicionalmente el equipo de PCP, posee un cable de alta potencia que transmite la energía al motor.

En la figura 9 se ve el tipo más común de instalación y es más o menos un estándar para comparar otros tipos de configuraciones de instalación. En este tipo de aplicación, la unidad es instalada por encima de los intervalos perforados.

Figura 9. Componentes del Sistema del Bombeo Electrosumergible.



Fuente: Amao, M. (20014). *Electrical Submersible Pumping (ESP) Systems*

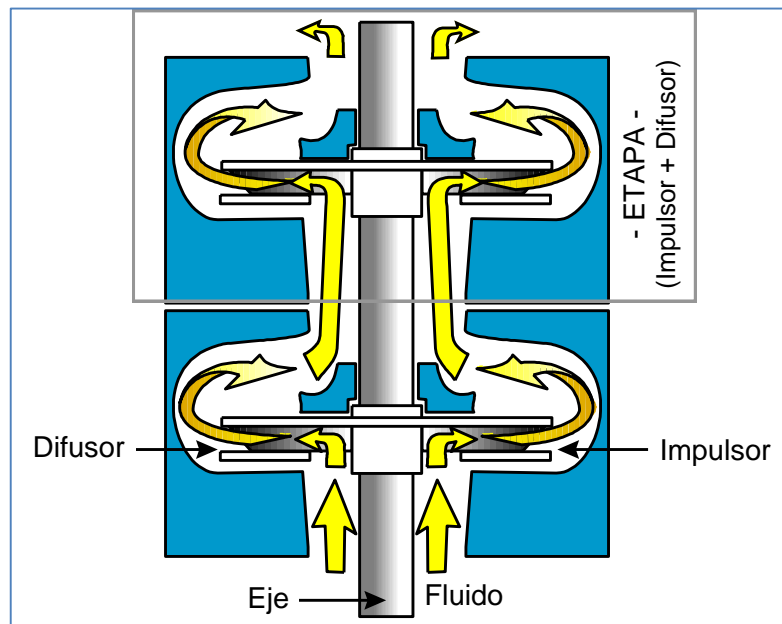
El fluido producido es forzado a moverse hacia arriba desde los disparos pasando por el motor. Este fluido producido, al pasar por el motor, absorbe el calor generado en el mismo y lo enfría.

1.6.2.1. El equipo de fondo

- **La Bomba Centrífuga¹⁶**

Las bombas electrosumergibles son bombas centrífugas multietapas. Cada etapa consiste de un impulsor rotatorio y un difusor estacionario (Figura 10), se superponen varias etapas para obtener la altura de columna deseada.

Figura 10. Etapa de una Bomba de BES



Fuente: Amao, M. (2014). *Electrical Submersible Pumping (ESP) Systems*.

¹⁶ Ibid. P. 43

La bomba centrífuga trabaja por medio de la transferencia de energía del impulsor al fluido desplazado, el cambio de presión-energía se lleva a cabo mientras el líquido bombeado rodea el impulsor, a medida que el impulsor rota, imparte un movimiento rotatorio al fluido el cual se divide en dos componentes. Uno de estos movimientos es radial hacia fuera del centro del impulsor y es causado por una fuerza centrífuga. El otro movimiento va en la dirección tangencial al diámetro externo del impulsor, la resultante de estos dos componentes es la dirección de flujo.

Las bombas electrosumergibles se pueden clasificar en dos categorías generales de acuerdo al diseño de sus impulsores; las de flujo radial, son por lo general bombas de bajo caudal. El impulsor descarga la mayor parte del fluido en una dirección radial. Cuando las bombas alcanzan flujos de diseño altos el diseño cambia a un flujo mixto.. El impulsor en este tipo de diseño de etapa le imparte una dirección al fluido que contiene una componente axial considerable, a la vez que mantiene una dirección radial.

La capacidad de descarga de la bomba electrocentrífuga sumergible depende de la velocidad de rotación (r.p.m.), del diseño de la etapa, la altura dinámica contra la cual debe funcionar y las propiedades físicas del fluido que está siendo bombeado. La altura de columna dinámica total de la bomba es el producto del número de etapas por la altura de columna generada por cada etapa

- **Separador de Gas Rotativo¹⁷**

La capacidad de la bomba centrífuga para el manejo eficiente del gas, es limitada. Por esta razón en las instalaciones de bombeo electrosumergible, para pozos con elevada relación gas-aceite (alto GOR de producción), es necesario emplear separadores de gas. La eficiencia de la bomba es afectada notablemente con la presencia de gas libre. Si el gas presente en la bomba está en solución, es decir

¹⁷ Ibid., p. 46

que la presión existente se encuentra por encima del punto de burbuja del gas, la bomba operará normalmente como si estuviese bombeando un líquido de baja densidad.

El diseño de la bomba electrosomergible le permite operar normalmente con un porcentaje de gas libre de hasta el 10% por volumen. Si el gas libre presente en la entrada de la bomba es de más del 10%, afectará su funcionamiento e incrementará la posibilidad de cavitación o bloqueo por gas en la bomba. Cuando el gas libre presente en la entrada de la bomba se aproxima a este rango es recomendable el uso del separador de gas o etapas especialmente diseñadas para el manejo de gas libre.

- **El Sello¹⁸**

El sello o sección sellante está ubicado entre la parte superior del motor y la parte inferior de la bomba, puede ser instalado como una unidad sencilla o como una unidad tándem. El sello está diseñado para proteger al motor por medio de cuatro funciones básicas, las cuales son:

- 1) Proveer el volumen necesario para permitir la expansión del aceite dieléctrico contenido en el motor. La expansión se debe al incremento de temperatura del motor cuando la unidad está en operación y a la temperatura del fondo del pozo.
- 2) Igualar la presión en la cavidad del pozo con el fluido dieléctrico del motor. Esta igualación de presiones a lo largo del motor evita que el fluido del pozo pueda infiltrarse en las uniones selladas del motor.

¹⁸ Ibid., p. 48

- 3) Proteger al motor de la contaminación de los fluidos del pozo. Como se mencionara anteriormente, la contaminación del aislamiento del motor con el fluido del pozo conlleva una falla temprana del aislamiento. La sección sello contiene múltiples sellos mecánicos montados en el eje que evitan que el fluido del pozo ingrese por el eje.
- 4) Absorber el empuje axial descendente de la bomba. Esto se lleva a cabo por medio de un cojinete de empuje deslizante. El cojinete utiliza una película hidrodinámica de aceite para proporcionarle lubricación durante la operación. El empuje descendente es el resultado de la presión desarrollada por la bomba actuando sobre el área del eje de la bomba y el empuje residual transferido por cada impulsor individual al eje.

- **El Motor Electrosumergible¹⁹**

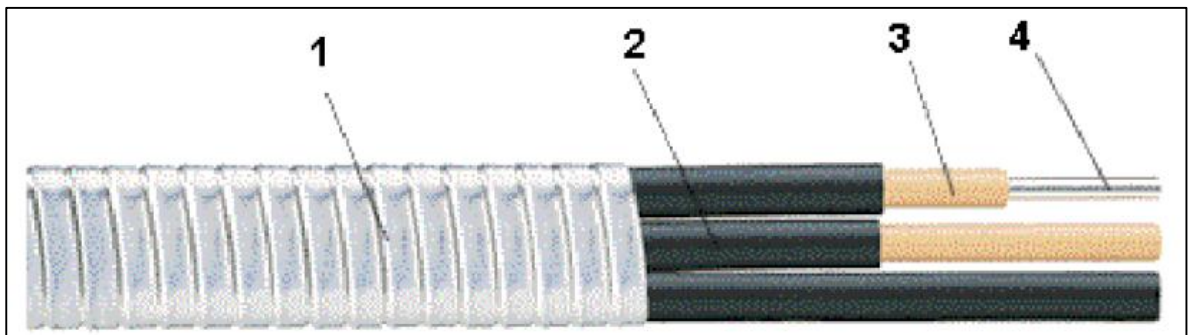
El motor eléctrico utilizado para la operación de las bombas electrosumergibles opera a una velocidad típica de 3600 revoluciones por minuto “RPM” a una frecuencia de 60 Hz.

El motor electrosumergible opera mediante el uso de una corriente alterna de tres fases la cual crea un campo magnético que gira en el estator. El rotor también está compuesto de un grupo de electroimanes arreglados en un cilindro con los polos mirando hacia los polos del estator. El rotor gira simplemente por medio de atracción y repulsión magnética al tratar sus polos de seguir el campo eléctrico rodante generado por el estator.

¹⁹ Ibid., p. 51

1.6.2.2. Cable de alimentación eléctrica²⁰ La potencia es transmitida al motor electrosumergible por medio de un cable de potencia trifásico el cual se fija a la tubería de producción con protectores. Este cable debe ser pequeño en diámetro, bien protegido del abuso mecánico y resistente al deterioro de sus características físicas y eléctricas por efecto de los ambientes calientes y agresivos de los pozos.

Figura 11. Partes del Cable de Potencia BES



Fuente: Amao, M. (20014). *Electrical Submersible Pumping (ESP) Systems*.

1. armadura: acero galvanizado
2. Chaqueta: Aislamiento termoplástico de calidad eléctrica
3. Aislamiento: Aislamiento termoplástico dieléctrico
4. Conductor: cobre revestido de estaño suave dibujado.

1.6.2.3. Equipo de Superficie

- **Transformador**²¹

La distribución de la energía eléctrica en los campos petroleros se realiza generalmente a voltajes intermedios, tal como 6,000 voltios o más. Debido a que

²⁰ Amao, M. (20014). *Electrical Submersible Pumping (ESP) Systems*. P. 16

²¹ Hughes, B., Op. Cit., P. 66

el equipo ESP funciona con voltajes entre 250 y 4000 voltios, se requiere la transformación del voltaje de distribución..

- **Monitor de Presión y Temperatura de Fondo de Pozo²²**

Se pueden obtener datos valiosos del comportamiento de la bomba y del yacimiento mediante el empleo de sistemas de detección de presión y la temperatura en el fondo del pozo. Correlacionando la presión del yacimiento con la tasa de producción, un operador puede determinar cuándo es necesario cambiar el tamaño de la bomba, cambiar el volumen de inyección o considerar una intervención del pozo.

- **Caja de Conexiones²³**

La caja de conexiones, algunas veces llamado Caja de Venteo, realiza tres funciones: (1) proporcionar un punto para conectar el cable proveniente del controlador al cable del pozo, (2) proporcionar un desfogue a la atmósfera para el gas que pueda migrar por el cable de potencia desde el fondo y (3) proporcionar puntos de prueba fácilmente accesibles para la revisión eléctrica de los equipos subsuperficiales.

1.6.3. Bombeo mecánico²⁴ El principal método de levantamiento artificial en el mundo es el bombeo mecánico, con aproximadamente el 85% de los pozos productores.

Una instalación típica de un sistema de bombeo mecánico incluye:

- Equipo de superficie (unidad de bombeo)
- Motor primario

²² Ibid., p. 65

²³ Ibid., p. 66

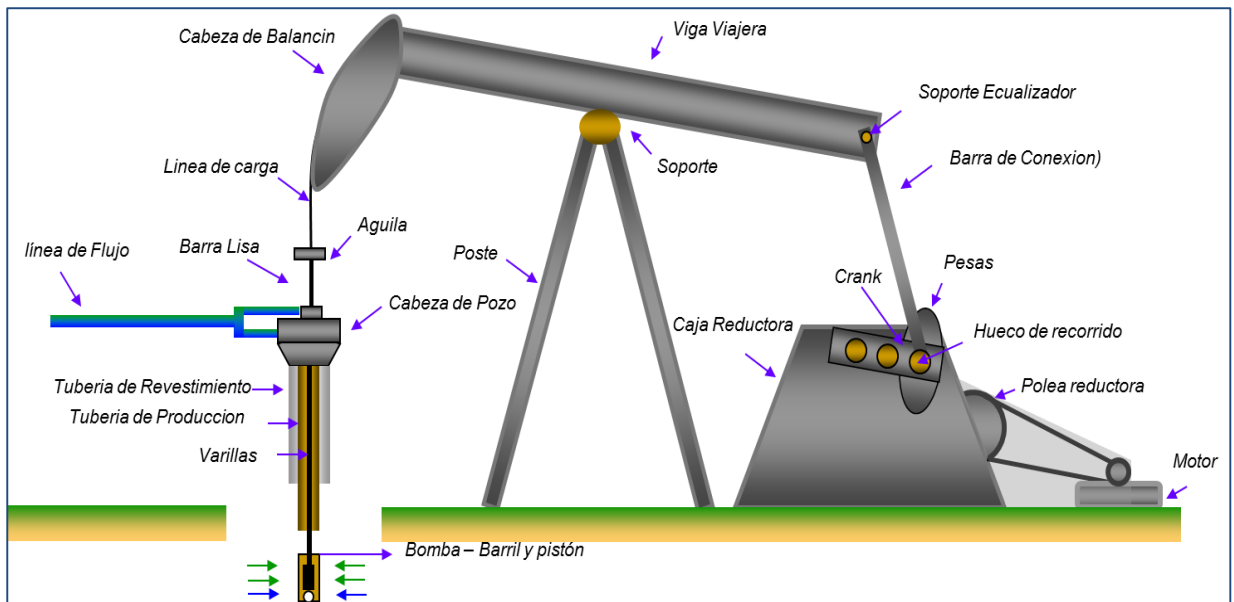
²⁴ Embus, I. L., Martínez, I. J., Molano, I. M., & Services, P. (s.f.). Bombeo Mecanico Diseño y optimizacion. P. 2-3

- Varillas
- Bomba de subsuelo

1.6.3.1. Unidad de Bombeo La función de la unidad de bombeo es convertir el movimiento rotatorio del motor principal en movimiento ascendente y descendente de la sarta de varillas. Este movimiento es denominado recorrido.

En el diseño apropiado de la unidad de bombeo debe de tener en cuenta un tamaño apropiado de la caja reductora y de la estructura, también se debe de tener una longitud de recorrido acorde con la producción de fluido que se desee.

Figura 12. Estado Mecánico Bombeo mecánico



Fuente: Partidas, H., & PDVSA. (2003). *Bombeo mecánico, optimización, diagnóstico y operación*

1.6.3.2. Motor primario ²⁵ Hay dos tipos de motores usados principalmente en un sistema de Bombeo Mecánico:

- Motores eléctricos
- Motores de combustión interna

La función del motor primario es suministrar la energía que el sistema de bombeo necesita. La potencia del motor depende de la profundidad de la bomba, nivel de fluido, de la velocidad de bombeo y del balanceo de la unidad.

1.6.3.3. Sarta de varillas. La sarta de varillas conecta la bomba de subsuelo con la barra lisa, su principal función es transmitir el movimiento recíprocante de la varilla a la bomba. Su metalurgia depende de las condiciones del pozo incluyendo las propiedades del fluido.

1.6.3.4. Bomba de subsuelo²⁶ Durante la carrera ascendente, el pistón se abre lo que genera que todo el líquido que está encima del pistón se apoye sobre válvula viajera, lo que provoca que ésta se cierre. Por la succión que se genera, el líquido que está en el anular del pozo, ingresa a la bomba. Esto se denomina como llenado de la bomba, y se produce hasta que el pistón llegue a la parte superior del recorrido.

²⁵ Ibid., p. 17

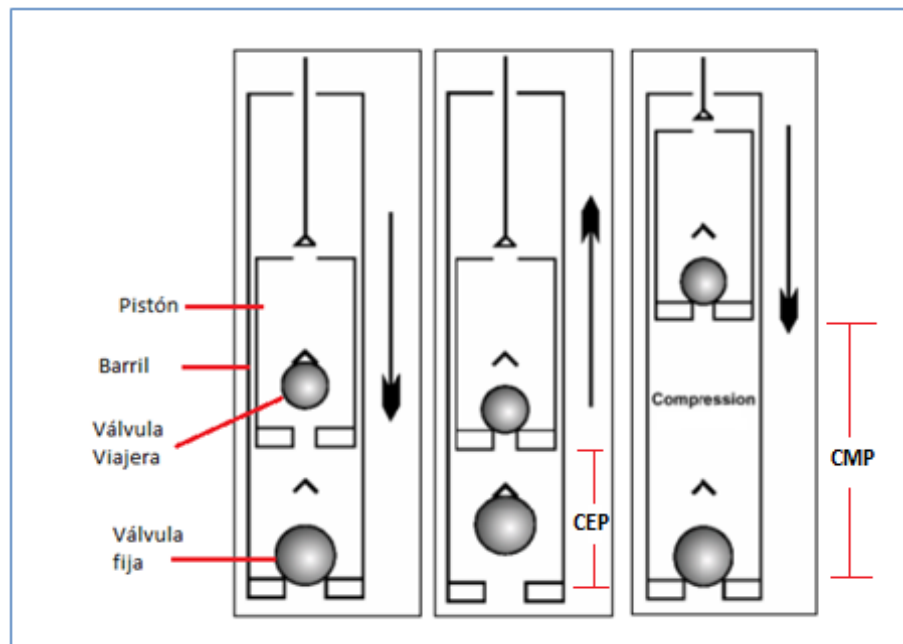
²⁶ Monroy, M., & Weatherford. (22 de Mayo de 2009). *Reciprocating Rod Lift Systems*.

En la carrera descendente, la sarta de varillas empuja el pistón, lo que genera que la presión en el barril aumente por la compresión del líquido. La válvula fija se cierra debido a la diferencia de presión entre el barril y los fluidos contenidos en el anular.

Inmediatamente la válvula viajera se abre debido a la diferencia de presión entre el barril y los fluidos en la tubería. Los fluidos se mueven del barril a la tubería sobre la válvula viajera y es ahí donde se genera la producción por bombeo mecánico.

Toda esta carrera descendente y ascendente se ve reflejada en la Figura 13 donde se evidencia todo el funcionamiento de la bomba de subsuelo.

Figura 13. Funcionamiento Bombeo Mecánico



Fuente: Monroy, M., & Weatherford. (22 de Mayo de 2009). *Reciprocating Rod Lift Systems*.

CMP (Carrera Máxima del Pistón); CEP (Carrera Efectiva del Pistón).

1.6.3.5. Clearance o tolerancia²⁷. La diferencia de presión entre el tope y la base del conjunto pistón - barril, hace que fluya líquido (Figura 14) a través del espacio existente entre el barril y el pistón de la bomba. A dicho espacio se le denomina Clearance. Este fenómeno es llamado escurrimiento (slippage).

Tabla 3. Clearance

Fit	CLEARANCE
-1	0,001”
-2	0,002”
-3	0,003”
-4	0,004”
-5	0,005”

Fuente: Serrano, M. J., & Ecopetrol. (2016). *Bombeo Mecánico*. ICP Bucaramanga.

El deslizamiento de fluido afecta la eficiencia volumétrica de la bomba. Si el fluido que se escurre es viscoso, puede transportar sólidos. La longitud del pistón puede controlar el deslizamiento.

1.6.3.6. Dinamometría²⁸

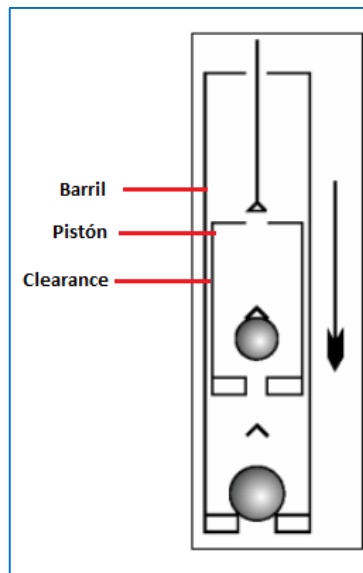
El dinamómetro, es un equipo medidor de fuerzas (o de peso de determinados elementos) Se lo utiliza en el sistema de bombeo mecánico para registrar la carga aplicada al vástago de bombeo y a la sarta de barras de bombeo a lo largo del recorrido de la misma.

²⁷ Serrano, M. J., & Ecopetrol. (2016). *Bombeo Mecánico*. ICP Bucaramanga.

²⁸ Oil production, o. &. (s.f.). Interpretación de Cartas Dinamométricas y cálculo de desplazamiento en bombas de profundidad. P.1

A partir de estos registros, se valorizan los esfuerzos de tracción en la sarta, los esfuerzos de torque en la caja reductora de los equipos de bombeo, y se verifican los contrapesos, se determinan las potencias, y se conocen los desplazamientos y rendimientos de la bomba de profundidad.

Figura 14. Espacio Entre el Barril y el Pistón de la Bomba de BM



Fuente: Monroy, M., & Weatherford. (22 de Mayo de 2009). *Reciprocating Rod Lift Systems*.

- **Cartas Dinamometricas**

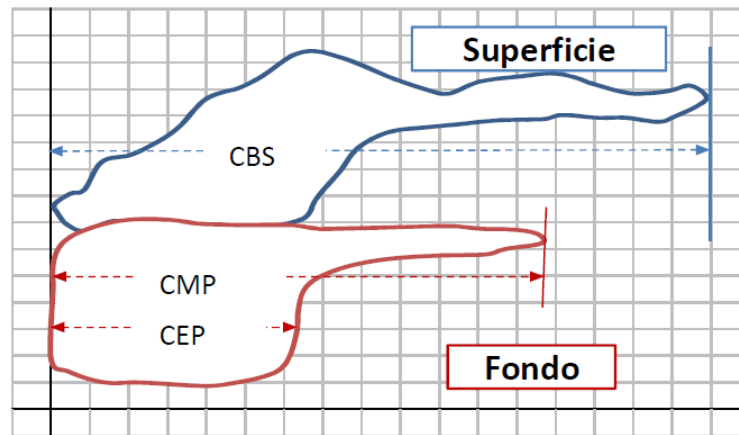
Los parámetros mas representativos del funcionamiento son:

- Cargas máximas y mínimas sobre las varillas
- Estiramiento de las varillas y tubing
- Recorrido efectivo del pistón en la bomba
- Nivel dinámico y presión de admisión en la bomba de profundidad
- Existencia de pérdidas a través de válvulas fijas y móvil

- Caudal efectivamente desplazado por la bomba de profundidad
- Esfuerzos en las varillas y en el vástago de bombeo
- Valor del torque aplicado al reductor del AIB
- Potencia consumida para el trabajo
- Rendimiento del sistema

En la Figura 15 se ilustra como interpretar una carta dinamometrica que representa las carreras ascendentes y descendentes de un sistema de Bombeo Mecanico.

Figura 15. Carta Dinamométrica²⁹



FUENTE: Oil production, o. &. (s.f.). Interpretación de Cartas Dinamométricas y cálculo de desplazamiento en bombas de profundidad.

CBS (Carrera de Barra Pulida en Superficie): Longitud de la carrera de la barra pulida medida en superficie.

CMP (Carrera Máxima del Pistón): Máxima longitud de movimiento del pistón respecto al barril durante una carrera completa

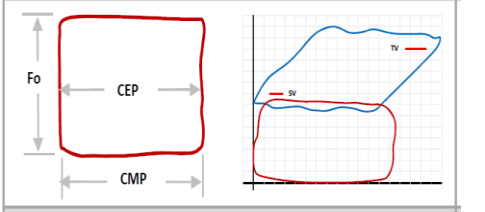
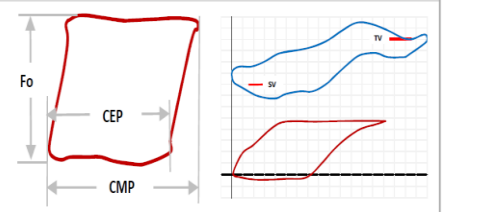
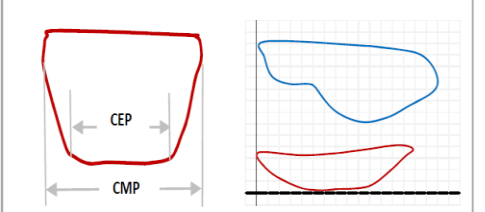
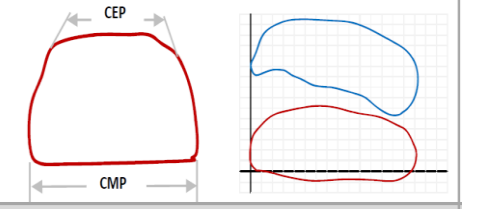
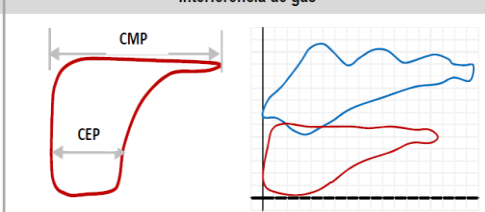
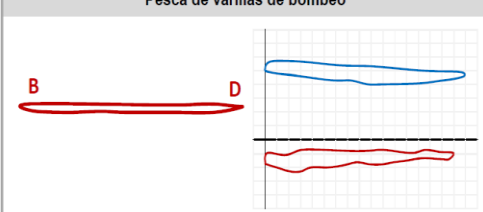
CEP (Carrera Efectiva del Pistón): Longitud de la carrera del pistón cuando la carga total de fluido está actuando sobre la válvula de pie.

²⁹ Ibíd., p.2

La tabla 4 presenta las cartas dinamométricas básicas y en ellas se encuentran reflejados los mayores problemas que se presentan en los sistemas de Bombeo mecánico en el campo la Cira- Infantas.

Los problemas de desgaste de válvula, escurrimiento, taponamiento, poca eficiencia de llenado y fugas en su mayoría son asociados a problemas de arena.

Tabla 4. Cartas Dinamométricas Básicas

<p style="text-align: center;">Llenado completo de bomba</p>  <p>Bomba Llena, Tubería anclada, No hay elongación/compresión.</p>	<p style="text-align: center;">Ancla Libre</p>  <p>Bomba llena, Tubería desanclada, Elongación de varillas.</p>
<p style="text-align: center;">Pérdida en válvula de pié</p>  <p>Fuga en la válvula viajera. El periodo de mantenimiento de recorrido en la carrera ascendente es casi nulo.</p>	<p style="text-align: center;">Desgaste en válvula viajera o pistón</p>  <p>Desgaste en la válvula viajera o pistón, el periodo de mantenimiento de carga en la carrera ascendente es muy corto.</p>
<p style="text-align: center;">Interferencia de gas</p>  <p>Interferencia por gas, Disminución simultanea de las cargas y longitud del recorrido en la carrera descendente.</p>	<p style="text-align: center;">Pesca de varillas de bombeo</p>  <p>Bomba con daño severo, Varilla partida/desconectada</p>

Fuente: Oil production, o. &. (s.f.). Interpretación de Cartas Dinamométricas y cálculo de desplazamiento en bombas de profundidad.

2. CAUSAS Y CONSECUENCIAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

En este capítulo describiremos las causas y consecuencias directas o indirectas asociadas a la producción de arena, y el impacto que genera en la producción de hidrocarburos.

2.1. CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Las causas de producir arena van asociadas a dos grandes grupos, a factores naturales (Directos) y factores inducidos (Indirectos).

2.1.1. Factores Naturales Los factores naturales se remontan a las eras de depositación de sedimentos a las cuales se les atribuye el grado de consolidación, presión de poro, viscosidad.

2.1.1.1. Grado de consolidación. El grado de cementación de la formación depende tanto del ambiente de depositación, tamaño del grano, redondez, tipo de compactación, entre otras. El nivel de cohesión existente entre los granos de arena es un factor que determina la producción de arena.

La cementación de la arenisca suele constituir un proceso geológico secundario, y, por lo general, los sedimentos más antiguos tienden a estar más consolidados que los más recientes³⁰. La mayoría de las areniscas que se depositan en ambientes marinos contienen más presencia de minerales lo cual se puede interpretar como una roca mejor consolidada, al contrario las rocas provenientes de ambientes como deltas de río son poco consolidadas como en La Cira Infantas lo que promueve inevitablemente la producción de arena.

³⁰ Fernández María. "Estudio de las Causas que Causaron Arenamiento En los Pozos del Distrito de Cabrutica", Universidad de Oriente, Venezuela, 2010, pág 33.

2.1.1.2. Reducción de la presión de poro. A lo largo de la vida productiva de un pozo la presión inicial tiende a disminuir lo que genera una pérdida del soporte que poseía la roca suprayacente. La disminución de la presión de yacimiento genera una cantidad creciente de esfuerzo en la arena de formación. En un momento determinado, los granos de arena de formación podrían separarse de la matriz o triturarse debido a la sobrecarga que presentan, lo cual generaría finos que se producen conjuntamente con los fluidos del pozo.

2.1.1.3. Viscosidad del fluido de yacimiento. La fuerza de arrastre friccional que se ejerce sobre los granos de arena de la formación es creada por el flujo de fluido del yacimiento. Dicha fuerza es directamente proporcional a la velocidad del flujo de fluido y la viscosidad del fluido del yacimiento que se está produciendo. La fuerza de arrastre friccional sobre los granos de arena de la formación es mayor en el caso de fluidos de yacimiento de elevada viscosidad, en comparación con los de viscosidad baja.

2.1.2. Factores Inducidos. Los factores inducidos hacen énfasis en las causas que pueden generar arrastres de arena por la diferencia de presión en el yacimiento.

2.1.2.1. Tasas de producción. La producción de fluidos de yacimiento genera un diferencial de presión y fuerzas de arrastre friccional que pueden combinarse para vencer la resistencia a la compresión de la formación. Esto significa que existe una tasa de flujo crítica para la mayoría de los pozos por debajo de la cual el diferencial de presión y las fuerzas de arrastre friccional no son lo suficientemente grandes como para exceder la resistencia a la compresión de la formación y ocasionar la producción de arena. Para esto hay que tener más claro los siguientes conceptos:

- Drawdown Crítico (CDP): Es bien entendido que el drawdown de producción óptimo depende del performance del pozo, es decir en la buena relación del completamiento, índice de productividad y presión del sistema.

La presión de fondo fluyendo crítica de arena libre es definido como la presión a la cual inicia la producción de arena. La diferencia entra la presión de poro del yacimiento y esta presión es definida como Presión de Drawdown Crítica (Critical Drawdown Pressure CDP).³¹ En otras palabras, cualquier drawdown generado al pozo mayor que la CDP causará la producción de arena.

- Velocidad de Flujo: Las fuerzas hidrodinámicas de empuje que actúan sobre un grano de arena son causadas por el flujo del fluido a través de la roca.

En la Figura 16 se pueden comparar las fuerzas que actúan sobre un grano en una roca de baja consolidación, y se asume que el grano está adherido por fuerzas de cohesión (lo cual es un comportamiento esperado para algunos de los granos de una formación).

La figura 16 muestra que las fuerzas hidrodinámicas F_h aumentan con el flujo Q/A , sin embargo para el rango típico mostrado en este caso la mayoría de valores correspondientes al rango son menores al valor de fuerza F_t necesario para erosionar un grano de la formación.

Las fuerzas hidrodinámicas no tienen la capacidad de destruir una roca consolidada al igual que inducir una falla. El mejor rol para las fuerzas hidrodinámicas consiste en remover los granos de una roca no consolidada, y transportar estos sólidos dentro del pozo.

³¹ Keng CH., Danny Ch., Rahim M., Mohamad O., Norbashinatun S., Petronas, "Production Integrated Sand Control Benchmark for Field Development, IPTC 16449, 2013, pág 2.

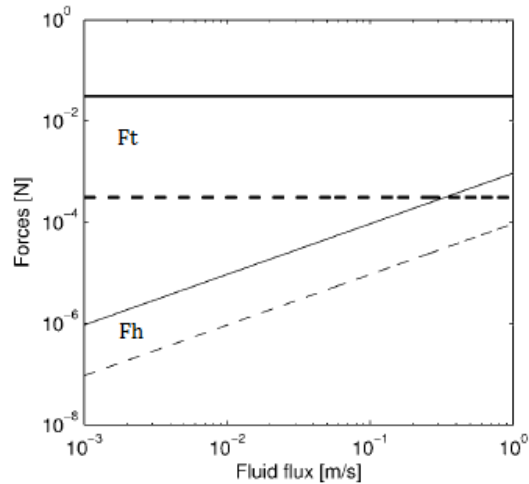
2.1.2.2. Inyección y producción de agua. La Cira-Infantas es un yacimiento caracterizado por alta presencia de areniscas de baja consolidación y por tal motivo su tendencia a ser más susceptibles a la producción de arena. Esto es generado por el aumento del corte de agua debido al proyecto de inyección (Waterflooding). Es bien entendido que la técnica de mantenimiento de la presión por medio de la inyección de agua es el método de recuperación secundaria más aplicado alrededor del mundo, pero hay que tener en cuenta que una irrupción temprana del frente de inyección en los pozos productores genera bajas eficiencias verticales lo cual se debe a la alta heterogeneidad del yacimiento. Existen muchas razones posibles que justifiquen el debilitamiento de la roca en la formación y la producción de arena:

- Reacciones químicas: Las areniscas en condiciones in-situ se encuentran en un estado de equilibrio químico con el agua de formación. La inyección de agua y la irrupción del frente inyectado en los pozos productores alteran el equilibrio químico de la formación debido a una composición química diferente del agua que invade el yacimiento. Esto dará lugar a diferentes reacciones químicas que incluyen la hidrólisis del cuarzo, la disolución del de carbonatos, entre otras³².
- Cambio de la presión capilar: La capilaridad en la arena es un fenómeno que resulta de la tensión entre un fluido mojante (Agua) y uno no humectante (Petróleo); La presión capilar se refiere 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. La fuerza

³² I. Essam., Petrobel, A. Wally, Cairo University, "Effect of wáter injection on sand production Associated with oil production in Sandstone reservoirs", SPE/IADC 108297, 2007.

de cohesión que genera la presión capilar puede ser interpretada analíticamente con respecto a la saturación del agua.

Figura 16. Fuerzas hidrodinámicas sobre un grano de arena

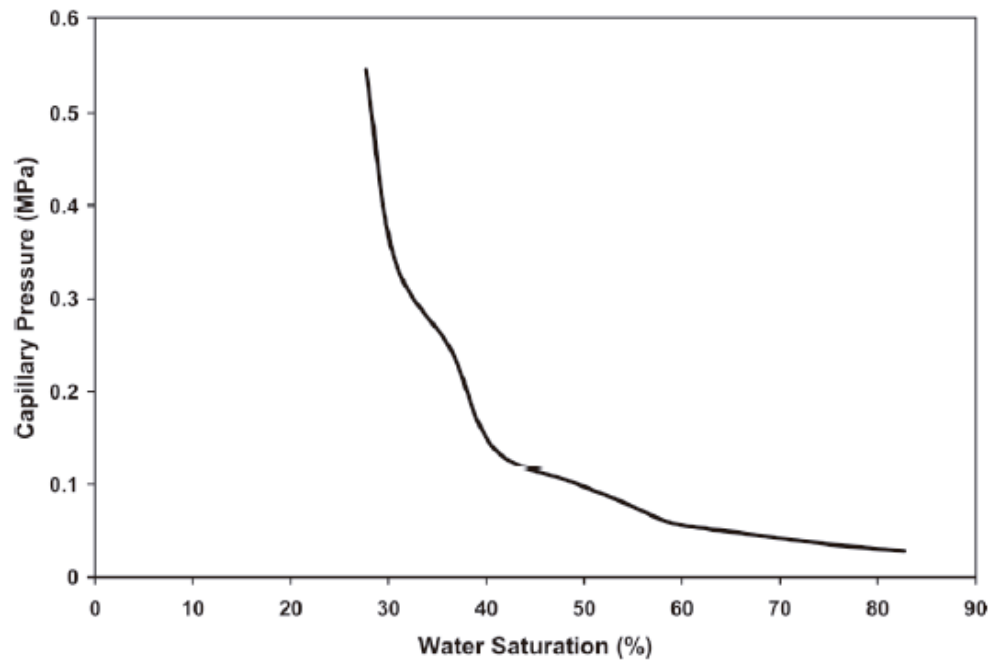


Fuente: E. Fjaer, R.M Holt, P. Horsrud, A.M Raaen & R. Risnes, “Petroleum related rock mechanics”, EL SEVIER, Edición 53, Pág 346

Fuerzas hidrodinámicas F_h actuando sobre un grano de arena, comparadas a las fuerzas F_t necesarias para remover un grano de arena. Línea continua hace referencia a diámetro de partícula mayor con respecto al comportamiento de interlineada

Cuando la irrupción de agua ocurre los pozos empiezan a producir agua y el valor de la presión capilar que ejerce una fuerza sobre la roca de formación se convierte lo suficientemente pequeña a medida que aumenta el corte de agua hasta el punto que la presión capilar puede ser considerada igual a cero.

Figura 17. Presión capilar en función de saturación de agua



Fuente: Ballin Wuu, Chee P. tan., CSIRO Petroleum, “Effect of Water Cut on Sand Production-An Experimental Study”, SPE, 2006, pág 6.

2.1.2.3. Migración de finos³³

- **Finos**

Son aquellas partículas que se encuentran en la formación y que tienen un diámetro menor a 400 μm , estas partículas incluyen varios tipos de arcillas como caolinita, illita detrítica, cemento de cuarzo, clorita y fragmentos de roca, las cuales están compuestas principalmente de aluminosilicato que son minerales migratorios.

³³ (Guimeras, Rosalvida y POLEO, Enrique. Memorias de fluido de perforación. Formulación y prevención de daño. Rehabilitación de pozo control de arena, Cap 5. Daño Físico, 2004)

Existen varias clasificaciones para para las partículas finas.

- Finos in-situ: Arcillas y otros minerales que se encuentran adheridos a los poros por fuerzas intersticiales (presión capilar y tensión superficial).
- Finos generados: fluidos de operación que reaccionan con los fluidos de formación o con lo minerales de la roca generando precipitaciones y variaciones de pH.
- Finos generados por los fluidos de completamiento, perforación y trabaos de workover.
- Finos externamente introducidos: como las bacterias y emulsiones.

La migración de finos ocurre dentro de la red porosa de la formación, así que es crítico entender qué minerales componen los espacios porosos en una roca del yacimiento. Para entender su comportamiento erosivo hay que tener en cuenta que los finos pueden estar bien cementados con respecto a un grano de arena principal o muy pobremente adheridos a este. Los finos que están bien cementados a la matriz pueden ser erosionados y movilizados por un intercambio iónico debido a cambios de la salinidad del medio y procesos de acidificación, lo que destruye los materiales cementantes (procesos químicos). La reducción de la permeabilidad ocurre cuando una gran cantidad de finos intenta pasar al mismo tiempo por la garganta de poro lo que genera un puenteo o sedimentación.

- Efecto de la Mojabilidad: El flujo de agua en el yacimiento actúa desestabilizando los finos y promueve un canal óptimo para su transporte. Cuando el agua es inyectada, los finos tienden a fluir dependiendo su mojabilidad³⁴. Cuando se da lugar a la irrupción del agua inyectada en los pozos productores, las partículas mojadas por agua tenderán a aumentar

³⁴ Di Lullo, G., and Rae, P., "A new acid system for true stimulation of sandstone reservoirs", paper SPE 37015. Asia Pacific Oil & Gas Conference, 1996.

su movilidad considerablemente lo que desencadena en un mayor arrastre de finos.

- Flujo en Dos Fases³⁵: El flujo en dos fases ocurre cuando dos tipos de fluidos fluyen juntos al mismo tiempo y en el mismo lugar. Cuando el crudo y el agua fluyen juntos los finos tienden a migrar debido a la turbulencia generada por un flujo multifásico que además del proceso erosivo también mantiene a los finos en solución lo que genera pegas y restricciones al flujo en los sistemas de levantamiento artificial.

La turbulencia incrementa en la cara de la formación debido al efecto del flujo radial y es en esta área donde el daño se magnifica.

2.2. CONSECUENCIAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

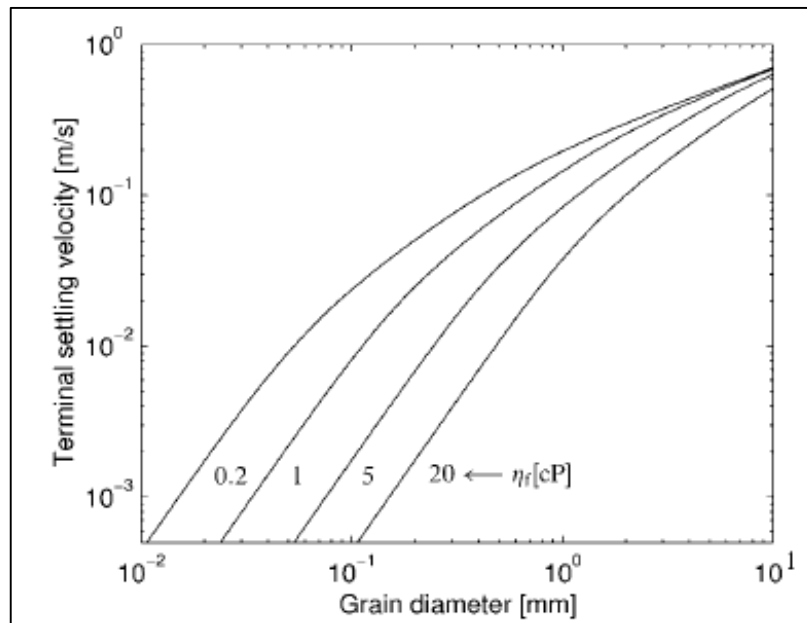
La producción de arena en el yacimiento no necesariamente implica que la arena llegue a superficie. Para que esto pase, el flujo del fluido debe ser lo suficientemente alto para arrastrar las partículas sólidas desde el fondo del pozo. De lo contrario, la arena permanecerá en el fondo del pozo. Este efecto complica el análisis de la producción de arena; que no haya arena en superficie no necesariamente implica que no exista producción de arena en el pozo. Similarmente, si la arena aparece en superficie, puede ser difícil identificar si la arena fue producida bajo las condiciones de producción actuales o fue producida bajo otras condiciones diferentes.

En la figura 18 se muestra que los granos de mayor diámetro tienen una velocidad a la cual la arena se segrega por gravedad mucho mayor que los granos de menor tamaño. Esto quiere decir que los granos de mayor diámetro tienden a precipitarse con mayor facilidad. También se puede evidenciar que los fluidos de baja viscosidad requieren una velocidad de flujo mayor para ser capaces de arrastrar la

³⁵ Jeff Hibbeler SPE and Thomas Garcia Bj Services company and Dr. Nelson Chavez PDVSA “An integrated long term for migratory fines damage”, SPE 81017, 2003.

misma cantidad de arena comparado con los fluidos de altas viscosidades. Como la velocidad del fluido puede variar a lo largo del pozo, las condiciones para el transporte de arena pueden variar.

Figura 18. Velocidad mínima para la decantación de arena



Fuente: E. Fjaer, R.M Holt, P. Horsrud, A.M Raaen & R. Risnes, “Petroleum related rock mechanics”, EL SEVIER, Edición 53, Pág 364

“Velocidad mínima para la segregación de arena como función de su diámetro para cuatro valores de viscosidad η_f .”

Estos resultados claramente muestran que no existe una relación 1:1 entre la cantidad de arena producida en superficie y la arena de producción que queda en el fondo del pozo. Este efecto complica el manejo de la arena y determina la generación de los problemas que se plantearan a continuación

2.2.1. Acumulación en los equipos de superficie. Si la velocidad de producción es lo suficientemente rápida para transportar arena hacia la superficie por la tubería de producción, esta arena podría quedar atrapada en el separador, el calentador-tratador o la tubería de producción. Si el volumen de arena que permanece atrapada en alguna de estas áreas es suficientemente grande, será necesario efectuar una limpieza para que el pozo pueda producir eficazmente. Con el fin de reestablecer la producción, habrá que cerrar el pozo, abrir el equipo de superficie y extraer manualmente la arena. En este caso, no sólo deberán considerarse los costos de limpieza, sino también de aquellos que genera el diferimiento de la producción.

2.2.2. Acumulación en fondo. Si la velocidad de producción no es lo suficientemente alta como para arrastrar la arena hasta la superficie, esta podría quedar bloqueada en la tubería de producción o caer y empezar a llenar el interior de la tubería de revestimiento.

Tarde o temprano el intervalo productor podría quedar totalmente cubierto de arena. Cualquiera que sea el caso, la tasa de producción disminuirá hasta que el pozo esté totalmente arenado y la producción se detenga. En estas situaciones se requiere adoptar medidas correctivas para limpiar el pozo y restablecer la producción.

2.2.3. Erosión del equipo de fondo y de superficie. En pozos altamente productivos, los fluidos que circulan a gran velocidad y transportan arena pueden erosionar excesivamente tanto el equipo de fondo como el de superficie, lo que implica la necesidad de efectuar trabajos frecuentes de mantenimiento para reemplazar los equipos dañados.

Si la erosión es intensa u ocurre durante un lapso suficiente de tiempo, el equipo de superficie y/o de fondo podría llegar a fallar totalmente, lo que generaría problemas graves de seguridad, ambientales y producción diferida. En algunos casos de falla de equipo, podría requerirse una rehabilitación asistida con taladro para reparar el daño.

2.2.4. Desgaste de válvulas³⁶. Cuando una o más partículas de arena quedan atrapadas entre la bola y el asiento de las válvulas, se impide el cierre perfecto y consecuentemente la hermeticidad. Esta situación permitirá que el fluido acompañado por los granos abrasivos, se desplace a alta velocidad y desgaste fácilmente los asientos, formando hendiduras y canaletas.

Debido a esto en La Cira Infantas los sistemas de levantamiento artificial bombeo mecánico utilizan dos válvulas viajeras y dos válvulas fijas para asegurar la hermeticidad y mantener la eficiencia de bombeo por periodo de tiempo más largo.

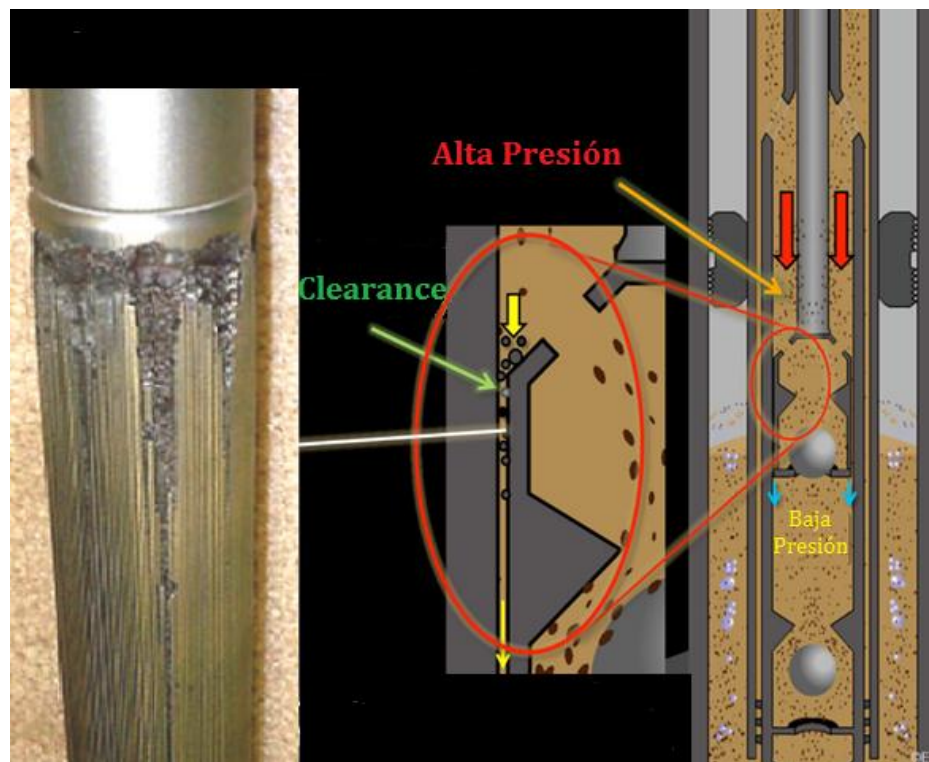
2.2.5. Acumulación de arena entre el barril y la tubería de producción. Este fenómeno se da en bombas insertables de anclaje inferior por la decantación y acumulación de la arena entre la tubería y el barril. El proceso de segregación de la arena se debe tanto a las bajas velocidades de flujo, y a pozos que según su configuración ciclen generando un medio propicio para facilitar la decantación de sólidos.

Esto es lo que hace necesario sacar la tubería de producción para poder cambiar la bomba de sub-suelo generando mayores costos. En los pozos de La Cira Infantas del orden de 3500 ft o en aquellos más profundos con buen nivel de fluido es suficiente el anclaje superior de copas para evitar este problema.

³⁶ Pan American Energy, Unidad de Gestión Golfo San Jorge, "Manual de Producción", 2002, pág 33.

2.2.6. Desgaste del pistón y el barril:³⁷ Debido a la longitud del pistón y el fit (espacio anular entre el diámetro externo del pistón y el diámetro interno del barril), un sello hidrodinámico es formado. Hay que tener en cuenta que una pequeña parte del fluido de producción es capaz de pasar a través de este espacio anular. Además este escurrimiento ayuda a lubricar el sello hidrodinámico generado. Es de recalcar que la cantidad de fluido que pasa entre el pistón y el barril es inversamente proporcional a la eficiencia de la bomba.

Figura 19. Desgaste entre el diámetro externo del pistón y el diámetro interno del barril.



Fuente: Odessa Separator Inc.

³⁷ Odessa Separator Inc. 2016

Durante la operación de la bomba, la arena suspendida en el fluido de producción puede migrar dentro del espacio anular entre el pistón y el barril causando canales asistidos por la abrasión sobre la superficie de estos dos elementos. Estos canales normalmente se convierten lo suficientemente profundos en el pistón, permitiendo mayor escurrimiento y mayor pasaje de arena generando una declinación en la eficiencia de la bomba hasta el punto en que la tasa de producción no es económica³⁸. Esto resulta en una intervención prematura al pozo que puede costar miles de dólares por la desinstalación y la instalación además de la producción diferida.

2.2.7. Colapso de la formación: Los fluidos producidos podrían arrastrar consigo grandes volúmenes de arena hacia el bolsillo del pozo. Si la velocidad de producción de arena es suficientemente elevada y el proceso se extiende por un lapso largo de tiempo, se desarrollará un vacío detrás de la tubería de revestimiento, el cual continuará ampliándose a medida que se produzca más arena. En la mayoría de los casos, la producción ininterrumpida a largo plazo de arena de formación generalmente reduce la productividad del pozo y su recuperación final. El colapso de la formación reviste particular relevancia cuando el material de la misma llena total o parcialmente los cañoneos. Incluso una cantidad pequeña de material de formación que llene los cañoneos incrementará significativamente la caída de presión a través la formación cerca del pozo, para una tasa de flujo determinada³⁹.

³⁸ John Stachowiak, Weatherford International, "New sucker rod pump technology with integral screen for sandy Wells", SPE-173623, 2015.

³⁹ Gustavo, C., Sergio, C., "Identificación de problemas potenciales operacionales y alternativas de manejo en el control de producción de arena de pozos horizontales", 2011.

3. ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO DE ARENA

El objetivo del análisis granulométrico es obtener una distribución del tamaño de las partículas presentes en una muestra determinada. Históricamente, el tamaño de partícula fue determinado mediante el uso de tamices con diferentes tamaños de apertura en sus mallas lo que permitía tener buenos resultados para tamaños de grano mayores a 200 μm , y el restante se asignaba como sedimentos (tamaño menor a 200 μm). Sin embargo, en la industria de los hidrocarburos surge la necesidad de identificar la distribución granulométrica para esos sedimentos⁴⁰.

Todos los métodos existentes para la determinación de la distribución granulométrica tienen sus ventajas y desventajas. En la industria se utilizan dos métodos que generalmente arrojan resultados diferentes, en parte debido a la forma de los granos y también al grado de dispersión de la muestra de sub-suelo obtenida.

Los materiales geológicos tienen un amplio rango de distribuciones de tamaños de grano y típicamente se componen de partículas con forma irregular, lo que conlleva a que el tamaño de partícula obtenido en un análisis depende en cuál aspecto de la partícula es medido. Los diferentes métodos utilizados son:

3.1. DIFRACCIÓN DE LA LUZ COHERENTE⁴¹

La difracción láser funciona bajo el principio de la dispersión de la luz láser en todas las direcciones y con una intensidad que va a depender en el tamaño de grano. El ángulo de dispersión es inversamente proporcional al tamaño de grano y la intensidad del haz de luz difractado en cualquier ángulo es una medida del número de partículas con un área transversal específica.

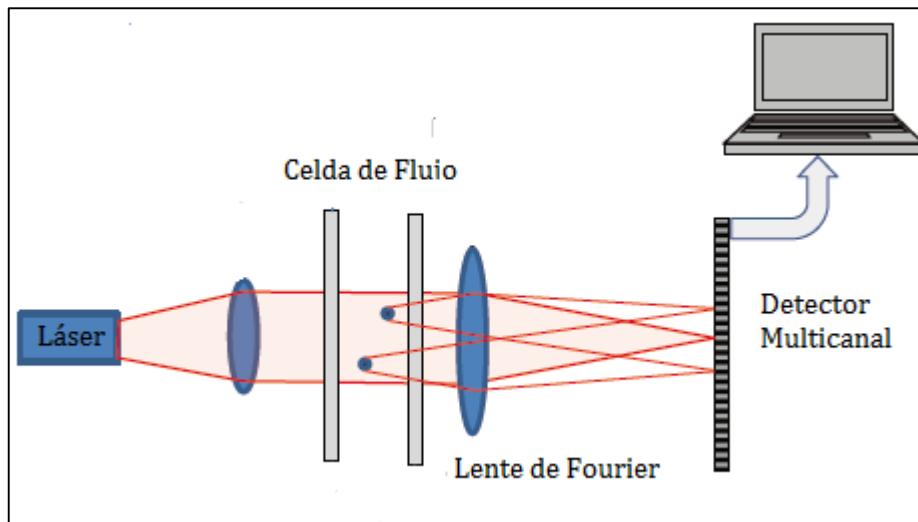
⁴⁰ Tracey Ballard and Steve Beare, "Particle size analysis for Sand Control Applications", SPE 165119, 213, pág 1

⁴¹ Ibid., p. 2

Cuando un haz de luz paralelo de luz coherente monocromática, es decir un láser, pasa a través de una pequeña zona conteniendo partículas, se forma un patrón de difracción superpuesto a la imagen y mucho más amplio que aquella.

Si se coloca una lente convergente después de la zona de partículas y se ubica una pantalla en el plano focal de la lente, la luz no difractada forma una imagen en el foco, y la luz difractada forma un conjunto de anillos concéntricos alternativamente blancos y negros, llamado patrón de Fraunhofer.

Figura 20. Esquema método difracción de luz coherente.



Fuente: Tracey Ballard and Steve Beare, "Particle size analysis for Sand Control Applications", SPE 165119, 213, pág 3.

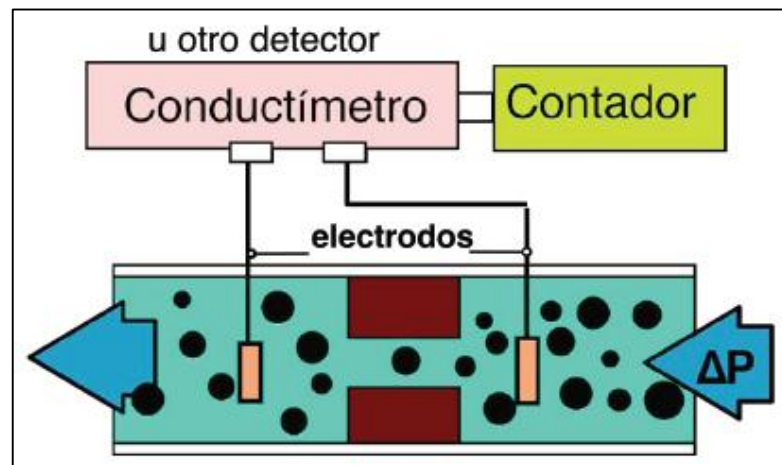
3.2. CONTADORES DE ORIFICIO⁴²

Cuando una partícula pasa a través de un orificio pequeño sumergido en una solución electrolítica, se modifican las líneas de corriente dentro del orificio, y por

⁴² J. Sample, A.T. Bourgoyne An Experimental Evaluation of correlations used for predicting cutting slip velocity. Louisiana 1977 SPE 6645

lo tanto la conductividad electrolítica entre dos electrodos situados a un lado y otro del orificio. La señal eléctrica obtenida al pasar una partícula a través del orificio está relacionada con su diámetro, siempre y cuando este sea del mismo orden de magnitud que el diámetro del orificio. Este principio es conocido como Coulter.

Figura 21. Esquema método contadores de orificio



Fuente: Métodos de análisis granulométricos. Jean Louis Salager.

3.3. FOTO ANÁLISIS/ GRANULOMETRÍA ÓPTICA⁴³

Es el proceso de medida de diferentes tamaños de grano en un material granular, basado en la fotografía. Esta tecnología ha sido creada para analizar una fotografía y crear estadísticas basadas en lo que retrata la imagen. Es el método más simple y el único que puede considerarse como absoluto, puesto que permite al operador pronunciar un juicio subjetivo acerca del tamaño o de la forma de las partículas. Sin embargo, se vuelve extremadamente tedioso cuando se quiere hacer medidas objetivas como determinar el tamaño exacto de la partícula.

⁴³ López C., "Modeo Analítico para la Estimación del Arenamiento de Pozos en La Cira Infantas a Partir de Mediciones de Campo", Universidad Nacional de Colombia, 2009, pág 81.

La precisión del analizador de imagen está limitada por la precisión del microscopio que se usó para tomar la foto. Este método permite un análisis de estructuras mucho más pequeñas, como cristales y minerales microscópicos.

- **El proceso**⁴⁴

El software usa cuatro pasos básicos para determinar el tamaño promedio del material:

- Captura de foto de la muestra del material al cual se le quiere realizar la medición

Figura 22. Paso 1 proceso análisis de imagen.

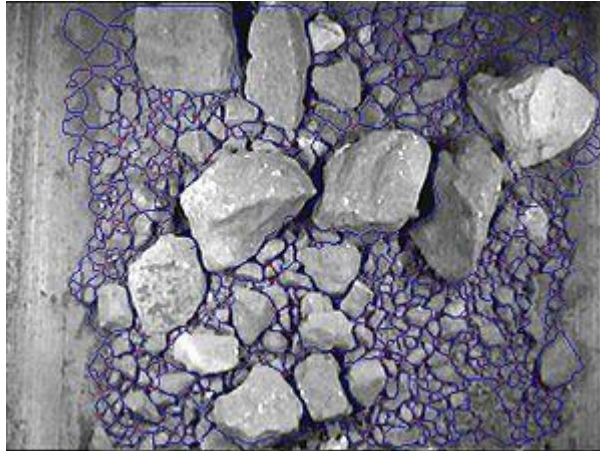


Fuente: *Métodos de análisis granulométricos. Jean Louis Salager*

- Detección de bordes. El software puede determinar los diferentes tamaños de material en la foto.

⁴⁴ *Ibíd.*, p. 82

Figura 23. Paso 2 proceso análisis de imagen



Fuente: *Métodos de análisis granulométricos. Jean Louis Salager.*

- Tamizado virtual. Se mide el radio largo/ancho. El tamaño de partícula individual es medida instantáneamente.

Figura 24. Paso 3 procesos análisis de imagen



Fuente: *Métodos de análisis granulométricos. Jean Louis Salager.*

- Gráfica. Se grafican los datos estadísticos de distribución de tamaño de una forma fácil de lectura

3.4. ANÁLISIS HIDROMÉTRICO (LEY DE STOKES)⁴⁵

Se utiliza para obtener un valor estimado de la distribución granulométrica de muestras cuyas partículas no pueden ser medibles por el análisis con tamiz, es decir para partículas menores a 150 micrones. Este método, utiliza la relación entre la velocidad de caída de una esfera en un fluido, el diámetro de la esfera, peso específico de la esfera y fluido y la viscosidad del fluido. Por ley de Stokes, la velocidad se expresa de la siguiente manera:

$$V_s = (\rho_p - \rho_f) \frac{g * d_p^2}{18\mu_f} \quad \text{Ec (1)}$$

El procedimiento consiste en mezclar la muestra con agua destilada más cierto volumen de un agente dispersante, el cual neutraliza las cargas eléctricas sobre las partículas más pequeñas que a menudo tienen carga negativa y se atraen entre sí con fuerza suficiente como para formar flóculos y aumentando su diámetro.

Se agita la mezcla y se vierte en una probeta de igual capacidad al de la mezcla y con bases en una superficie firme. Se acciona el cronómetro al introducir el hidrómetro y el termómetro. Con las lecturas del hidrómetro y con sus respectivas temperaturas, se calcula el peso de los sólidos en suspensión para poder estimar el diámetro de las partículas.

Este método está limitado al rango de tamaño comprendido entre partículas grandes que sedimentan rápidamente y las partículas micrométricas mantenidas

⁴⁵ America petroleum institute, "recommended practices for core analysis. Recommended practice 40.Washington. Second Edition, 1998.

en suspensión por el movimiento browniano o arrastradas por el flujo convectivo de retorno.

3.5. ANÁLISIS POR TAMIZ⁴⁶

Un análisis por tamiz es un procedimiento usado para contar o valorar la distribución del tamaño de partícula (gradación) de un material granular en el laboratorio.

Figura 25. Modelo del conjunto de tamices y zaranda mecánica.



Fuente: Mehmet Parlar, “Screen and Gravel Selection for Sand Exclusion Techniques”, Occidental Andina, 2015.

El procedimiento consiste en someter una muestra de arena de peso conocido a vibración continua, usando un tamizador; se selecciona una muestra

⁴⁶ Ibid, p. 236

representativa que se obtiene a través del cuarteo, la cual se pasa a través de una serie de tamices organizados de acuerdo al tamaño de los orificios, los más grandes en la parte superior. Los granos descienden hasta que las partículas más pequeñas son retenidas en una bandeja.

3.5.1. Tamizado vertical ⁴⁷ En este caso, el movimiento transversal actúa sobre la muestra. El movimiento vertical es superpuesto con un suave movimiento circular el cual resulta en una distribución de la cantidad de muestra sobre toda la superficie del tamiz.

Las partículas son aceleradas en dirección vertical. En el aire, las partículas tienen rotación libre e interactúan con las aperturas de la malla cuando caen. Si las partículas son más pequeñas que las aperturas, pasarán a través del tamiz. Si por el contrario son más grandes, entrarán de nuevo en el movimiento vertical. La rotación mientras las partículas están suspendidas aumenta la probabilidad de que las partículas presenten una orientación diferente frente a la malla cuando caen de nuevo, luego podría eventualmente pasar a través de esta.

3.5.2. Tamizado Horizontal. El tamiz se mueve en círculos horizontales en un plano. Las zarandas horizontales son preferiblemente usadas para muestras con forma de aguja, alargada o fibrosa.

3.5.3. Tamizado tipo Tapping. Movimiento horizontal circular sobre un movimiento vertical el cual es creado por un pequeño impulso. Este proceso de moción es característico de tamizado manual y produce un alto grado de tamizaje por densidad de partículas.

⁴⁷ Ibíd., p.237

3.5.4. Tamizado sónico. Las partículas son levantadas y forzadas a caer en una columna de aire oscilando a una frecuencia de cientos de ciclos por minuto. Son usados para manejar principalmente polvo fino.

El tamaño del promedio de las partículas en cada tamiz es analizado para identificar el rango de tamaño capturado en cada malla. Los resultados de la prueba son graficados con el fin de identificar el tipo de gradación de la muestra agregada como se verá más adelante.

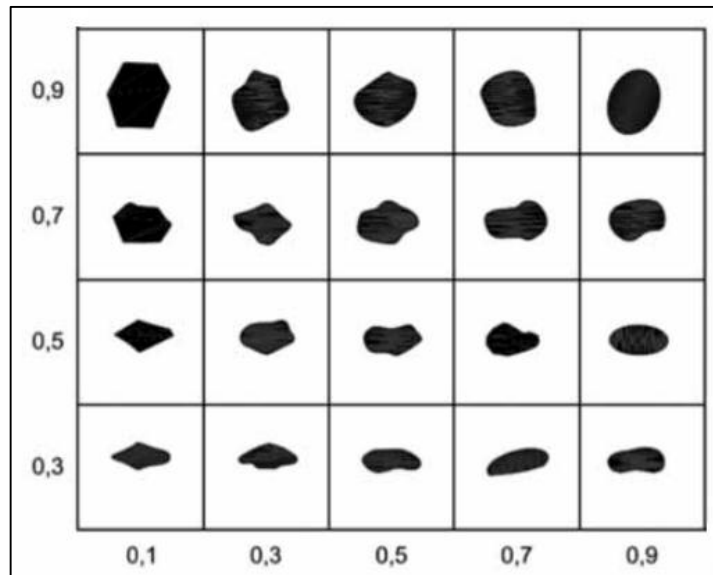
Tabla 5. Clasificación de partículas según su tamaño.

Análisis granulométrico	Mm
Análisis de arena muy gruesa	2.0 - 1.0
Arena gruesa	1 - 0.5
Arena media	0.5 - 0.25
Arena fina	0.25 - 0.10
Arena muy fina	0.10 - 0.05
Limos y arcillas	0.05 - 0.002
Limos y arcillas	< 0.002

Fuente: *Tecnología de completaciones para Formaciones Inconsolidadas Rev. 2, 1995.*

3.5.5. Limitaciones del tamizado. Es frecuentemente usado para tamaños de partículas que oscilan en los 350 micrones (tamaño de malla 45) puesto que es aproximado y consistente. Para materiales mucho más finos que esto, este procedimiento puede ser un poco menos aproximado. Esto, es debido a que la energía mecánica para hacer pasar una partícula a través de la malla y los efectos de atracción superficial entre las mismas partículas y estas con la malla incrementa conforme decrece el tamaño de partícula.

Figura 26. Esfericidad de los granos de arena.



Fuente: Peñaranda Victoria, “Arenas más allá del acatamiento de las normas”, 2014, pág 9.

Este análisis asume que todas las partículas son esféricas o cercanas a la esfericidad (La redondez se clasifica en términos relativos, hablándose de granos angulares a redondeados, pasando por categorías intermedias Figura 26) y pasarán a través de una apertura cuadrangular cuando el diámetro es menor que el tamaño del cuadrado de dicha apertura. Para partículas alargadas este análisis no dará resultados de masa confiables.

3.6. DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA

La distribución granulométrica de una muestra de arena es la representación gráfica de los resultados obtenidos de un análisis para contar o valorar la distribución del tamaño de partícula (gradación) de un material granular en el laboratorio.

Para el caso del tamizaje las partículas son retenidas por cada malla según el tamaño de la abertura. Este procedimiento se realiza con el fin de identificar el porcentaje en peso que ha sido retenido por cada tamiz, lo que hace relación a un tamaño de partícula determinado. A continuación se muestra la información recopilada para un pozo Ejemplo.

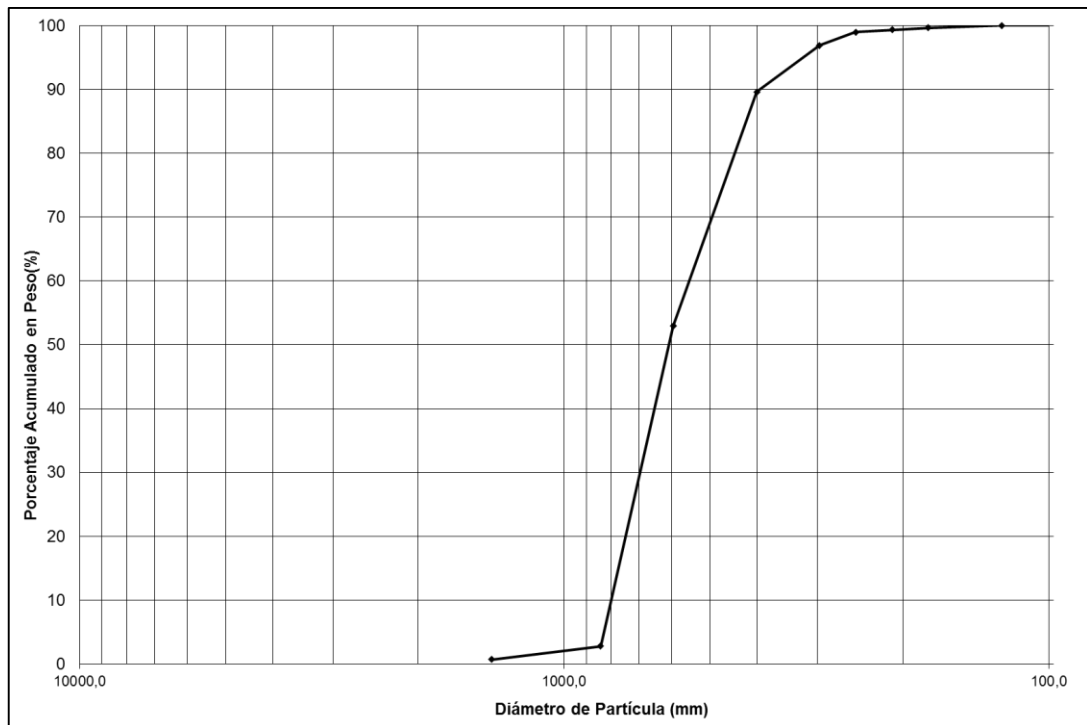
Tabla 6. Tamaño de grano de arena Pozo Ejemplo.

Unidad Mesh	Micrones (μm)	Peso Retenido (gr)	Peso Retenido (%)	Acumulado (%)
14	1410	1,3	1,00	1,00
20	841	1	0,77	1,76
30	595	3	2,30	4,06
40	400	11,5	8,81	12,87
50	297	36,6	28,05	40,92
60	250	19,8	15,17	56,09
70	210	30,8	23,60	79,69
80	177	16,5	12,64	92,34
Pan	Pan	10	7,66	100,00
Peso Total =		130,5	100	100

Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

El porcentaje en peso acumulado se ilustrará en una gráfica semi-logarítmica donde la abscisa corresponde a valores de tamaño de grano en escala logarítmica y en escala natural la ordenada con valores de porcentaje en peso acumulado de la muestra de arena.

Figura 27. Distribución granulométrica Pozo Ejemplo



Fuente: *Occidental de Colombia, LLC 2015.*

Según sus criterios Saucier construyó una celda de formación basándose en las propiedades de fondo. Con esto comparó la caída de presión que resultaba del flujo a través de la celda de diferentes caudales. Si la permeabilidad resultaba ser la misma que la inicial, se concluía que se había logrado un control de arena eficaz sin generar una disminución en la producción.

Una forma de determinar el criterio de Saucier es a través del coeficiente de uniformidad y de sorting de la muestra. El primero mide la uniformidad de la muestra de arena y la segunda mide el grado de dispersión entre las partículas de mayor y menor tamaño.

$$C_{\mu} (\text{coeficiente de uniformidad}) = \frac{D_{40}}{D_{90}} \quad \text{Ec (2)}$$

$$C_s (\text{sorting}) = \frac{D_{10}}{D_{95}} \quad \text{Ec (3)}$$

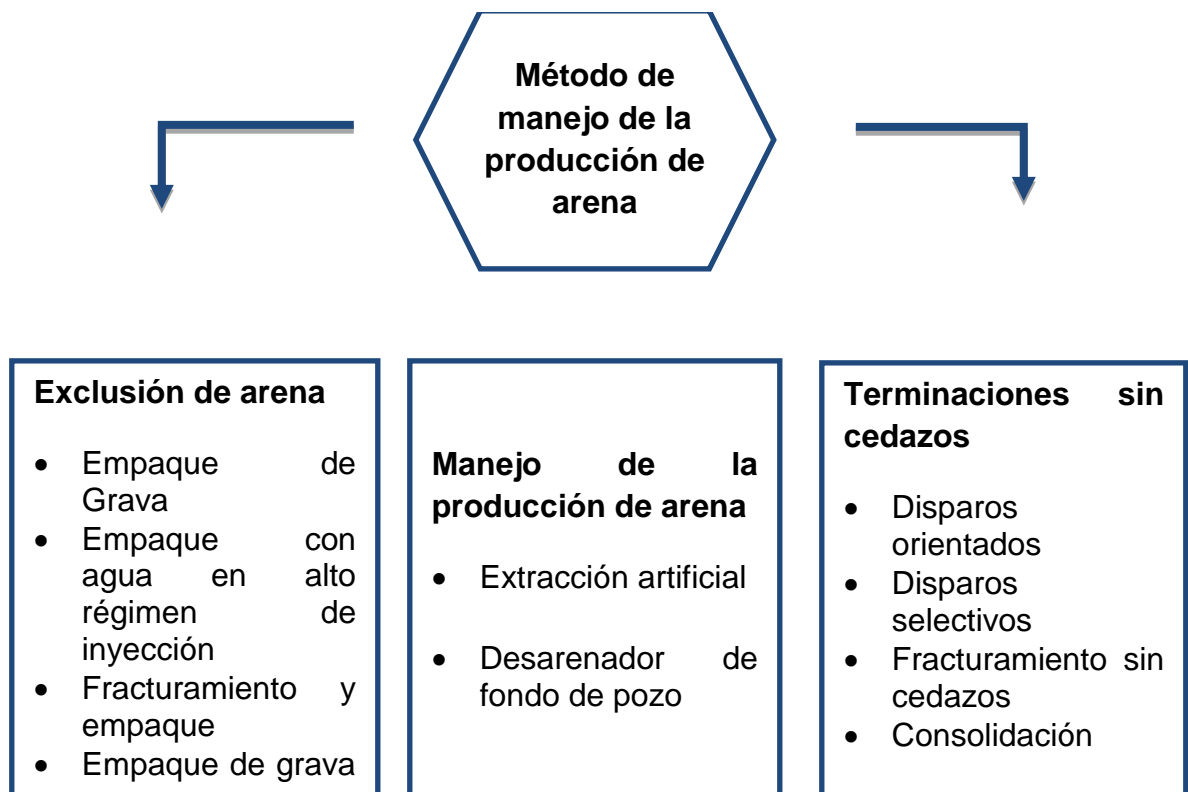
Dónde:

- C: factor de organización de los granos o coeficiente de uniformidad.
- D: es el percentil de la muestra de arena.
- D_{40} = tamaño de los granos en el nivel acumulado del 40% derivado del gráfico del análisis del tamizado.
- D_{90} =tamaño de los granos en el nivel acumulado del 90% derivado del gráfico del análisis del tamizado.
- D_{10} =tamaño de los granos en el nivel acumulado del 10% derivado del gráfico de análisis del tamizado.
- D_{95} = tamaño de los granos en el nivel acumulado del 95% derivado del gráfico de análisis del tamizado.

4. MANEJO Y FILTRACIÓN DE LA ARENA DE PRODUCCIÓN

Las técnicas de control y manejo de la producción de arena se basan en retener la migración de granos de arena al pozo los cuales pueden llegar a causar la disminución en la producción y fallas en los equipos de fondo en el campo La Cira Infantas.

Figura 28. Método de manejo de la producción de arena.



Fuente: Acock A., Alexander J., Andersen G., Kaneko T., Twynam A., Roy A., Nishi M., Numasawa M., López J., "Métodos prácticos del manejo de la producción", 2004, pág 7.

Si existen preocupaciones acerca de la estabilidad de la formación, los operadores pueden optar entre las tecnologías de exclusión de arena de fondo de pozo o los métodos de terminación sin cedazos. También pueden decidir manejar la producción de arena existente mediante la selección cuidadosa de técnicas y prácticas de extracción artificial, las cuales se presentan a lo largo del trabajo.

Independiente del método de control de arena que se aplique, una práctica indispensable es la optimización de las operaciones de perforación y completamiento, las cuales pueden perjudicar las propiedades de la formación favoreciendo las condiciones para la producción de arena. Estas operaciones bien diseñadas y ejecutadas, permiten reducir las fuerzas de arrastre sobre los granos de la formación. Por ejemplo, la técnica de cañoneo utilizada y el diámetro del disparo que permiten aumentar el área de flujo.⁴⁸

4.1. MÉTODO MECÁNICO PARA EL MANEJO DE ARENA

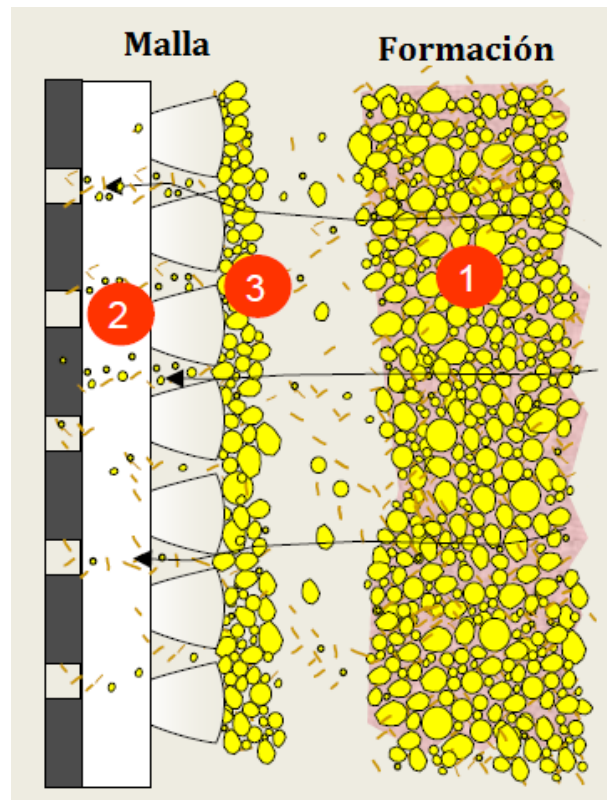
Este método consiste en retener una fracción de la arena de formación sobre algún material permeable el cual se instala debajo del punto en el cual entra el fluido a la bomba de sub-suelo. Su ubicación con respecto a los perforados puede variar según las condiciones de cada pozo.

Como se puede observar en la figura 19 en la formación existen sólidos de alta y baja consolidación lo cual va a depender del grado de cementación de los granos de arena (1). La velocidad del flujo y la inyección de agua erosionan los granos de baja consolidación los cuales serán retenidos por las mallas que actúan como filtro reteniendo las partículas mayores al tamaño de apertura o slot (3). Aquellas partículas que no son filtradas serán producidas y manejadas por el sistema de levantamiento artificial (2). Es importante entender que las mallas promueven la

⁴⁸ Acock A., Alexander J., Andersen G., Kaneko T., Twynam A., Roy A., Nishi M., Numasawa M., López J., "Métodos prácticos del manejo de la producción", 2004.

formación de “puentes” que ayudan a generar una eficiencia mayor de filtración (3).

Figura 29. Puentes de arena



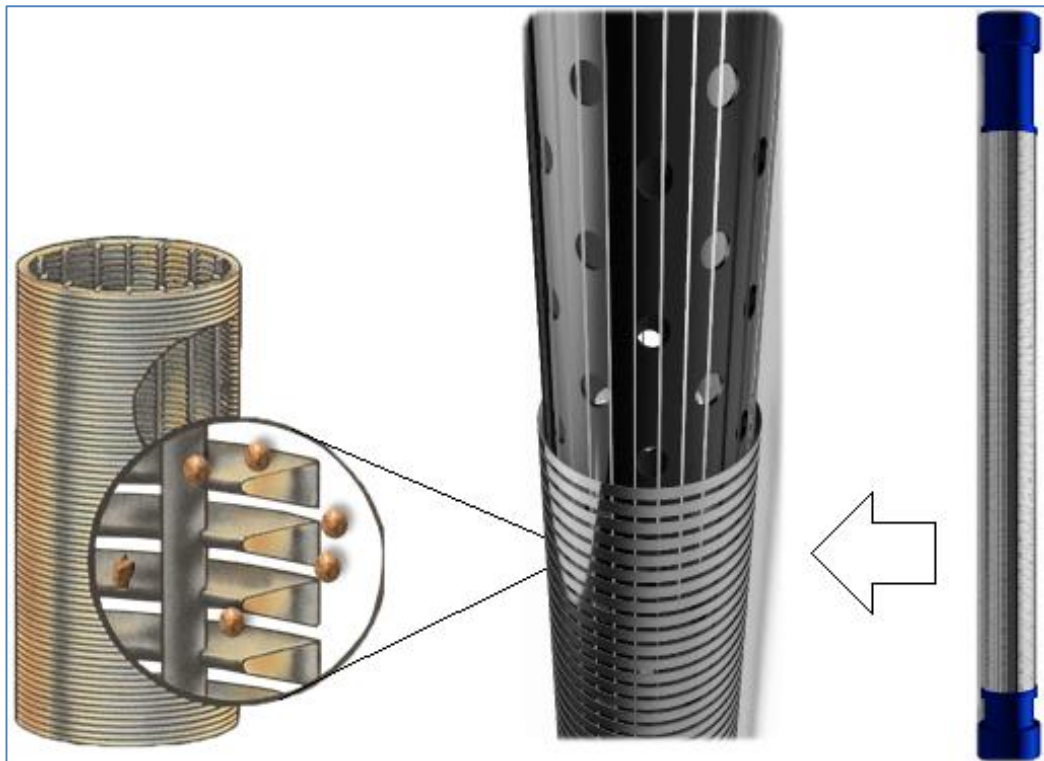
Fuente: Odessa Separator Inc.

La teoría del puenteo muestra que las partículas forman puentes sobre una ranura, siempre y cuando el ancho de esta no exceda dos diámetros de partícula. En forma similar, las partículas formaran un puente contra un agujero si el diámetro del mismo no es mayor a tres veces el diámetro de la partícula.⁴⁹

⁴⁹ Ibíd., p.27

4.1.1. Tubing screen⁵⁰. Son usados para maximizar el run life de los sistemas de levantamiento artificial mediante la separación de solidos abrasivos o arenas. Están compuestos por una chaqueta de malla en espiral con una base de tubería perforada J55 EUE. Esta herramienta es diseñada específicamente para pozos con altos costos asociados a fallas por arena. El Tubing Screen se instala debajo del intake de la bomba, en lugar de la tradicional tubería perforada, permitiendo que la arena con granulometría superior a la malla sea filtrada. A continuación se muestra la imagen de los componentes de un Tubing Screen.

Figura 30. Tubing Screen.



Fuente: Odessa Separator Inc.

⁵⁰ Odessa Separator Inc. 2016

4.1.1.1. Tamaño del Slot⁵¹. Este se determina mediante un Sand Sieve Analysis (Análisis Granulométrico) realizado en el laboratorio. Para tener la distribución granulométrica, se solicita una muestra de la arena presente en el pozo o de acuerdo al Frac Sand realizado. En la tabla 7 se muestra la relación entre el tamaño de la ranura de los tamices y su equivalencia en el tamaño del slot.

Tabla 7. Tabla de Conversiones.

U.S MESH	PULGADAS (in)	MICRONES (µm)	MILIMETROS (mm)	SLOT
3	0,265	6730	6,73	75
5	0,157	4000	4	75
7	0,111	2830	2,83	75
10	0,0787	2000	2	75
12	0,0661	1680	1,68	50
14	0,0555	1410	1,41	50
16	0,0469	1190	1,19	20
25	0,028	707	0,707	20
30	0,0232	595	0,595	20
35	0,0197	500	0,5	15
40	0,0165	400	0,4	15
45	0,0138	354	0,354	12
50	0,0117	297	0,297	12
60	0,0098	250	0,25	Vortex Sand Shield
80	0,007	177	0,177	
100	0,0059	149	0,149	
200	0,0029	74	0,074	
400	0,0015	37	0,037	

Fuente: Odessa Separator Inc.

⁵¹ Odessa Separator Inc; (2016) Sand Sieve Analysis.

Para el sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico es recomendable que la muestra de arena obtenida se haya encontrado entre la válvula fija y la válvula viajera en el desarme de la bomba. Esto permite identificar los sólidos que están generando problemas en el sistema de bombeo en sub-suelo.

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

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

4.1.1.2. Longitud del filtro⁵². La longitud es un factor crítico en el uso de los filtros y su cálculo va de acuerdo a la capacidad del pozo (BFPD) y el slot (ranura) del filtro. La mayoría de los taponamientos se producen cuando la velocidad del fluido es elevada, provocando que la arena se acumule sobre el área abierta.

Entre más larga sea la longitud del filtro, más lenta será la velocidad y mayor su capacidad. Este fenómeno explica la necesidad de instalar más de un filtro por pozo. En la tabla 8 se relaciona las principales características de la herramienta, teniendo en cuenta la relación anteriormente descrita entre el tamaño de la malla y el slot para el tamaño de poro de los Tubing Screen

⁵² *Ibíd.*, p. 4..

Tabla 8. Características del Tubing Screen.

Tubing Screen de 23.5 ft			
Diámetro	Slot	Área Abierta (in ²)	Peso (Lbs)
2-3/8"	8	135,8	195
	10	166,4	195
	12	195,8	195
	15	237,7	195
	20	302,6	195
	50	594,3	195
	75	756,4	195
2-7/8"	8	163,2	240
	10	199,9	240
	12	235,1	240
	15	285,5	240
	20	363,4	240
	50	713,8	240
	75	908,5	240
3-1/2"	8	190,5	300
	10	233,3	300
	12	274,5	300
	15	333,3	300
	20	424,2	300
	50	833,3	300
	75	1060,5	300

Fuente: Odessa Separator Inc.

Ventajas:

- Reduce fallas asociadas a la arena.
- Malla en espiral de alta resistencia.
- Solido diseño (base en tubería de 24 ft) con variedades de slot (ranuras).
- Mayor área de intake, permitiendo graduar las distancias entre cada vuelta de la malla en espiral, logrando filtrar la granulometría deseada.
- El diseño de la malla en “V” provee un área de contacto menor, reduciendo la fricción ocasionada por el flujo del fluido.
- Un amplio rango de tamaños de ranura.
- Se mantiene el diámetro en el cuerpo de la herramienta.

4.1.1.3. Criterios de diseño⁵³. Los siguientes cálculos permiten determinar adecuadamente y de manera técnica, la aplicación de los tubing screen según el tratamiento al problema que se le daba realizar y/o necesite para cada pozo. Esto se logra realizando una evaluación cualitativa y cuantitativa para su clasificación. Es importante aclarar que esta clasificación se basa en los análisis realizados por el ingeniero de producción en el desarme de las bombas de sub-suelo, el histórico de intervenciones. Las siguientes variables de operación permitirán generar un diseño para mitigar el problema:

- Producción total (BFPD): El pico de producción más alto alcanzado por el pozo en su histórico para mejorar el diseño en la operación de las herramientas.
- Porcentaje de run time (%): Porcentaje que representa el tiempo de trabajo del sistema de levantamiento artificial.
- Selección de las dimensiones del tubing screen (OD-Longitud): Se determina según la producción del pozo, y de la capacidad de la tubería para manejar el caudal respectivo.

⁵³Ibíd., p. 5

- Tamaño de la ranura (Slot): Se determina según el tamaño de arena que se quiera controlar a partir del análisis de la distribución granulométrica de la muestra de arena del pozo.
- Clasificación del pozo según su la gravedad de su problema (Promedio-Malo-Severo): Permite generar un factor de seguridad en los cálculos del diseño para evitar posibles taponamientos de los tubing screen.
 - ✓ Promedio: Producción normal de sólidos sin presencia de asfaltenos y/o scales.
 - ✓ Malo: Mayor que la producción promedio de sólidos con poca presencia de asfaltenos y scales.
 - ✓ Severo: Mayor que la producción promedio de sólidos con alta presencia de asfaltenos y scales.

Resultados

Tamaño de la arena (Mesh): Se determina utilizando la tabla de conversión anteriormente descrita, donde se muestra la equivalencia entre la apertura de malla de los tamices con el número de slot de los tubing screen.

Área total del diseño: Área total disponible para la entrada del fluido. Es un factor crítico para controlar las velocidades del fluido a través de los tubing screen. Se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Área superficial total} = \pi \times (\text{Diámetro Tubería}) \times (\text{Longitud de la Malla}) \quad \text{Ec (4)}$$

$$\text{Fracción de área abierta} = \frac{\text{Tamaño Ranura}}{\text{Tamaño Ranura} + \text{Tamaño del Alambre}} \quad \text{Ec (5)}$$

$$\text{Total de área abierta (in}^2\text{)} = \text{Área superficial total} * \text{Fracción de área abierta} \quad \text{Ec (6)}$$

*Area abierta total del diseño (in²) = Total de área abierta * Cantidad de Tubing Screen* **Ec (7)**

Velocidad de flujo a través de la malla: Depende de la producción del pozo y del área disponible para que el fluido pase a través de las mallas. A menor área se generan mayores velocidades de flujo promoviendo el taponamiento de los filtros.

Velocidad de flujo a través del área abierta de la malla (in/seg)

$$= (\text{Produccion por (in}^3/\text{min)}) / \text{Área abierta total de la malla (in}^2) / 60 \quad \mathbf{Ec (8)}$$

La tabla 9 muestra la velocidad crítica para los diferentes tubing screen. Este valor se determina experimentalmente y hace relación a la velocidad a la cual la herramienta no tiene una eficiencia del 100%.

Tabla 9. Velocidad Crítica.

Slot	Velocity	% Well Classification		
		Promedio	Malo	Severo
12	0,33688	1	2	2,1428
15	0,35933	1	1,7777	2
20	0,43794	1	1,625	1,7777
50	0,56146	1	1,5	1,625
75	0,67375	1	1,4285	1,5

Fuente: Odessa Separator Inc.

Cuando el pozo tiene una clasificación de malo, el valor de la velocidad crítica es dividido por el factor mostrado según el slot correspondiente. Este valor obtenido es comparado con la velocidad simulada según el diseño propuesto, lo que permite identificar si el área disponible es suficiente para que la velocidad de flujo

simulada sea menor a la velocidad crítica, de lo contrario el área de flujo debe aumentar.

4.2. DESARENADOR DE FONDO DE POZO

Se describen tipos de configuraciones de desarenador de fondo de pozo que se podrían instalar dependiendo de los análisis granulométricos y otros que }que se encuentran implementados en algunos pozos.

4.2.1. Vortex sand shield⁵⁴

Figura 31. Vortex Sand Shield



Fuente: Odessa Separator Inc.

El vortex sand shield se compone de dos etapas de separación. La primera utiliza Tubing screen con el objetivo de filtrar partículas abrasivas, cuyo tamaño es mayor a 297 μm . La segunda etapa se compone del vortex el cual genera una fuerza

⁵⁴ Ibíd., p. 7- 10

centrífuga y separa los sólidos de un tamaño menor a 297 μm , es decir aquellos finos que no son filtrados por la primera etapa de control.

Sus componentes son:

- La camisa: es la parte externa de la herramienta y su función es brindar soporte a la parte interna que se encuentra expuesta a los efectos abrasivos de la arena, lo cual puede generar cortes severos ocasionados por la fuerza centrífuga y altas velocidades a las que está expuesta el fluido.

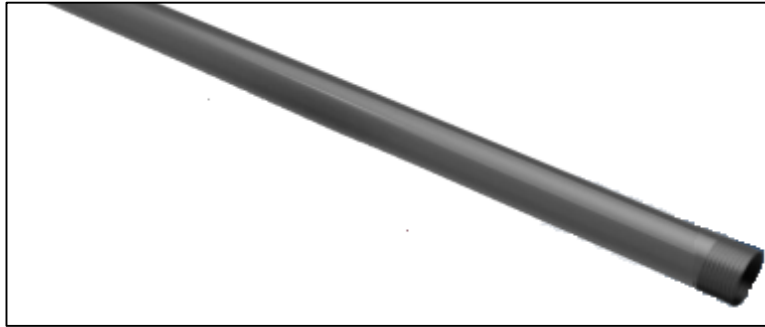
Figura 32. Camisa Tubing Screen



Fuente: *Odessa Separator Inc.*

- Dip tube: es la tubería que conecta la hélice con el intake de la bomba ya que permite el ingreso y ascenso del fluido filtrado para finalmente ser producido.

Figura 33. Dip Tube.



Fuente: *Odessa Separator Inc.*

- El cuerpo: es la parte interna de la herramienta, justo dentro de la camisa que alberga los finos y los conduce a las juntas de cola. Está diseñado para tener un tiempo de vida útil considerable debido a su metalurgia interna especial que lo hace resistente a la abrasión de la arena.

Figura 34. El cuerpo del Tubing Screen.



Fuente: *Odessa Separator Inc.*

- Hélice: es la parte interna de la herramienta que se encuentra torqueada al último dip tube, compuesta por aspas en forma de espiral generando un movimiento circular del fluido. Esto es conocido como vortex y separa partículas sólidas del fluido por efecto de las fuerzas centrífugas. Existen diferentes diseños de hélices como se muestran en la Figura 35 donde se puede evidenciar la diferencia en la configuración de las aspas. Este diseño va a depender de las propiedades del fluido y de la producción del pozo.

Figura 35. Hélices



Fuente: *Odessa Separator Inc.*

Para los crudos pesados los rangos de flujo en BFPD pueden ser reducidos en un 50% debido a las altas viscosidades y alta resistencias al flujo lo cual impide la generación de fuerzas centrífugas lo suficientemente altas como para promover la sedimentación de sólidos.

En la Tabla 10 se evidencian los parámetros de selección que dará el tamaño de las Hélices apropiado dependiendo de la tasa de flujo. Donde se concluye que para cualquier tipo de diámetro de tubería, cualquier tamaño de Hélices funciona,

la diferencia está en la en el diseño geométrico de las aspas de las hélices, donde se tienen en cuenta diferentes criterios incluyendo la viscosidad y tasa de flujo.

Tabla 10. Parámetros de selección.

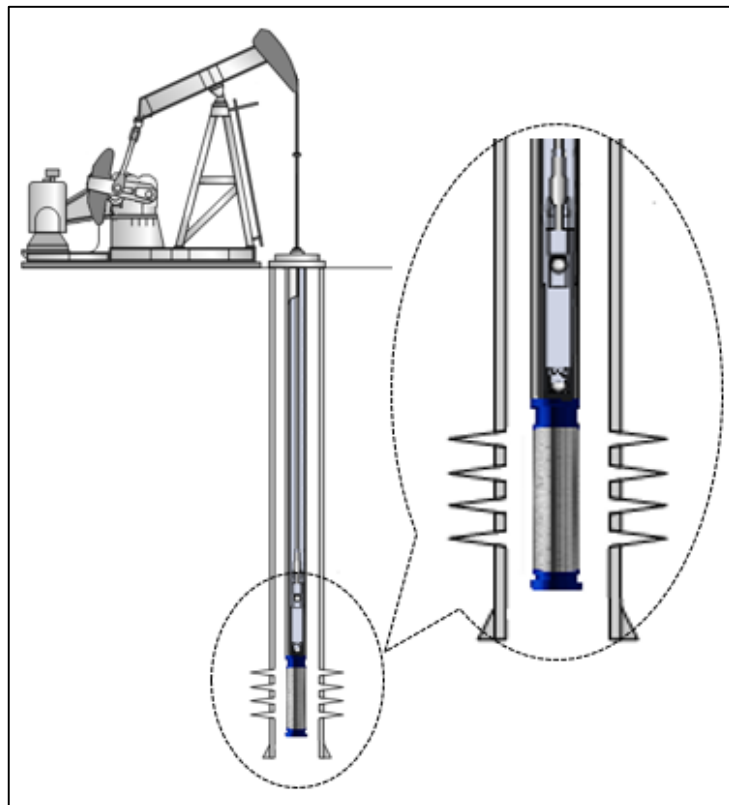
TASA DE FLUJO (BFPD)		TAMAÑO HÉLICES
MÍNIMO	MÁXIMO	DIÁMETRO TUBERÍA
48	96	2-3/8" 2-7/8" 3-1/2"
66	126	
108	220	
165	305	
205	425	
390	740	
575	955	
740	1400	
1050	1950	

Fuente: *Odessa Separator Inc.*

Todas las herramientas anteriormente descritas se instalan por debajo del punto en el cual el fluido entra a la bomba (Figura 36). Su configuración va depender del tamaño de la arena que predomine en el pozo, la tasa de producción, el rat hole o bolsillo y la clasificación del pozo.

4.2.1. Desarenador en fondo. El desarenador es un accesorio en la columna de producción para separar sólidos del fluido antes de que ingrese al Sistema de bombeo. Se diseña para cada pozo y/o equipo de bombeo, de acuerdo al volumen de producción. Las partículas de arena son separadas por fuerza centrífuga generada por el movimiento a lo largo del espiral. El fluido ingresa por los orificios de entrada, circula por la espiral y finalmente asciende por el ID del espiral.

Figura 36. Configuración de Tubing Screen.



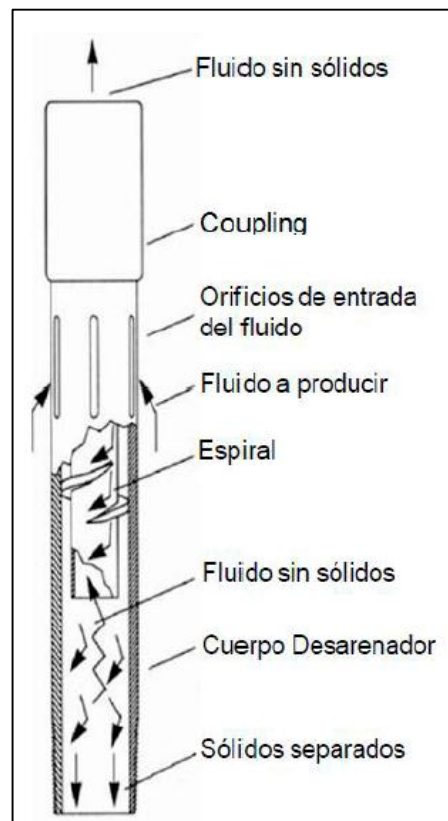
Fuente: Occidental de Colombia, LLC. Odessa Separator Inc.

El fluido alcanza una gran velocidad angular, imprimiendo una fuerza centrífuga en las partículas que las envía a la pared del desarenador, cayendo en forma de

espiral. Esto genera un vórtice en la parte inferior del espiral, produciendo una zona de baja presión en el centro y logrando que la parte liviana del sistema (fluido) ascienda por el tubo de producción.

Para el uso de esta herramienta no se realiza análisis granulométrico de la arena del pozo y el control estos sólidos se realiza sin importar el tamaño de la partícula lo que genera una tasa de sedimentación mucho mayor, es decir el bolsillo del pozo o las juntas de cola utilizadas tienden a llenarse más rápido. Este es un factor crítico para la implementación del separador en fondo.

Figura 37. Configuración separador de fondo



Fuente: Catálogo, “Desarenador en Fondo”, Maple Oil Tools.

4.3. SISTEMAS DE MANEJO DE ARENA

Se describen los diferentes sistemas implementados para el manejo de la arena que se utilizan para barrer, lubricar y limpiar el anular entre el barril y el pistón, donde predomina la utilización de herramientas con sellos, anillos

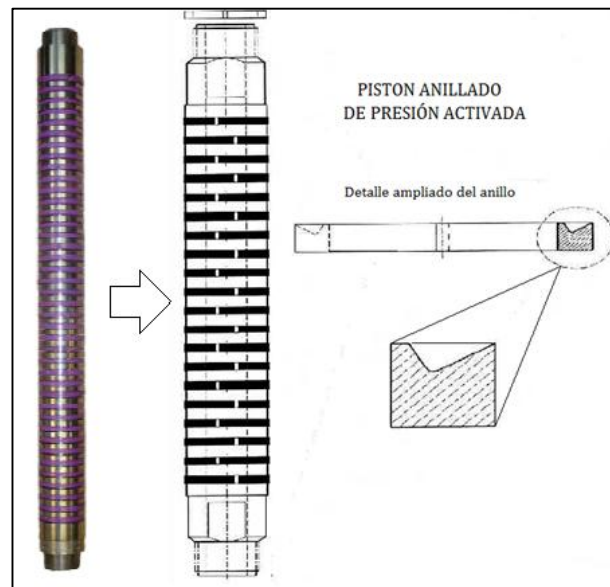
4.3.1. Pistón anillado⁵⁵. Se Utilizan en pozos con alto desgaste entre el pistón y el barril. En la carrera ascendente una porción de la carga de fluido se transfiere, o reparte en cada anillo. La presión hidrostática, expande los anillos y hacen contacto con el barril de la bomba. La parte superior de los anillos es cóncava para lograr este efecto.

En la carrera descendente, los anillos se contraen y el pistón se desplaza libre sin fricciones, limpiando las pequeñas partículas de arena o suciedad. Son pistones metalizados, de luces 0.005" (5 milésimas de pulgada) con ranuras donde se alojan los anillos. Se pueden utilizar con 20 ó 40 anillos. Se recomienda utilizarlos donde los pistones metálicos tienen problemas repetitivos de atascamientos.

En la figura 38 se muestra un pistón anillado; Los pistones anillados tienen mismo principio físico que la wipper la cual es reconocida como accesorio adicional y elemento de sacrificio ya que no evita los arenamientos pero si disminuye los daños generados por la abrasión. Se compone de anillos de poliuretano que ayudan a retirar la arena que se encuentra entre el pistón y el barril evitando la abrasión ocasionada por las partículas sólidas. La wipper mide de 1 a 3 pies de longitud y usualmente se instala en la parte superior del pistón liso con el objetivo de evitar que los sólidos se sedimenten.

⁵⁵ Pan American Energy, Unidad de Gestión Golfo San Jorge, "Manual de Producción", 2002.

Figura 38. Pistón Anillado.



Fuente: Pan American Energy, Unidad de Gestión Golfo San Jorge, "Manual de Producción", 2002. P. 37

4.3.2. Wipper⁵⁶Extensiones de 1.5 ft que se instalan en la parte inferior y/o superior del pistón para barrer la arena y limpiar el anular entre el pistón y el barril. Usualmente se compone de 10 anillos de poliketona que funcionan con el mismo principio físico de los pistones anillados.

4.3.3. Lubri plunger⁵⁷. El Lubri-plunger, tiene la particularidad de contar con solo dos sellos en los extremos, de composición especial, resistentes a la abrasión y fundamentalmente una importante disminución de diámetro entre ambos, que permite, en un alojamiento estanco, mantener un lubricante que cumplirá la función en las distintas carreras de lubricar el barril y permitir que los extremos sellantes del pistón, se vean favorecidos en su recorrido.

⁵⁶ *Ibíd.*, p. 39

⁵⁷ *Ibíd.*, p. 36

Figura 39. Wipper



Fuente: Taller de Bombas del Centro de Ecopetrol S.A

De esta forma se impide el ingreso de arena / sólidos al espacio anular pistón / barril. Al no haber escurrimiento entre pistón y barril, podemos considerar que su eficiencia es del 100%.

4.3.4. Válvulas de Purga: Esta herramienta es muy útil ya que evita que la tubería se llene rápidamente de arena. El rat hole o bolsillo del pozo limita su implementación en el BHA de producción.

Figura 40. Lubri-Plunger.



Fuente: Pan American Energy, Unidad de Gestión Golfo San Jorge, “Manual de Producción”, 2002. P. 38

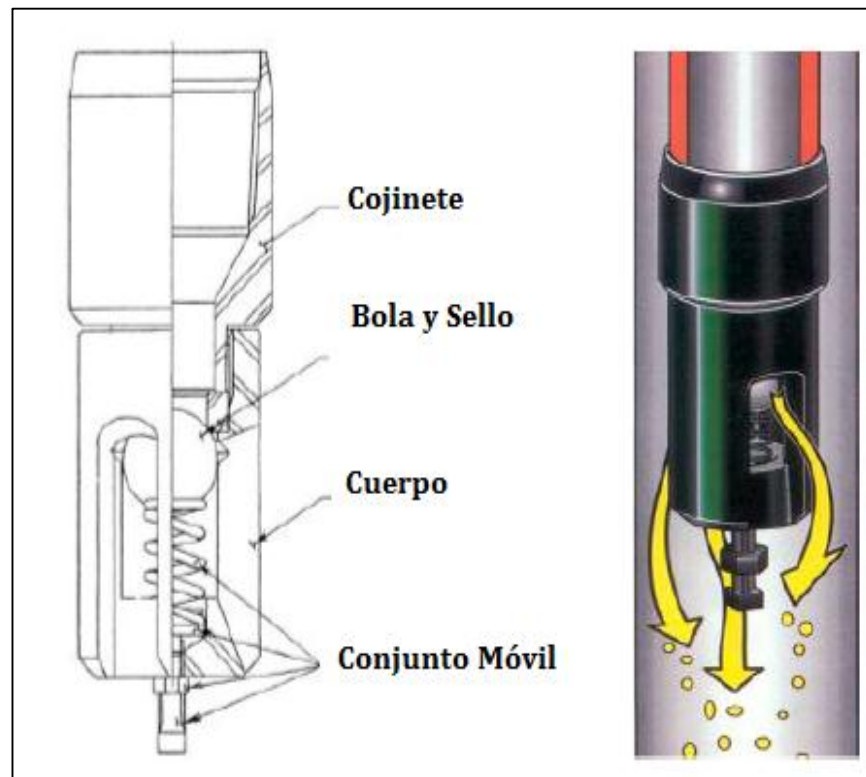
4.3.5. Bombas no API⁵⁸. Las bombas no API que más se conocen son la bomba de 3 tubos, bomba pampa y la bomba de carrera ascendentes.

4.3.5.1. Bomba de 3 Tubos. La bomba 3 tubos es una bomba inserta diseñada para una operación eficiente en la producción de fluido arenoso o sucio. Está compuesta por 3 tubos (un pistón y dos barriles), y tiene una tolerancia de 0.014” aproximadamente entre cada tubo.

El pistón viajero interior y el barril exterior se unen y se mueven alrededor del barril fijo, formando un sello largo de fluido entre los barriles. La mayor tolerancia entre los tubos hace la bomba menos vulnerable a que se pegue y mejora la vida de está en fluidos abrasivos permitiendo que la mayoría de partículas de arena pasen por el área de sellado.

⁵⁸ Stachowiak John, Weatherford International, “New sucker rod pump technology with integral screen for Sandy Wells”, SPE 173623-MS, 2015.

Figura 41. Válvula de Purga.



Fuente: Ghareeb Mohamed, Beck Antony, Lufkin Industries, Inc, “Design of Rod Pumping Systems for Effectively Handling Solids and Sand”, SPE 157126, 2012.

4.3.5.2. Bomba Pampa. La bomba pampa es una bomba de ajuste hermético con un pistón largo y un barril relativamente corto o sección de liner.

Fue diseñada para eliminar cualquier arena o material extraño que entre al pistón y el barril. Considerando la luz, su diseño utiliza un enfoque opuesto a la de la bomba de 3 tubos.

La bomba pampa es especialmente ideal para la producción de arena fina en fluidos de pozos y puede utilizarse a profundidades mayores que la bomba de 3 tubos.

4.3.5.3. Bomba de carrera completa. Son llamadas así, debido a la disposición de extensiones en cada extremo del barril de la bomba que tienen diámetros internos más grandes que el barril.

La bomba es construida de modo que el pistón recorre el barril aproximadamente un pie más allá del tope de la carrera y un pie por debajo de la carrera. Con este tipo de carrera completa, se elimina cualquier posible acumulación de arena o partículas en una parte no barrida del barril y elimina cualquier acumulación de arena del pistón.

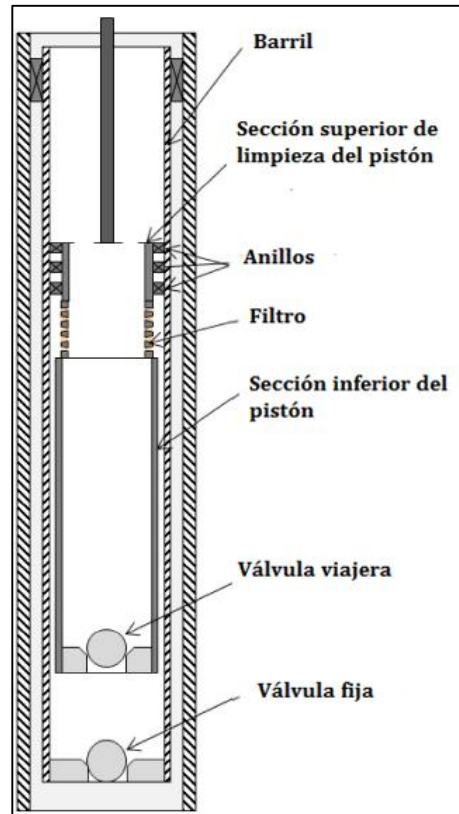
Se han desarrollado nuevos diseños de bombas en pozos con problemas de sólidos con el objetivo de aumentar el run life del barril y el pistón y así mitigar los efectos económicos que conlleva.

La sección superior del pistón se caracteriza por su alta tolerancia o clearance y se compone de unos anillos equitativamente espaciados a lo largo del cuerpo y que se encuentran en contacto con la superficie interna del barril (cero clearance).

La sección inferior funciona como un pistón convencional soportando la presión hidrostática del fluido cuando es bombeado hacia la superficie. La sección filtrante consiste en una camisa que acopla las dos secciones y además permite el flujo radial para que el fluido pase de la parte interna del pistón hacia el espacio anular entre los anillos y el sello hermético generado por el pistón de la sección inferior.

La sección ranurada actúa como un filtro para permitir el paso de partículas cuyo tamaño es menor al clearance entre el pistón y el barril permitiendo que los sólidos pasen a través del sello hermético sin generar abrasión en las superficies del pistón y el barril.

Figura 42. Bombas No API.



Fuente: Stachowiak John, Weatherford International, “New sucker rod pump technology with integral screen for Sandy Wells”, SPE 173623-MS, 2015.

La principal diferencia entre este diseño y uno convencional es la configuración del pistón y su capacidad para manejar arena. Para una bomba API el pistón se compone de una sección, para este caso la configuración consta de tres componentes: una sección superior del pistón, una sección inferior del pistón y una malla integral que separa los dos cuerpos.⁵⁹

⁵⁹ Stachowiak John, Weatherford International, “New sucker rod pump technology with integral screen for Sandy Wells”, SPE 173623-MS, 2015.

5. MANEJO DE ARENA LA CIRA INFANTAS

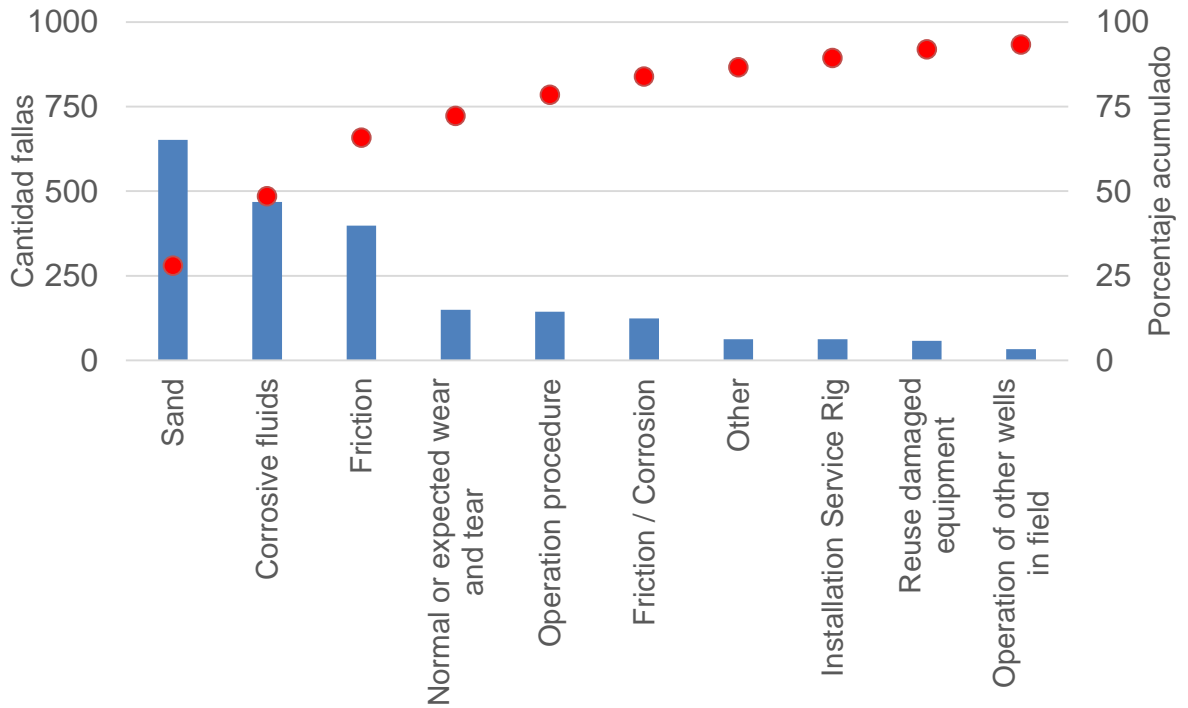
La Cira Infantas es el campo más antiguo de Colombia, descubierto en el año 1918 el cual produjo por flujo natural como método de producción primario, luego por inyección de gas como método de recobro secundario y finalmente en los 80's se probaron los primeros pilotos para la inyección de agua lo que dio lugar a la implementación del proyecto entre Occidental y Ecopetrol en el 2006 para generar un incremental en producción de 35,000 bopd aproximadamente.⁶⁰

Debido al método de recobro secundario que se desarrolla actualmente en el campo se concluye que las condiciones a las que están expuestas los sistemas de levantamiento artificial son diferentes, incluyendo la producción de arena, corrosión por CO₂, presencia de H₂S, altos cortes de agua y la inestabilidad en las condiciones de inyección. Por este motivo surge la necesidad de identificar la causa raíz que genera las fallas en los sistemas de levantamiento artificial mediante la metodología RCFA (Root Cause Failure Analysis) implementada en el año 2012 y socializada en el año 2015. Esta clasificación de la causa de falla tiene el objetivo de encontrar la causa raíz real para una falla determinada e identificar qué soluciones efectivas se pueden ejecutar para evitar la recurrencia de la falla.

El equipo de trabajo en el área de sistemas de levantamiento artificial continuamente evalúa el rendimiento de los equipos instalados y mantiene una base de datos histórica del campo para identificar la distribución de fallas por causa raíz y componente. Esto permite evaluar los indicadores de rendimiento en el orden de ejecutar acciones de mejora. A continuación se muestra el pareto de fallas para el sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico desde el inicio del proyecto según la causa de falla.

⁶⁰ Occidental de Colombia, LLC. 2015

Figura 43. Causas de Fallas- Bombeo mecánico.



Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

Se puede observar que las dos principales causas de falla que han predominado a lo largo del proyecto son la arena con 652 fallas y los fluidos corrosivos con 468 fallas. En conjunto representan un 49% de las fallas totales. Este porcentaje tan alto es la consecuencia del método secundario de recobro que se implementó en el campo debido a que la inyección de agua no solo aumenta la producción de arena sino también la composición química del agua inyectada juega un papel fundamental como principal agente promotor de la corrosión que afecta los sistemas de levantamiento artificial del campo.

La arena de producción puede acumularse en los equipos de superficie, depositarse en el bolsillo del pozo o generar abrasión y desgaste de los equipos

de fondo. El desgaste de las válvulas, del pistón y barril genera bajas eficiencias de bombeo y promueven la generación de focos de corrosión debido al intercambio iónico entre el agua de inyección y fluidos del yacimiento con la metalurgia desgastada del sistema de levantamiento artificial. Es decir, la corrosión de los equipos de fondo es asistida en primera instancia por la abrasión generada por la arena.

El 49% de las fallas en La Cira Infantas son generadas por la arena y los fluidos corrosivos con un costo asociado a la fecha en el proyecto de 116 M USD. Con el objetivo de disminuir el impacto de las fallas ocasionadas por la arena y los fluidos corrosivos se plantea una metodología para la selección de filtros para el manejo de arena en los sistemas de levantamiento artificial bombeo mecánico reduciendo las fallas y aumentando en run life de los equipos de fondo.

5.1. Identificación de la Arena Problema

Determinar el tamaño de partícula que genera problemas en los sistemas de levantamiento artificial es el principal pilar para diseñar un sistema que maneje la arena en fondo. De allí parte la importancia en la obtención de arena entre la válvula fija y viajera de la bomba ya que las partículas sólidas que se encuentren en este punto son las que está manejando el sistema y que muy seguramente generan desgaste o pegas de las partes involucradas.

En la tabla 11 se muestra el porcentaje en peso retenido por cada tamiz para determinar la distribución granulométrica de la muestra de arena obtenida para cinco pozos del campo.

Todos los pozos descritos en la tabla 11 han presentado fallas generadas por la arena de producción, ya sea por la abrasión del pistón, barril o asientos y bolas de las válvulas como también las pegas del pistón o en su defecto del barril a la tubería para bombas de tipo insertables.

Tabla 11. Análisis Granulométrico de Campo la Cira-infantas

		Porcentaje en Peso Retenido por Tamiz (%)				
U.S Mesh	Tamaño Partícula (µm)	LCI-3116	LCI-2444	LCI-2253	LCI-2291	LCI-2256
14	> 1410	1,00	0,20	0,09	0,68	0,00
20	> 841	0,77	0,40	0,09	0,95	0,00
30	> 595	2,30	2,00	0,28	0,68	0,02
40	> 400	8,81	53,41	0,47	2,05	1,39
50	> 297	28,05	21,64	0,75	6,82	26,29
60	> 250	15,17	12,83	1,03	10,91	23,89
70	> 210	23,60	6,41	60,13	27,42	22,06
80	>177	12,64	2,40	37,07	32,74	13,82
Pan	Pan	7,66	0,70	0,09	17,74	12,51

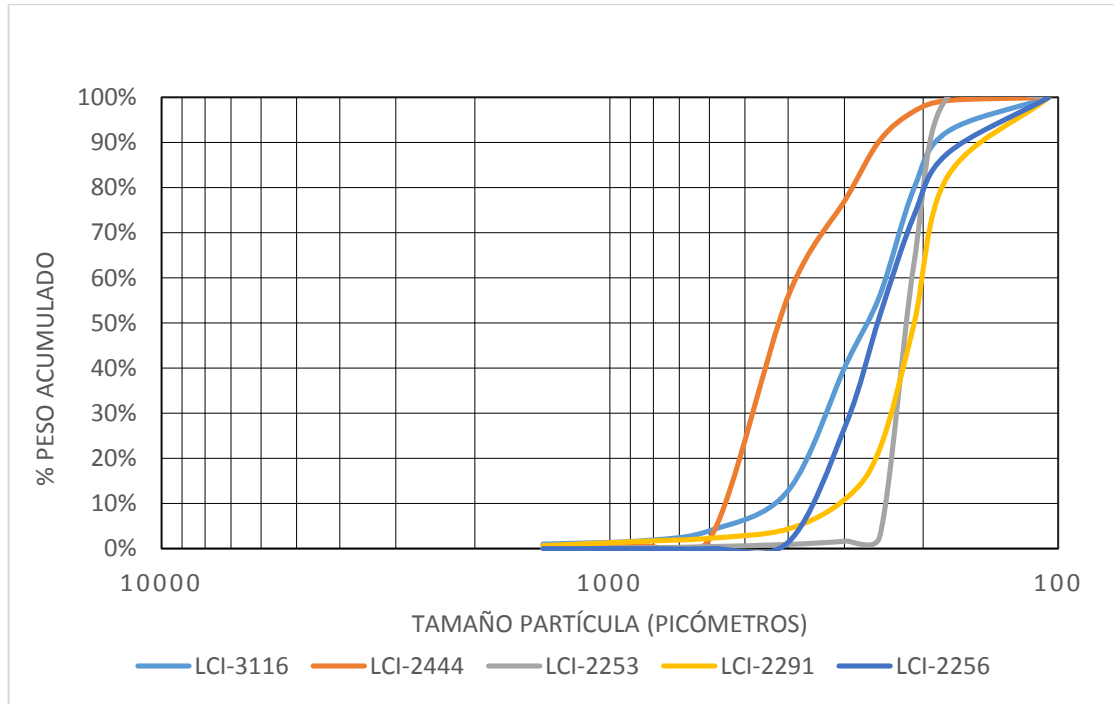
Fuente: Occidental Andina LCI 2016.

En la gráfica 44 se recopila el porcentaje en peso retenido por cada tamiz para cada uno de los pozos. Es importante identificar que no se observa una tendencia similar, es decir que no se puede generalizar la distribución granulométrica de un pozo para un grupo de pozos o más aún para un área del campo.

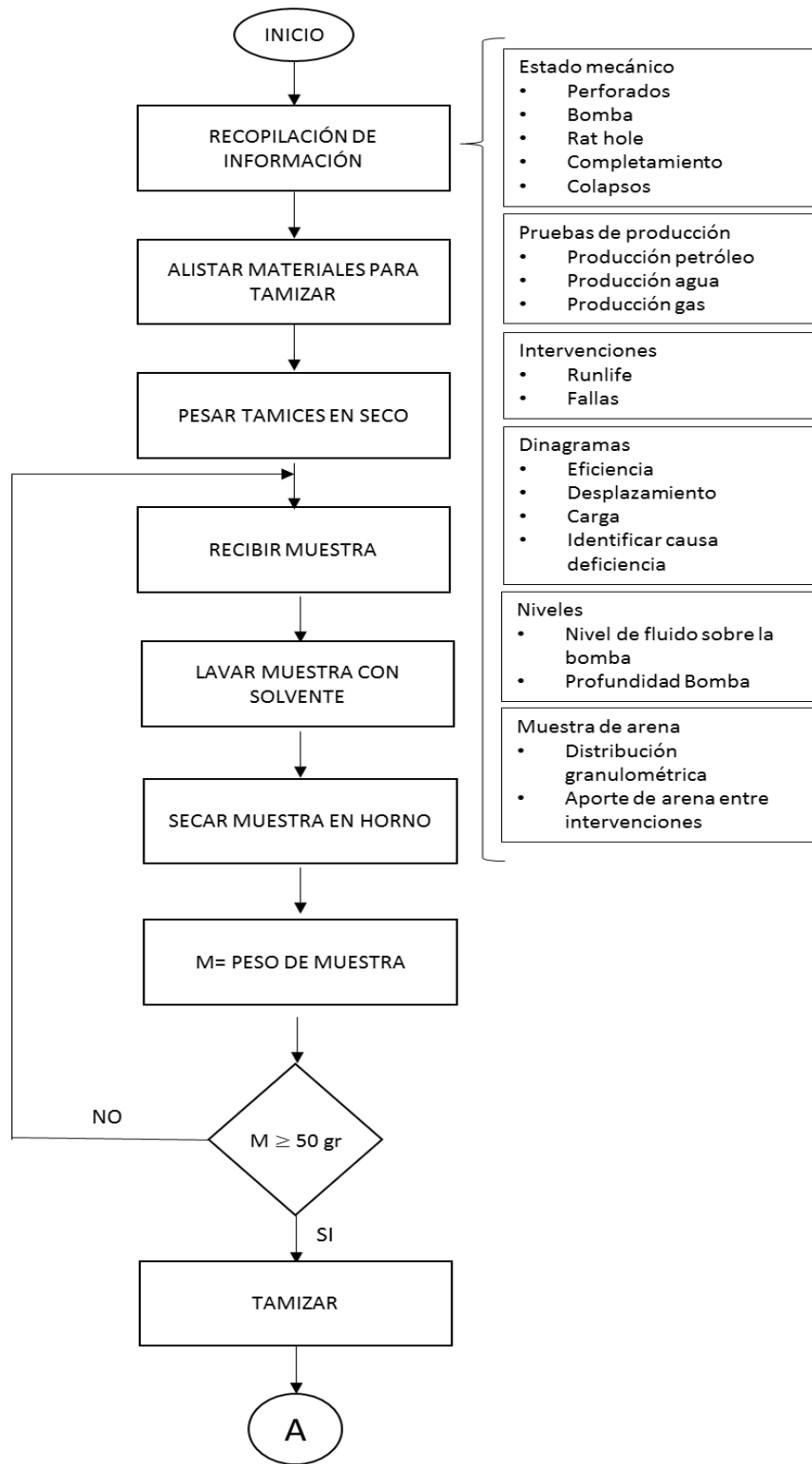
En el pozo LCI-2253 solo predominan partículas menores a 250 µm a diferencia del pozo LCI-2444 donde el tamaño de partícula que predomina es mayor 400 µm. Para el caso del pozo LCI-2291 se evidencia alto porcentaje de finos (< 210 µm) comparado con el pozo LCI-2256.

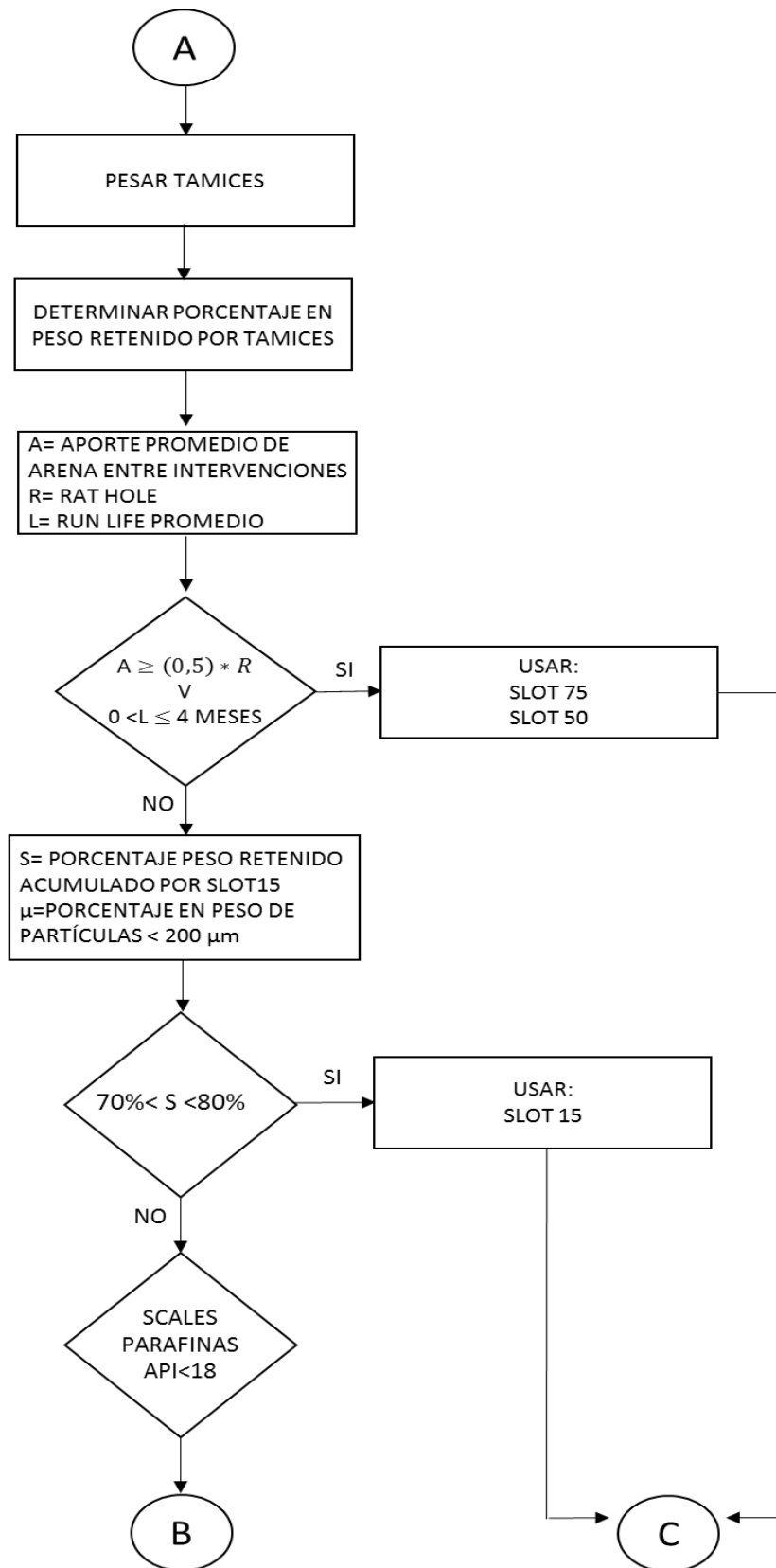
Debido a las diferencias en los resultados obtenidos en cada pozo es importante realizar el análisis de forma individual y no generalizar tendencias ni crear patrones para la implementación de las herramientas en el campo.

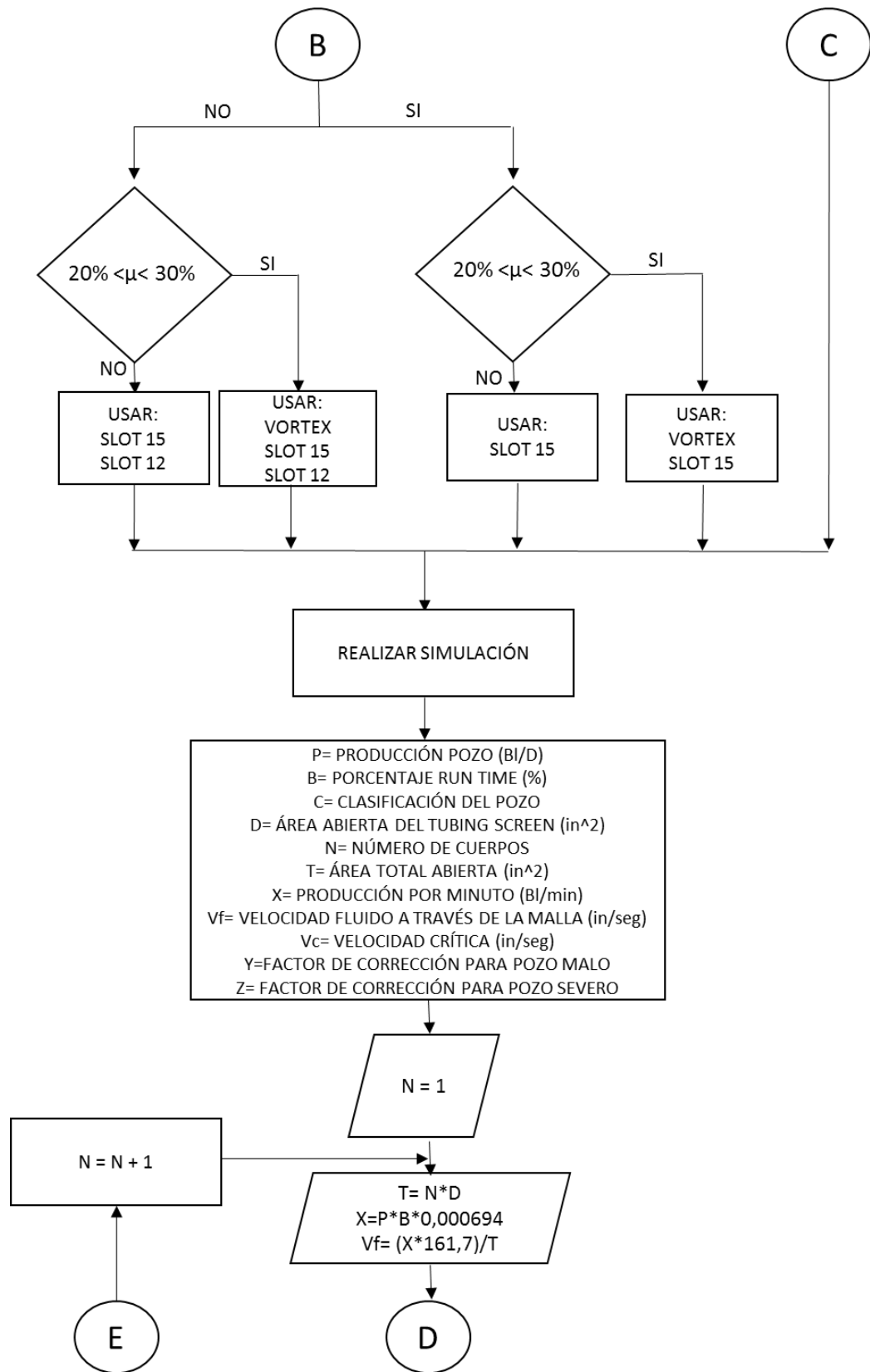
Figura 44. Tamaño de Partícula Vs. % en peso acumulado, Campo Cira-Infantas

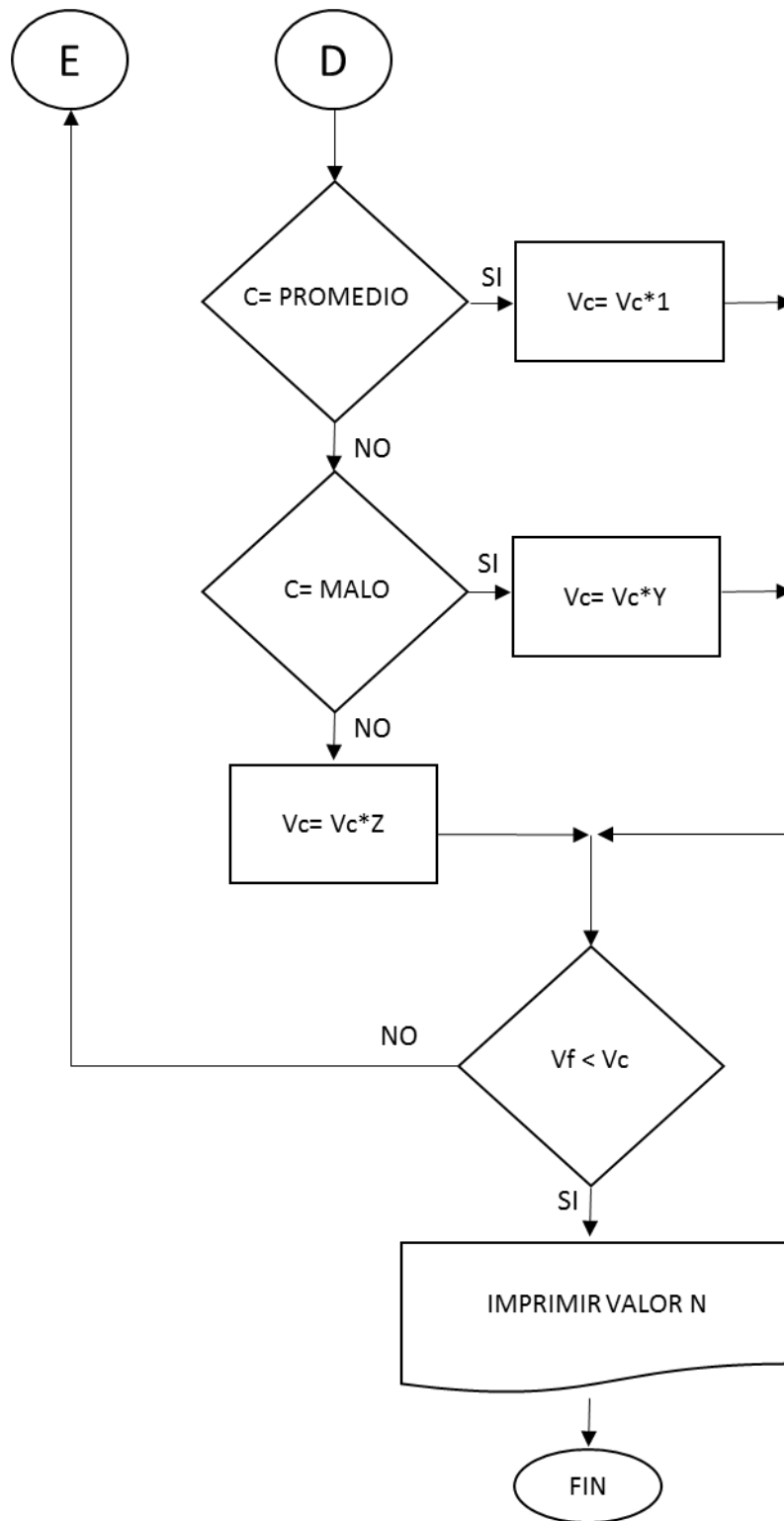


5.2. Diagrama de Flujo para la Selección de filtros









5.3. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA SELECCIÓN DE FILTROS PARA EL CONTROL DE SÓLIDOS DEL POZO LCI 2291

Se realiza una metodología con la finalidad de seleccionar los filtros adecuados para prolongar el *run life* del pozo LCI-2291 y disminuir los costos asociados a intervenciones por causa de la presencia de arena.

5.3.1. Comportamiento histórico y análisis de variables de producción. En la Tabla 12 se hace una recopilación de toda la información de perforados del pozo LCI-2291 con el fin de analizar las formaciones de las cuales estamos produciendo y saber si el aporte de arena del pozo se debe a una posible no consolidación de las formaciones productoras.

Tabla 12. Perforados LCI-2291⁶¹

PERFORADOS		
TOPE (ft)	BASE (ft)	DENS. DISPARO (tiro/ft)
3778	3821	4 TPP
3847	3854	4 TPP
3869	3902	4 TPP
3902	3912	6 TPP
3930	3955	4 TPP
3969	4001	4 TPP
4016	4090	4 TPP
4123	4128	4 TPP
4051	4059	6 TPP
4156	4210	6 TPP
4240	4244	6 TPP
4328	4340	6 TPP

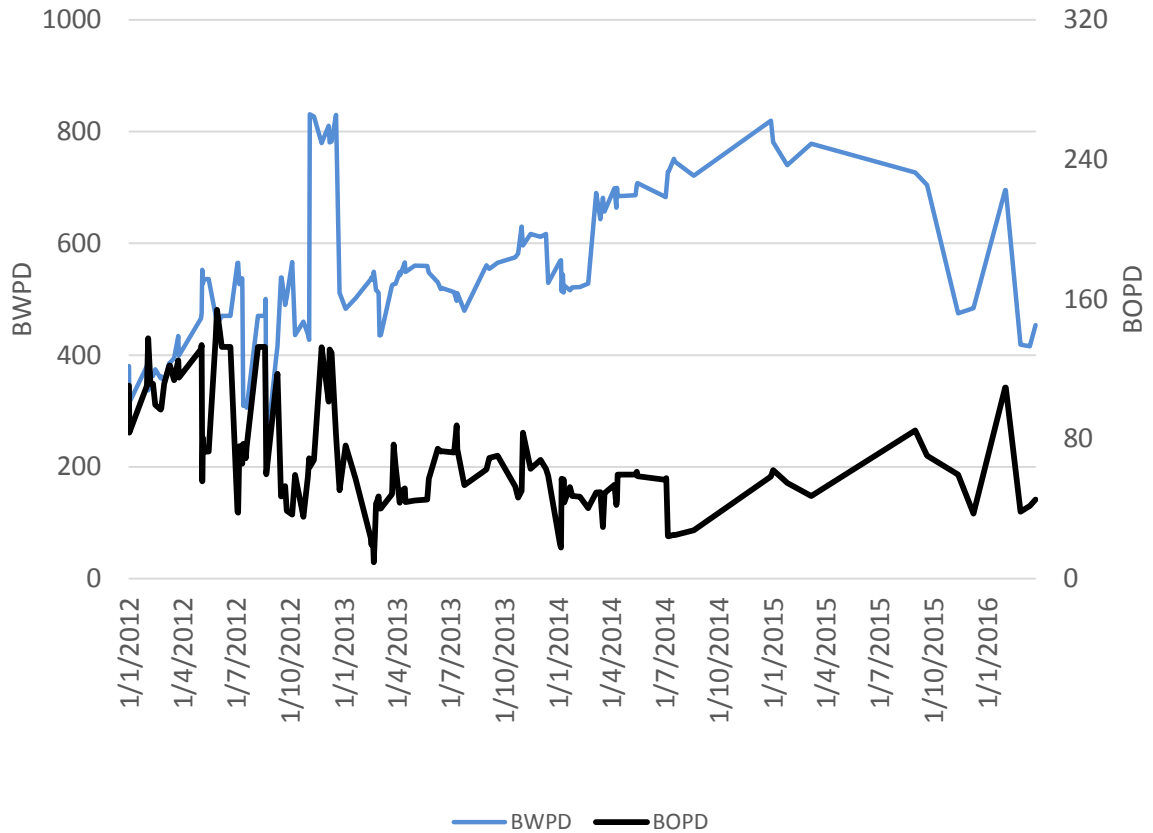
Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

⁶¹ Occidental de Colombia, LLC. 2015

5.3.1.1. Histórico de Producción: El histórico de producción de los pozos nos ayuda a predecir comportamientos futuros y a tener un índice de productividad más ajustado a la realidad del comportamiento del pozo.

En la figura 45 evidenciamos no solo la producción de hidrocarburos sino toda la producción histórica de los fluidos del pozo.

Figura 45. Histórico de Producción LCI-2291



Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

5.3.1.2. Histórico de Fallas: Según la tabla 13 el pozo tiene un Run Life promedio de 146 días. Para los dos primeros años de producción, el pozo presenta fallas generadas por la arena. Para el 2016 el pozo reincide en falla generada por la arena en la bomba.

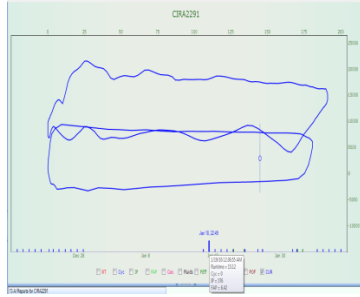
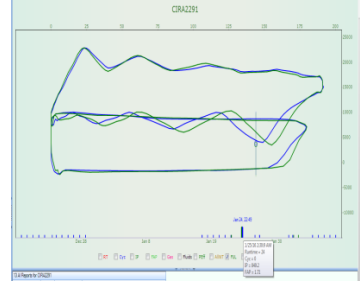
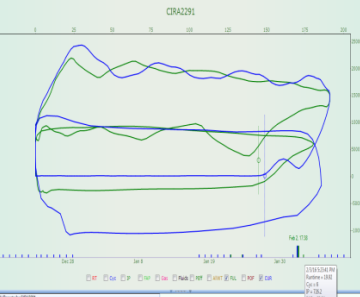
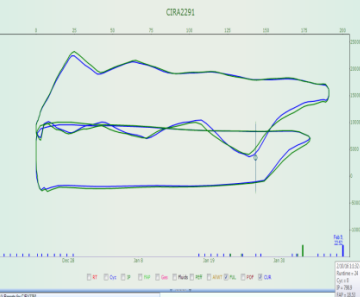
Tabla 13. Histórico de Fallas del pozo LCI-2291

Corrida	Detalle Falla	Razón Falla	Fecha Instalación	Fecha Falla	Fecha Pulling	RunLife Equipo
1	Bomba	Calidad	27-Mar-11	6-Sep-11	6-Sep-11	163
2	Bomba	Arena	6-Sep-11	24-Nov-11	24-Nov-11	79
3	Bomba	Desconocida	25-Nov-11	28-Nov-11	28-Nov-11	3
4	Bomba	Arena	29-Nov-11	29-Apr-12	29-Apr-12	152
5	Bomba	Arena	30-Apr-12	19-Jun-12	19-Jun-12	50
6	Bomba	Arena	20-Jun-12	30-Jun-12	30-Jun-12	10
7	Bomba	Operaciones	30-Jun-12	27-Jan-13	12-Feb-13	211
8	Varilla	F. Corrosivos	13-Feb-13	17-Dec-13	30-Dec-13	307
9	Varilla	F. Corrosivos	31-Dec-13	7-Jun-14	15-Jun-14	158
10	Varilla	F. Corrosivos	16-Jun-14	13-Nov-14	28-Nov-14	150
11	Bomba	Calidad	29-Nov-14	7-Jun-15	27-Jun-15	190
12	Bomba	Arena	28-Jun-15	29-Dic-15	3-Ene-16	184
13	Bomba	Operaciones	4-Ene-16	10-Feb-16	20-Feb-16	38

Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015.

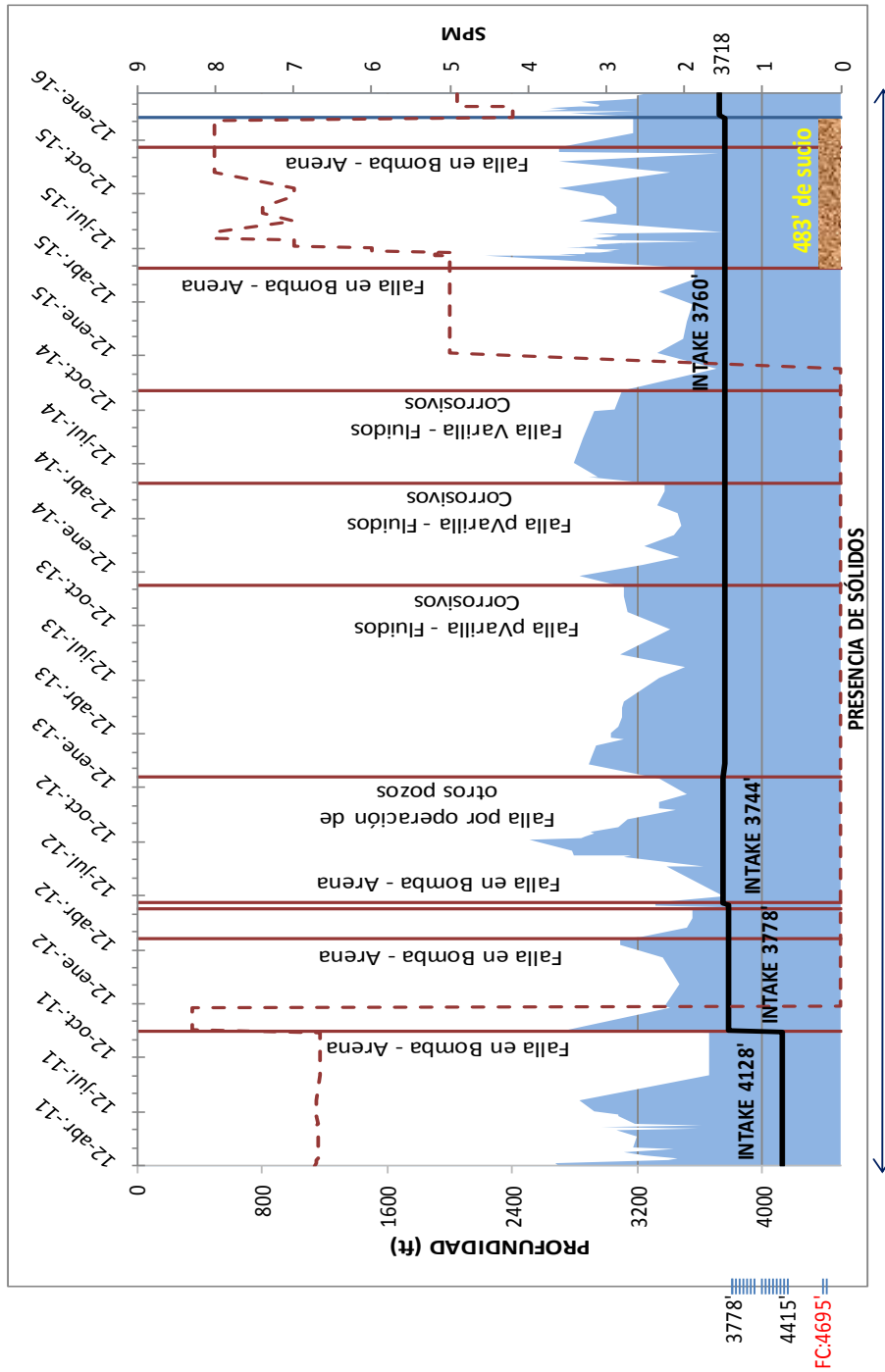
5.3.1.3. Histórico de Dinagramas. Según los dinagramas de fondo el pozo mostrado en la tabla 14 se presenta interferencia por gas y no hay evidencia de manejo de sólidos, sin embargo las fallas más recientes se asocian a problemas con la arena de producción. Esto da un indicio de que la arena que produce el pozo es muy fina.

Tabla 14. Dinagramas del pozo LCI-2291

FECHA	CONDICIONES	DINAGRAMA
19/01/2016	Se puede observar un buen llenado de la bomba sin presencia de sólidos.	
25/01/2016	Se observa una leve interferencia por gas. La unidad se encuentra en recorrido máximo (192") y la bomba tiene una sumergencia aproximada de 582 ft.	
03/02/2016	Se observa una leve interferencia por gas. La unidad se encuentra en recorrido máximo (192") y la bomba tiene una sumergencia aproximada de 582 ft.	
10/02/2016	Se observa que en el pozo se está presentando una leve interferencia por gas.	

Fuente: Odessa Separator INC.

5.1.1.1. Variables Operacionales:



Fuente: Odessa Separator INC.

5.3.2. Toma de la muestra. Se recibe muestra de arena recolectada de la parte superior de la válvula fija (en el taller de bombas de Ecopetrol en el corregimiento del Centro) del pozo LC-2291.

Figura 46. Válvula Viajera LCI-2291



Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

5.3.3. Limpieza de la muestra⁶². La muestra se somete a un proceso de lavado con ECODEGRASER y agua caliente para remover todos los fluidos que puedan estar presentes en la misma.

5.3.4. Secado y eliminación de la humedad en la muestra. Para poder obtener un peso real de la muestra, es necesario secar y eliminar la humedad de la muestra, esto debido, al contacto con el agua y el ECODEGRASER, como se observa en la figura 47.

⁶² SAND SIEVE ANALYSIS,(2016) Odessa Separator Inc.

Figura 47. Muestra seca LCI-2291



Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

5.3.5. Análisis Granulométrico. La muestra (Figura 48) tiene un color claro. Se evidencia alto contenido de solidos finos. El peso aproximado de la muestra es 73.3 g, para realizar el este procedimiento se utilizó un mortero el cual tenía un peso de 81.5 g.

Figura 48. Peso de la Muestra LCI-2291



Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

Se procede a realizar el análisis granulométrico de la muestra obtenida, con un peso de 73.3 gr. utilizando 8 tamices (ver figura 49).

Figura 49. Tamices



Fuente: Odessa Separator INC.

El conjunto de tamices se somete a vibración mecánica de 30 a 45 minutos. En las canastas de tamices de la Figura 50 a la Figura 57 es posible visualizar los granos que quedaron atrapados dentro de la malla debido a su tamaño , posteriormente se pesan y se realiza el análisis.

Figura 50. Tamiz 14 LCI-2291



Figura 53. Tamiz 40 LCI-2291



Figura 51. Tamiz 20 LCI-2291



Figura 54. Tamiz 50 LCI-2291



Figura 52. Tamiz 30 LCI-2291



Figura 55. Tamiz 60 LCI-2291



Figura 56. Tamiz 70 LCI-2291



Figura 57. Tamiz 80 LCI-2291



Fuente: *Odessa Separator INC.*

En la figura 58 es posible visualizar los granos que se pueden considerar como el PAN, granos finos que no pueden ser tamizados por ninguna malla y son partículas que no fueron retenidas por ninguna malla. Se considera arena muy fina de un tamaño menor a 200 μm .

Figura 58. Pan LCI-2291



Fuente: *Odessa Separator INC.*

En la tabla 15 se muestran los resultados que se obtuvieron al realizar el análisis granumetrico

Tabla 15. Peso de la muestra por malla del pozo LCI-2291

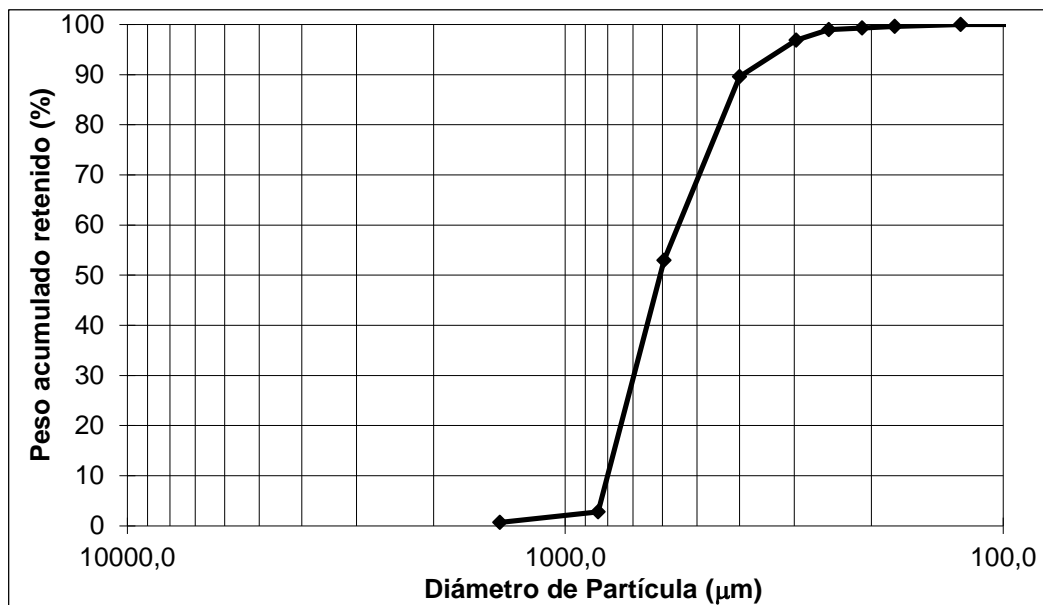
Unidad Mesh	Micrones (μm)	Slot	Peso Retenido (gr)	Peso Retenido (%)	Acumulado (%)
14	0,0555	50	0,5	0,68	0,68
20	0,0331	30	0,7	0,95	1,64
30	0,0232	20	0,5	0,68	2,32
40	0,0165	15	1,5	2,05	4,37
50	0,0117	12	5	6,82	11,19
60	0,0098	10	8	10,91	22,10
70	0,0083	8	20,1	27,42	49,52
80	0,007	7	24	32,74	82,26
Pan	Pan	Pan	13	17,74	100,00
Peso Total =			73,3	100	100

Fuente: *Odessa Separator INC.*

Se determina que el porcentaje en peso de la muestra de arena retenido por el tamiz 80 y 70 son los mayores. El conjunto de valores se grafica para obtener la curva de la distribución de granos de la muestra.

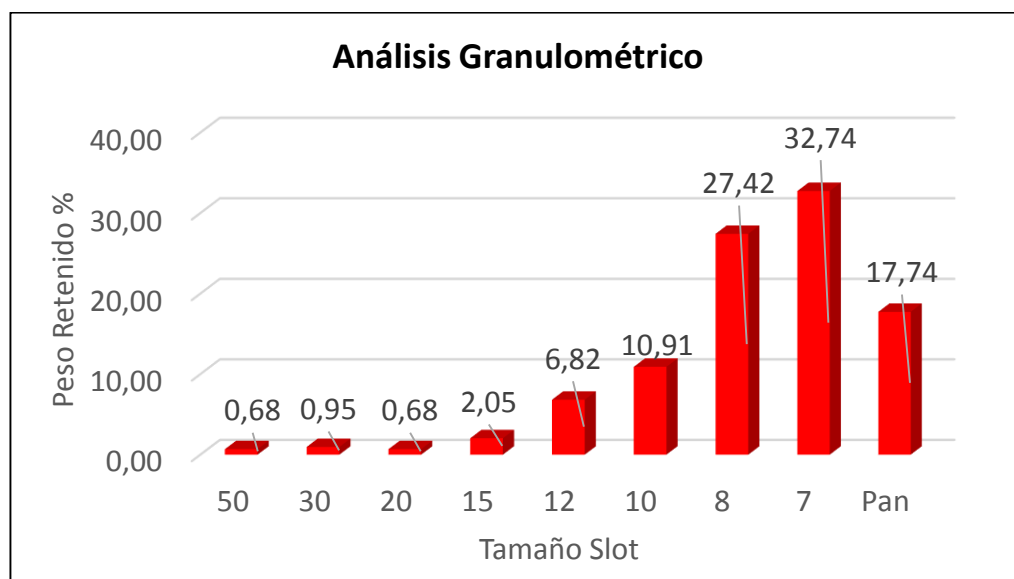
El porcentaje de arena retenido por un tamiz sería el mismo retenido por una malla del slot equivalente según la tabla de conversión anteriormente descrita. Esto permite determinar la cantidad de arena que se puede filtrar.

Figura 59. Porcentaje en Peso Retenido Vs. Tamaño de partícula del LCI-2291



Fuente: Odessa Separator INC.

Figura 60. Peso retenido (%) por cada slot del pozo LCI-2291



Fuente: Odessa Separator INC.

Se puede determinar que:

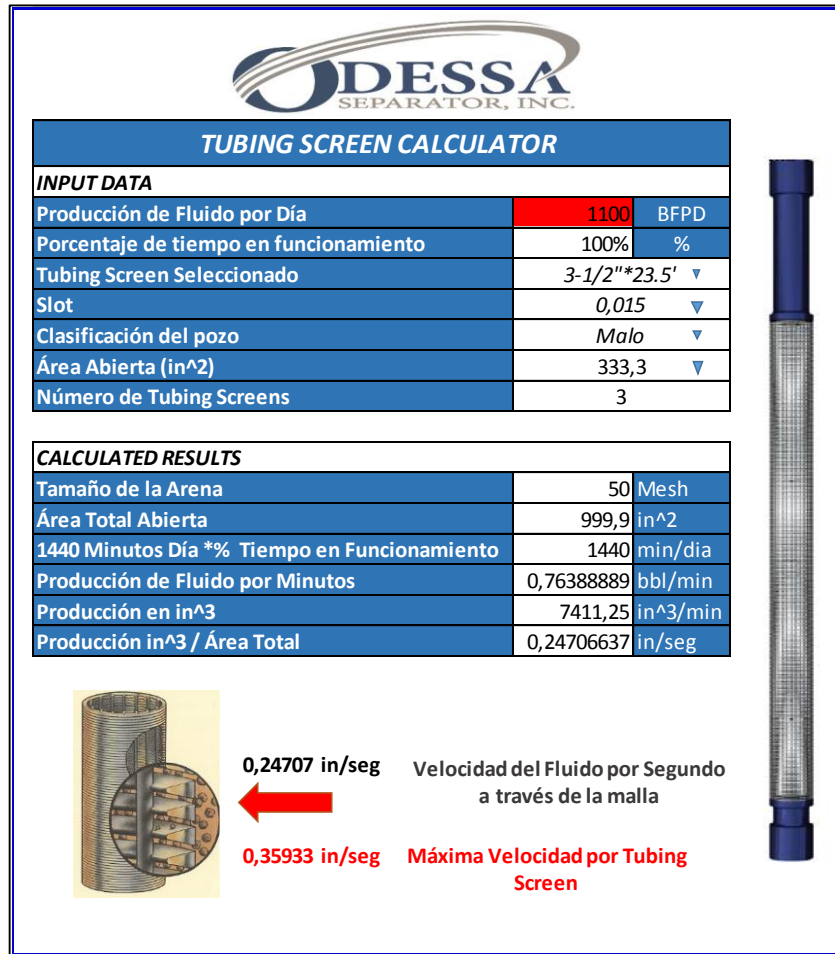
- El porcentaje de sólidos grandes es de 1,63%, equivalente a un slot de 30 (>840 micrones).
- La cantidad de arena fina en porcentaje de peso de la muestra es de 77,9% (<200 micrones). Debido a su alto porcentaje es necesario realizar un manejo de la arena evitando su ingreso a la bomba para prevenir una nueva falla por pistón pegado.
- Utilizando el Vortex Sand Shield, el porcentaje de retención sería del 77,9%.
- Utilizando un Tubing Screen de 15 slot, el porcentaje de filtración en peso de la muestra será de un 4,63%.
- Utilizando un Tubing Screen de 12 slot, el porcentaje de filtración en peso de la muestra será de 11,18%.

5.3.6. Diseño y simulación. De acuerdo al análisis se instala: 1 Tubing Screen 2-7/8 x 24' de 15 slot + 2 Tubing Screen 3-1/2" x 24' de 15 slot + 1 Gas & Sand Shield 3-1/2" x 4-1/2" + Vortex Sand Shield 2-7/8" x Dip Tube 102.5' w/ Hélice 2.3 x 0.5' + 4 Tubería de Cola 3-1/2" x 30'+ Válvula de purga 2-7/8".

Para la simulación de las herramientas el simulador tiene unos datos de entrada que previamente han sido descritos, y que de igual forma se muestran en la figura. Entre algunos se encuentran el índice de productividad del pozo, el tiempo diario de operación de la bomba, la clasificación del pozo según el histórico de fallas con sus respectivas evidencias y el criterio ingenieril para seleccionar el tamaño de arena que se quiere filtrar de acuerdo al análisis granulométrico realizado.

En la figura 61 se muestran los parámetros para el diseño de la herramienta y su respectiva simulación.

Figura 61. Datos Para simulación LCI-2291



Fuente: Odessa Separator INC.

En el caso del pozo LCI-2291 se incluyen 3 tubing Screen de 15 Slot (>400 Micrones) para controlar 4,63% en peso de la arena del pozo, homogenizar el bache de arena para evitar el ingreso directo a la bomba de fondo y asegurar un área de flujo suficiente para que la velocidad a través de las mallas correspondiente a 0,24707 in/seg sea un valor inferior a la velocidad crítica. Para esta simulación el valor crítico corresponde a 0,35933 in/seg lo cual cumple con el requerimiento necesario para evitar el taponamiento de los filtros y asegurar la buena eficiencia de operación de las herramientas.

Tabla 16. Estado Mecánico LCI-2291

COMPONENTE	JUNTAS	TOPE (ft)	BASE (ft)	OD (in)	ID (in)
Colgador De Tubería	1	16	16,95	7,062	
Tubing(nuevos)	6	16,95	203,77	4,5	2,958
Tubing	115	203,77	3.722,73	4,5	2,958
Coupling	1	3.722,73	3.723,26	5,5	
Niplesillas	1	3.723,26	3.723,63	4,69	3,75
Acoplamiento	1	3.723,63	3.724,16	5,5	
Crossover	1	3.724,16	3.724,55	4,5	3
Crossover	1	3.724,55	3.725,35	4,5	2,625
Tubing Screen	1	3.725,35	3.749,19	2,88	2,441
Crossover	1	3.749,19	3.750,03	4,25	2,531
Nipple Conection	1	3.750,03	3.750,17	3,5	3,066
Tubing Screen	1	3.750,17	3.774,10	3,5	3,066
Nipple Conection	1	3.774,10	3.774,24	3,5	3,066
Tubing Screen	1	3.774,24	3.798,15	3,5	3,066
Nipple Conection	1	3.798,15	3.798,29	3,5	3,066
Pup Joint	1	3.798,29	3.800,27	3,5	3,066
Pup Joint		3.800,27	3.802,23	3,5	3,066
Gas and sand shield	1	3.802,23	3.826,39	4,5	3,066
Pup Joint	1	3.826,39	3.827,95	3,5	3,066
Crossover	1	3.827,95	3.828,79	4,25	2,531
Coupling	1	3.828,79	3.829,23	2,88	2,44
VORTEX SAND SHIELD	1	3.829,23	3.830,67	2,88	2,441

COMPONENTE	JUNTAS	TOPE (ft)	BASE (ft)	OD (in)	ID (in)
Coupling	1	3.830,67	3.831,11	2,88	2,44
Crossover	1	3.831,11	3.832,39	4,25	2,531
Juntas de cola	4	3.832,39	3.861,59	3,5	3,066
Válvula de Purga	1	3.951,41	3.951,91	4,19	3,375

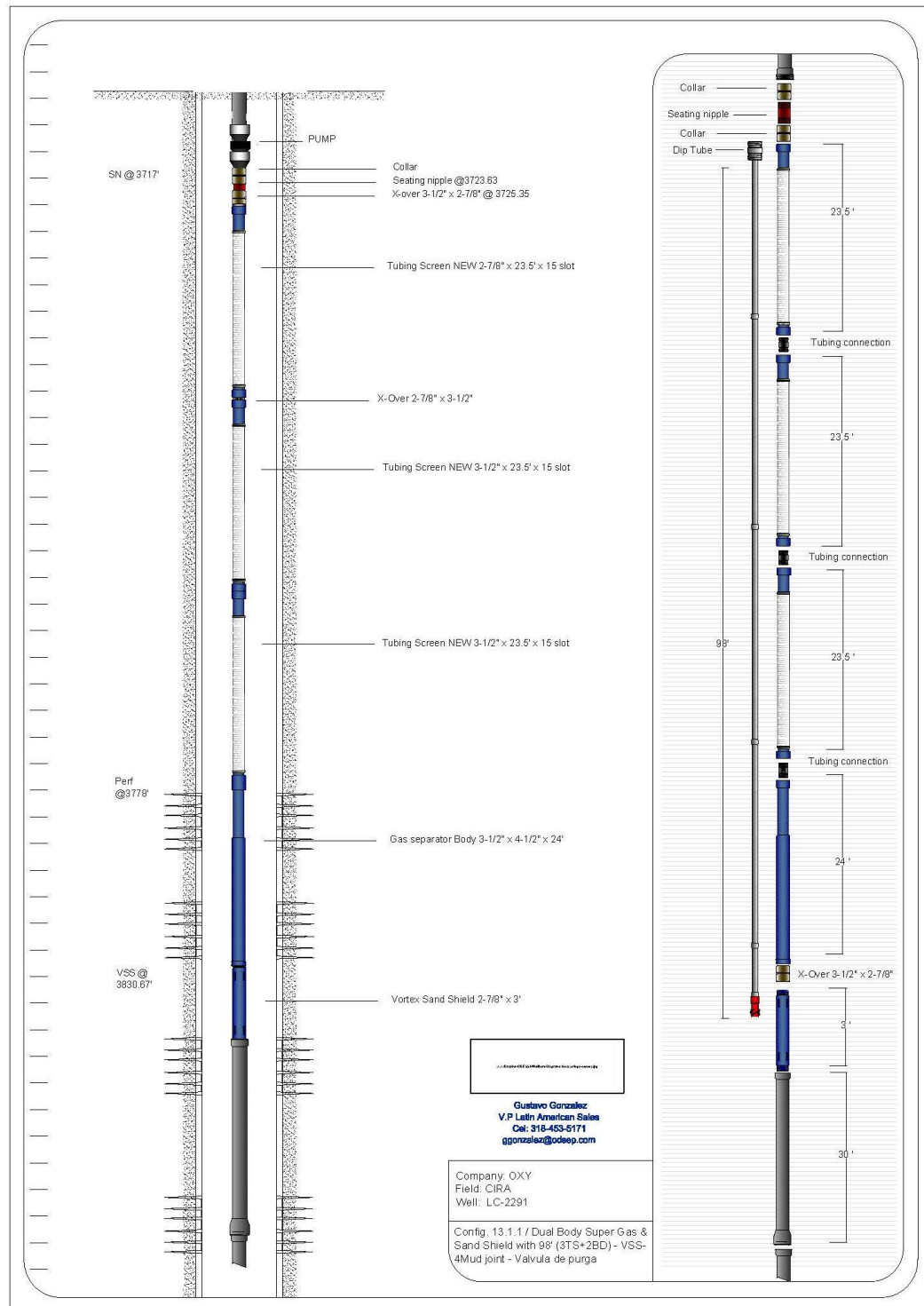
Fuente: Odessa Separator INC.

Debido a que el 75% de la arena es muy fina $<200 \mu\text{m}$, esta no va a ser filtrada por las mallas que corresponden a la primera fase de separación. Por este motivo se implementa el Vortex que incluye 102 pies de Dip Tube con una hélice con el objetivo de poder separar el 75% de arena que está afectando la bomba y lograr que la bomba pueda producir el 20% restante sin ningún inconveniente. Es importante tener en cuenta que entre el pistón y el barril existe una tolerancia de 0,007 pulgadas o lo que es igual a $170 \mu\text{m}$ lo que permite tener un buen manejo de los sólidos que se van a producir.

Los Dinagramas del pozo LCI-2291 presentan una leve interferencia por gas y por tal motivo se decide adicionar un cuerpo de Gas & Sand Shield el cual por medio de los cambios de diámetro genera caídas de presión y disminuciones de velocidad a rangos de 0.5 ft/sec o 6 in/sec; consiguiendo el tiempo necesario para que las burbujas de gas se separen por diferencia de densidades.

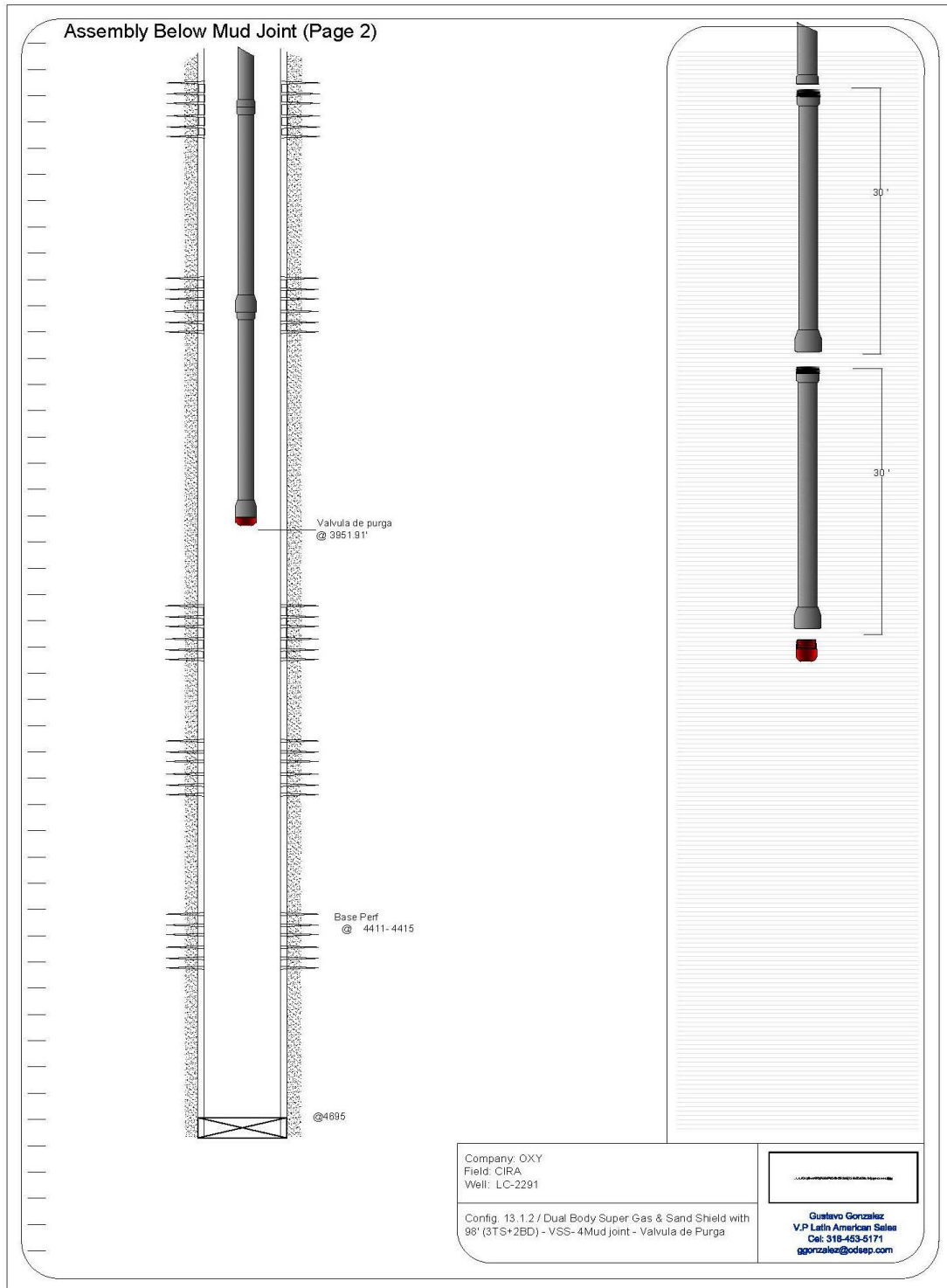
Adicional proporcionará la habilidad de convertir el estándar separador de gas estático a un separador dinámico; Además de estas herramientas, se instalan 4 juntas de tubería como recamaras para el almacenamiento de finos + un válvula de purga la cual mantendrá una descarga de la arena fina que se deposite durante el proceso de separación generado por el Vortex Sand Shield.

Figura 62. Simulación Ensamblaje Fondo de Pozo LCI-2291



Fuente: Odessa Separator INC.

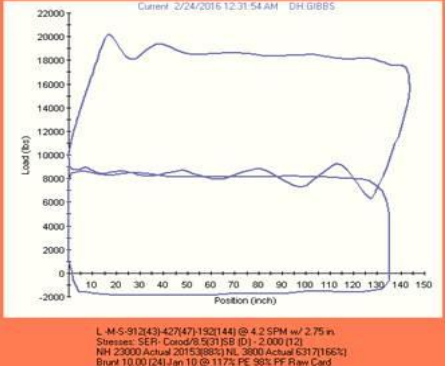
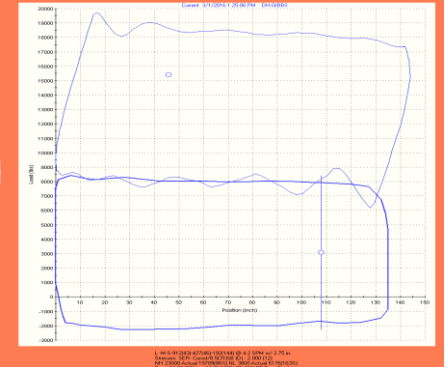
Figura 63. Simulación Ensamblaje de Fondo de Pozo LCI-2291(Página 2)



Fuente: Odessa Separator INC.

5.3.7. Resultados. A continuación se muestran los Dinagramas, niveles, pruebas de producción y sólidos en suspensión del pozo para identificar el buen funcionamiento de las herramientas para manejo de sólidos y separación de gas en fondo.

Tabla 17. Resultados con Dinagramas del pozo LCI-2291

FECHA	CONDICIONES	DINAGRAMA
2/13/2016	FALLA: PISTÓN PEGADO - SE TOMA MUESTRA DE ARENA PARA REALIZAR DISEÑO CON HERRAMIENTAS DE OSI.	
2/18/2016	Se instaló 1 Tubing Screen de 2-7/8 x 24' de 15 slot (Bodega OXY) + 2 Tubing Screen 3-1/2" x 24' de 15 slot (NEW) + 1 Gas & SandShield 3-1/2" x 4-1/2" (Bodega OXY) x Dip Tube 98' + 4 Tubería de Cola 3-1/2" x 30'+ Válvula de purga.	
24/02/2016	Se puede observar un buen llenado de la bomba según el dinagrama tomado para el arranque del pozo. Velocidad de 4,2 SPM. Pump fillage: 98% Sumergencia registrada: 814 ft / Columna líquida 80%.	
01/03/2016	Se puede observar un buen llenado de la bomba. Velocidad de 4,2 SPM. Pump fillage: 98%. Sumergencia 1146 ft.	

FECHA	CONDICIONES	DINAGRAMA
08/03/2016	Se puede observar un buen llenado de la bomba. Velocidad de 4,2 SPM. Pump fillage: 97%. Sumergencia 776 ft.	<p>Current: 3/17/2016 2:28:00 PM DH GIBBS</p> <p>L: M/S-912(54)427(48)192(144) @ 4.9 SPM w/ 2.75 in. Stresses: SER- Corod/8.5(345B (D) - 2.000 (13) NH 23000 Actual 20414(89%) NL 3800 Actual 5481(144%) Bank 10.00 (24) Jan 10 @ 101% PE 56% PF Flow Card</p>
17/03/2016	Se puede observar un buen llenado de la bomba. Velocidad de 5 SPM. Pump fillage: 96%. Sumergencia 681 ft.	<p>Current: 3/17/2016 2:28:00 PM DH GIBBS</p> <p>L: M/S-912(54)427(48)192(144) @ 4.9 SPM w/ 2.75 in. Stresses: SER- Corod/8.5(345B (D) - 2.000 (13) NH 23000 Actual 20414(89%) NL 3800 Actual 5481(144%) Bank 10.00 (24) Jan 10 @ 101% PE 56% PF Flow Card</p>
22/03/2016	Se puede observar un buen comportamiento de la bomba. Velocidad de 4,9 SPM. Pump fillage: 95%. Sumergencia 523 ft.	<p>Current: 3/22/2016 9:43:36 AM DH GIBBS</p> <p>L: M/S-912(54)427(48)192(144) @ 4.9 SPM w/ 2.75 in. Stresses: SER- Corod/8.5(345B (D) - 2.000 (13) NH 23000 Actual 20414(89%) NL 3800 Actual 5481(144%) Bank 10.00 (24) Jan 10 @ 101% PE 56% PF Flow Card</p>
03/04/2016	Se puede observar un buen comportamiento de la bomba. Velocidad de 5 SPM. Recorrido: 192" Pump fillage: 98%. Sumergencia 470 ft.	<p>Current: 3/22/2016 9:43:36 AM DH GIBBS</p> <p>L: M/S-912(54)427(48)192(144) @ 4.9 SPM w/ 2.75 in. Stresses: SER- Corod/8.5(345B (D) - 2.000 (13) NH 23000 Actual 20414(89%) NL 3800 Actual 5481(144%) Bank 10.00 (24) Jan 10 @ 101% PE 56% PF Flow Card</p>

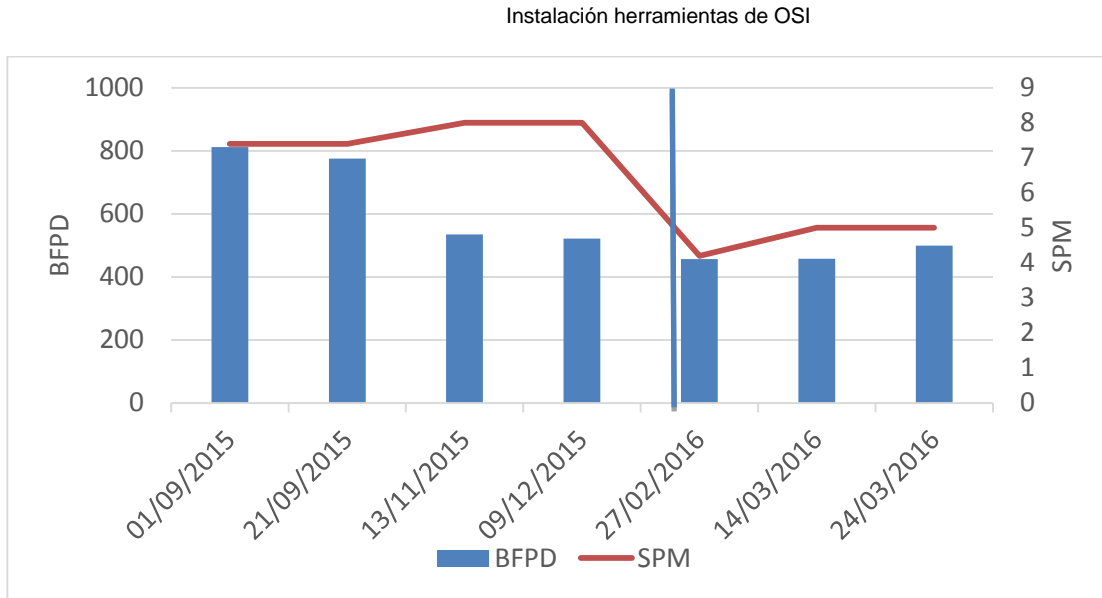
FECHA	CONDICIONES	DINAGRAMA
11/04/2016	Se puede observar un buen comportamiento de la bomba. Velocidad de 5 SPM. Recorrido: 192" Pump fillage: 98%. Sumergencia 324 ft.	

Fuente: Odessa Separator INC.

El pozo arranca el 24 de Febrero con una velocidad de 4,2 SPM, recorrido mínimo (144”) de una unidad de superficie Mark II 912 427 -192 y un nivel de fluido sobre la bomba (sumergencia) de 814 pies. En la segunda semana de Marzo se realiza un incremento de velocidad a 5 SPM registrando una sumergencia de 681 pies y finalmente el 25 de Marzo se cambia el recorrido de la unidad a máximo (192”) logrando un nivel de fluido de 324 según el último registro. En este periodo de tiempo no se observa interferencia por gas o presencia de sólidos en la bomba lo que permite que tenga un llenado promedio de 95%.

En la figura 63 se tienen las tasas de producción del pozo LCI-2291 y su tendencia más reciente con respecto a la velocidad (SMP) de la unidad. Se puede determinar que las dos últimas pruebas de producción antes de la intervención del pozo son similares a la producción obtenida después de la instalación de las herramientas. Su diferencia radica en las velocidades de la unidad de superficie, siendo para el primer caso 8 SPM y para el segundo de 5 SPM. Esto indica que actualmente la bomba de fondo ha mejorado su eficiencia, desplazando mayor fluido a una velocidad menor.

Figura 64. Comportamiento de la Producción (BFPD) con la Velocidad (SPM) del pozo LCI-2291.

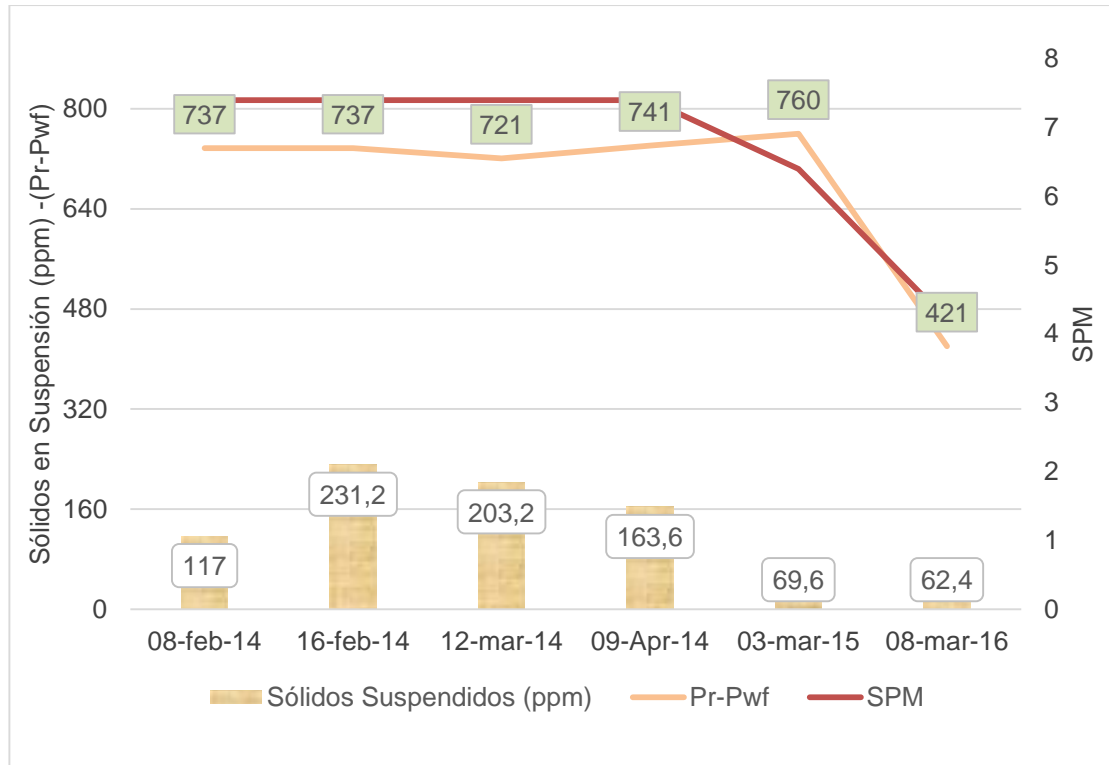


Fuente: Odessa Separator INC.

El valor de los sólidos en suspensión es una variable que depende de la diferencia entre la presión en fondo y la presión de la formación. Esta diferencial de presión se define como Draw Down y limita las velocidades de flujo en la cara de la formación y con esto el arrastre de sólidos. En la figura 64 se muestra las medidas de sólidos en suspensión en correlación a las velocidades de la unidad de superficie y el draw down. Se puede inducir que a altas velocidades de la unidad predominan bajos niveles de fluido lo que conlleva a un aumento en el draw down y un mayor arrastre de sólidos. Para la medida de sólidos en suspensión obtenida después de la intervención correspondiente a 62,4 ppm sucede lo contrario ya que se tiene alto nivel de fluido y un draw down menor con respecto a los otros valores disminuyendo el arrastre de finos. Debido al uso de las herramientas para el manejo de sólidos y la baja velocidad en la cara de formación se concluye una

buena eficiencia. Es recomendable mantener un constante monitoreo de esta variable para mirar su tendencia a velocidades mayores.

Figura 65. Comportamiento de Sólidos en suspensión (ppm) con la Velocidad (SPM) del pozo LCI 2291



Fuente: Odessa Separator INC.

A partir de la instalación de los tres Tubing Screen 15 Slot, un Gas & Sand Shield y el Vortex el 18 de Febrero 2016 la eficiencia de la bomba ha mejorado, ya que a la fecha no se ha presenciado interferencia por gas permitiendo mayor desplazamiento de fluido a menores velocidades y menor presencia de sólidos.

5.4. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA SELECCIÓN DE FILTROS PARA EL CONTROL DE SÓLIDOS DEL POZO LCI 2256

Se realiza una metodología con la finalidad de seleccionar los filtros adecuados para prolongar el *run life* del pozo LCI-2256 y disminuir los costos asociados a intervenciones por causa de la presencia de arena.

5.4.1. Comportamiento histórico y análisis de variables de producción. En la tabla 18 se evidencia el estado mecánico del pozo LCI-2256

Tabla 18. Estado Mecánico LCI-2256

Sarta de Varillas			
Descripción	Tope (ft)	Base (ft)	Longitud (ft)
B.LISA 1 1/2" X 40' RERUN	15	45	30
COROD SER 6 RERUN	45	3270	3225
SH-CPLING 1" X 40 K LBS – NEW	3270	3271,1	1,1
SINKER BARS NO-NECK RERUN	3271,1	3346,1	75
BOMBA 30-175-RHBC-20-3-1-2 NEW	3346,1	3372,1	26

Tubería de Producción				
Descripción	Tope (ft)	Base (ft)	Longitud (ft)	Diámetro (in)
COLGADOR DE TUBERÍA 7 1/16" X 3 1/2"	16	16,83	0,83	7
110 JTS DE 3-1/2" EUE J55.	17	3371,2	3.354,40	3,5
NIPLESILLA 3 1/2" EUE N11-30X12	3.371	3372,3	1	3,5
3 JTS DE 3 1/2" EUE J55 USADA (COLA)	3.372	3464,2	91,84	3,5

Fuente: Odessa Separator INC.

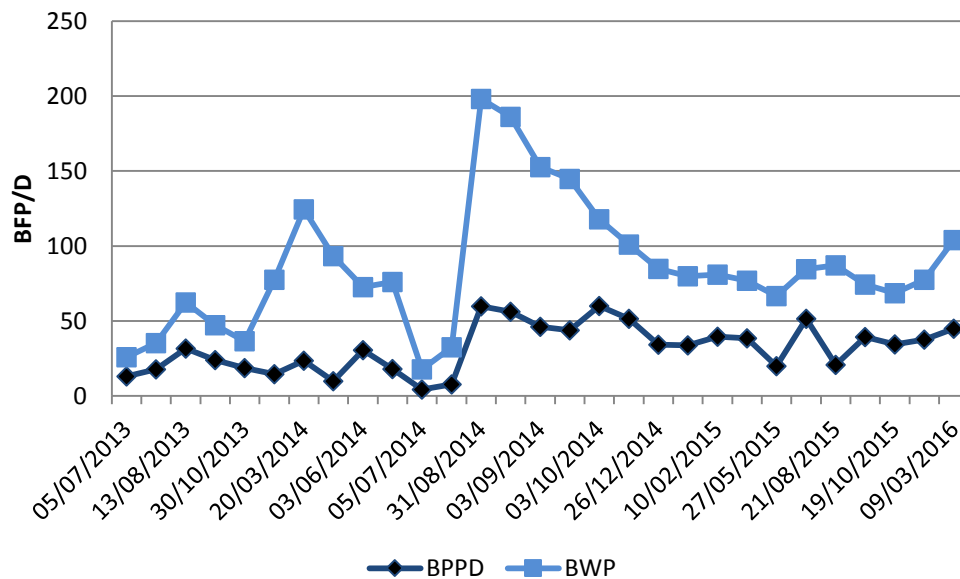
Tabla 19. Características actuales del Pozo LCI-2256

CARACTERISTICIAS ACTUALES		
CASING PRODUCCIÓN	7	In
PUNTA SARTA DE PRODUCCIÓN	3464,2	Ft
PERFORADOS	3165 - 3634	Ft
TOPE COLLAR FLOTADOR	3960,6	Ft
RATE HOLE	327	Ft
PRUEBA	149	BFPD
BSW	70	%

Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2015

5.2.1.1. Histórico de Producción:

Figura 66. Histórico de Producción del Pozo LCI-2256



Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2016

El pozo presenta un pico de producción para el 3 de Octubre del 2014, registrando una producción de 60 BPPD y un BSW de 66,25%. Actualmente el pozo presenta una producción promedio de 45 BPPD con un BSW del 70%.

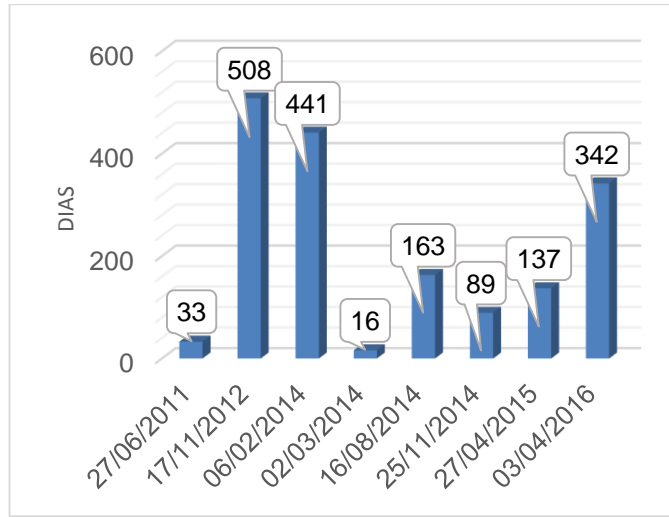
5.2.1.2. Histórico de Intervenciones del pozo LCI 2256: En la tabla 20 se evidencia que el mejor desempeño del pozo se ve en el año 2012 con un run life de 508 días y cuya causa de falla se asocia a arena en la bomba. Es claro recalcar que durante los primeros años presentaba un run life por encima de los 400 días y pocas intervenciones por daños, fallas o arenamiento. Para el año 2014 se realiza un workover cañoneando nuevas arenas, para entonces el pozo empieza a presentar intervenciones con menor run life y sus fallas son causadas por la arena de producción. Finalmente se evidencia que en el año 2015 se realiza una intervención por arenamiento del pozo con un run life de 342 con fecha de falla al 3 de abril del 2016, motivo por la cual se plantea la implementación de un diseño con tubing screen para manejo de arena en el pozo.

Tabla 20. Intervenciones al Pozo LCI-2256

DESCRIPCIÓN	FECHA	RUN LIFE
Completamiento	24/05/2011	
Rediseño (no Falla)	27/06/2011	33
Arena en la Bomba	17/11/2012	508
Workover (no Falla)	06/02/2014	441
Procedimiento Operacional Bomba	02/03/2014	16
Arena en la Bomba	16/08/2014	163
Arena en la Bomba	25/11/2014	89
Pozo Arenado	27/04/2015	137
Pistón Pegado	03/04/2016	342

Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2016

Figura 67. Run Life LCI-2256



Fuente: Occidental de Colombia, LLC. 2016

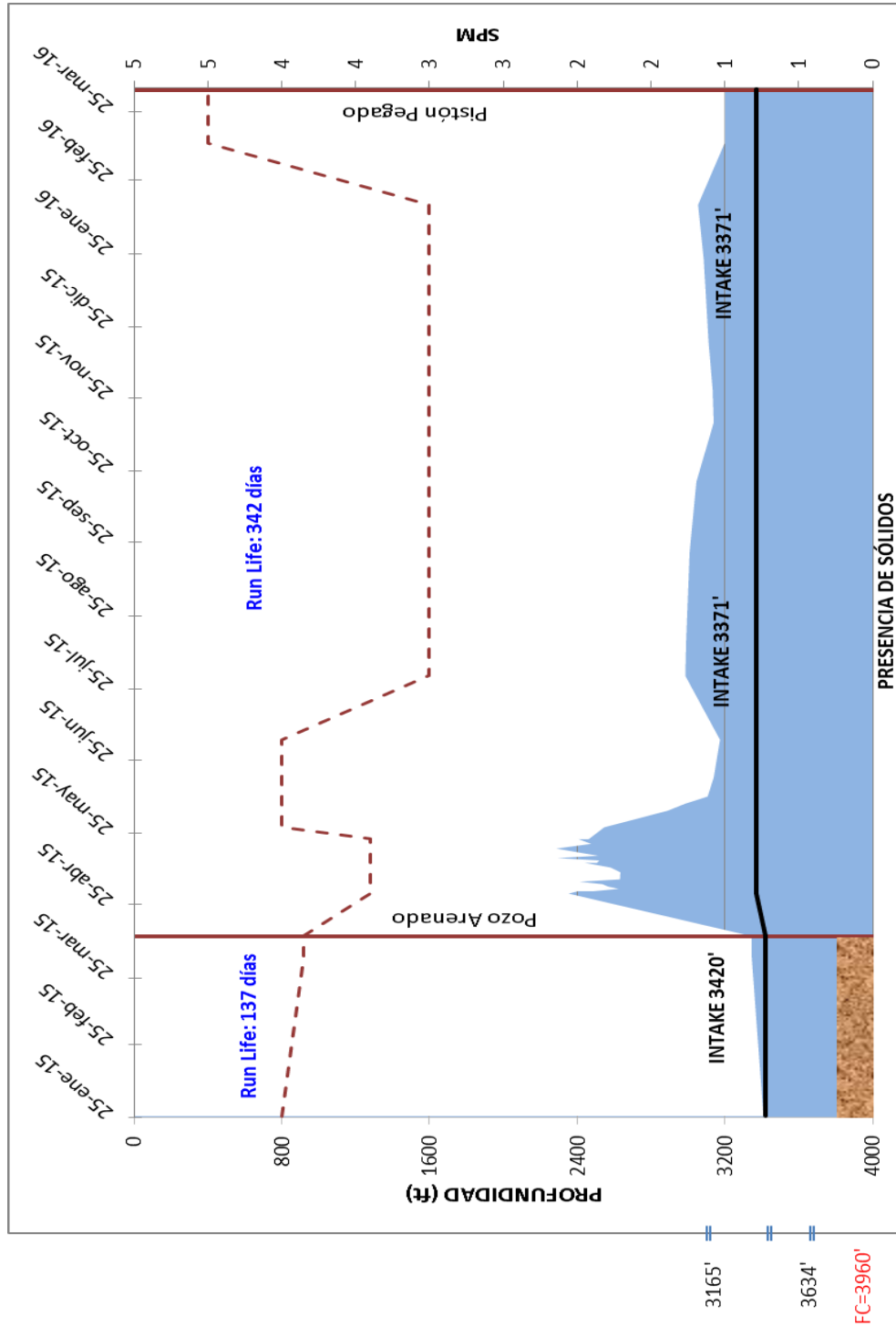
5.2.1.3. Histórico de Dinagramas

Tabla 21. Dinagramas del Pozo LCI-2256

FECHA	DESCRIPCION	DINAGRAMA
28/03/2016	El pozo presenta interferencia por gas y baja sumergencia.	
03/04/2016	El pozo presenta interferencia por gas y baja sumergencia.	

Fuente: Odessa Separator INC.

5.2.1.4. Variables Operacionales:



Fuente: Odessa Separator INC.

5.4.2. Toma de la muestra. Se recibe muestra extraída de las dos juntas superiores que se encontraban por encima de la bomba del pozo LC-2256, el motivo de la intervención fue arena decantada por encima de la bomba ya que en la bomba no se encontró arena y el pistón se encontró con recorrido libre, es decir no estaba pegado. Este es un caso claro en el cual la arena se deposita entre el barril y la tubería causando la pega externa de la bomba.

Se recibe la muestra evidenciando un color claro, al lavarse con solvente y pasar por el horno toma un color oscuro. Se evidencia alto contenido de solidos medios a finos. El peso aproximado de la muestra es 93.33 g, para realizar el este procedimiento se utilizó un recipiente metálico el cual tiene un peso de 45.32 g.

Figura 68. Muestra de arena LCI-2256



Fuente: Odessa Separator INC.

5.4.3. Limpieza de la muestra⁶³. La muestra se somete a un proceso de lavado con ECODEGRASER y agua caliente para remover todos los fluidos que puedan estar presentes en la misma.

5.4.4. Secado y eliminación de la humedad en la muestra. Para poder obtener un peso real de la muestra, es necesario secar y eliminar la humedad de la muestra, esto debido, al contacto con el agua y el ECODEGRASER.

Figura 69. Muestra de arena seca LCI-2256



Fuente: *Odessa Separator INC.*

5.4.5. Análisis Granulométrico

Se procede a realizar el análisis granulométrico de la muestra obtenida, con un peso de 93.39 gr. utilizando 8 canastas o tamices.

⁶³ SAND SIEVE ANALYSIS;(2016) Odessa Separator Inc.

Figura 70. Tamiz 14 LCI-2256

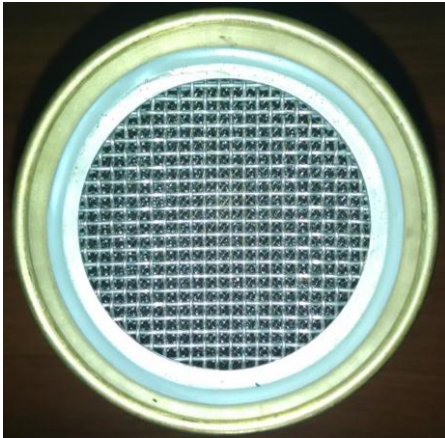


Figura 73. Tamiz 40 LCI-2256



Figura 71. Tamiz 20 LCI-2256



Figura 74. Tamiz 50 LCI-2256



Figura 72. Tamiz 30 LCI-2256



Figura 75. Tamiz 60 LCI-2256



Figura 76. Tamiz 70 LCI-2256



Figura 77. Tamiz 80 LCI-2256



Figura 78. Pan LCI-2256



Fuente: *Odessa Separator INC.*

En la tabla 22 se evidencian los resultados de los análisis granulométricos realizados a la arena del pozo LCI-2256.

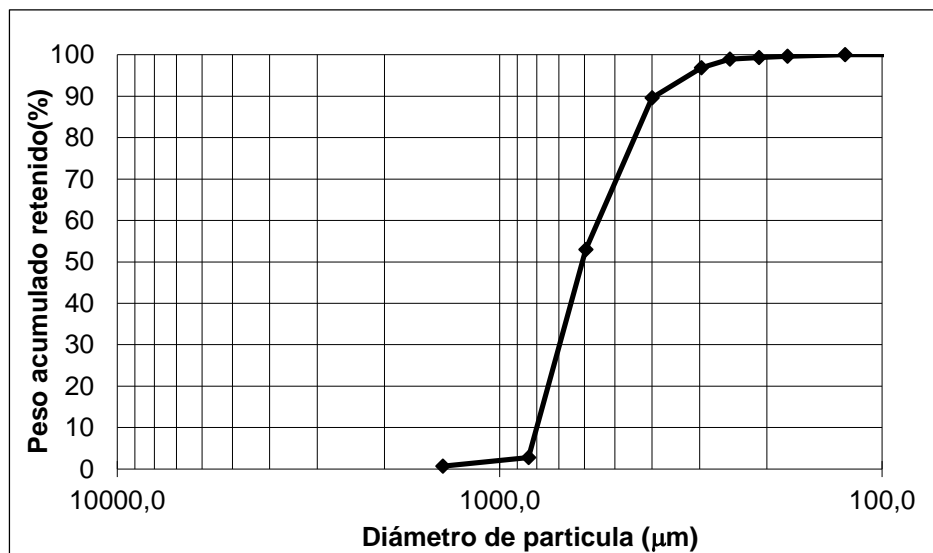
Se determina que el mayor porcentaje de arena se encuentra en el tamiz 50 y tamiz 60, lo que representaría un slot en la herramienta de 12 y 10. Se toman estos datos y se procede a hacer una grafica representativa con el diametro de las particulas.

Tabla 22. Resultados del Análisis Granulométrico LCI-2256

Slot	Inch (in)	US. Mesh Sieves	Retained Weight (gr)	Retained Weight (%)	Cumulative % (gr)
50	0,0555	14	0	0	0
30	0,0331	20	0	0	0
20	0,0232	30	0,02	0,02	0,02
15	0,0165	40	1,3	1,39	1,41
12	0,0117	50	24,54	26,29	27,71
10	0,0098	60	22,3	23,89	51,6
8	0,0083	70	20,59	22,06	73,66
7	0,007	80	12,9	13,82	87,49
Pan	Pan	Pan	11,68	12,51	100
Total Weight =			93,33	100	100

Fuente: Odessa Separator INC.

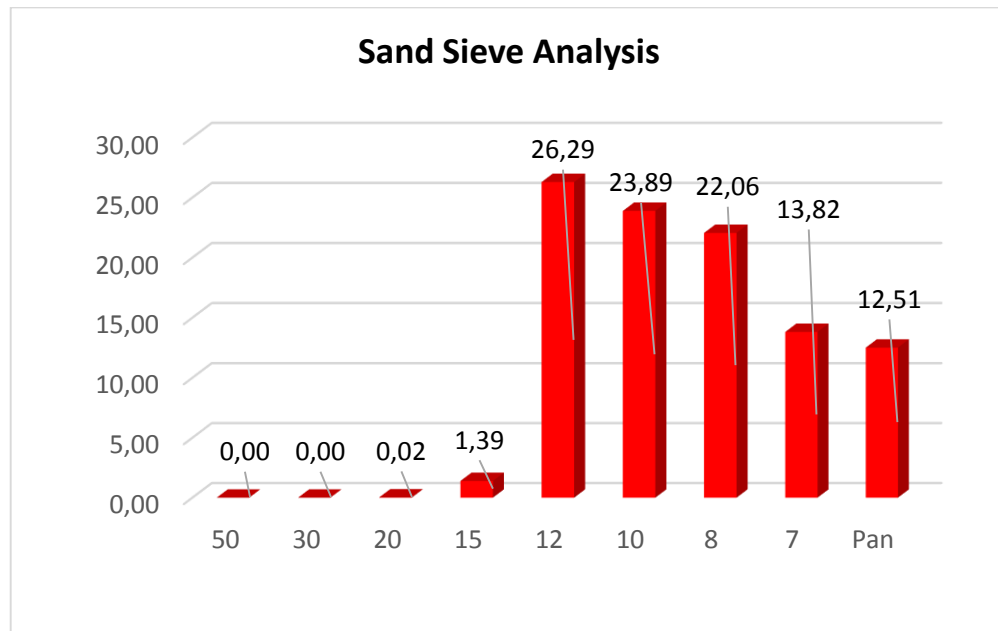
Figura 79. Porcentaje en Peso Retenido Vs. Tamaño de partícula del LCI-2256



Fuente: Odessa Separator INC

El porcentaje de arena retenido por un tamiz sería el mismo retenido por una malla del slot equivalente según la tabla de conversión anteriormente descrita. Esto permite determinar la cantidad de arena que se puede filtrar.

Figura 80. Peso retenido (%) por cada slot del pozo LCI-2256



Fuente: Odessa Separator INC.

Se puede determinar que:

- El porcentaje de sólidos grandes es de 0,0%, equivalente a un slot de 30 (> 841 microns).
- Si se instalan en el pozo Tubing Screen de 15 slot, el porcentaje de filtración en peso de la muestra sería del 1,39%.
- Si se instalan en el pozo Tubing Screen de 12 slot, el porcentaje de filtración en peso de la muestra sería de 27,7 %

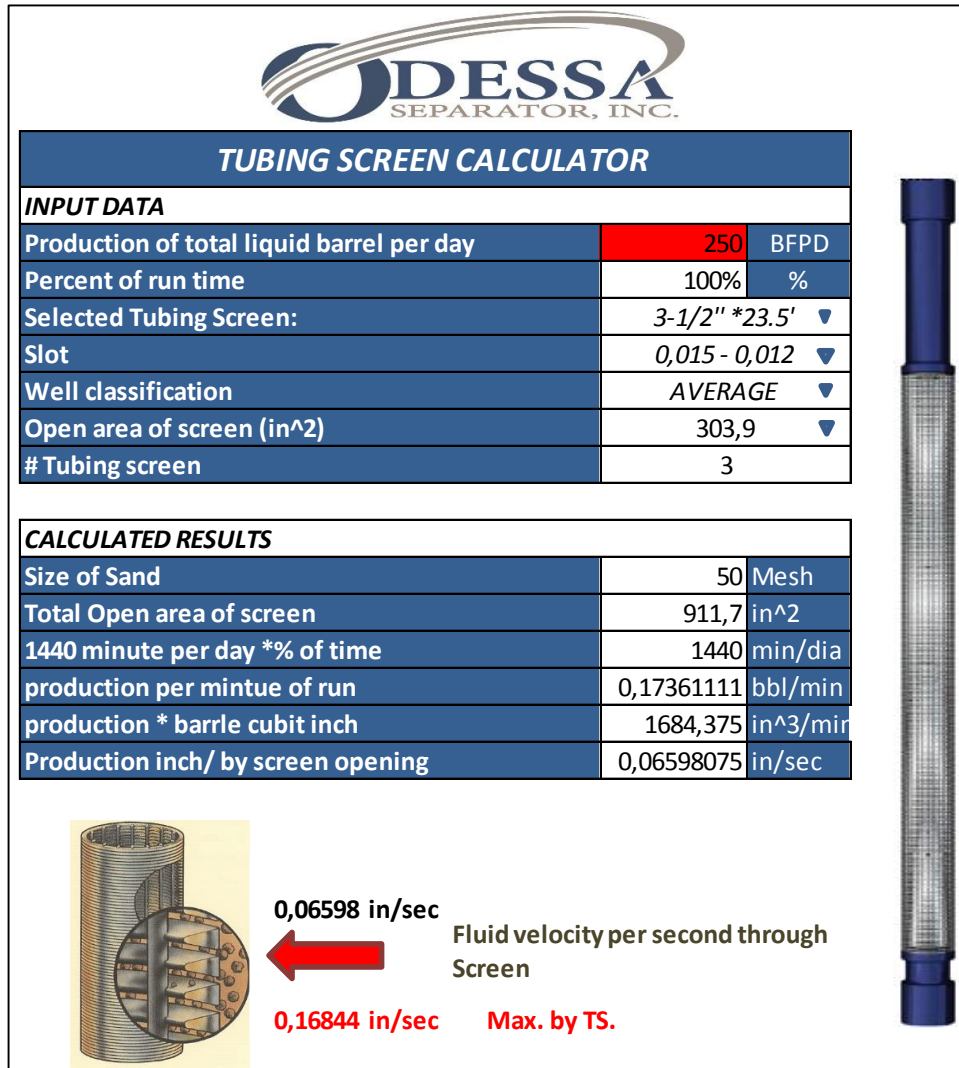
5.4.6. Diseño y simulación. Con base a este análisis se recomienda utilizar: 1 Tubing Screen 3-1/2" x 24' de 15 slot (Bodega OXY) + 2 Tubing Screen 3-1/2" x 24' de 12 slot (Bodega OXY) + 1 Gas & Sand Shield 3-1/2" x 4-1/2" de 10 slot (Bodega OXY) x Dip Tube 89' + 3 Tuberías de Cola 3-1/2" x 31'+ Valvula de purga.

Este diseño está compuesto por 2 Tubing Screen de 12 slot (>297 Microns) para hacer la filtración de la arena que predomina en el pozo según la distribución granulométrica de la muestra de arena. Adicionalmente se instalará 1 Tubing Screen con una malla de acero inoxidable de 15 slot (>400 Microns) la cual se utiliza como factor de seguridad en el caso de que los filtros de slot 12 se taponen debido a que el pozo tiene fuertes problemas asociados al manejo de arena. Estos filtros evitan el arenamiento de la bomba ya que poseen una malla en V, que facilita la filtración de sólidos y a su vez posee una mayor área abierta para evitar taponamientos.

Debido a que en los dinagramas se observa una leve interferencia por gas se decide instalar 1 Gas & Sand Shield de 3 1/2" x 4-1/2", el cual permite manejar altos volúmenes de fluido, logrando reducir la velocidad del fluido menor a 0.5 ft/sec o 6 in/sec; consiguiendo el tiempo necesario para que las burbujas de gas se separen por diferencia de densidades.

En la Figura 81 se presentan las simulaciones propuestas tanto para el Tubing Screen como para el Gas & Sand Shield teniendo en cuenta las variables operativas del pozo LCI-2256. La velocidad de flujo debe ser menor que la velocidad crítica que experimentalmente se calculó para cada malla para así garantizar el óptimo funcionamiento de las herramientas.

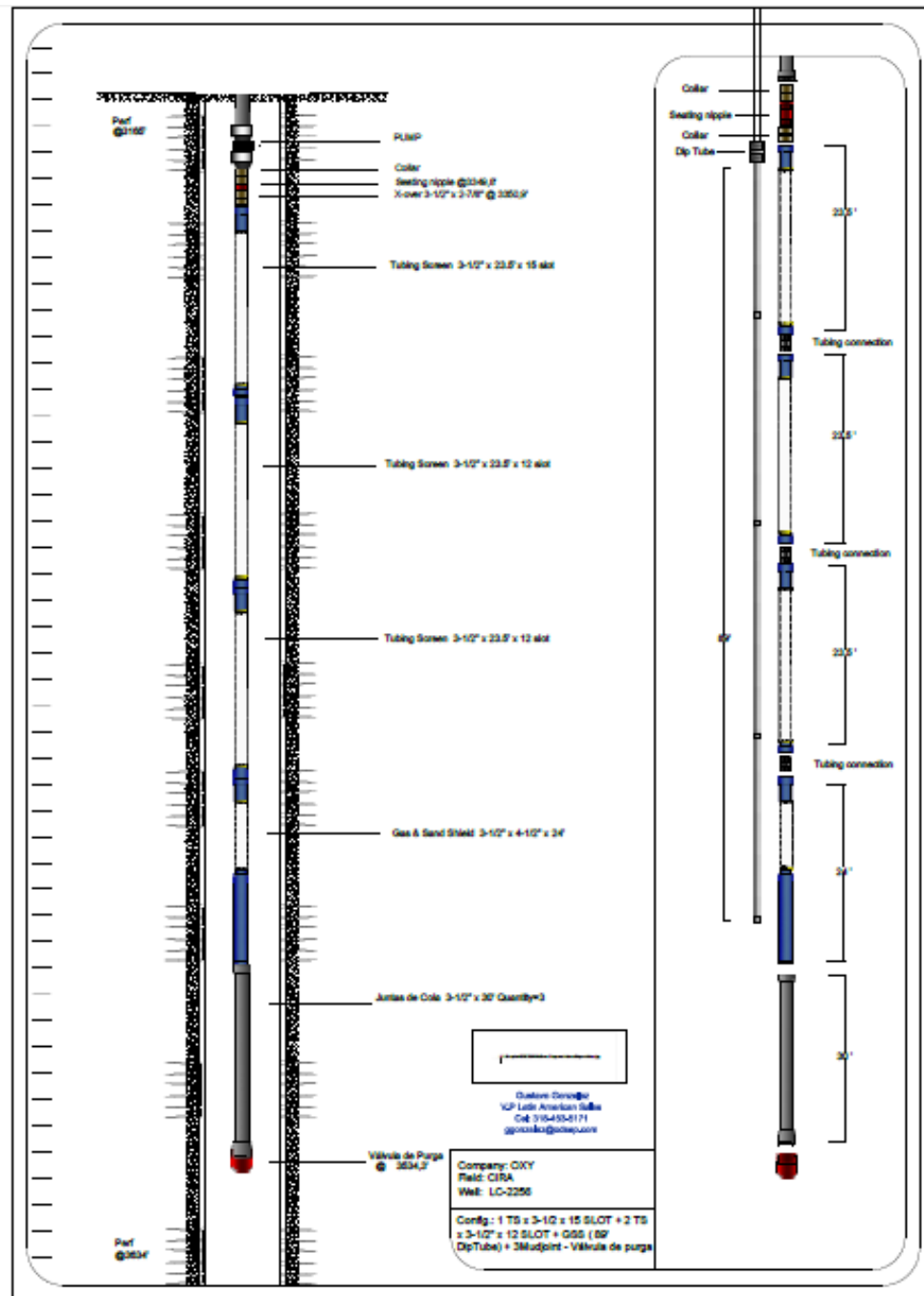
Figura 81. Datos Entrada para Simulación LCI-2256



Fuente: Odessa Separator INC.

Para la simulación de las herramientas el simulador tiene unos datos de entrada que previamente han sido descritos, y que de igual forma se muestran en la figura 81. Entre algunos se encuentran el índice de productividad del pozo, el tiempo diario de operación de la bomba, la clasificación del pozo según el histórico de fallas con sus respectivas evidencias y el criterio ingenieril para seleccionar el tamaño de arena que se quiere filtrar de acuerdo al análisis granulométrico realizado.

Figura 82. Simulación Ensamblaje Fondo de Pozo LCI-2256



Fuente: Odessa Separator INC.

Es importante recalcar que todos los fondos registrados (topes de sucios) de todas las intervenciones del pozo se encontraron muy cercanos al rango de la profundidad de base de perforados correspondiente a 3634 pies. Por este motivo no se recomienda la implementación del Vortex Sand Shield para la filtración de las partículas menores a 200 μm ya que se estaría generando un problema adicional al promover mayor depositación de sólidos al bolsillo del pozo lo que podría generar un prematuro taponamiento de los perforados conllevando una pérdida de producción.

Tabla 23. Tope de Sucios LCI-2256

FECHA	APORTE SÓLIDOS	FONDO ENCONTRADO
24-May-11		
27-Jun-11	N/A	N/A
17-Nov-12	418	3542
6-Feb-14	313	3647
2-Mar-14	507	3453
16-Aug-14	237	3723
25-Nov-14	234	3726
27-Apr-15	437	3523

Fuente: *Odessa Separator INC*

RECOMENDACIONES

Dado que el pozo se maneja mucha arena, se recomienda comenzar una velocidad de operación de 3.0 spm y máximo recorrido de una unidad Mark II 640-365-168 realizando monitoreo con niveles y dinagramas para evaluar la eficiencia de la bomba y así realizar incrementos de la velocidad de bombeo, evitando arenamientos prematuros.

6. ANÁLISIS ECONÓMICO

Es importante determinar el tiempo en el cual se pagará la tecnología y el ganancial neto que se obtendría gracias a su implementación. Para cabalidad a este punto se tiene la evaluación del proyecto que recopila cuenta los indicadores económicos y las proyecciones de los precios del barril de petróleo. Esta evaluación se realiza con un modelo económico desarrollado por el departamento de planeación de Occidental andina LLC. En donde son tenidos en cuenta todos los parámetros contractuales del contrato de “Colaboración empresarial para la explotación y producción para el campo La Cira Infantas”.

6.1. INDICADORES ECONÓMICOS

6.1.1. Costos de capital (CAPEX). Los costos capitales (CAPEX), serán tomados según los recursos requeridos para la construcción de cada una de las alternativas propuesta, son los costos asociados procesos de instalación de infraestructuras; normalmente los gastos capitales comprenden los costos de instalación de facilidades de producción de sistemas de levantamiento artificial, los gastos de instalaciones adicionales (adaptaciones) para manejos de agua de producción, equipos y pozos de inyección.

6.1.2. Costos de operación (OPEX). Por su parte los costos operacionales (OPEX), hacen referencia al dinero que la compañía utiliza en la operación del campo. Están asociados con costos de energía, químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores, personal de mantenimiento, ambientales, entre otros. Adicional a esto existen indicadores económicos los cuales sirven como criterios de evaluación para diferentes análisis financieros entre ellos se encuentran

6.1.3. Flujo de Caja. Se utiliza al referirse al flujo neto de entrada o salida de dinero que ocurre durante un periodo de tiempo establecido.

(Gastos de la operación + Costo de impuestos + Costo de capital) = Flujo de caja

Existen varios indicadores económicos para medir el beneficio económico de un proyecto.

6.1.3.1. El VPN (Valor Presente Neto). Es un método matemático que descuenta cifras de flujo de caja que ocurren en diferentes momentos en el tiempo, y las hace equivalentes a una cifra única en valor presente referenciado a un punto predeterminado en el tiempo.

$$VPN = I + \sum_{i=1}^k \frac{CFk}{(1+i)^k} \quad \text{Ec (9)}$$

Dónde:

I=Costo de la inversión

CFk= Flujo de caja

I= tasa de interés

K= Periodo de tiempo

- Si TIR > TIO, el proyecto es rentable.
- Si TIR = TIO, es indiferente seleccionar esa propuesta o alguna otra.
- Si TIR < TIO, el proyecto no resulta rentable.

6.1.3.2. Tasa de interés de oportunidad (TIO). Es la tasa de interés a la cual una empresa o grupo de inversionistas están dispuestos a realizar la inversión que representa la implementación del margen de utilidades que se desee obtener y sirve principalmente para la elección de la viabilidad de varios proyectos como patrón de comparación. Para el caso de Ecopetrol S.A. la tasa de interés de oportunidad está fijada en 13% efectivo anual.

6.1.3.3. LA TIR (Tasa interna de retorno). Es la tasa de descuento a la cual el valor presente neto de los flujos de caja positivos es igual al valor presente neto de los flujos de caja negativos. También se conoce como la tasa de interés o tasa de descuento que se logra cuando VPN es igual a cero, también permite determinar qué tan viable o no puede ser un proyecto, así mismo permite asentar los flujos de caja a diferentes tasas de descuento.

$$TIR = I + \sum_{t=0}^N \frac{CFt}{(1+tio)^t} - Io \quad \text{Ec (10)}$$

Dónde:

Io= Costo de la inversión inicial

CFt= Flujo de caja

TIR= Tasa interna de retorno

TIO= Tasa de retorno

6.1.3.4. Relación beneficio-costo (RCB). Es un indicador económico adimensional, que relaciona el Valor Presente Neto de los Ingresos con el Valor Presente Neto de los egresos. Se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$RCB = \frac{|VPN-Ingresos|}{|VPN-Egresos|} \quad \text{Ec (11)}$$

Dónde:

RCB: Relación Beneficio-Costo.

VPN – Ingresos: Valor Absoluto del VPN de los Ingresos, Unidades Monetarias

VPN – Egresos: Valor Absoluto del VPN de los Egresos, Unidades Monetarias

Para evaluar este indicador es necesario tener las siguientes consideraciones.

- Si $B/C > 1$, el proyecto es rentable, ya que indica que los Ingresos son Mayores a los Egresos.
- Si $B/C = 1$, es indiferente seleccionar esa propuesta o alguna otra, ya que los ingresos son iguales a los egresos.
- Si $B/C < 1$, el proyecto no resulta rentable ya que los ingresos son menores que los egresos.

6.1.3.5. Recobro de la inversión (Pay-Back). El pay-back, también denominado plazo de recuperación es uno de los bien llamados métodos de selección estáticos. Se trata de una técnica para hacerse una idea aproximada del tiempo que tardarán en recuperar el desembolso inicial de una inversión. Esta herramienta es útil para la decisión de aceptar dicho proyectos que devuelvan dicho desembolso inicial en el plazo de tiempo que se estime adecuado.

6.1.3.6. Retorno sobre la Inversión (ROI)

Es una razón financiera que compara el beneficio o la utilidad obtenida en relación a la inversión realizada, es decir, representa una herramienta para analizar el rendimiento que la empresa tiene desde el punto de vista financiero.

Para su cálculo, en el numerador se pueden admitir diferentes definiciones de beneficios, como por ejemplo el beneficio neto después de impuestos, el BAI (antes de impuestos) o el BAII (antes de intereses e impuestos), mientras que en el denominador se debe indicar los medios para obtener dicho beneficio.

$$ROI = \frac{\text{Beneficio}}{\text{Inversion}} \quad \text{EC (12)}$$

6.1.3.7. DPI. Medida de eficiencia del capital invertido. Es útil para evaluar proyectos con múltiples TIR, reflejando el retorno en caja con relación a la inversión requerida para generarla.

$$DPI = \frac{PV \text{ Flujo de caja inicial}}{PV \text{ flujo de caja de investigación}} \quad \text{EC (13)}$$

PV= flujo de caja antes de implementar / de investigación.

6.1.4. Aceptación de un proyecto: Se establecen los siguientes parámetros generales para determinar la viabilidad del proyecto.

- La evaluación se realiza con un precio del barril de \$40 el barril.
- Se acepta o se recomienda un proyecto si:
 - ✓ $VPN > 0$
 - ✓ $TIR >$ Mínima tasa de descuento (costo de oportunidad)
 - ✓ $DPI > 1.5$

6.2. EVALUACIÓN ECONÓMICA

6.2.1. Casos Base. Este escenario fue tomado como caso base para realizar un análisis de los indicadores económicos de los pozos LC-2256 y LC-2291 sin la implementación de las herramientas para el manejo de sólidos en fondo. En la tabla 24 se recopilan los conceptos para determinar los gastos y la periodicidad de fallas en un periodo de 4 años.

Tabla 24. Datos Preliminares para análisis financiero Base

Concepto	LCI - 2256	LCI - 2291
Regalías (%)	8%	8%
Costo Intervención con Equipo (USD)	\$ 85.000	\$ 85.000
Precio Promedio Crudo (USD/BBL)	\$ 40	\$ 40
Lifting Cost (USD)	\$ 12,4	\$ 12,4
Tiempo Simulado (Años)	4	4
Periodicidad de Falla (Meses)	7	4
# Intervenciones	7	12

Es importante identificar que la frecuencia de las fallas se determina teniendo en cuenta el histórico de intervenciones según aplique para cada pozo. En la tabla 25 se presentan los ingresos y egresos teniendo en cuenta el perfil de declinación del

pozo el cual determina la producción mensual y el flujo de caja para un punto determinado en el tiempo.

Tabla 25. Flujo De Caja Base LCI-2256

Meses	BO/Mes	Ingresos	Egresos	Flujo De Caja	Flujo de Caja acumulado
0		\$ 0	\$ 582.857	-\$ 582.857	-\$ 582.857
1	1414,07	\$ 56.563	\$ 22.059	\$ 34.503	-\$ 548.354
2	1393,01	\$ 55.720	\$ 21.731	\$ 33.990	-\$ 514.364
3	1382,60	\$ 55.304	\$ 21.569	\$ 33.736	-\$ 480.629
4	1372,27	\$ 54.891	\$ 21.407	\$ 33.483	-\$ 447.145
5	1362,02	\$ 54.481	\$ 21.248	\$ 33.233	-\$ 413.912
6	1351,84	\$ 54.074	\$ 21.089	\$ 32.985	-\$ 380.927
7	1341,74	\$ 53.670	\$ 20.931	\$ 32.738	-\$ 348.189
8	1331,72	\$ 53.269	\$ 20.775	\$ 32.494	-\$ 315.695
9	1321,77	\$ 52.871	\$ 20.620	\$ 32.251	-\$ 283.444
10	1311,89	\$ 52.476	\$ 20.465	\$ 32.010	-\$ 251.434
11	1302,09	\$ 52.083	\$ 20.313	\$ 31.771	-\$ 219.663
12	1292,36	\$ 51.694	\$ 20.161	\$ 31.534	-\$ 188.129
13	1282,70	\$ 51.308	\$ 20.010	\$ 31.298	-\$ 156.831
14	1273,12	\$ 50.925	\$ 19.861	\$ 31.064	-\$ 125.767
15	1263,60	\$ 50.544	\$ 19.712	\$ 30.832	-\$ 94.935
16	1254,16	\$ 50.167	\$ 19.565	\$ 30.602	-\$ 64.334
17	1244,79	\$ 49.792	\$ 19.419	\$ 30.373	-\$ 33.961
18	1235,49	\$ 49.420	\$ 19.274	\$ 30.146	-\$ 3.815
19	1226,26	\$ 49.050	\$ 19.130	\$ 29.921	\$ 26.106
20	1217,10	\$ 48.684	\$ 18.987	\$ 29.697	\$ 55.803
22	1198,98	\$ 47.959	\$ 18.704	\$ 29.255	\$ 114.533
24	1181,13	\$ 47.245	\$ 18.426	\$ 28.819	\$ 172.389
26	1163,54	\$ 46.542	\$ 18.151	\$ 28.390	\$ 229.384
28	1146,22	\$ 45.849	\$ 17.881	\$ 27.968	\$ 285.530
30	1129,15	\$ 45.166	\$ 17.615	\$ 27.551	\$ 340.840
32	1112,34	\$ 44.494	\$ 17.353	\$ 27.141	\$ 395.327
34	1095,78	\$ 43.831	\$ 17.094	\$ 26.737	\$ 449.002
36	1079,47	\$ 43.179	\$ 16.840	\$ 26.339	\$ 501.879

Meses	BO/Mes	Ingresos	Egresos	Flujo De Caja	Flujo de Caja acumulado
42	1031,97	\$ 41.279	\$ 16.099	\$ 25.180	\$ 655.831
44	1016,60	\$ 40.664	\$ 15.859	\$ 24.805	\$ 705.628
46	1001,47	\$ 40.059	\$ 15.623	\$ 24.436	\$ 754.684
48	986,56	\$ 39.462	\$ 15.390	\$ 24.072	\$ 803.009

Para el pozo LCI-2256 se generaría un ganancial de USD 803.000. Los costos y gastos asociados a las fallas y operatividad del pozo son cubiertas en su totalidad en el mes 19. Se realiza el mismo ejercicio para el pozo LCI-2291 en el cual se obtiene un flujo de caja acumulado para el cuarto año de USD 1'303.785 con un retorno del dinero invertido para el mes 19.

Tabla 26. Flujo De Caja Base LCI-2291

Meses	BO/Mes	Ingresos	Egresos	Flujo De Caja	Flujo de Caja acumulado
0		\$ 0	\$ 1.020.000	-\$ 1.020.000	-\$ 1.020.000
1	2463,21	\$ 98.528	\$ 38.426	\$ 60.102	-\$ 959.898
2	2418,46	\$ 96.739	\$ 37.728	\$ 59.010	-\$ 900.887
3	2396,39	\$ 95.856	\$ 37.384	\$ 58.472	-\$ 842.415
4	2374,53	\$ 94.981	\$ 37.043	\$ 57.938	-\$ 784.477
5	2352,86	\$ 94.114	\$ 36.705	\$ 57.410	-\$ 727.067
6	2331,39	\$ 93.256	\$ 36.370	\$ 56.886	-\$ 670.181
7	2310,12	\$ 92.405	\$ 36.038	\$ 56.367	-\$ 613.814
8	2289,04	\$ 91.562	\$ 35.709	\$ 55.853	-\$ 557.961
9	2268,15	\$ 90.726	\$ 35.383	\$ 55.343	-\$ 502.619
10	2247,46	\$ 89.898	\$ 35.060	\$ 54.838	-\$ 447.781
11	2226,95	\$ 89.078	\$ 34.740	\$ 54.338	-\$ 393.443
12	2206,63	\$ 88.265	\$ 34.423	\$ 53.842	-\$ 339.601
13	2186,49	\$ 87.460	\$ 34.109	\$ 53.350	-\$ 286.251
14	2166,54	\$ 86.662	\$ 33.798	\$ 52.864	-\$ 233.387

Meses	BO/Mes	Ingresos	Egresos	Flujo De Caja	Flujo de Caja acumulado
15	2146,77	\$ 85.871	\$ 33.490	\$ 52.381	-\$ 181.006
16	2127,18	\$ 85.087	\$ 33.184	\$ 51.903	-\$ 129.103
17	2107,77	\$ 84.311	\$ 32.881	\$ 51.430	-\$ 77.673
18	2088,54	\$ 83.542	\$ 32.581	\$ 50.960	-\$ 26.713
19	2069,48	\$ 82.779	\$ 32.284	\$ 50.495	\$ 23.783
20	2050,60	\$ 82.024	\$ 31.989	\$ 50.035	\$ 73.817
22	2013,35	\$ 80.534	\$ 31.408	\$ 49.126	\$ 172.521
24	1976,77	\$ 79.071	\$ 30.838	\$ 48.233	\$ 269.432
26	1940,86	\$ 77.634	\$ 30.277	\$ 47.357	\$ 364.582
30	1870,99	\$ 74.839	\$ 29.187	\$ 45.652	\$ 549.728
32	1837,00	\$ 73.480	\$ 28.657	\$ 44.823	\$ 639.786
34	1803,63	\$ 72.145	\$ 28.137	\$ 44.008	\$ 728.208
38	1738,69	\$ 69.548	\$ 27.124	\$ 42.424	\$ 900.263
40	1707,10	\$ 68.284	\$ 26.631	\$ 41.653	\$ 983.953
42	1676,09	\$ 67.044	\$ 26.147	\$ 40.897	\$ 1.066.123
44	1645,64	\$ 65.826	\$ 25.672	\$ 40.154	\$ 1.146.800
46	1615,75	\$ 64.630	\$ 25.206	\$ 39.424	\$ 1.226.012
48	1586,40	\$ 63.456	\$ 24.748	\$ 38.708	\$ 1.303.785

6.2.2. Caso de Aplicación Tubing Screen. En este escenario se realiza la evaluación de los indicadores económicos para los dos pozos teniendo en cuenta el costo asociado a la implementación de la tecnología y su impacto en la reducción de la frecuencia de las fallas. En la tabla 27 se muestran las condiciones para cada pozo según corresponda.

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

Tabla 27. Datos Preliminares Análisis financiero Con Tubing Screen

Concepto	LCI - 2256	LCI - 2291
Regalías (%)	8%	8%
Costo Intervención (USD)	\$ 85.000	\$ 85.000
Costo Herramientas Tubing Screen (USD)	\$ 20.000	\$ 20.000
Precio Promedio Crudo(USD/BBL)	\$ 40	\$ 40
Lifting Cost (USD)	\$ 12,4	\$ 12,4
Tiempo Simulado (Años)	4	4
Periodicidad de Falla (meses)	12	8
# Intervenciones	4	6

Figura 83. Flujo de Caja Con Tubing Screen LCI-2256

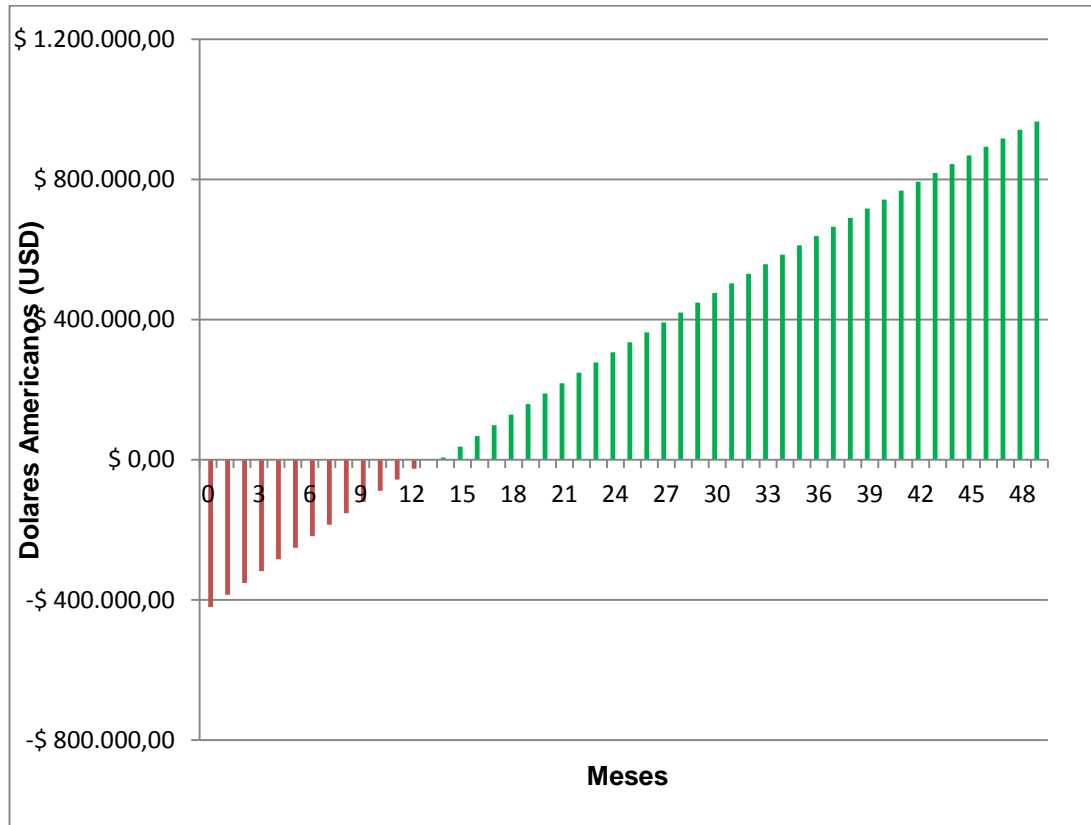
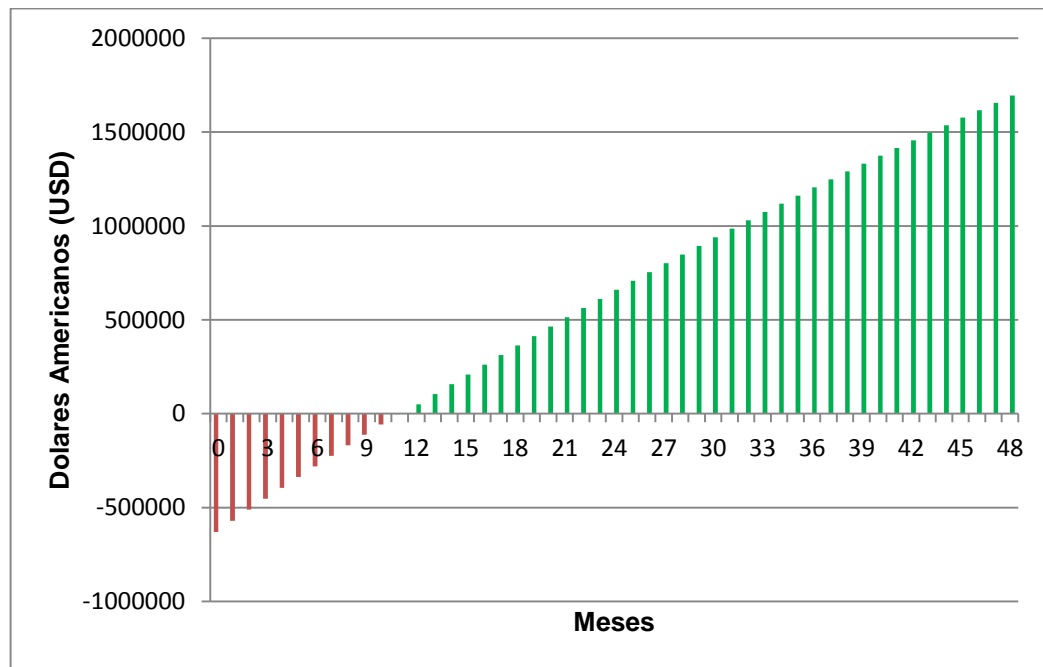


Tabla 28. Flujo de Caja Con Tubing Screen LCI- 2256

Meses	BO/Mes	Ingresos	Egresos	Flujo De Caja	Flujo de Caja acumulado
0		\$ 0	\$ 420.000	-\$ 420.000	-\$ 420.000
1	1414	\$ 56.563	\$ 22.059	\$ 34.503	-\$ 385.497
2	1393	\$ 55.720	\$ 21.731	\$ 33.990	-\$ 351.507
3	1383	\$ 55.304	\$ 21.569	\$ 33.736	-\$ 317.772
4	1372	\$ 54.891	\$ 21.407	\$ 33.483	-\$ 284.288
5	1362	\$ 54.481	\$ 21.248	\$ 33.233	-\$ 251.055
6	1352	\$ 54.074	\$ 21.089	\$ 32.985	-\$ 218.070
7	1342	\$ 53.670	\$ 20.931	\$ 32.738	-\$ 185.332
8	1332	\$ 53.269	\$ 20.775	\$ 32.494	-\$ 152.838
9	1322	\$ 52.871	\$ 20.620	\$ 32.251	-\$ 120.587
10	1312	\$ 52.476	\$ 20.465	\$ 32.010	-\$ 88.577
11	1302	\$ 52.083	\$ 20.313	\$ 31.771	-\$ 56.806
12	1292	\$ 51.694	\$ 20.161	\$ 31.534	-\$ 25.272
13	1283	\$ 51.308	\$ 20.010	\$ 31.298	\$ 6.026
14	1273	\$ 50.925	\$ 19.861	\$ 31.064	\$ 37.090
16	1254	\$ 50.167	\$ 19.565	\$ 30.602	\$ 98.523
18	1235	\$ 49.420	\$ 19.274	\$ 30.146	\$ 159.042
20	1217	\$ 48.684	\$ 18.987	\$ 29.697	\$ 218.660
22	1199	\$ 47.959	\$ 18.704	\$ 29.255	\$ 277.391
24	1181	\$ 47.245	\$ 18.426	\$ 28.819	\$ 335.247
26	1164	\$ 46.542	\$ 18.151	\$ 28.390	\$ 392.241
30	1129	\$ 45.166	\$ 17.615	\$ 27.551	\$ 503.697
32	1112	\$ 44.494	\$ 17.353	\$ 27.141	\$ 558.184
38	1063	\$ 42.536	\$ 16.589	\$ 25.947	\$ 716.825
40	1048	\$ 41.903	\$ 16.342	\$ 25.561	\$ 768.138
42	1032	\$ 41.279	\$ 16.099	\$ 25.180	\$ 818.688
44	1017	\$ 40.664	\$ 15.859	\$ 24.805	\$ 868.485
46	1001	\$ 40.059	\$ 15.623	\$ 24.436	\$ 917.541
48	987	\$ 39.462	\$ 15.390	\$ 24.072	\$ 965.866

Con la implementación de las herramientas el pozo LCI – 2256 genera un ingreso incremental de USD 162.857 para un periodo de tiempo de 4 años. Además el dinero invertido retorna para el décimo tercer mes, es decir siete meses más rápido cuando se compara con el caso base. Esto se debe a que las herramientas disminuyen las fallas asociadas a la arena y permiten que los equipos de fondo tengan un mayor run life.

Figura 84. Flujo de Caja Incremental LCI-2291



Realizando el mismo ejercicio para el pozo LCI – 2291 se determinó una ganancia incremental de USD 390.000 donde la inversión se recupera en un año, es decir nueve meses menos con respecto al caso base. La tabla 29 y la figura 84 muestran los flujos de caja obtenidos para diferentes puntos en el tiempo para el primer caso y visualmente se puede identificar el punto en el cual se recupera la inversión (pay back) y se empieza a tener flujo de caja positivo en el tiempo.

Tabla 29. Flujo de Caja Incremental LCI-2291

Meses	BO/Mes	Ingresos	Egresos	Flujo De Caja	Flujo de Caja acumulado
0		\$ 0	\$ 630.000	-\$ 630.000	-\$ 630.000
1	2463,21	\$ 98.528	\$ 38.426	\$ 60.102	-\$ 569.898
2	2418,46	\$ 96.739	\$ 37.728	\$ 59.010	-\$ 510.887
3	2396,39	\$ 95.856	\$ 37.384	\$ 58.472	-\$ 452.415
4	2374,53	\$ 94.981	\$ 37.043	\$ 57.938	-\$ 394.477
5	2352,86	\$ 94.114	\$ 36.705	\$ 57.410	-\$ 337.067
6	2331,39	\$ 93.256	\$ 36.370	\$ 56.886	-\$ 280.181
7	2310,12	\$ 92.405	\$ 36.038	\$ 56.367	-\$ 223.814
8	2289,04	\$ 91.562	\$ 35.709	\$ 55.853	-\$ 167.961
9	2268,15	\$ 90.726	\$ 35.383	\$ 55.343	-\$ 112.619
10	2247,46	\$ 89.898	\$ 35.060	\$ 54.838	-\$ 57.781
11	2226,95	\$ 89.078	\$ 34.740	\$ 54.338	-\$ 3.443
12	2206,63	\$ 88.265	\$ 34.423	\$ 53.842	\$ 50.399
14	2166,54	\$ 86.662	\$ 33.798	\$ 52.864	\$ 156.613
16	2127,18	\$ 85.087	\$ 33.184	\$ 51.903	\$ 260.897
18	2088,54	\$ 83.542	\$ 32.581	\$ 50.960	\$ 363.287
20	2050,60	\$ 82.024	\$ 31.989	\$ 50.035	\$ 463.817
22	2013,35	\$ 80.534	\$ 31.408	\$ 49.126	\$ 562.521
24	1976,77	\$ 79.071	\$ 30.838	\$ 48.233	\$ 659.432
26	1940,86	\$ 77.634	\$ 30.277	\$ 47.357	\$ 754.582
28	1905,60	\$ 76.224	\$ 29.727	\$ 46.497	\$ 848.003
30	1870,99	\$ 74.839	\$ 29.187	\$ 45.652	\$ 939.728
32	1837,00	\$ 73.480	\$ 28.657	\$ 44.823	\$ 1.029.786
34	1803,63	\$ 72.145	\$ 28.137	\$ 44.008	\$ 1.118.208
36	1770,86	\$ 70.834	\$ 27.625	\$ 43.209	\$ 1.205.024
38	1738,69	\$ 69.548	\$ 27.124	\$ 42.424	\$ 1.290.263
40	1707,10	\$ 68.284	\$ 26.631	\$ 41.653	\$ 1.373.953
42	1676,09	\$ 67.044	\$ 26.147	\$ 40.897	\$ 1.456.123
44	1645,64	\$ 65.826	\$ 25.672	\$ 40.154	\$ 1.536.800
46	1615,75	\$ 64.630	\$ 25.206	\$ 39.424	\$ 1.616.012
48	1586,40	\$ 63.456	\$ 24.748	\$ 38.708	\$ 1.693.785

En la tabla 30 se muestran los indicadores financieros para los dos pozos en evaluación teniendo en cuenta los flujos de caja en la implementación de las herramientas para el manejo de sólidos en fondo de pozo.

Tabla 30. Indicadores financieros Casos Incremental

INDICADORES FINANCIEROS		
Concepto	LCI-2256	LCI-2291
VPN	\$ 624.697	\$ 1'126.973,741
TIR	30%	34%
PAY BACK(Meses)	13	12
RBC	3,72	2,41
TIO	13%	13%
ROI	5,41	6,05

Se puede observar que el valor presente neto para los dos casos es mayor a cero lo que da viabilidad al proyecto en la implementación de la tecnología. La tasa interna de retorno es mayor a la tasa interna de oportunidad lo cual es el reflejo de un margen de utilidad mayor debido a que la inversión inicial es baja. Los valores obtenidos para la relación beneficio-costos permite identificar que el proyecto es rentable puesto que los ingresos son mayores a los egresos. El ROI es un indicador económico que se calculó con los ingresos antes de impuestos sobre los egresos, lo cual es un argumento más para confirmar la viabilidad del Proyecto.

7. CONCLUSIONES

- La revisión bibliográfica brindó las bases teóricas sólidas para entender los mecanismos que promueven la producción de arena en el campo La Cira Infantas y las consecuencias en el sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico.
- Los accesorios implementados hasta la fecha de este proyecto para el manejo de arena en fondo por el equipo de producción del campo, mitigan y retardan los efectos de la arena sobre los componentes de la bomba sin embargo su eficiencia no ha sido la esperada y no abarcan el problema desde su causa raíz lo cual se sigue reflejando en las estadísticas de las principales causas de falla donde el primer lugar lo conserva la arena con 652 fallas en lo corrido del proyecto.
- La distribución granulométrica de una muestra de arena ubicada entre la válvula fija y la válvula viajera de la bomba determinan no solo los tamaños de las partículas sino su cantidad, permitiendo identificar los sólidos que están generando problemas en el sistema.
- Según los análisis granulométricos realizados para este proyecto no es posible generar una tendencia para un grupo de pozos, un área y mucho menos el campo. Por esto es necesario evaluar cada pozo de forma individual para identificar el tipo de arena que se requiera manejar.
- Aunque el análisis granulométrico es el eje central para la selección del tamaño de ranura de los filtros existen otros parámetros como el °API del crudo y la velocidad del fluido a través de la malla que son de vital importancia para evitar el taponamiento de los filtros.

- Las configuraciones utilizadas en los diseños de los pozos LCI-2291 y LCI-2256 son acordes no solo a los análisis granulométricos obtenidos sino también a las demás variables descritas en el proyecto para dar lugar a la implementación de la tecnología.
- Los parámetros operacionales después de la implementación de las herramientas en el pozo LCI-2291 reflejan una buena eficiencia de la bomba de fondo desplazando mayor cantidad de fluido a menor velocidad y sin presencia de sólidos según los dinagramas de fondo, dando un indicio claro del buen funcionamiento de las herramientas instaladas.
- La optimización de los parámetros descritos en este proyecto facilitan la identificación de pozos candidatos para aplicar la metodología propuesta y sirven de pauta para establecer futuras predicciones de operación.
- Se dan todas las condiciones técnicas y económicas en el campo para que se implemente la metodología a todos los pozos fallados por problemas asociados a la arena puesto que a la fecha de este proyecto se ha observado una buena eficiencia de las herramientas que ya se han instalado lo que permitirá que el run life se incremente y disminuya los costos asociados a las intervenciones.

8. RECOMENDACIONES

- Realizar una base de datos con una mayor cantidad de análisis granulométricos de los pozos del campo con el objetivo de evaluar la viabilidad de caracterizar el yacimiento por granulometrías de grano y así identificar las áreas que presentan problemas ocasionados por la arena.
- Promover la recolección de muestras de arena de fondo de pozo y de superficie con el objetivo de realizar la distribución granulométrica y correlacionar los resultados obtenidos y de esta forma tener el comportamiento más acertado de la arena que maneja el sistema de levantamiento del pozo.
- Evaluar el diseño de una herramienta que bajo los mismos principios técnicos explicados en este proyecto permitan manejar la arena de producción en los equipos de superficie de los campos de petróleo que así lo requieran.

BIBLIOGRAFIA

ACOCK, Andrew. Métodos prácticos de manejo de la producción de arena. Oilfield Review [en línea] Verano de 2004 [citado 3 Dic. 2015] Disponible en Internet: <http://docplayer.es/14276592-Metodos-practicos-de-manejo-de-la-produccion-de-arena.html>

AMERICA PETROLEUM INSTITUTE, Recommended practices for core analysis. Recommended practice 40. 2ed. Washington: A.P.I.,1998.

BALLIN, Wuu. Effect of Water Cut on Sand Production-An Experimental Study [Online] 2006. SPE-92715-PA. [Citado 3 Dic. 2015] Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-92715-PA>

BEARE, Steve. Particle Size Analysis For Sand Control Applications. [Online] 2013. SPE-165119-MS. [En línea] [Citado 4. Feb. 2016] Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-165119-MS>

CASADO, Gustavo y COLMENARES, Sergio. Identificación de problemas potenciales operacionales y alternativas de manejo en el control de producción de arena de pozos horizontales. Trabajo de Investigación Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos 2011.

CEPEDA GOMEZ, Félix Andrés y GRIMALDOS AGUILAR, Franklin Aldemar. Propuesta metodológica para la selección de válvulas reguladoras de flujo en pozos inyectores usando análisis nodal. Trabajo de Investigación Especialista en Producción de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2015.

CHAN, Seng. Production Integrated Sand Control Benchmark for Field Development. [Online] 2013. IPTC 16449. [Citado 3 Dic. 2015]. Disponible en internet: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=69781>

DI LULLO, Gino. A new acid system for true stimulation of sandstone reservoirs [Online]. 1996. SPE 37015. [Citado 3 Dic. 2015] Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-37015-MS>

ESSAM., Petrobel, Effect of water injection on sand production Associated with oil production in Sandstone reservoirs. [Online] 2007. SPE-108297-MS. [Citado 3 Dic. 2015] Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-108297-MS>

FJAER, E.. Petroleum related rock mechanics. 2nd Edition. EL SEVIER. 2008

FERNÁNDEZ, María. Estudio de las Causas que Causaron Arenamiento En los Pozos del Distrito de Cabrutica, Universidad de Oriente, Venezuela, 2010.

GUIMERAS, Rosalvida y POLEO, Enrique. Memorias de fluido de perforación, Formulación y prevención de daño. Rehabilitación de pozo control de arena. Capítulo 5 Daño físico, Venezuela 2010.

GHAREEB Mohamed, Design of Rod Pumping Systems for Effectively Handling Solids and Sand. [online] 2012. SPE-157126-MS. [Citado 3 Dic. 2015] Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-157126-MS>

HIBBELER, Jeff. An Integrated Long-Term Solution for Migratory Fines Damage. [Online] 2003. SPE-81017-MS. [Citado 3 Dic. 2015]. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-81017-MS>

LÓPEZ, Catalina. Modelo Analítico para la Estimación del Arenamiento de Pozos en La Cira Infantas a Partir de Mediciones de Campo. Trabajo de Investigación Ingeniería de Petróleos. Bogotá. Universidad Nacional de Colombia, 2009.

MACHETE ROJAS, Eliana Yaira. Análisis del desempeño de dos sistemas de levantamiento artificial bombeo electrosumergible y bombeo mecánico vsh2 utilizados en el campo caño limón. Trabajo de Investigación Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos 2007.

MEHMET Parlar, Screen and Gravel Selection for Sand Exclusion Techniques, Occidental Andina, 2015.

MONROY, M. y WEATHERFORD. Reciprocating Rod Lift Systems. Presentación Power Point. 2009

MORALES CRUZ. Moises Rodolfo y RIOS AGUILAR, Hector Felipe. Separadores cilíndricos ciclónicos de Gas-Líquido (GLCC). Trabajo de Investigación Ingeniería de Petróleos. Universidad Nacional Autónoma De México. Facultad De Ingeniería. 2010.

OIL PRODUCTION, Interpretación de Cartas Dinamométricas y cálculo de desplazamiento en bombas de profundidad [En línea] [Citado 3 Dic. 2015]. Disponible en internet: <http://www.oilproduction.net/cms3/files/Guia-de-Interpretacion-de-Dinamometrica-y-Calculo-de-Desplazamiento-en-Bombas-de-Profundidad.pdf>

PAN AMERICAN ENERGY. Manual de Producción. Unidad de Gestión Golfo San Jorge. Escuela de Petróleos de la Patagonia. PAE. 2002.

PÁEZ, E. Primer curso de sistemas de levantamiento artificial. Bucaramanga. Acipet. Universidad Industrial de Santander. 2015

PARTIDAS, Hector. Bombeo mecánico, optimización, diagnóstico y operación. Instalaciones PDVSA. Venezuela.[En línea] 2003. [Citado 3 Dic. 2015]. Disponible en internet: <https://christian3306.files.wordpress.com/2010/10/bombeo-mecanico-optimizacion-diagnostico-y-operacion.pdf>

PRIETO, Maria Elizabeth. Redevelopment Progress for Colombia's La Cira-Infantas Field. [Online] 2009. SPE-120794-MS. [Citado 4 Feb. 2016] Disponible en Internet: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-120794-MS>

PRODUCTION, N. Manual de sistemas PCP. Noviembre del 2008.

SAMPLE, K.J... An Experimental Evaluation of correlations used for predicting cutting slip velocity. [online] 1977. SPE-6645-MS. [Citado 3 Dic. 2015]. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-6645-MS>

SERRANO, M. y Ecopetrol. Bombeo Mecánico. ICP Bucaramanga. Presentacion en Power Point. 2016.

THETA ENTERPRISES. Optimización de bombeo mecánico. Entrenamiento Levantamiento Artificial. (Inc 1989-2005).

STACHOWIAK John, New sucker rod pump technology with integral screen for Sandy Wells. [Online] 2015. SPE 173623-MS. [Citado 4 Feb. 2016] Disponible en Internet: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-173623-MS>

SZWED Cristina y SÁNCHEZ CARELLI Francisco. Selección De La Estrategia Para Diseñar Un Slug Catcher Bajo Un Marco Complejo. [En línea] [Citado 4. Feb. 2016] Disponible en internet: http://www.oilproduction.net/files/01d_588.pdf