

EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DEL USO DE LA HERRAMIENTA
TUBING SCREEN EN CINCO POZOS DEL CAMPO CASABE

NATALIA LÓPEZ QUINTERO
LUISA FERNANDA REYES GONZÁLEZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018

EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DEL USO DE LA HERRAMIENTA
TUBING SCREEN EN CINCO POZOS DEL CAMPO CASABE

Proyecto Integral de Grado para optar por el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
DIEGO PINTO
Ingeniero de Petróleos

Orientador
YATNIELAH ISBEL PIRELA ROPERO
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018

Nota de aceptación

Ing. Yatnielah Isbel Pirela Ropero

Ing. Juan David Rengifo Medina

Ing. Claudia Rubio Arvilla

Bogotá, agosto de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la facultad de ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestos en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

A DIOS, por iluminarme con aquellas personas que me han acompañado y apoyado durante esta etapa que finaliza.

A mis padres, Parmenio y María del Socorro, por su apoyo incondicional y por los valores y lecciones de vida que me han dado para poder crecer personal y profesionalmente.

A mis hermanos, Diana Carolina y Jorge Andrés, ya que con su ejemplo aprendí que el esfuerzo, la dedicación y el compromiso son el camino para lograr las metas que uno se propone en la vida.

A Jorge Andrés y Samuel, por la alegría y el cariño que contagian.

A José David, por estar en todo momento y enseñarme que los obstáculos son enseñanzas y todo tiene solución.

A los angelitos que desde el cielo me acompañan.

A Luisa, por ser la compañera y amiga de esta etapa de estudio que hoy finaliza.

Natalia López Quintero

DEDICATORIA

A Dios por guiarme en el sendero del bien.

A mi madre porque a pesar de los momentos difíciles me ha dado todo su apoyo y amor.

A mi padre porque a pesar de que se han vivido momentos difíciles, regresó en el momento que lo necesitaba.

A mi hermana porque me alegra cada día con su presencia y no deja que caiga en los momentos difíciles.

A mis abuelos Silvia y Tarcisio que con sus experiencias y consejos me enseñaron que lo más importante es ser feliz.

A mis abuelos Pocho y Anita, aunque no están presentes viven en mi corazón y me ayudan cada día a salir adelante

A mi tía pelis porque con su apoyo incondicional salimos adelante.

A Nata que fue mi amiga y compañera durante esta etapa de Universidad.

Luisa Reyes

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos por su apoyo incondicional a:

La empresa Odessa Separator Inc, al Ingeniero Luis Alberto Embus, por haber aceptado la realización del proyecto de grado y al Ingeniero Diego Alexander Pinto, por abrirnos las puertas a esta nueva experiencia, por asesorarnos y por creer en nosotras.

A la Ingeniera Ana María Pérez por su ayuda con la temática planteada durante este trabajo de grado.

A la Ingeniera Yatnielah Isbel Pirela Roper, por su confianza y dedicación, durante la realización de este proyecto.

A la Ingeniera Claudia Rubio Arvilla por incentivar nuestro espíritu investigativo, su ayuda y asesoría a lo largo de la realización del proyecto.

A los docentes Yimy Parra y William Palacios quienes colaboraron en la realización de este proyecto, ya que sin su ayuda no hubiera sido posible realizarlo.

A los docentes de la Universidad de América por ser la fuente de formación académica, proporcionando sus conocimientos para la formación de profesionales íntegros.

A todas las personas que de alguna u otra manera nos acompañaron y apoyaron durante el desarrollo de este proyecto

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	27
OBJETIVOS	28
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE	29
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	29
1.2 LOCALIZACIÓN	30
1.3 MARCO GEOLÓGICO	32
1.3.1 Columna estratigráfica	32
1.3.2 Estratigrafía	33
1.3.2.1 Formación Girón	33
1.3.2.2 Formación Tambor	33
1.3.2.3 Formación Rosa Blanca	33
1.3.2.4 Formación Paja	33
1.3.2.5 Formación Tablazo	34
1.3.2.6 Formación Simití	34
1.3.2.7 Formación La Luna	34
1.3.2.8 Formación Umir	34
1.3.2.9 Formación Lisama	34
1.3.2.10 Formación La Paz	35
1.3.2.11 Formación Esmeralda	35
1.3.2.12 Formación Mugrosa	35
1.3.2.13 Formación Colorado	35
1.3.2.14 Formación La Cira	36
1.3.2.15 Grupo Real	36
1.3.2.16 Formación Mesa	36
1.3.3 Geología estructural	36
1.3.4 Geología del petróleo	37
1.3.4.1 Roca Generadora	37
1.3.4.2 Roca Reservorio	38
1.3.4.3 Migración	38
1.3.4.4 Roca Sello	38
1.3.4.5 Trampa	38
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	38
1.4.1 Método de producción	39
1.4.2 Tiempo de producción	39
1.4.3 Número de Pozos	39
1.4.4 Producción Campo Casabe	39
1.4.5 Características del yacimiento	40

2. MÉTODOS USADOS EN COLOMBIA PARA EL CONTROL DE ARENA MECÁNICO	42
2.1 COMPORTAMIENTO DE LA ARENA EN LOS POZOS DE PRODUCCIÓN	42
2.1.1 Causas de producción de arena	45
2.1.2 Análisis granulométrico	45
2.1.3 Distribución granulométrica	47
2.2 MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA EN COMPLETAMIENTO	50
2.2.1 Empaquetamiento con grava	50
2.2.1.1 Empaquetamiento con grava hueco abierto	51
2.2.1.2 Empaquetamiento revestido con grava	52
2.2.2 Liner ranurado	54
2.2.3 Liner ranurado sin empaque con grava	56
2.2.4 Liner ranurado con empaque con grava	57
2.3 CONTROL DE ARENA CUANDO EL POZO ESTA EN PRODUCCION	57
2.3.1 Mallas ranuradas	59
2.3.2 Mallas enrolladas con alambre	60
2.3.3 Malla enrollada con alambre soldada a base de varilla	60
2.3.4 Mallas Pre-empacadas.	61
2.3.4.1 Malla Pre-empacada sencilla.	61
2.3.4.2 Malla Pre- empacada doble.	61
2.3.5 Mallas expandibles	62
3. DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA TUBING SCREEN	66
3.1 TUBING SCREEN	66
3.2 RANGOS DE APLICACIÓN DEL TUBING SCREEN	68
3.3 CRITERIOS DE DISEÑO	69
3.4 TUBING SCREEN CALCULATOR	72
4. DESCRIPCIÓN ESTADO MECÁNICO Y PROBLEMAS GENERADOS POR ARENAMIENTO PARA LOS CINCO POZOS UBICADOS	74
4.1 POZO 6	81
4.1.1 Estado mecánico	81
4.1.2 Sistema de Levantamiento artificial	83
4.1.3 Histórico de Intervenciones	83
4.1.4 Histórico de Producción	84
4.1.5 Análisis granulométrico	85
4.1.6 Problemas generados por arenamiento	87
4.2 POZO 7	87
4.2.1 Estado mecánico	88
4.2.2 Sistema de Levantamiento artificial	89
4.2.3 Histórico de Intervenciones	90
4.2.4 Histórico de Producción.	91
4.2.5 Dinagrama	91
4.2.6 Análisis granulométrico	97

4.2.7 Problemas generados por arenamiento	98
4.3 POZO 8	98
4.3.1 Estado mecánico	98
4.3.2 Sistema de Levantamiento artificial	100
4.3.3 Histórico de Intervenciones	100
4.3.4 Histórico de Producción	101
4.3.5 Análisis Granulométrico	102
4.3.6 Problemas generados por arenamiento	103
4.4 POZO 5	103
4.4.1 Estado mecánico	104
4.4.2 Sistema de Levantamiento artificial	105
4.4.3 Histórico de Intervenciones	105
4.4.4 Histórico de Producción	106
4.4.5 Análisis Granulométrico	107
4.5 POZO 4	108
4.5.1 Estado mecánico	108
4.5.2 Sistema de Levantamiento artificial	110
4.5.3 Histórico de Intervenciones	110
4.5.4 Histórico de Producción	111
4.5.5 Análisis Granulométrico	112
4.5.6 Problemas generados por arenamiento.	112
5. DESCRIPCIÓN DEL ESTADO MECÁNICO Y EVALUACIÓN DEL USO DE LA HERRAMIENTA TUBING SCREEN PARA LOS CINCO POZOS	113
5.1 POZO 6	115
5.2 POZO 7	118
5.3 POZO 8	123
5.4 POZO 5	128
5.5 POZO 4	132
6. ANÁLISIS FINANCIERO	141
6.1 INDICADOR RELACIÓN BENEFICIO COSTO	141
6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	142
6.3 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	143
6.4 ANÁLISIS DE INGRESOS	143
6.4.1 Precio de venta del crudo	144
6.4.2 Regalías	144
6.5 EVALUACIÓN FINANCIERA	145
6.5.1 Cálculo de impuesto a la renta	145
6.5.2 Flujo de caja	146
6.5.1 Indicador beneficio costo	147
6.5.2 Conclusión de la evaluación financiera	148
7.CONCLUSIONES	149

8. RECOMENDACIONES	151
BIBLIOGRAFÍA	152
ANEXOS	156

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades petrofísicas Campo Casabe	41
Tabla 2. Propiedades de los fluidos del Campo Casabe	41
Tabla 3. Clasificación del pozo	44
Tabla 4. Clasificación de la partícula según análisis granulométrico	46
Tabla 5. Ventajas y desventajas del empaquetamiento revestido con grava.	53
Tabla 6. Ventajas y desventajas Liner Ranurado.	55
Tabla 7. Ventajas y desventajas de Liner Ranurado con empaque	57
Tabla 8. Ventajas y desventajas Mallas expandibles.	63
Tabla 9. Relación entre tamaño de ranura del tamiz y slot	70
Tabla 10. Características del Tubing Screen	71
Tabla 11. Especificaciones técnicas Tubing Screen	72
Tabla 12. Pozos con su respectivo sistema de levantamiento artificial	74
Tabla 13. Fallas debido a la arena en el sistema de bombeo Electrosumergible.	76
Tabla 14. Fallas debido a la arena en el sistema PCP	77
Tabla 15. Fallas debido a la arena en el sistema de bombeo mecánico.	79
Tabla 16. Características de producción Pozo 6	81
Tabla 17. Intervenciones del Pozo 6	83
Tabla 18. Análisis granulométrico Pozo 6	86
Tabla 19. Características de producción pozo Casabe 7	88
Tabla 20. Intervenciones del pozo Casabe 7	90
Tabla 21. Dinagramas Pozo 7	95
Tabla 22. Análisis granulométrico Pozo 7	97
Tabla 23. Características de producción pozo 8	98
Tabla 24. Intervenciones del Pozo 8	100
Tabla 25. Análisis granulométrico Pozo 8	102
Tabla 26. Características de producción pozo	103
Tabla 27. Intervenciones del pozo 5	105
Tabla 28. Análisis granulométrico Pozo 5	107
Tabla 29. Características de producción Pozo 4	108
Tabla 30. Intervenciones del pozo 4	110
Tabla 31. Análisis granulométrico Pozo 4	112
Tabla 32. Parámetros a analizar de cada sistema de levantamiento.	113
Tabla 33. Aumento Run Life.	114
Tabla 34. Condiciones y Registros dinamométricos del ALS	121
Tabla 35. Comportamiento del nivel de fluido antes y después	137
Tabla 36. Comportamiento consumo de corriente antes y después	138
Tabla 37. Comportamiento torque antes y después de la implementación	139
Tabla 38. Viabilidad de un proyecto según la relación beneficio – costo	142
Tabla 39. Costos de inversión por cada pozo	143

Tabla 40. Costos de operación - OPEX	143
Tabla 41. Indicador Brent con descuento	144
Tabla 42. Pago de regalías	145
Tabla 43. Cálculo de regalías	145
Tabla 44. Total ingresos brutos	146
Tabla 45. Cálculo de impuesto a la renta	146

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de Localización del Campo Casabe, Cuenca del VMM	31
Figura 2. Columna estratigráfica	32
Figura 3. Bloques Campo Casabe	37
Figura 4. Escala Mohs	43
Figura 5. Tamaños de arena y distribución.	44
Figura 6. Causas de producción de arena.	45
Figura 7. Análisis de tamices	46
Figura 8. Análisis de tamaño de partícula	48
Figura 9. Perfil general del empaquetamiento con grava.	51
Figura 10. Empaque con grava en hueco abierto.	52
Figura 11. Esquema del empaquetamiento revestido con grava.	53
Figura 12. Liner ranurado.	54
Figura 13. Esquema de una sección de Liner ranurado.	56
Figura 14. Consolidación de los sólidos	59
Figura 15. Mallas ranuradas	59
Figura 16. Mallas enrolladas con alambre.	60
Figura 17. Malla enrollada con alambre soldada a base de varilla	61
Figura 18. Tipos de Mallas Pre-empacadas.	62
Figura 19. Mallas expandibles.	63
Figura 20. Malla en forma circular	64
Figura 21. Malla en forma en “V”	65
Figura 22. Herramienta Tubing Screen .	66
Figura 23. Configuración Tubing Screen en bombeo mecánico	67
Figura 24. Árbol de decisión para escoger el Slot	69
Figura 25. Datos de entrada Tubing Screen Simulator.	73
Figura 26. Problemas generados por producción de arena en sistema ESP	75
Figura 27. Estado mecánico Pozo 6	82
Figura 28. Muestras seleccionadas de los tamices	85
Figura 29. Sólidos encontrados de acuerdo a tamices	86
Figura 30. Estado mecánico Pozo 7	89
Figura 31. Dinagrama teórico de fondo con bomba llena.	93
Figura 32. Carta dinamométrica ideal.	94
Figura 33. Estado mecánico Pozo 8	99
Figura 34. Estado mecánico Pozo 5	104
Figura 35. Estado mecánico Pozo 4.	109
Figura 36. Diseño Tubing Screen Pozo 6	115
Figura 37. Estado mecánico con la herramienta Tubing Screen	116
Figura 38. Diseño Tubing Screen Pozo 7	119
Figura 39. Estado mecánico con la herramienta Tubing Screen pozo 7	120

Figura 40. Diseño Tubing Screen Pozo 8	123
Figura 41. Estado mecánico con la herramienta Tubing Screen pozo 8	124
Figura 42. Diseño Tubing Screen Pozo 5	128
Figura 43. Estado mecánico con la herramienta Tubing Screen pozo 5.	129
Figura 44. Diseño Tubing Screen Pozo 4	132
Figura 45. Estado mecánico con la herramienta Tubing Screen pozo 4.	133
Figura 46. Flujo de caja	147

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Comportamiento de la producción e inyección del Campo Casabe.	40
Gráfica 2. Métodos de control de arena más utilizados en Colombia	49
Gráfica 3. Run Life Pozo 6	84
Gráfica 4. Histórico de producción Pozo 6	84
Gráfica 5. Análisis granulométrico Pozo 6	87
Gráfica 6. Run Life Pozo 7	90
Gráfica 7. Histórico de producción Pozo 7	91
Gráfica 8. Análisis granulométrico Pozo Casabe 7	97
Gráfica 9. Run Life Pozo 8	101
Gráfica 10. Histórico de Producción Pozo 8	102
Gráfica 11. Análisis granulométrico Pozo 8	103
Gráfica 12. Run Life Pozo 5	106
Gráfica 13. Histórico de producción Pozo 5	106
Gráfica 14. Análisis granulométrico Pozo 5	107
Gráfica 15. Run Life Pozo 4	111
Gráfica 16. Histórico de producción Pozo 4	111
Gráfica 17. Análisis granulométrico Pozo 4	112
Gráfica 18. Evaluación del Run Life	114
Gráfica 19 . Nivel de fluido Pozo 6	117
Gráfica 20. Parámetros sistema del levantamiento artificial ESP	118
Gráfica 21. Comportamiento del nivel de fluido Pozo 7	122
Gráfica 22. Comportamiento del nivel de fluido Pozo 8	126
Gráfica 23. Comportamiento del torque Pozo 8	127
Gráfica 24. Comportamiento del nivel de fluido Pozo 5	130
Gráfica 25. Comportamiento del nivel de fluido Pozo 4	135
Gráfica 26. Comportamiento del Torque Pozo 4	136

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Coeficiente de uniformidad	47
Ecuación 2. Coeficiente de Clasificación	47
Ecuación 3. Relación Beneficio – Costo	147

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. Programa total well managment	157
ANEXO B. Datos extraídos del programa TWM	167
ANEXO C. Granulometría Campo Casabe	186
ANEXO D. Estado de los equipos antes de la instalación tubing screen	187

LISTA DE ABREVIATURAS

%	Porcentaje
BFPD	Barriles de fluido por día
BM	Bombeo Mecánico
BOP	Preventor de reventones
BOPD	Barriles de petróleo por día
BWPD	Barriles de agua por día
cP	Centipoise
ESP	Bombeo electrosumergible
ft	Pies
ID	Diámetro interno
in	Pulgadas
IPR	Índice de productividad
µm	Micrones
MD	Profundidad medida
md	MiliDarcy
Mm	Milímetro
OD	Diámetro externo
Pb	Presión de burbuja
PIP	Presión de entrada a la bomba
PCP	Bombeo de cavidades progresivas
ppm	Partes por millón
PSI	Libras por pulgada cuadrada
PTB	Libras por barril
RPM	Revoluciones por minuto
SC	Coefficiente de uniformidad
SCF	Pies cúbicos estándar
SPM	Strokes por minuto
STB	Barril tanque de almacenamiento
TOC	Carbono Orgánico Total
UC	Coefficiente de uniformidad
US Mesh	Número de orificios por pulgada lineal

GLOSARIO

ACRE: medida de superficie equivalentes a 43560 pies cuadrados.

ACUIFERO: roca o sedimento a través de la cual el agua subterránea se mueve con facilidad.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: punto geográfico donde se acumulan los sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos (procesos sedimentarios) y condiciones ambientales (físicas, químicas y biológicas) que la diferencian de zonas adyacentes. Los minerales que los componen se originaron y se depositaron en el mismo lugar. Otros sedimentos se forman lejos del lugar donde se acumulan. Estos materiales son transportados por acción de la gravedad, agua y viento.

API: Instituto Americano del Petróleo, entidad norteamericana que emite especificaciones y recomendaciones para la industria petrolera.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria clástica de origen detrítico. Su textura es clástica y compacta, de tamaño menor a 0.0039 mm, formada por partículas del tamaño de la arcilla, su composición es una mezcla de hidróxidos de hierro y aluminio.

ARENA: roca sedimentaria no cementada, constituida por partículas mineralógicas de tamaño comprendido entre 1/16 y 2 mm. compuesta principalmente de cuarzo y feldespatos.

ARENISCA: roca sedimentaria consolidada de textura detrítica, sus granos poseen un diámetro entre 0.062 a 2 mm, compuesta de arenas cementadas en una matriz de naturaleza muy variada, generalmente de tipo silíceo distinguida por contener cuarzo, feldespato y otros fragmentos de minerales.

CALIZA: roca sedimentaria carbonatada de origen orgánico o detrítico. Su textura es compacta y rugosa, formada por al menos un 50% de calcita, el resto se compone por dolomita, aragonito y siderita.

CAMPO: área de uno o múltiples yacimientos, donde se presenta una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo, los cuales están agrupados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas.

CAPA: unidad estratigráfica más pequeña de una formación geológica; la cual está marcada por planos de división bien delimitados denominados planos de estratificación.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica utilizada, para especificar y describir verticalmente la ubicación de unidades litológicas en un área determinada mostrando una secuencia de rocas. Las rocas más antiguas se ubican en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

CUENCA: depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos. Pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada. Si las rocas generadoras se combinan con condiciones adecuadas de profundidad y compactación, pueden generarse hidrocarburos.

DINAGRAMA: representación gráfica de la carga vs posición de la bomba en sistema de levantamiento mecánico. Este instrumento registra de forma continua e inmediata las cargas y las deformaciones que soporta el vástago pulido.

ESPESOR: dimensión de una capa o de un estrato de roca sedimentaria, este se mide en forma perpendicular a su extensión lateral entre la base y el tope, presumiendo la existencia de depositación sobre una superficie horizontal.

ESTRATIFICACIÓN: depósito alternado de rocas de diferentes tamaños de grano, o por el depósito alternado de sedimentos de diferente composición.

FALLA: interrupción o superficie de las capas geológicas a lo largo de la cual ha habido movimiento diferencial. Su origen suele estar asociado a episodios geológicos de deformación, ya sean de tipo compresivo o distensivo. La clasificación de las fallas puede ser normal o inversa y se realiza de acuerdo a cómo ha sido el movimiento relativo de los bloques, respecto del buzamiento del propio plano de falla.

FORMACIÓN: conjunto heterogéneo de capas sedimentarias, estructuradas o no, identificada por sus características litológicas y posición estratigráfica, depositadas durante un periodo de tiempo. Las cuales pueden ser múltiples formando grupos, y las subdivisiones forman los miembros.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: es una aplicación de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación, exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que se encarga del estudio de las estructuras del subsuelo. Originadas por procesos de deformación natural, desplazamientos y mecanismos, implicados en su formación.

GRAVEDAD API: escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para determinar la gravedad específica del petróleo crudo.

INFRAYACENTE: estrato, formación o unidad litológica, que yace en contacto inferior con respecto a otra, por lo tanto, es considerada como más antigua.

KERÓGENO: mezcla de compuestos químicos orgánicos presentes en las rocas sedimentarias insoluble en disolventes orgánicos. Bajo condiciones de presión y temperatura determinadas provoca una reagrupación en su estructura interna, desprendiendo hidrocarburos.

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: mecanismo de fuente externa de energía que busca minimizar el requerimiento de la misma en la cara de formación con el fin de aumentar el diferencial de presión y permitir que los fluidos del yacimiento lleguen a superficie. Bombeo Mecánico, Bombeo por Gas Lift, Bombeo por Cavidades Progresivas y Bombeo Electrosumergible son los más comunes.

LIFTING COST (COSTO DE LEVANTAMIENTO): costo de producir un barril de petróleo desde el subsuelo hasta las facilidades de producción.

LIMONITA: mezcla de óxidos de hierro. Se origina por la descomposición de la pirita. Se encuentra con mucha frecuencia en zonas oxidadas con depósitos minerales de hierro.

LODOLITA: roca sedimentaria detrítica, de textura clástica, el tamaño de sus granos varía entre 0.0625 y 0.002 mm y compuesta de partículas de arcilla, pero que carecen de la estructura estratificada. Es rica en feldespato, arenisca arkósica y conglomerado de guijarros de cuarzo.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, de textura clástica, el tamaño de grano es menor a 0.0039 mm y está compuesta por minerales de las arcillas, que son el producto de alteración de otros minerales como los feldespatos, o el producto de procesos diagenéticos.

MARCO GEOLÓGICO: breve descripción geológica de zona determinada abarcando la estratigrafía, columna estratigráfica, geología estructural y geología del petróleo asociada.

MIGRACIÓN: proceso de movimiento del hidrocarburo formado en la roca fuente hacia la roca reservorio.

MONOCLINAL: estructura geológica donde los estratos están inclinadas uniformemente con buzamiento moderado y dirigido hacia una sola dirección.

NIVEL DE FLUIDO DINÁMICO: ss cuando el nivel de fluido estático desciende en la tubería de producción o en la del revestimiento, cuando el pozo produce en condiciones de bombeo.

NIVEL DE FLUIDO ESTÁTICO: nivel al cual se eleva un fluido en un pozo cuando este está cerrado. La carga hidrostática es igual a la presión de fondo de pozo.

PERMEABILIDAD: capacidad de un cuerpo para permitir el paso de fluidos a través de él. Para que sea permeable, la roca debe tener poros o fracturas interconectados, por lo tanto, generalmente existe una relación entre la porosidad y la permeabilidad.

PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES): cantidad de petróleo que se almacena en un yacimiento originalmente.

PIP: presión de entrada a la bomba requerida, resulta ser la presión de entrada necesaria para alimentar apropiadamente a la bomba y prevenir o impedir la interferencia de gas o cavitación.

PLIEGUE: estructura geológica ondulada formada por esfuerzos compresionales, que deforman las rocas por curvamiento sin llegar a fragmentarlas.

POROSIDAD: relación entre el volumen de poros en un material con respecto a su volumen total.

POZO: ducto que permite comunicar una zona productora de hidrocarburos de un yacimiento con la superficie.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA: presión resultante de la fuerza ejercida en una cantidad de área por el peso de la columna de agua.

PROFUNDIDAD VERTICAL TOTAL (TVD): mayor profundidad vertical alcanzada por la perforación.

PROPIEDADES PETROFÍSICAS: propiedades relacionadas a la litología de un yacimiento, dan indicios de sus características y posibles fluidos contenidos en él.

RAT HOLE: agujero extra perforado al final del pozo, para asegurar que la zona de interés pueda ser evaluada por completo.

RESERVA: cantidad de hidrocarburo que es posible de extraer con la tecnología actual.

ROCA ALMACENADORA: roca sedimentaria, que poseen excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo se almacene y fluya libremente a través de ella, y dadas sus características estructurales o estratigráficas forma una trampa que se encuentra rodeada por una capa sello que evita el escape de los hidrocarburos.

ROCA GENERADORA: roca sedimentaria rica en contenido de materia orgánica, depositadas bajo condiciones reductoras y de baja energía, propiciando a través del tiempo la generación de hidrocarburos

ROCA SELLO: roca impermeable que actúa como barrera al escape del petróleo dentro del reservorio, en ocasiones este tipo de roca la constituye una anomalía estructural o estratigráfica tales como fallas o discordancias.

RUN LIFE: tiempo en el cual al pozo no se le realiza ninguna intervención, es decir que no tiene paradas, ni tiempos no productivos.

SLOT: espacio adyacente entre la malla.

SUPRAYACENTE: estrato, formación o unidad litológica, que yace en contacto superior con respecto a otra, por lo tanto, es considerada como más joven.

TORQUE: es la energía necesaria para hacer girar el rotor y mover el fluido hacia superficie en el sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas.

TRAMPA: estructura geológica que hace posible la acumulación de hidrocarburos en las rocas porosas y permeables, pero imposibilita su migración ya que se encuentran sellados por rocas impermeables.

YACIMIENTO: cuerpo rocoso con características de porosidad, permeabilidad, temperatura y presión donde se encuentra acumulado un volumen de hidrocarburo.

RESUMEN

El Campo Casabe está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena de Colombia, inició su explotación comercial en el año 1945. Tiene la inyección de agua como forma de recuperación secundaria, desde el año 1980. Actualmente es operado por la alianza ECOPETROL S.A. – SCHLUMBERGER. A lo largo de este proyecto se podrá encontrar una descripción del campo y las condiciones actuales junto con las características geológicas de este.

Partiendo de la descripción de las técnicas usadas en Colombia para el control de arena y de la tecnología de la herramienta Tubing Screen , se recopiló la información referente a las condiciones en las que se encontraba cada pozo antes de ser intervenido, así como la descripción del diseño e implementación de la herramienta en los cinco pozos. Se estudió el sistema de levantamiento artificial de cada uno de los pozos, teniendo en cuenta el impacto negativo que tienen los granos de arena sobre las diferentes partes del sistema.

Para la descripción de la implementación de la herramienta se utilizó el Tubing Screen Calculator , el cual mediante información de los criterios de diseño para cada pozo, permitió establecer el número de juntas necesarias de tubing a instalar, con el fin de que la herramienta cumpliera con el objetivo principal de controlar las partículas de arena antes de ingresar al sistema de levantamiento artificial para evitar paradas por producción de fluido con arena y daños a los equipos del sistema de levantamiento artificial.

Para evaluar y validar el uso de la herramienta Tubing Screen , además de analizar el RUN LIFE de cada pozo, se establecieron ciertas variables operativas que afectan al sistema de levantamiento artificial, la información requerida fue obtenida del programa Total Well Management (TWM).

Por último, se realizó un análisis financiero a través del indicador beneficio costo, con el fin de establecer la viabilidad del proyecto, teniendo en cuenta los costos de inversión y los costos de operación.

PALABRAS CLAVE: control arenas, Tubing Screen , Campo Casabe, Cuenca Valle Medio Magdalena, run life, sistema levantamiento artificial.

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo y gas enfrenta grandes problemas, entre los cuales se encuentran la crisis en los precios de los productos energéticos y los que tienen relación con los factores más comunes que inciden en la producción en los pozos como son: arenamiento, daño de formación, acumulación de parafina, emulsiones de agua – petróleo y corrosión. Respecto a la producción de arena de formación con fluidos del yacimiento, es uno de los problemas más frecuentes que ocurren durante la vida productiva de los pozos petroleros; las partículas de este sólido pueden causar fallas excesivas de los equipos afectando su duración y funcionamiento en el fondo y superficie. Esta producción se inicia con las fuerzas que actúan sobre las rocas de la formación, provocando rupturas por esfuerzos de corte, seguido por el flujo de los fluidos que transportan la arena fragmentada hasta el pozo que fluye hacia la superficie pasando por todos los componentes del sistema productor del pozo.

Entonces, es importante identificar las tecnologías que actualmente existen y que las operadoras pueden adoptar para mitigar el arenamiento en el fondo del pozo: control mecánico, químico y mecánico – químico. Para el adecuado control de arena es indispensable la optimización de las operaciones de perforación y completamiento, debido a que si el diseño y ejecución de estas es inadecuado se pueden aumentar las fuerzas de arrastre sobre los granos, generando migración de arenas de formación.

Para cinco pozos del Campo Casabe, que presentaban producción de arena crítica debido a la inyección de agua implementada como recuperación secundaria de fluidos, se evaluó el uso de la instalación de la herramienta Tubing Screen como mallas de producción para control de sólidos, la cual pertenece a la empresa Odessa Separator Inc, a partir del análisis de los parámetros que afectan a cada sistema de levantamiento artificial y teniendo en cuenta el run life para cada pozo, el cual se incrementó con respecto al promedio que se tenía.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente el uso de la herramienta Tubing Screen en cinco pozos del Campo Casabe.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Casabe.
2. Describir los métodos mecánicos más usados en Colombia para el manejo de la producción de arena.
3. Describir el estado mecánico y los problemas generados por arenamiento para los cinco pozos proporcionados por la empresa, ubicados en Campo Casabe, antes de la implementación de la herramienta.
4. Explicar las características, rangos de aplicación y especificaciones de la herramienta Tubing Screen .
5. Describir el estado mecánico para los cinco pozos proporcionados por la empresa, ubicados en Campo Casabe, después de la implementación de la herramienta.
6. Analizar los resultados obtenidos en cuanto a intervenciones realizadas en el pozo y los parámetros que afectan en cada uno de los sistemas de levantamiento artificial, después de la implementación de la herramienta en cada uno de los cinco pozos.
7. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante el indicador financiero: relación Beneficio/Costo.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE

En ese capítulo, se presenta la historia, localización, marco geológico, geología del petróleo e historia de producción del Campo Casabe, donde se encuentran ubicados los cinco pozos a evaluar.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

En el año 1936, Shell (compañía holandesa) inició operaciones en Colombia y también fue fundada la Compañía Colombiana de Petróleo El Cóndor, llamada después Shell Cóndor S.A., quienes recorrieron el Valle medio del Magdalena, realizando los reconocimientos técnicos con los cuales descubrieron la existencia de petróleo.

El Campo Casabe fue descubierto en el año 1941 por los holandeses. El lugar donde se levantó este campo (hoy Yondó, Antioquia) era selva y fue construido sobre un pantano, siendo necesarios trabajos de drenaje y saneamiento. Casabe 1, fue el primer pozo perforado en el área de la concesión Yondó, frente al Puerto de Barrancabermeja, siendo completado el 20 de octubre de este mismo año.

Comenzó su explotación comercial en el año 1945. Durante la recuperación primaria, los mecanismos de producción fueron el agotamiento natural y el empuje de un acuífero débil.

Alcanzó la máxima tasa de producción de 47.000 BOPD en el año 1954. Para el año 1958, se habían perforado 448 pozos, de los cuales 10 habían resultado secos, teniendo con esto un desarrollo completo del campo.

El periodo de empuje natural llegó a su fin en la década de 1970, donde se obtuvo un factor de recuperación primaria del 13%. Terminado el agotamiento natural, el campo tuvo una disminución en la producción de casi 5000 bbl/d. “Para revertir esta tendencia, Ecopetrol S.A efectuó pruebas de inyección de agua durante varios años antes de establecer dos programas de recuperación secundaria, entre mediados y fines de la década de 1980”¹

El agua dulce para inyección provenía de la Formación La Mesa, a partir de 1985 se extendió la inyección de agua en todo el campo mediante patrones de cinco pozos. Esta inyección se inició en los Bloques VI, VII y VIII (sector norte). Tres años después se realizó en los Bloques I, II, III y V (sector sur). Para este entonces se tenían perforados 591 pozos entre inyectores y productores.

Al realizar la recuperación secundaria, surgieron una serie de problemas que no permitían que la inyección de agua fuese completamente eficiente, dentro de las

¹ AMAYA, Mauro. Et al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. Bogotá. 2010. [En línea]. Disponible en: https://www.slb.com/~/media/Files/resou_rces/oilfield_review/sp_anish10/sum10/01_casabe.pdf

cuales se tenían complejidades estructurales, areniscas heterogéneas, lutitas sensibles y petróleo viscoso.

Al tener una mayor producción de fluido gracias a la inyección de agua, se tuvo producción de arena en los pozos, lo cual provocó colapso y fallas en los equipos de fondo de pozo. “las tasas de inyección de agua se redujeron gradualmente en un intento para superar los problemas y el proceso de inyección perdió efectividad en cuanto al mejoramiento de la recuperación de petróleo”².

Para el año 1996, las tasas de producción disminuyeron entre el 7% y 8% por año, según Amaya.³

En el año 2004, Ecopetrol S.A. y Schlumberger hicieron una alianza con el fin de incrementar la producción del campo, implementando nuevas tecnologías, utilizando métodos para el manejo de yacimientos complejos. “Desde marzo de 2004 hasta febrero de 2010, la producción de petróleo se incrementó, pasando de 5.200 bbl/d a más de 16.000 bbl/d”⁴. El factor de recobro pasó de estar en 16% a 22%.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Casabe se localiza en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, ubicado en Yondó, Antioquia.

Para acceder al Campo Casabe, la ruta Bogotá – Barrancabermeja se puede realizar por vía aérea o vía terrestre. La primera con una duración aproximada de 55 minutos, tomando un avión desde el Aeropuerto el Dorado ubicado en la Ciudad de Bogotá hacia Barrancabermeja en el Aeropuerto Yariguies y la segunda con una duración aproximada de ocho horas y cuarenta minutos, saliendo de Bogotá por la calle 80, hacia la Vega, tomando la carretera nacional 50 hasta llegar a Guaduas (trayecto de aproximadamente 58 kilómetros), en Guaduas tomando la dirección norte, hacia la carretera nacional 56 (trayecto de aproximadamente 60 kilómetros) hasta llegar a la jurisdicción de la Dorada donde se debe tomar la carretera nacional 45 (Ruta del sol), hacia el norte se llega al municipio de Barrancabermeja (trayecto de aproximadamente 246 kilómetros).

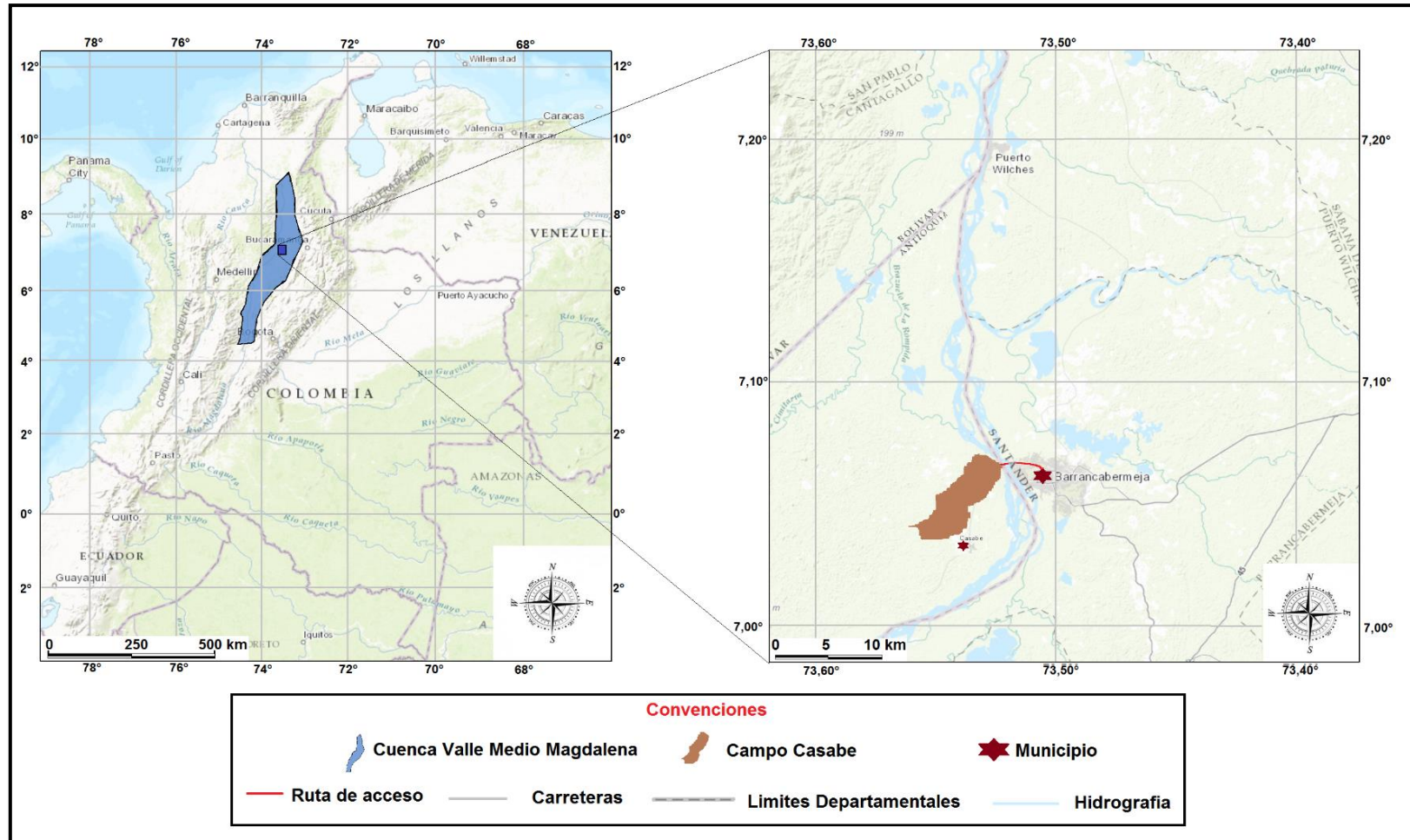
Desde el municipio de Barrancabermeja hacia el Campo Casabe, se accede por vía terrestre, con una duración aproximada de 32 minutos y distancia de 18 kilómetros. Saliendo de Barrancabermeja hacia el norte por la carrera 28, tomando la vía Barrancabermeja – Yondó. En la **Figura 1** se muestra la localización del Campo Casabe.

² Ibíd.

³ Ibíd.

⁴ Ibíd.

Figura 1. Mapa de Localización del Campo Casabe, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.



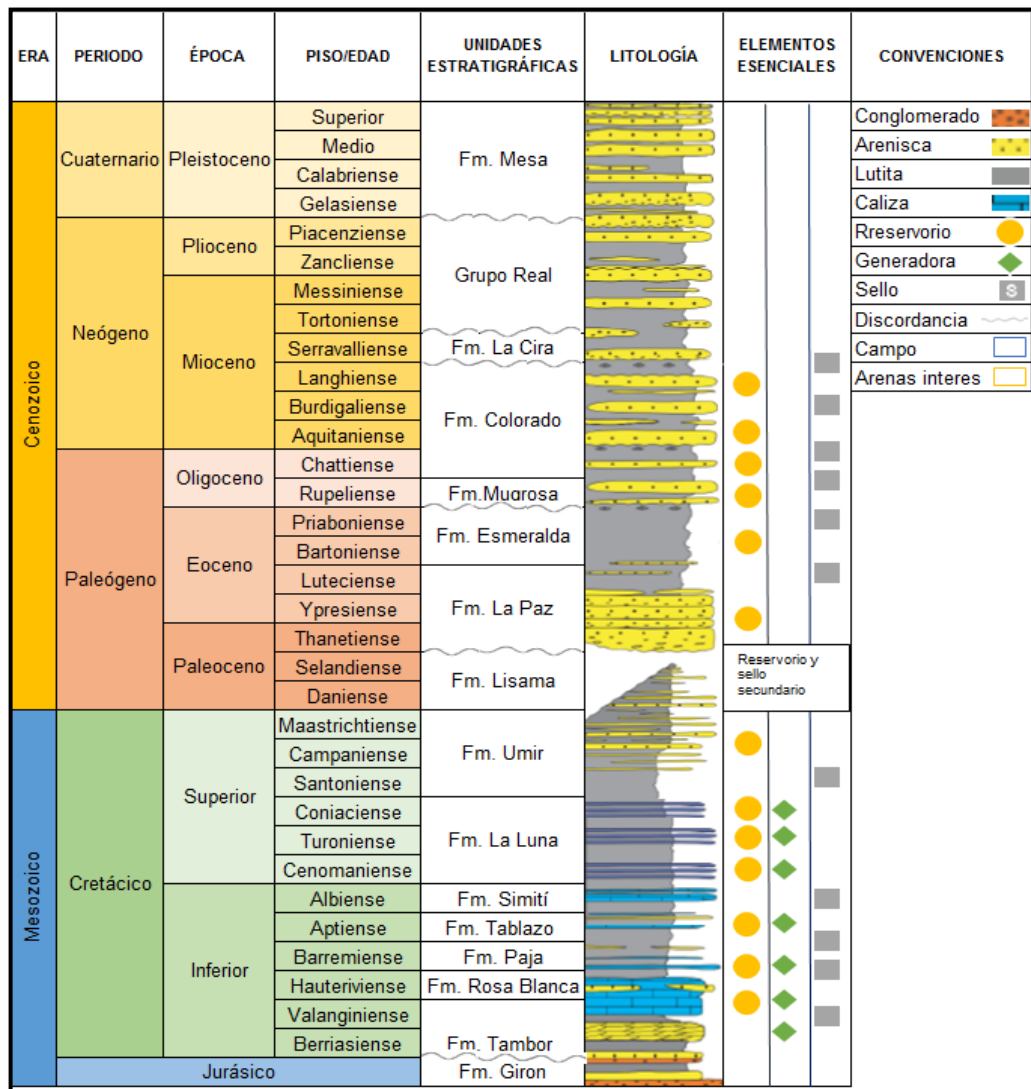
Fuente: ANH. GeoVisor ANH v2.1. Colombia. 2018. [En línea]. Disponible en: <https://geovisor.anh.gov.co/>. Modificado por los autores

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se describe la estratigrafía, geología estructural y del petróleo del Campo Casabe localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.3.1 Columna estratigráfica. La columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y por lo tanto para el Campo Casabe se observa en la **Figura 2.**

Figura 2. Columna estratigráfica



Fuente: ANH. Middle Magdalena Valley. 2006. [En línea].
 Disponible: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/VMM%20\(PDF\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/VMM%20(PDF).pdf). Modificado por los autores.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se describen las formaciones geológicas presentes en la Cuenca del Valle del Medio del Magdalena, desde la más antigua hasta la más reciente.

1.3.2.1 Formación Girón. Según Julivert⁵, esta es una región clásica para el Jurásico Colombiano. La Formación Girón consta de 8530 pies de sedimentos rojizos y de naturaleza arenosa o lutítica, las arenitas presentes son de tipo arcósico. El ambiente de deposición de esta formación es de tipo continental en la base y de tipo transicional marino-continental en el tope. Tiene contactos discordantes con el basamento ígneo- metamórfico que la infrayace y con la Formación Tambor que la suprayace.

1.3.2.2 Formación Tambor. Según M. Julivert⁶, la base del cretáceo la constituye un nivel detrítico. Considerada del Hauteriviense-Valanginiense. Tiene un espesor comprendido entre 394 pies y 656 pies. Está compuesta por shales, conglomerados rojos y areniscas, tiene una división específica en tres niveles: uno inferior de areniscas de colores rojizos, uno medio arcilloso con intercalaciones de areniscas rojizas o rosadas y otro superior de areniscas blancas. Para la Formación Tambor se considera la deposición en ambientes meandros, llanuras deltaicas e intramareales. Tiene un contacto discordante con la Formación Girón que la infrayace y un contacto concordante con la Formación Rosa Blanca que la suprayace.

1.3.2.3 Formación Rosa Blanca. De edad Cretácico Inferior, desde el Hauteriviense hasta el Barremiano (Hauteriviense hacia la región de la Mesa de los Santos y San Gil, Barremiano hacia el Norte y Valanginiense en Villa de Leiva). Consta de abajo hacia arriba, según M. Julivert⁷, de los siguientes niveles: nivel inferior de calizas y dolomías grises, intercalación de caliza marrón, nivel margoso, nivel de shales con intercalación de calizas, intercalación de caliza, nivel arenoso y nivel lumaquelico. El espesor de esta formación es variable, pero en el Río Sogamoso es de 1394 pies. Para la Formación Rosa Blanca, el ambiente de deposición se considera marino. Los contactos son concordantes con la Formación Tambor que la suprayace y la Formación Paja que la infrayace.

1.3.2.4 Formación Paja. Según M. Julivert⁸, de edad Cretácico inferior, abarca el Barremiano – Aptiano. Tiene una sucesión de Shales negras, ligeramente calcáreas y micáceas, en la parte inferior de esta formación hay concreciones de caliza de hasta 30 cm, septarias y vetas de calcita. El espesor de esta formación varía entre 410 pies y 2050 pies. Para la Formación Paja, el ambiente de deposición se considera marino profundo. Tiene contacto concordante con la Formación Rosa Blanca que la infrayace y con la Formación Tablazo que la suprayace.

⁵JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico. Francia. Centre National de la Recherche Scientifique. 1968.

⁶. Ibíd. 448-450p.

1.3.2.5 Formación Tablazo. De la edad Cretácico Inferior, abarca el Apriano superior al Albiano inferior. Según M. Julivert⁹, la Formación Tablazo, está compuesta de una sucesión de calizas duras, azuladas muy fosilíferas y margas, en la mitad superior, predominan las calizas mientras que en la mitad inferior predominan las margas. El espesor de esta formación está entre 492 pies y 1066 pies. Para la Formación Tablazo, el ambiente de depositación se considera de tipo marino. Tiene contacto concordante con la Formación Paja que la infrayace y con la Formación Simití que la suprayace.

1.3.2.6 Formación Simití. Considerada de la edad Cretácico Inferior, específicamente del Abiano. Según M. Julivert¹⁰, conformada por shales gris o negra, calcárea y concrecionaria, tiene nódulos fosilíferos que contienen petróleo; cerca del techo de la formación hay capas delgadas de conglomerados. El espesor de esta formación se encuentra entre 820 pies y 2132 pies. La Formación Simití, tiene un ambiente de depositación tipo marino de aguas intermedias a profundas. Tiene un contacto concordante con la caliza del tablazo y con la Formación La Luna, que suprayace e infrayace respectivamente.

1.3.2.7 Formación La Luna.

Según M. Julivert¹¹, se considera de la edad Cretácico superior, del Turoniano al Santoniano. Compuesta por una sucesión de shale calcárea, negra, fosilífera con concreciones calizas negras. El espesor de esta formación varía entre 328 pies y 394 pies. La Formación La Luna, tiene un ambiente de depositación tipo marino poco profundo. Tiene un contacto concordante con la Formación Simití y con la Formación Umir, que la infrayace y suprayace respectivamente.

1.3.2.8 Formación Umir. M. Julivert ¹²le asigna la edad Cretácico Superior, del Campaniano hasta el Maastrichtiano. Compuesta en la parte inferior por lutitas en láminas delgadas de color gris oscuro, gris azulado a negro, con delgadas laminas carbonáceas. Tiene un espesor aproximado de 3281 pies. El ambiente de depositación es un ambiente nerítico. Para la Formación Umir se tienen contactos de tipo concordante con la Formación La Luna que la suprayace y con la Formación Lisama que la infrayace.

1.3.2.9 Formación Lisama. Según M. Julivert¹³ esta formación es del Paleoceno y según J. De Porta¹⁴ consta de shales de colores rojo, pardo y gris con intercalaciones de areniscas masivas grisáceas, de grano medio a fino. Tiene de espesor, aproximadamente 4020 pies. Para la Formación Lisama el ambiente de

⁷ Ibíd. 419-421 p.

⁸ Ibíd. 85 -363 p.

⁹ Ibíd., 445-447 p.

¹⁰ Ibíd., 437 p.

¹¹ Ibíd., 301-303 p.

¹² Ibíd., 458 p.

¹³ Ibíd., 459 p.

¹⁴ Ibíd., 327-329 p.

deposición se dio en condiciones lagunares y deltaicas. El contacto de esta formación es concordante con la Formación Umir que la infrayace y con la Formación Esmeralda que la suprayace.

1.3.2.10 Formación La Paz. De edad Paleógeno Paleoceno. Según J. De Porta¹⁵, está constituida por cuarzoarenitas, sublitoarenitas masivas y conglomeráticas, de color gris claro, con estratificación cruzada e intercalaciones dispersas de limolitas y arcillas que se encuentran en los dos tercios inferiores de la formación. Tiene un espesor aproximado de 3000 pies. El ambiente de deposición es un ambiente continental de canales fluviales. Para la Formación La Paz se tienen contactos de tipo discordante con la Formación Lisama que la infrayace y con la Formación Esmeraldas que la suprayace.

1.3.2.11 Formación Esmeralda. Depositada en el periodo Paleógeno. Según J. De Porta¹⁶, litológicamente tiene areniscas y limolitas compactas en láminas, micáceas, de grano fino y de color gris, las cuales alternan con shales gris oscuras que se pueden presentar moteadas de los colores: rojos, púrpura y marrón, adicionalmente se tienen lentejones de carbón que pueden presentarse dispersos. El espesor de la formación es de 3937 pies aproximadamente. El ambiente de deposición es de tipo continental fluvial. La Formación Esmeralda tiene un contacto concordante con la Formación La Paz que la infrayace y un contacto discordante con la formación Mugrosa que la suprayace.

1.3.2.12 Formación Mugrosa. Según J. De Porta¹⁷ esta formación es de edad Paleógeno Oligoceno. Está conformada por una alternancia de cuarzoarenitas muy arcillosas, micáceas, feldespáticas, con estratificación cruzada, con zonas de bioperturbación. Se encuentra dividida en cuatro miembros informales de base a techo: Arenas B3, Arenas B2, Arenas B1, y Arenas B0; las Arenas B3 conforman la base de la formación, teniendo un espesor de 60 pies. El espesor de la Formación es variable y está entre 3000 pies y 1700 pies. Para la Formación Mugrosa se tiene un ambiente de deposición de corrientes fluviales. Infrayace con la Formación Esmeraldas en una discordancia regional y suprayace de forma concordante con la Formación Colorado.

1.3.2.13 Formación Colorado. Considerada de la edad Paleógeno y Neógeno. Según J. De Porta¹⁸, está compuesta por arcillas de color gris claro, púrpura y moteado de rojo, con intercalaciones de areniscas de grano medio a fino con alternancia de arcillolitas. El espesor varía entre los 690 pies a los 3000 pies. Para la Formación Colorado, el ambiente de deposición es continental de tipo fluvial, con amplios canales principales. Tiene un contacto concordante con la Formación

¹⁵ DE PORTA, Jaime. Léxico Estratigráfico de Colombia. Paris. Centre National de la Recherche Scientifique. 1974. 327-329 p.

¹⁶ *Ibíd.*, 198-199 p.

¹⁷ *Ibíd.*, 373-376 p.

¹⁸ *Ibíd.*, 142-144 p.

Mugrosa y discordante con la Formación Real, que infrayacen y suprayacen respectivamente.

1.3.2.14 Formación La Cira. Según J De Porta¹⁹, fue depositada entre el periodo paleógeno y neógeno. Compuesta por arcillas azulosas alternadas con areniscas y calizas impuras. Tiene un espesor de 850 pies. Para la Formación La Cira, el ambiente de depositación es continental de tipo fluvial. Tiene contactos discordantes con la Formación Colorado y con Grupo Real, que infrayacen y suprayacen respectivamente.

1.3.2.15 Grupo Real. Del periodo Neógeno y edad Mioceno. Según J. De Porta²⁰, está constituida por conglomerados con cantos de lilitas, cuarzo, fragmentos de carbón y mineral arcilloso de hierro, seguido por capas gruesas de areniscas conglomeráticas, con fragmentos de guijos finos a medios, con estratificación cruzada, con intercalaciones de shales de color moteado gris y azul. El espesor es de aproximadamente 12975 pies, su ambiente de depositación es de tipo fluvial con corrientes entrelazadas. Este Grupo infrayace discordantemente sobre La Formación Colorado y Suprayace de forma discordante con la Formación Mesa.

1.3.2.16 Formación Mesa. Depositada en el periodo Cuaternario, según J. De Porta²¹, litológicamente está compuesta por conglomerados, arenisca moderadamente consolidada y arcillas negras. Tiene un espesor promedio de 3281 pies. Para la Formación La Mesa se tiene un ambiente de depositación de tipo continental. Existe un contacto discordante con el Grupo Real que la infrayace.

1.3.3 Geología estructural. La cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) separa la Cordillera Central y la Cordillera Oriental, está limitado al norte por la falla de Bucaramanga y al sur por la falla de Cambao; en cuanto a la orientación que presentan los pliegues y fallas es NNE – SSW. En las principales zonas de fallas de desplazamiento de rumbo (Palestina y Bucaramanga – Santa Marta) se caracteriza por la vergencia que se muestra este u oeste de los cabalgamientos y la transpresión.

Para el caso del Campo Casabe, se caracteriza por presentar un monoclinal con buzamiento moderado hacia el Este, afectado por un sistema transgresivo, que se origina por la Falla Casabe; esta falla tiene convergencia hacia el Oeste y rumbo SW – NE, por esto se asocia evento de relajación que da origen a fallas normales de dirección E – W, que separa la estructura en bloques como se evidencia en la **Figura 3**, y que constituyen el sistema de entrampamiento en el terciario. ²²

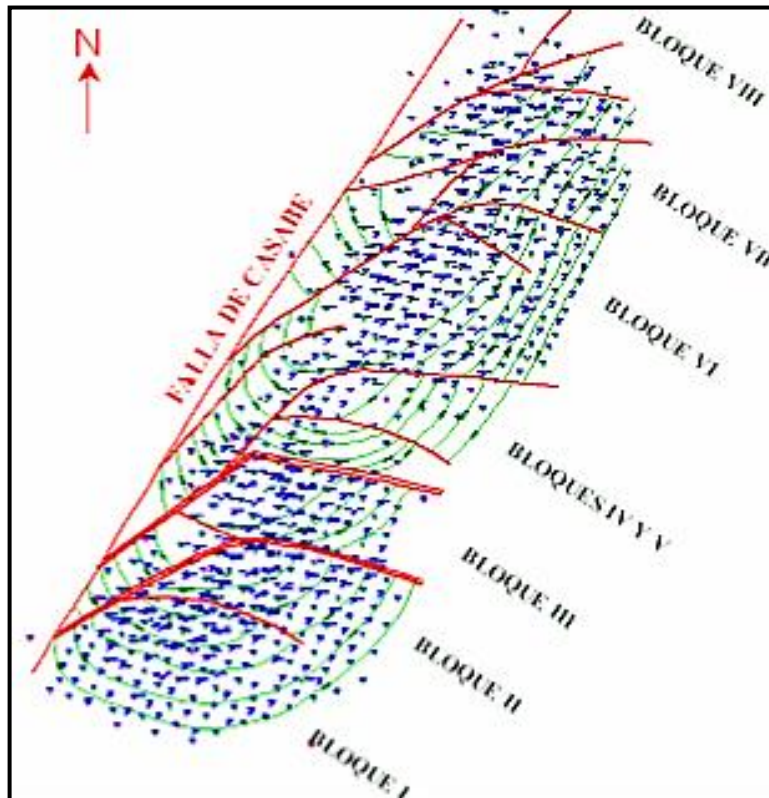
¹⁹ *Ibíd.*, 297-300 p.

²⁰ *Ibíd.*, 414 – 417p.

²¹ *Ibíd.*, 356-358 p.

²² CASADIEGO, Efrain. Estudio de la continuidad lateral y vertical de las arenas de la formación mugrosa en el Campo Casabe y Llanito, Valle Medio del Magdalena. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2008.

Figura 3. Bloques Campo Casabe



Fuente: CASADIEGO, Efrain. Estudio de la continuidad lateral y vertical de las arenas de la formación mugrosa en el Campo Casabe y Llanito, Valle Medio del Magdalena. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2008.

1.3.4 Geología del petróleo. A continuación, se describen los principales parámetros que componen el sistema petrolífero del Campo Casabe, que se encuentra ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.3.4.1 Roca Generadora. En cuanto a la litología se presentan calizas del cretáceo, de las Formaciones Simití, Tablazo y La Luna; que presentan las siguientes propiedades, TOC 1,0 – 6,0% (bueno a excelente), kerógeno tipo II y una reflectancia a la vitrinita de 1,1 – 2,0% con lo que se puede decir que es una roca fuente madura, que es apropiada para la generación de hidrocarburos.²³

²³ MOJICA, Jairo. Cuenas Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. Colombia. 2009. 39 p.

1.3.4.2 Roca Reservorio. El 97% del petróleo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, procede de las areniscas del Paleógeno de las Formaciones Lisama, Esmeraldas, La Paz, Mugrosa y Colorado; que cuenta con porosidades del 15 – 20% y permeabilidades promedio de 20 – 600 md; también provienen de calizas fracturadas, pertenecientes a las Formaciones Rosablanca, Tablazo y La Luna.²⁴

1.3.4.3 Migración. La discordancia del Eoceno separa el reservorio primario de las rocas generadoras, es por esta razón es que se forma un sistema de tuberías que permite que el petróleo que se generó de la roca fuente en la zona Oriental de la cuenca y que este migrara a lo largo de la misma hasta el flanco Occidental del Valle del Magdalena.²⁵

En el campo se han detectado tres tipos de migración, los cuales se explican brevemente a continuación:

- Migración de tipo vertical, se dio de manera directa, moviéndose los hidrocarburos generados en la Formación La Luna hacia la discordancia de la cuenca.
- Migración de tipo lateral en las areniscas pertenecientes al Eoceno.
- Migración de tipo vertical a lo largo de las superficies de las fallas en lugares donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.3.4.4 Roca Sello. Para el caso de los yacimientos del Paleógeno, las calizas y las arcillolitas continentales de la Formación Esmeralda y Colorado, mientras que los sello para los reservorios cretácicos serán las lutitas marinas de las Formaciones Simití y Umir.

1.3.4.5 Trampa. En la cuenca del Valle Medio del Magdalena, las trampas se caracterizan por ser:

- Pliegues ocultos relacionados a fallas de cabalgamiento.
- Estructuras dúplex con cierre de fallas independientes.
- Cierres dependientes de la falla en la que los estratos buzan en sentido contrario a la misma.
- Trampas en la parte baja de fallas sellantes.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

En esta sección se describen los diferentes parámetros sobre la historia de producción del Campo Casabe, entre los cuales se encuentran método de producción, tiempo de producción, número de pozos, gráfica de producción acumulada y características del yacimiento.

²⁴ MARTÍNEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basins. Colombia. 2007. [En línea]. Disponible en: http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf

²⁵ *Ibíd.*, 80 p.

1.4.1 Método de producción. El Campo Casabe inicia su operación en el año 1941 cuando la empresa Shell Condor S.A., alcanzó una producción de 46.000 BOPD provenientes de 414 pozos, esta cifra correspondía al 26% de la producción nacional de la época, durante la recuperación primaria los mecanismos de producción fueron agotamiento natural y empuje de un acuífero débil.

En el año 1969 se presenta una declinación natural de la producción, por esta razón Casabe entra en una etapa de abandono; a partir de 1982 se presenta un nuevo auge del petróleo en la concesión Yondó, debido a la recuperación secundaria por inyección de agua mediante patrones de cinco pozos, obteniendo un aumento en el factor de recobro.

La inyección inició en el sector norte en 1985 (Bloques VI, VII y VIII) y en 1988 en el sector sur (Bloques I, II, III y V); para el proyecto de recuperación secundaria se perforaron 591 pozos entre inyectores y productores.

Para el año 2004 se firma la Alianza Tecnológica Casabe entre Ecopetrol y Schlumberger con el fin de incrementar la producción del Campo Casabe mediante la implementación de nuevas tecnologías, técnicas de gerenciamiento de yacimientos y reducción de costos operativos; con esto se ha logrado incrementar la producción desde 5000 BOPD hasta 20218 BOPD y la inyección de agua de 25000 BWPD hasta 131000 BWPD.²⁶

1.4.2 Tiempo de producción. A 2017, este campo opera directamente con Ecopetrol con 11.600 BOPD de promedio de producción, gracias a la inversión económica y cambios técnicos desarrollados.

1.4.3 Numero de Pozos. Actualmente el Campo Casabe tiene 491 pozos activos, de los cuales 190 productores de aceite, un productor de gas y 300 inyectores de agua.²⁷

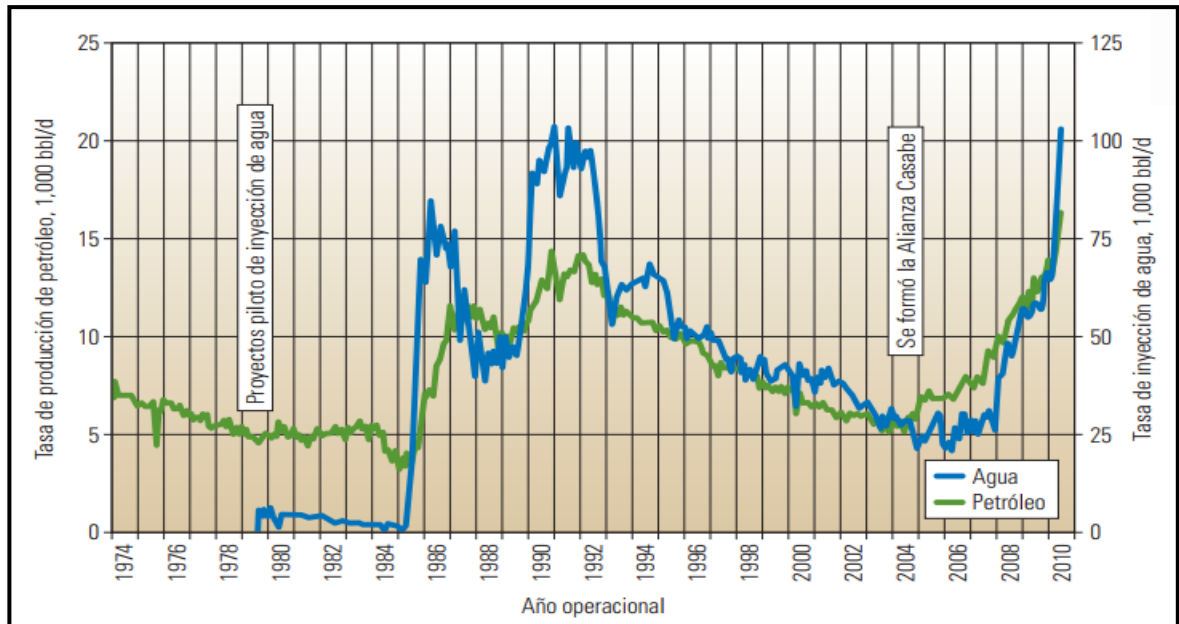
1.4.4 Producción Campo Casabe. Comenzó en 1941 con el primer pozo, el cual fue, Casabe 1; en la Gráfica 1, se evidencia el comportamiento de producción para este Campo, en donde es importante resaltar que en el año 1990 se obtuvo la mayor producción. La recuperación secundaria, por medio de inyección de agua se inició a finales de la década de 1970, por medio de proyectos piloto.

²⁶ ACOSTA, T. et al. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). Colombia. 2017. [En línea]. <https://congresoacipet.com/wp-content/uploads/2017/Tec/TEC-122.pdf>

²⁷ AMAYA, Mauro. Et al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. Bogotá. 2010. [En línea]. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/sum10/01_casabe.pdf

Cuando se inició el primer programa de inyección en 1985 se observó un aumento en la tasa de producción de petróleo; pero luego de unos años la irrupción de agua y el colapso de pozo obligaron a detener la inyección. Posteriormente en el año 2004 cuando se inició la Alianza Casabe, las tasas de producción eran de 5200 BOPD; a principios del 2010 se presenta un aumento en la producción hasta alcanzar más de 16000 BOPD.²⁸ Para el año 2017, se tuvo una producción de 11600 BOPD, disminuyéndose en un 27,5%.

Gráfica 1. Comportamiento de la producción e inyección del Campo Casabe.



Fuente: AMAYA, Mauro. Et al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. Bogotá. 2010. [En línea]. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/sum10/01_casabe.pdf

1.4.5 Características del yacimiento. El Campo Casabe produce principalmente en las Formaciones Colorado y Mugrosa; en la Tabla 1, se presentan las propiedades petrofísicas en donde se describen la porosidad, profundidad, permeabilidad promedio y espesor neto para la arena A y B de las formaciones productoras.

²⁸ *Ibíd.*

Tabla 1. Propiedades petrofísicas Campo Casabe

PARÁMETRO	CAMPO CASABE			
	Fm Colorado		Fm Mugrosa	
Zonas Productoras	A1	A2	B1	B2
Área (acres)	4570	3875	2030	2449
Profundidad Prom (ft.s.n.m)	2600	2900	3900	4200
Espesor neto (pies)	76	78	43	23
Porosidad promedio (%)	24	24	25,5	25,5
Permeabilidad promedio (md)	225	225	385	385
Swi (%)	23	23	23	23

Fuente: MAYORGA, Diana. Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el Campo Casabe. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2011. 15 p.

A continuación, se muestra en la **Tabla 2**, las propiedades de los fluidos del Campo Casabe en donde se presentan la gravedad API, viscosidad, factor volumétrico inicial, entre otros parámetros propios del fluido que se produce en este campo.

Tabla 2. Propiedades de los fluidos del Campo Casabe

PARÁMETRO	CAMPO CASABE	
	Zona A	Zona B
Gravedad API	19	20
Viscosidad (cp) a Pb	43	21
Factor Volumétrico Inicial	1.083	1.117
GOR (SCF/STB) Inicial	187	254
Presión a Pb (psi)	1350	2200

Fuente: MAYORGA, Diana. Evaluación de prácticas operacionales para reducir las fallas en tubería de producción por efecto de la inyección de agua en el Campo Casabe. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2011. 15 p.

2. MÉTODOS USADOS EN COLOMBIA PARA EL CONTROL DE ARENA MECÁNICO

Antes de explicar los métodos de control de arena, es importante mencionar que la producción de arena depende de los siguientes factores: la fuerza de la roca y otras propiedades geométricas, esfuerzos regionales que presentan durante la perforación del pozo y cargas locales debido a la presencia de agua, presiones de poro reducidas. Esta problemática puede afectar los regímenes de producción de un pozo, las instalaciones de fondo y superficie, estabilidad y limpieza del pozo, colapso de la tubería de revestimiento, desgaste en el sistema de levantamiento artificial; lo que genera una reducción de la vida útil de los equipos y aumenta los costos asociados con el sistema de levantamiento.

2.1 COMPORTAMIENTO DE LA ARENA EN LOS POZOS DE PRODUCCIÓN

El arenamiento, que se define como la producción de pequeñas o grandes partículas de sólido junto con los fluidos del yacimiento, que se generan debido a la baja consolidación de la formación. A medida que en el yacimiento se descarga petróleo hacia el pozo, con el tiempo se va acumulando arena y sedimento en el fondo; esta acumulación puede ser de tal magnitud que puede disminuir o impedir completamente la producción del pozo²⁹; la magnitud del daño que origina este fenómeno depende de diferentes factores, entre los cuales se encuentran, la dureza del metal afectado, el tamaño, concentración, forma y distribución de las partículas sólidas; la dureza de las partículas abrasivas en comparación con la del metal que se afecta tiene un efecto directo sobre el daño causado³⁰, como se puede observar en la **Figura 4**; por esta razón es importante que las partículas de arena más duras que el acero normal usado generalmente en la fabricación de bombas, se evite que ingresen al sistema, puesto que generan una alta abrasión del equipo.

²⁹ LÓPEZ Francisco, Et al. Ingeniería de producción y productividad de pozos. México D.F. Universidad Nacional Autónoma de México. 2013. 80p.

³⁰ *Ibíd.*, 80 – 81p.

Figura 4. Escala Mohs

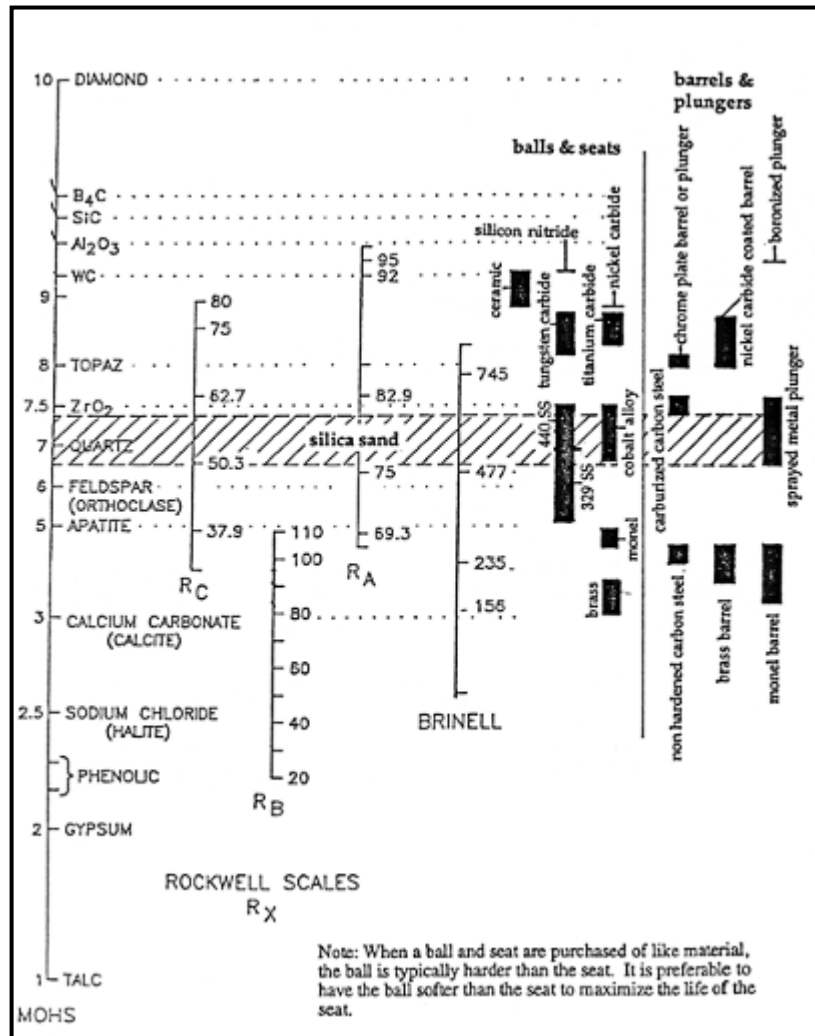
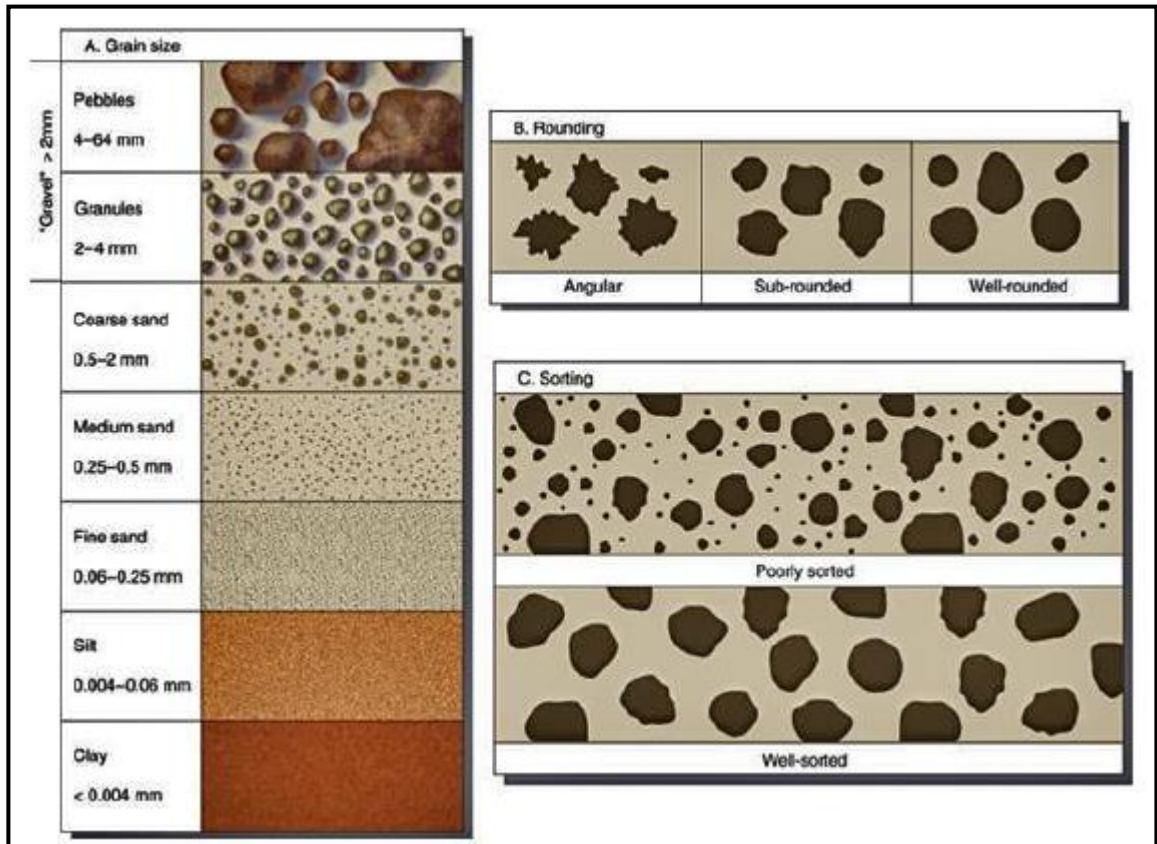


Figura 5. Tamaños de arena y distribución.



Fuente: Odessa. Filtration & sand control in ALS systems.

De igual manera, la concentración de sólidos en el fluido que se produce tiene un efecto principal sobre el daño causado por la erosión y la abrasión en el equipo de fondo de pozo, por esto es indispensable determinar la producción de arena eliminando otras partículas sólidas (productos de corrosión e incrustaciones). La clasificación de la producción de arena se muestra en la **Tabla 3**, esta genera un factor de seguridad en los cálculos, que se debe tener en cuenta para evitar posibles taponamientos.

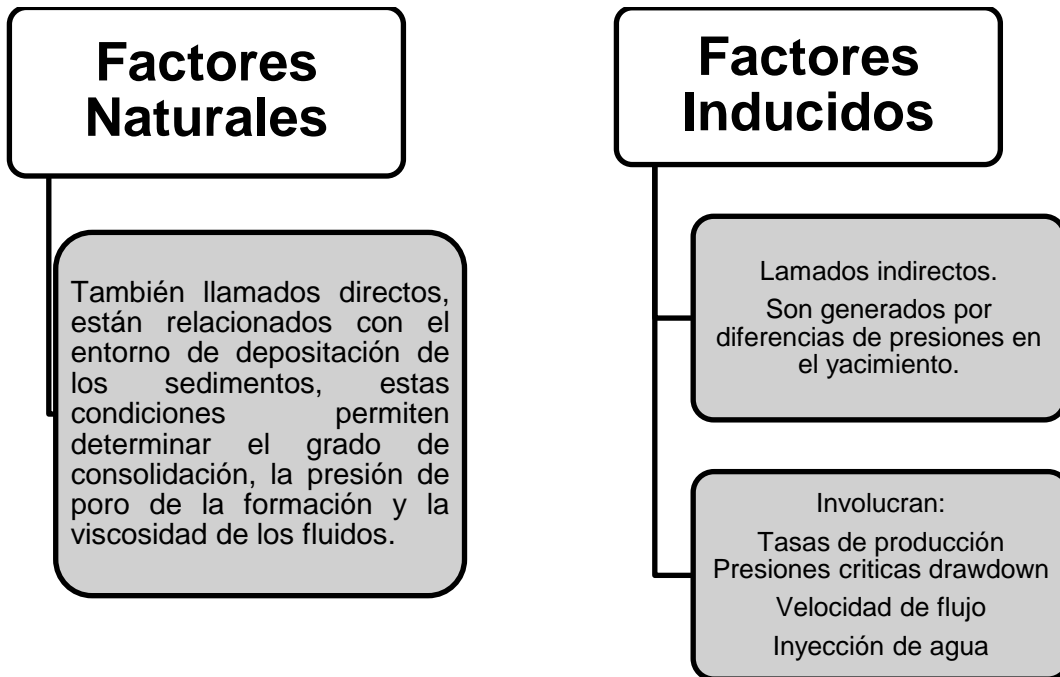
Tabla 3. Clasificación del pozo

Clasificación/Unidad	ppm	PTB
Ligera	<10	3.5
Promedio	11 - 50	3.6 - 17.5
Mala	51 - 200	17.6 - 70
Severa	>200	>70

Fuente: Odessa Separator, Inc.

2.1.1 Causas de producción de arena. Las causas de producción de arena son aquellos factores asociados a: factores naturales o directos y factores inducidos o indirectos, como se explica en la **Figura 6**.

Figura 6. Causas de producción de arena.



Para el caso del Campo Casabe, presenta una formación de arenisca poco consolidada y adicionalmente la inyección de agua generada como recobro secundario para el mantenimiento de presión generó desde su implementación arrastre de partículas de arena. Estos dos factores, constituyen las causas principales de la producción de arena en el campo.

2.1.2 Análisis granulométrico. Este análisis permite obtener la distribución del tamaño de la partícula presente en la muestra; es importante mencionar que, existen diferentes maneras para realizar este estudio en la industria del petróleo, debido a la forma de los granos y el grado de dispersión de la muestra obtenida. Entre los métodos más usados están: análisis de tamices, tamaño de partículas láser y controles de agujeros.

Para los cinco pozos a evaluar se realizaron análisis de tamices, previos a la implementación de la herramienta. Este análisis consiste en someter una muestra de arena de peso conocido a vibración continua utilizando un tamiz; una muestra representativa se obtiene a través de divisiones de la misma, esta se pasa a través de una serie de tamices organizados de acuerdo con el tamaño de los agujeros, más grandes en la parte superior; como se evidencia en la **Figura 7**, los granos descienden hasta que las partículas más pequeñas sean retenidas.

Figura 7. Análisis de tamices



Fuente: Odessa Separator, Inc.

Teniendo en cuenta el resultado del análisis granulométrico las partículas se pueden clasificar, según la **Tabla 4**, en donde se observa el rango de tamaño de partícula.

Tabla 4. Clasificación de la partícula según análisis granulométrico

CLASIFICACIÓN	RANGO TAMAÑO PARTICULA (μm)
Arena muy gruesa	2000 – 1000
Arena gruesa	1000 – 500
Arena mediana	500 – 250
Arena fina	250 – 100
Arena muy fina	100 – 50
Limo	50 – 2
Arcilla	<2

Fuente: LÓPEZ Francisco, Et al. Ingeniería de producción y productividad de pozos. México D.F. Universidad Nacional Autónoma de México. 2013.

2.1.3 Distribución granulométrica. La distribución del tamaño de partícula es la representación gráfica de los resultados del análisis, en el caso del tamizado de las partículas se retienen para cada malla de acuerdo con el tamaño de la abertura. Este procedimiento se realiza para identificar el porcentaje en peso que ha sido retenido por cada tamiz³¹.

Los principales parámetros que se derivan del análisis de distribución del tamaño de partícula son el tamaño medio de grano, coeficiente de uniformidad (Cu) y de clasificación (Cs). El tamaño medio de grano (D50) es el tamaño de partícula correspondiente a los percentiles 50 de la distribución de peso acumulada del análisis de tamizado; este parámetro se usa directamente para seleccionar el tipo de completamiento (grava) utilizado para el control de la arena. Para el coeficiente de uniformidad (Cu) y de clasificación (Cs), estos dan una medida de la dispersión en la distribución del tamaño de grano, es decir, la clasificación de la muestra y se utilizan para seleccionar medidas de control de arena.³²

Mediante la **Ecuación 1** se puede determinar el coeficiente de uniformidad.

Ecuación 1. Coeficiente de uniformidad

$$Cu = \frac{d_{40}}{d_{90}}$$

Fuente: PENBERTHY Jr., W.L.; SHAUGHNESSY, C.M. Sand control: Gravel-pack design. SPE series on special topics E.E.U.U.: Henry L. Doherty series, 1992.p.198

Donde,

- d40: Tamaño de grado a nivel acumulativo de 40%.
- d90: Tamaño de grado a nivel acumulativo de 90%.

Teniendo en cuenta que:

Cu <3 la arena es uniforme

Cu >5 la arena es considerada no uniforme³³

El coeficiente de clasificación está definido por la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Coeficiente de Clasificación

$$Cu = \frac{d_{10}}{d_{95}}$$

Fuente: PENBERTHY Jr., W.L.; SHAUGHNESSY, C.M. Sand control: Gravel-pack design. SPE series on special topics E.E.U.U.: Henry L. Doherty series, 1992.p.198

³¹ GONZÁLES, Gustavo. Sand Control Challenges and Solutions. Odessa Separator inc. 2016

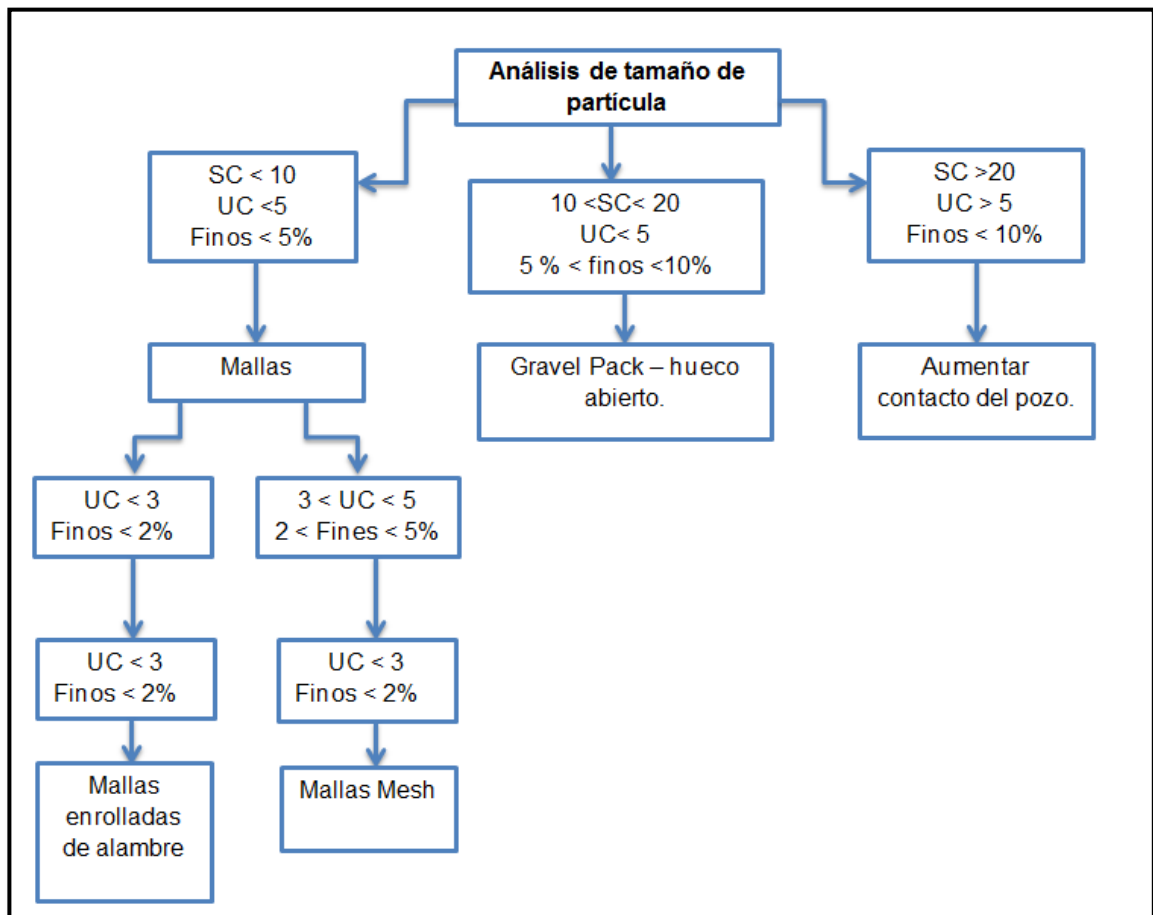
³² ROMÁN J. et al. Optimización del análisis del tamaño de grano de arena. Universidad de Cádiz 2013

³³ PENBERTHY Jr., W.L.; SHAUGHNESSY, C.M. Sand control: Gravel-pack design. SPE series on special topics. E.E.U.U.: Henry L. Doherty series, 1992. p.9.

Existen muchas y variadas técnicas aplicadas de control de arena, derivadas de que el flujo de arena con aceite y gas de los yacimientos hacia los pozos productores ha sido un problema de la industria petrolera, uno de los puntos a tener en cuenta es la forma en la que el pozo se completa con lo que se puede aumentar o disminuir la tendencia a la producción de arenas³⁴.

Según Tiffin, ³⁵El criterio de selección óptimo de los métodos de control de arena depende del coeficiente de clasificación (SC) y el coeficiente de uniformidad (UC), como se muestra en la **Figura 8**.

Figura 8. Análisis de tamaño de partícula



Fuente: Tiffin, D. et al. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. SPE 39437. 1998

³⁴ GUERRERO, Jesus, et al. Maximización de la producción y control de arena mediante la perforación y terminación del primer pozo horizontal en arenas del JSO del campo Ek – Balam. [en línea]. [Consultado el 12 de febrero de 2018]. Disponible en: <http://132.248.9.34/hevila/Ingenieriapetrolera/2015/no6/3.pdf>

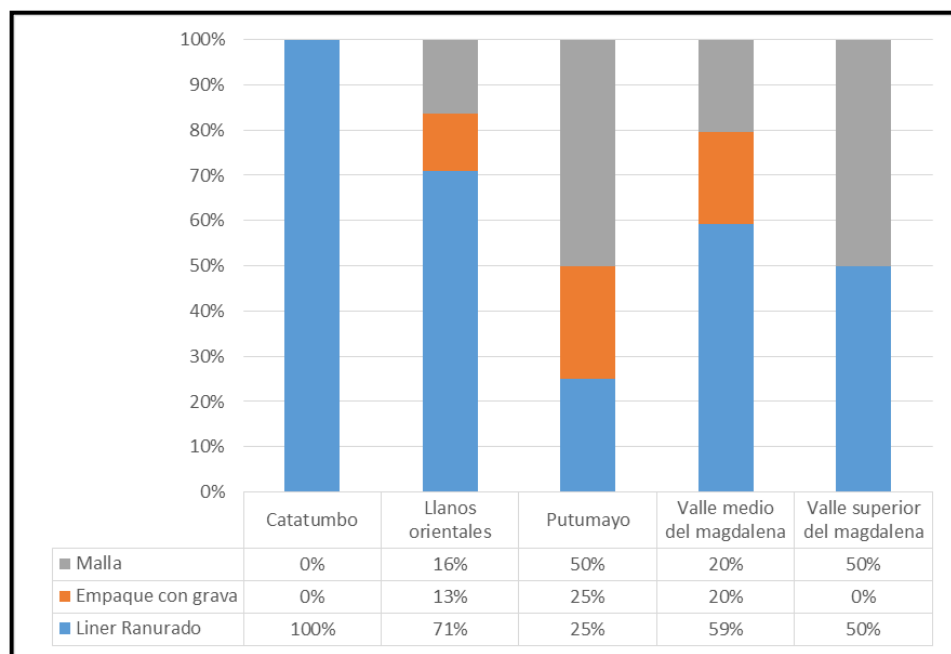
³⁵ Tiffin, D. et al. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. SPE 39437. 1998

A partir del análisis granulométrico realizado para cada pozo se establece el coeficiente de uniformidad y de clasificación, permitiendo con estos encontrar la técnica de retención de arena más eficiente.

Según Gonzales³⁶ en la industria petrolera existen varios métodos para el control de arena, los cuales son mantenimiento y workover, completamiento selectivo, modificación de la tasa de flujo, control mecánico, control químico, control mecánico-químico. Para el desarrollo de este capítulo se describirán los métodos mecánicos más usados en Colombia, para el manejo de producción de arena, puesto que la herramienta Tubing Screen de la empresa Odessa Separator INC, pertenece a esta clasificación.

Los métodos mecánicos más utilizados en Colombia, según GONZÁLES Y RAMÍREZ son mallas, Liner ranurado y empaque con grava. En la **Gráfica 2**, se presenta el porcentaje de pozos que cuentan con métodos mecánicos para producción de arena, por cuenca sedimentaria.

Gráfica 2. Métodos de control de arena más utilizados en Colombia



Fuente: Modificado por los autores

En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, aproximadamente el 60% de los pozos perforados utilizan Liner Ranurado, 20% utilizan empaque por grava y el 20% restante, utilizan mallas. Se destaca que del 20% de los pozos que utilizan mallas

³⁶GONZÁLES, Gustavo. Sand Control Challenges and Solutions. Odessa Separator inc. 2016

en la cuenca, el 40% pertenece a los pozos del Campo Casabe, puesto que en su mayoría utilizan este método de control de arenas.

2.2 MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA EN LA ETAPA DE COMPLETAMIENTO DEL POZO

Los métodos de control de arena en etapa de completamiento de pozos son empaquetamiento con grava y Liner Ranurado.

2.2.1 Empaquetamiento con grava. Es utilizado en la industria petrolera desde los años 1930, consiste en bombear un fluido especial con el fin de posicionar la grava previamente seleccionada por pruebas de granulometría para que actúe como filtro entre una malla y las paredes de la formación o las paredes del revestimiento, dependiendo del tipo de completamiento que se haya realizado, sea hueco abierto o hueco revestido respectivamente.

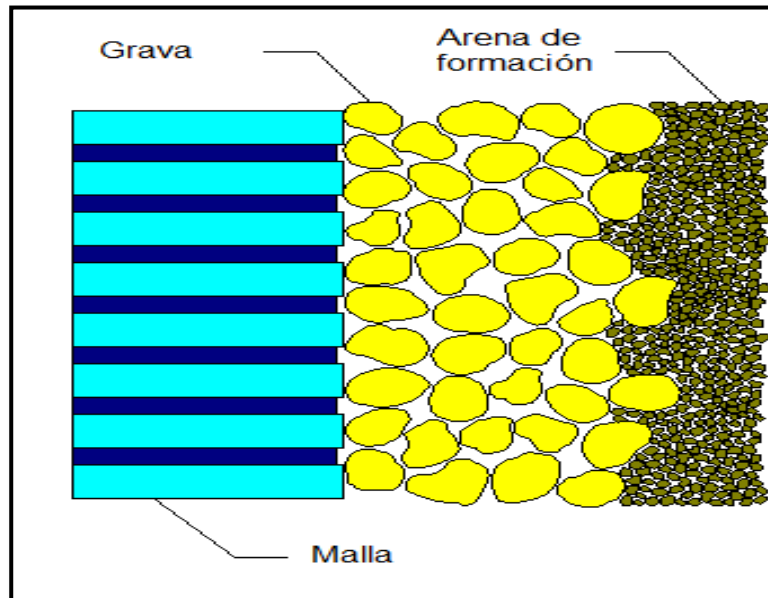
Según Schlumberger³⁷, el empaquetamiento por grava cumple con la función de retención y control de arena, pero su diseño cumple como objetivo principal dar sostén a la formación, así disminuyendo el impacto que genera la productividad de la formación.

Según Carlson,³⁸ el tamaño de la grava debe ser de cuatro a cinco veces mayor a la arena de la formación. Para crear un filtro de alta permeabilidad que permita el flujo de fluidos, reteniendo la migración de granos de arena hacia el pozo, y su objetivo principal es proporcionar estabilidad a las paredes de la formación. Actualmente esta técnica es una de las más utilizadas. En la **Figura 9**, se observa el perfil general del empaquetamiento con grava.

³⁷ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Gravel Pack [En línea]. 2016. [Consultado el 25 de enero de 2018]

³⁸ CARLSON, Jon; et al. Sand Control: Why and How?. [En línea]. [Consultado el 12 de febrero de 2018] Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/1092/p41_53.pdf

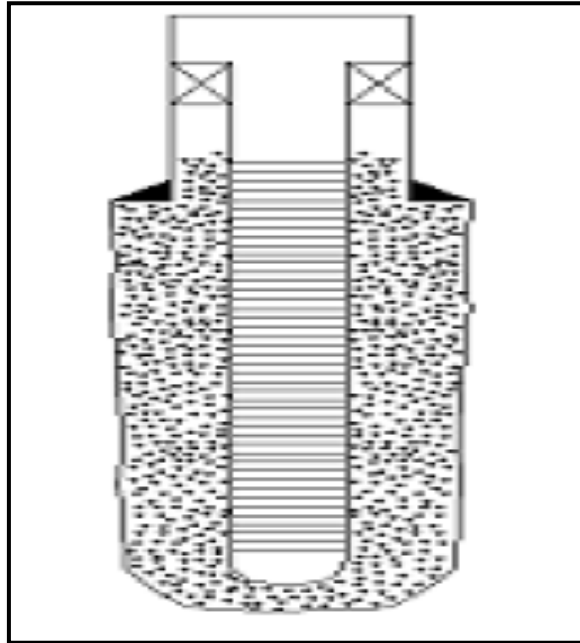
Figura 9. Perfil general del empaquetamiento con grava.



Fuente: MCKINZIE, Howard. "Gravel pack sand design" en Sand Control. Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U. Petroskills, 2014 Versión 6. p. 6.12.

2.2.1.1 Empaquetamiento con grava hueco abierto. Consiste en ubicar la grava entre la malla y la cara de la formación de la zona productora, como se evidencia en la **Figura 10**, es utilizado en zonas de arenas limpias sin presencia de lutitas y en pozos horizontales o verticales. Esta técnica es bastante eficiente debido a que la grava es posicionada justo al frente del intervalo productor, proporcionando una mayor tasa de flujo, menores caídas de presión, facilidad en la instalación y costos inferiores respecto al empaquetamiento en hueco revestido. Sin embargo, durante el posicionamiento de la grava el espacio anular entre malla y formación puede ser ocupado por arena antes de que la grava sea ubicada en su totalidad, ocasionando problemas operativos.

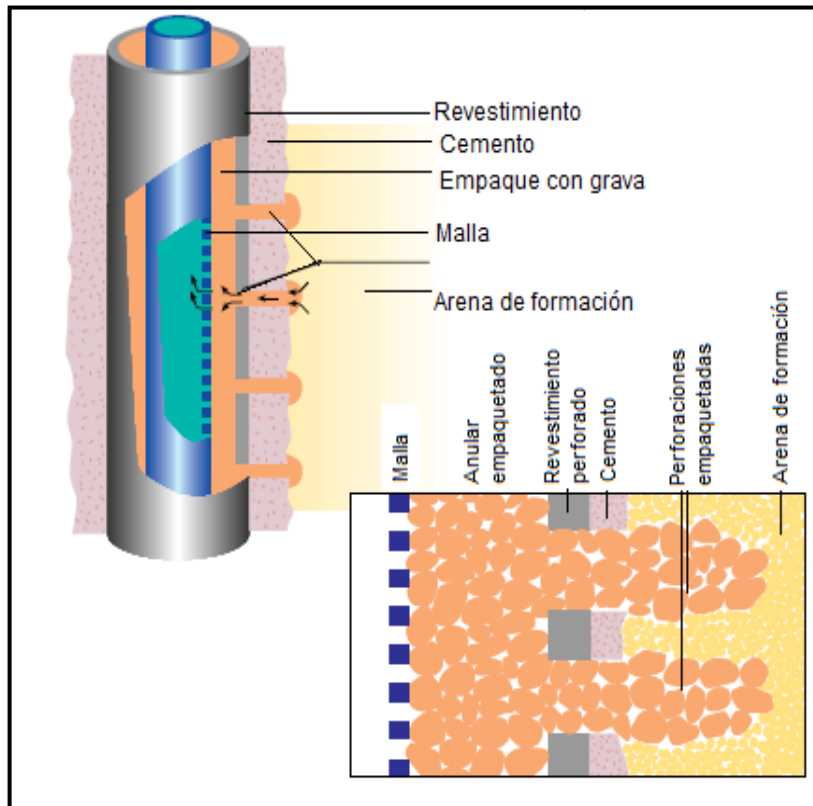
Figura 10. Empaque con grava en hueco abierto.



Fuente: MCKINZIE, Howard. "Sand control techniques" en Sand Control. Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U. Petroskills, 2014 Versión 6. p. 1.5.

2.2.1.2 Empaquetamiento revestido con grava. Es usado cuando se cuenta con revestimiento en frente de la zona productora, no hace parte del completamiento original del pozo, sino que es un mecanismo de rehabilitación de este. Consiste en utilizar la combinación entre mallas y grava para impedir el paso de arena hacia la tubería de producción. En la **Figura 11**, se observa un esquema de empaquetamiento revestido con grava. Y en **Tabla 5**, se presentan ventajas y desventajas de este método.

Figura 11. Esquema del empaquetamiento revestido con grava.



Fuente: CARLSON, Jon; GURLEY, Derrel; KING, George; PRICE-SMITH, Colin; WATERS, Frank. Sand Control: Why and How?. Recuperado de: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/1092/p41_53.pdf

Tabla 5. Ventajas y desventajas del empaquetamiento revestido con grava.

Ventajas	Desventajas
Existen facilidades de completamiento selectivo	Altas caídas de presión
Facilidad para reparar intervalos productores	Erosión y/o corrosión de la malla
Se puede controlar y observar con efectividad la producción de fluidos de cada zona	Taponamiento debido a formación de escamas cuando hay una mezcla de agua y fluido de completamiento base calcio
Elimina problemas de estabilidad	Disminución de la tasa de flujo
Existen varias técnicas para la colocación de las mallas y la grava frente a las perforaciones.	Se restringen las perforaciones del cañoneo por la necesidad de ubicar la malla en el pozo

Fuente: GONZALES, Néstor. Curso de Completación de pozos en arenas no consolidadas (control de arena). 2016. Modificado por los autores.

2.2.2 Liner ranurado. Es pionero dentro de los sistemas mecánicos para el control de arena por la facilidad de su instalación y principio de operación sencillo, consta de una tubería con perforaciones como se ilustra en la **Figura 12**, que es colocada al frente de las formaciones productoras para retener la producción de arena, es usado con mayor frecuencia en pozos horizontales, sin embargo, las características de este método de control lo hacen susceptible a taponamientos y a ser la causa de elevadas caídas de presión.

Figura 12. Liner ranurado.



Fuente: AMARIZ, Jaime. Empaquetamiento con grava. Producción I. mayo 2015. Modificado por los autores.

Las ranuras del liner se construyen mediante sierras rotarias. Algunos liner ranurados cuentan con mallas dentro de su configuración mejorando la eficiencia de este, así como pueden usarse como complementos de otros sistemas de control, como en el caso de los empaques con grava cuando se tienen tamaños de grano grandes. Según Amazo³⁹ el principio de operación del liner ranurado consiste en puentear la arena en las ranuras del mismo o en los espacios del alambre enrollado, evitando que ingrese en las líneas de producción con los fluidos de la formación. Para su adecuado funcionamiento el tamaño de las ranuras debe duplicar el diámetro de la arena, existen dos tipos de estas; las ranuras rectas y las trapezoidales, las rectas tienen un ancho uniforme siendo susceptibles a taponarse, mientras que las trapezoidales debido a su forma evitan las obstrucciones.

La configuración de estos se da en términos de calibre, el cual indica el ancho de la abertura en pulgadas multiplicado por un factor de 1000. De acuerdo con Soler y

³⁹ AMAZO, D. HOYOS, J. Evaluación Técnico-económica de los Métodos Utilizados y Propuestos en el Campo Palagua para el Manejo y Control de la Producción de Arena. 2003. 35 p.

Suarez⁴⁰, “una configuración típica para los liners ranurados es una ranura de 0.5mm con un área de flujo ranurada inferior al 3% para evitar debilitamiento de este”.

Tabla 6. Ventajas y desventajas Liner Ranurado.

Ventajas	Desventajas
Son ampliamente utilizados por su bajo costo y fácil instalación, pues se instalan en los zapatos del revestimiento directamente.	Según Delgado ⁴¹ , el problema más común es la corrosión de las ranuras antes de que ocurra el punteo.
Para Fermanuk ⁴² el liner ranurado también es ampliamente usado por su rigidez e integridad mecánica frente a otros mecanismos de control de arena.	Para Delgado ⁴³ , el puenteo se puede romperse cuando se cambien las tasas de producción o en los arranques y cierres del pozo
Según Amazo, se puede utilizar en pozos cementados o hueco abierto ⁴⁴ .	Es poco efectivo cuando la productividad es alta, puesto que el diferencial de presión favorece los taponamientos

⁴⁰ SOLER, F. SUÁREZ, C. Técnicas y procedimientos utilizados para el control de la producción de arena en pozos horizontales y verticales. 1991.

⁴¹ DELGADO V, Juan Alejandro. Estudio del problema de arenamiento en pozos productores de gas, Propuesta de modelo. 27 p. 2016. [En línea] [Consultado el 15 de marzo de 2018]. Disponible en:

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/10858/TESIS%20JADV%20PAEPDG.pdf?sequence=3>

⁴² FERMANIUK, B. Sand Control in Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Wellbores and Process of Slotted Liner Design and Manufacture, 29-30 p. 2013 [En línea] [Consultado el 15 de Febrero de 2018]. Disponible en:

http://theses.ucalgary.ca/bitstream/11023/722/4/ucalgary_2013_Fermaniuk_Brent.pdf

GARCÍA

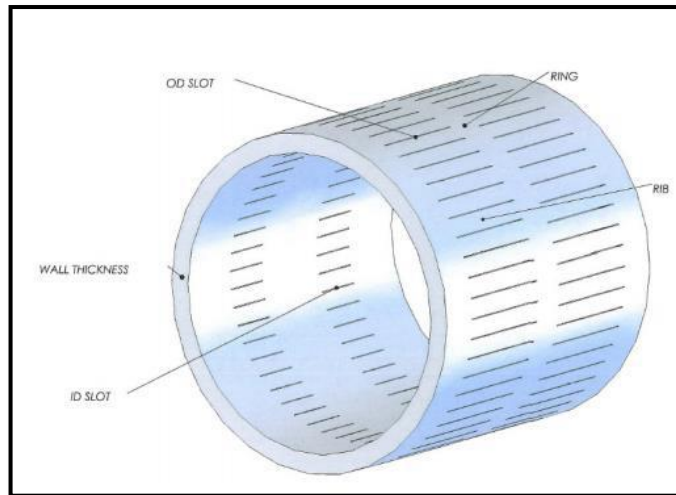
⁴³ Ibid.

⁴⁴ AMAZO, D. HOYOS, J. Evaluación Técnico-económica de los Métodos Utilizados y Propuestos en el Campo Palagua para el Manejo y Control de la Producción de Arena. 2003. p.35.

2.2.3 Liner ranurado sin empaque con grava. Según Romero⁴⁵, el principal uso se da cuando la granulometría de la arena que aporta la formación es de tamaño uniforme, de gran tamaño y limpia, ya que hace eficiente la retención de la arena pues no ocasionara taponamientos, la sección del liner ranurado se puede observar en la **Figura 13**.

Delgado⁴⁶ sugiere que, en las completaciones de liner en hoyo abierto y sin empaque de grava, la formación rara vez colapsa totalmente sobre la rejilla, dejando así un anular abierto para transportar material taponante a la superficie de la rejilla, en la siguiente figura se presenta un esquema.

Figura 13. Esquema de una sección de Liner ranurado.



Fuente. FERMANIUK, B. Tomado de:
http://theses.ucalgary.ca/bitstream/11023/722/4/ucalgary_2013_Fermaniuk_Brent.pdf

⁴⁵ ROMERO, P. y Ortega, J. Diseño y Operación de Empaquetamiento con Grava para el Control de Arenas en Pozos Horizontales de Alta Productividad en Campos de Crudo Pesado, p. 57 [en línea]. 2010. [Consultado el 15 de febrero de 2018]. Disponible en: <<http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/765/2/133673.pdf>>.

⁴⁶ DELGADO V, Juan Alejandro. Estudio del problema de arenamiento en pozos productores de gas, Propuesta de modelo 27. [En línea] 2016 [Consultado el 15 de marzo de 2018]. Disponible en: <<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/10858/TESIS%20JADV%20PAEPDG.pdf?sequence=3>>

2.2.4 Liner ranurado con empaque con grava. Para Romero⁴⁷, el uso de este sistema permite que la grava, de grano más grueso que la arena de la formación, genere un puenteo con la arena producida mientras ésta es retenida por el liner ranurado. El principio de operación permite que la grava sea un medio filtrante permeable que, de paso al flujo de los fluidos, pero retenga la arena y otras partículas de la formación. Las ventajas y desventajas del liner ranurado se pueden observar en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Ventajas y desventajas de Liner Ranurado con empaque

Ventajas	Desventajas
Su ventaja frente a Liner Ranurado sin empaque es que mitiga los taponamientos en el los liners, puesto que primero se da el paso por el empaque de grava.	Los problemas en este método se deben principalmente a la selección de la grava de empaque a utilizar
Los puenteos formados son estables impidiendo la reorganización de los granos de arena, pues los granos de grava se encuentran apretada dos entre el liner Ranurado y la formación conformando un empaque	Una inadecuada selección del tamaño de grava a utilizar puede permitir que la arena de formación y la grava se mezclen, trayendo como consecuencia un área de baja permeabilidad que disminuye la productividad del pozo.
La efectividad de este método se basa en un control de la permeabilidad configurada por largos períodos de tiempo, para que el paso de fluidos sea constante y no se generen cambios de producción	La pérdida de fluido durante el empaque con grava es un problema, en las zonas de alta permeabilidad. Esta pérdida de fluido puede producir daños de formación tales como, problemas de escama por la interacción del agua de la formación con los fluidos perdidos durante la fase de completación, daño debido a la pérdida de fluidos altamente viscosos.
Mayor vida útil y eficiencia del mecanismo, aunque se contrarresta por su inversión de instalación, ya que conlleva el uso de taladro fluido de completamiento, entre otros gastos asociados.	

Fuente. DELGADO V, Juan Alejandro. Estudio del problema de arenamiento en pozos productores de gas, Propuesta de modelo. 27 p. [En línea] 2016. [Consultado el 15 de marzo de 2018] Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/10858/TESIS%20JADV%20PAEPDG.pdf?sequence=3>. Modificado por los autores.

2.3 CONTROL DE ARENA CUANDO EL POZO ESTA EN LA ETAPA DE PRODUCCION

Las mallas constituyen un sistema de control de arena en la etapa de producción del pozo. Este control se basa en retener una fracción de la arena de la formación

⁴⁷ ROMERO, P. y Ortega, J. Diseño y Operación de Empaquetamiento con Grava para el Control de Arenas en Pozos Horizontales de Alta Productividad en Campos de Crudo Pesado, p. 57 [En línea] 2010. [Consultado el 15 de febrero de 2018]. Disponible en: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/765/2/133673.pdf>

sobre algún material permeable que se instala por debajo del punto de la entrada del fluido a la bomba de subsuelo (intake de la bomba). Actualmente existen más de nueve sistemas de mallas diferentes en el mercado.⁴⁸

Los métodos de este tipo se basan en la instalación de instrumentos que actúan como filtros en la cara de la formación productora, con el fin de retener la mayor cantidad de granos de arena posible. Teniendo en cuenta que la ubicación de dichos filtros puede variar según las condiciones del pozo. La retención se realiza debido a la formación de puentes.

Según Dominguez⁴⁹ y como se observa en la **Figura 14**, en la formación existen sólidos de alta y baja consolidación, el número (1) indica el grado de cementación de los granos de arena. La velocidad del flujo y la inyección de agua erosionan los granos de baja consolidación, los cuales serán retenidos por las mallas que retienen las partículas mayores al tamaño del slot, según se observa en el número (3). En el número (2) se tienen aquellas partículas que no son filtradas y que por lo tanto serán producidas y manejadas en el sistema de levantamiento artificial del pozo.

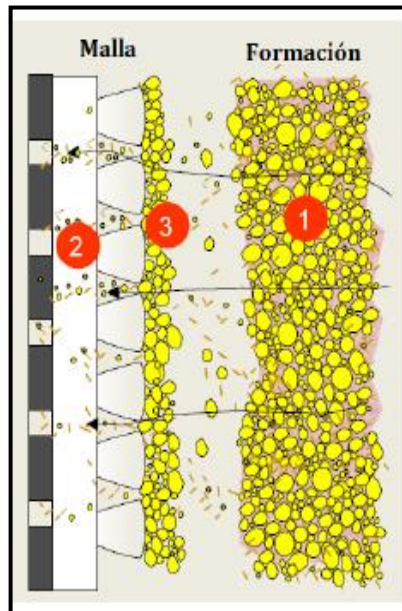
Soler y Suarez mencionan que las mallas se caracterizan por tener mayor área de flujo y por ende menor preponderancia a la erosión y los taponamientos⁵⁰.

⁴⁸ BABS, Oyenevin, Integrated Sand Management for Effective Hydrocarbon Flow Assurance. Cap. 6. Elsevier

⁴⁹ DOMINGUEZ, Ivan. Et al. Propuesta metodológica para la selección de filtros para control de sólidos en pozos de bombeo mecánico en la Cira Infantas. 2016, 87 p.

⁵⁰ SOLER, F. Et al. técnicas y procedimientos utilizados para el control de la producción de arena en pozos horizontales y verticales. 1991, 14 p.

Figura 14. Consolidación de los sólidos

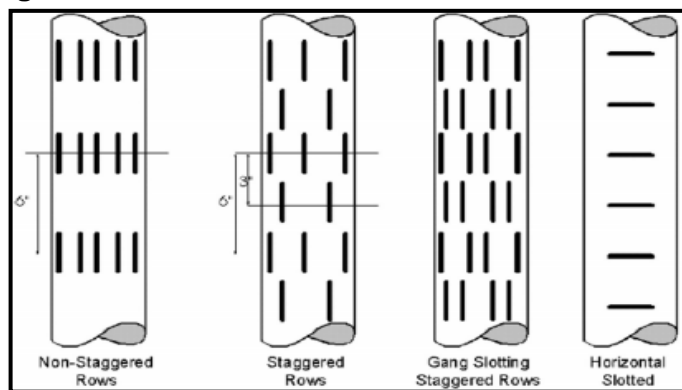


Fuente: Odessa Separator.

Los métodos de control mecánico más comunes en la industria petrolera en Colombia son los siguientes.

2.3.1 Mallas ranuradas. Son las más simples que existen en el mercado, se pueden observar en la **Figura 15**, estas mallas poseen ranuras de aproximadamente 0.006 pulgadas. Son las más propensas a sufrir taponamiento debido a la configuración de las ranuras y al flujo de entrada que poseen. El taponamiento de la ranura puede ser causado por precipitación o por corrosión.

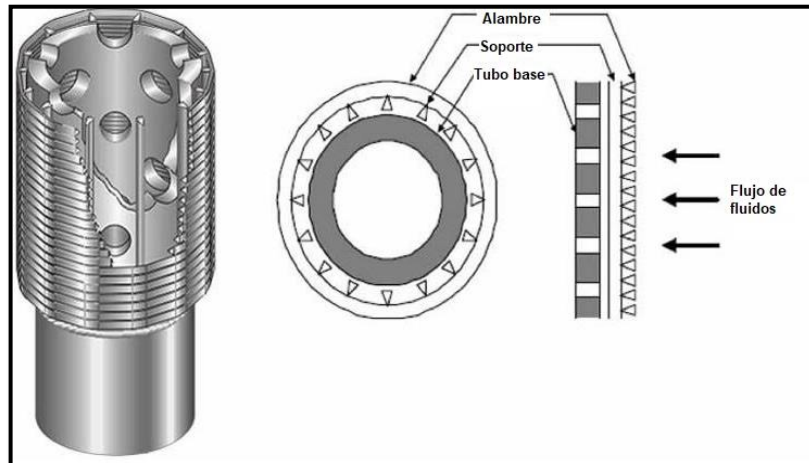
Figura 15. Mallas ranuradas



Fuente: BABS, Oyenyin, Integrated Sand Management for Effective Hydrocarbon Flow Assurance. Cap. 6. Elsevier. 201 p.

2.3.2 Mallas enrolladas con alambre. Estas mallas se construyen a partir de alambre alrededor de un sistema de tubería perforada o ranurada, según se muestra en la **Figura 16** el alambre este espaciado para dar el ancho de la ranura requerido.

Figura 16. Mallas enrolladas con alambre.

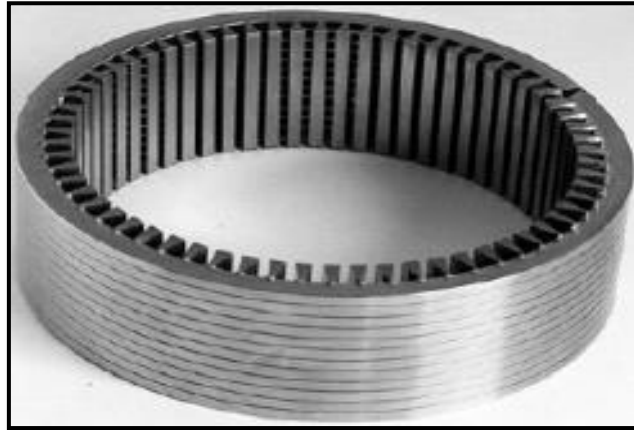


Fuente: SHENGKAI METAL MESH. Wire wrapped screen – higher strength & maximum production. [En línea]. [Consultado el 18 de febrero de 2018]. Disponible en: <http://www.sand-screen.com/product/wire-wrapped-screen.html>.

Tiene como principio de funcionamiento el puenteo que se forma en las perforaciones del tubo. Es usado en yacimientos con granos de arena de tamaño homogéneo, pozos desviados con altas presiones y temperaturas. Al tener un tamaño de ranura pequeño, tienen un área de ranura reducida, lo que genera mayor turbulencia y mayores riesgos de taponamiento.

2.3.3 Malla enrollada con alambre soldada a base de varilla. Estas mallas tienen ranuras de aproximadamente 0.002 pulgadas, se diseñan para que retengan arena de la formación directamente. Tienen una buena relación OD/ID. Su diseño mostrado en la **Figura 17**, reduce el riesgo de taponamiento de la malla.

Figura 17. Malla enrollada con alambre soldada a base de varilla



Fuente: BABS, Oyenyin, Integrated Sand Management for Effective Hydrocarbon Flow Assurance. Cap. 6. Elsevier. 203 p.

Los métodos de control mecánico más comunes en la industria petrolera son los siguientes.

2.3.4 Mallas Pre-empacadas. Son dos mallas que cuentan con un medio filtrante, generalmente grava, el cual obstruye el paso de los granos más pequeños de arena, mientras que la malla exterior evita el paso de los granos de mayor diámetro. Por su capacidad para detener granos de diferentes diámetros se utilizan principalmente en formaciones heterogéneas, pozos altamente desviados u horizontales y zonas en las que sea complicada la instalación de empaques con grava. Tiene aspectos positivos como una capacidad de flujo por pie elevado y un radio externo adaptable a las condiciones del pozo, sin embargo, la grava tiene problemas a la erosión, por fluidos ácidos y vapor.⁵¹

2.3.4.1 Malla Pre-empacada sencilla. Está compuesta por una rejilla y un tubo perforado especial sobre la camisa, el espacio anular entre la camisa y el tubo perforado se llena con grava recubierta con resina.⁵²

2.3.4.2 Malla Pre-empacada doble. Está compuesta por una rejilla y dos camisas. El espacio anular entre las camisas se rellena con grava recubierta con resina.⁵³

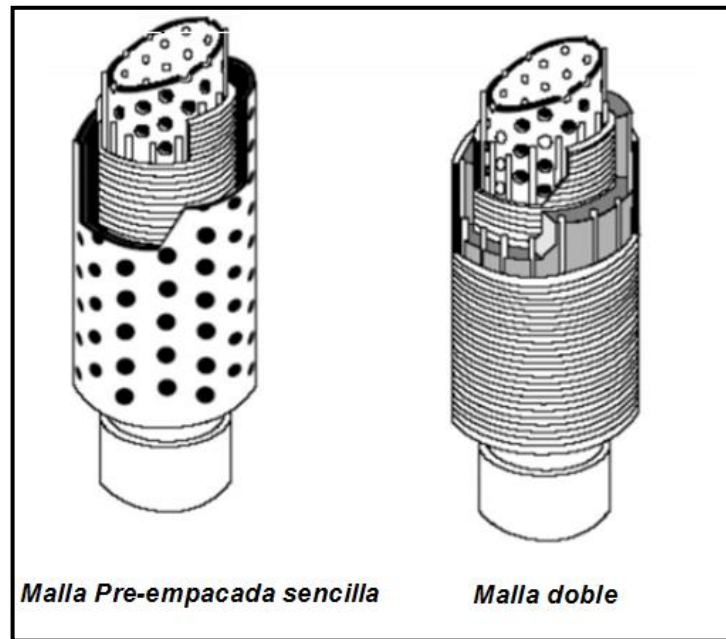
En la **Figura 18**, se pueden observar las mallas pre empacadas doble y sencilla.

⁵¹ LTMBERG, Tola Mayta. Control de arena en pozos petroleros. 35 p. [en línea] Disponible en: <https://documentslide.org/control-de-arena-en-pozos-petroleros-pdf>

⁵² Ibid., p. 37

⁵³ Ibid., p. 37

Figura 18. Tipos de Mallas Pre-empacadas.

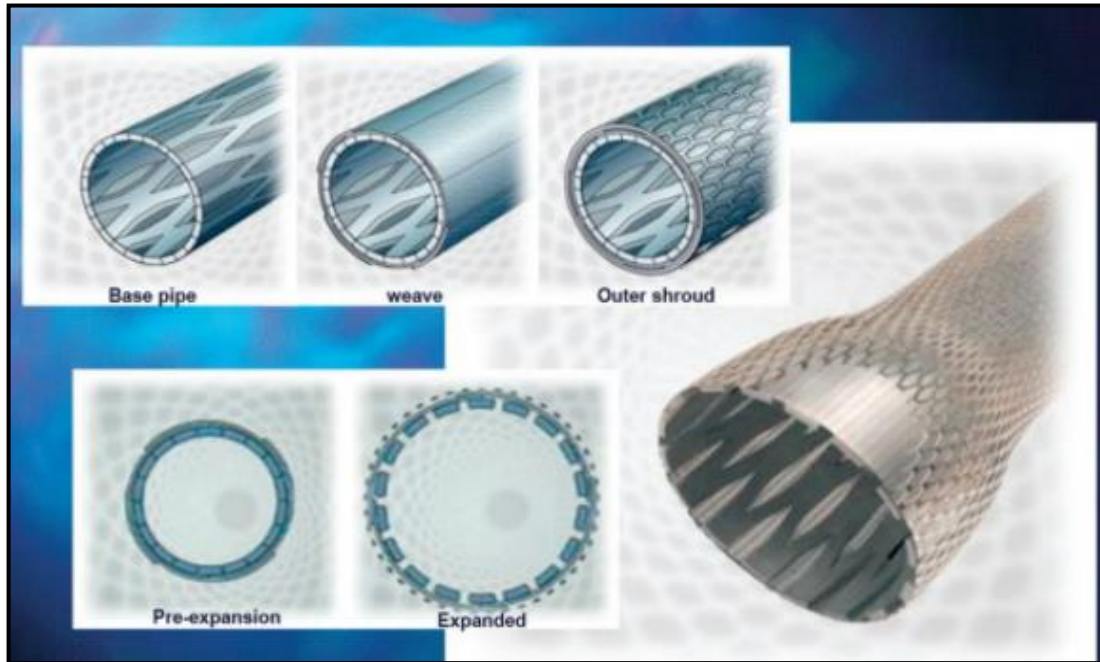


Fuente: BABS, Oyeneyin, Integrated Sand Management for Effective Hydrocarbon Flow Assurance. Cap. 6. Elsevier. 205 p.

2.3.5 Mallas expandibles. Tienen contacto directo con las paredes del pozo y evitan la producción de arena, el contacto se alcanza gracias a la acción de un inserto de expansión que aumenta el diámetro de la malla hasta lograr un contacto estable con la formación, esta herramienta también cuenta con un tubo base, un medio de filtración y una cubierta de protección externa. En la Figura 19, se observa un esquema de esta técnica de control de arena.⁵⁴ En la Tabla 8, se presentan las ventajas y desventajas de esta herramienta.

⁵⁴ PERFOBLOGGER. Métodos básicos de control de arena en la industria de los hidrocarburos. [En línea]. [Consultado el 19 de febrero de 2018]. Disponible en: <http://perfob.blogspot.com.co/2016/05/metodos-basicos-de-control-de-arena-en.html>

Figura 19. Mallas expandibles.



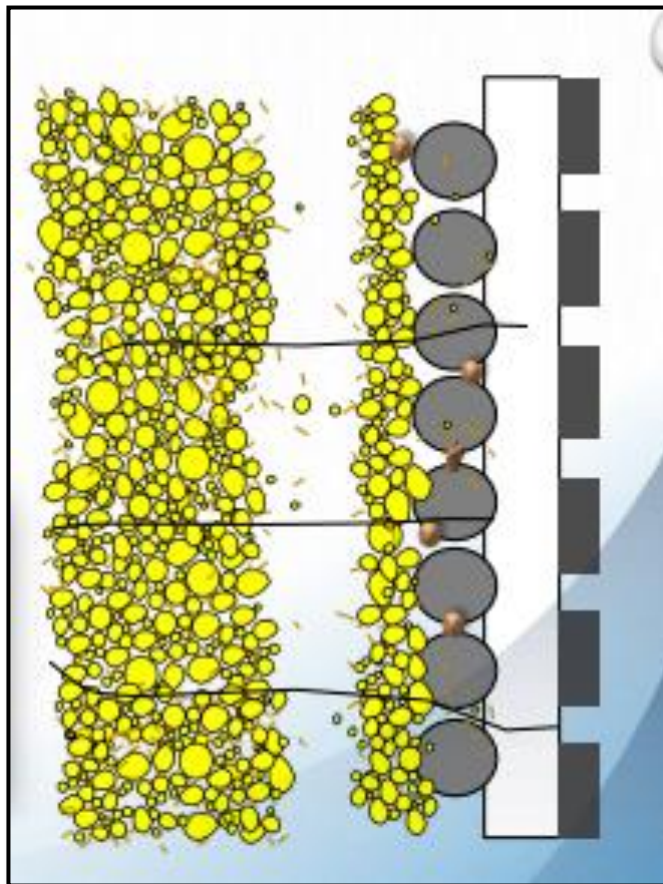
Fuente: BABS, Oyeneyin, Integrated Sand Management for Effective Hydrocarbon Flow Assurance. Cap. 6. Elsevier. 207 p.

Tabla 8. Ventajas y desventajas Mallas expandibles.

Ventajas	Desventajas
Da soporte a la formación, la malla se expande reduciendo el espacio anular, lo que permite aislar zonas problemáticas.	Al ser tan moderna y efectiva es un de las más costosas del mercado
Al dar un mayor diámetro facilita las intervenciones a realizar en el pozo y tiene una mayor área de influjo	

Una característica de todas las mallas anteriormente descritas, es su forma circular para retener la partícula. Esta forma de la malla no es eficiente en la retención de arenas, en algunas ocasiones, teniendo tendencia a taponarse la malla. En la **Figura 20**, se muestra que la malla circular evidentemente tiene una retención de arena, pero puede llegar a sufrir taponamiento debido a la retención de arena que queda en la malla circular.

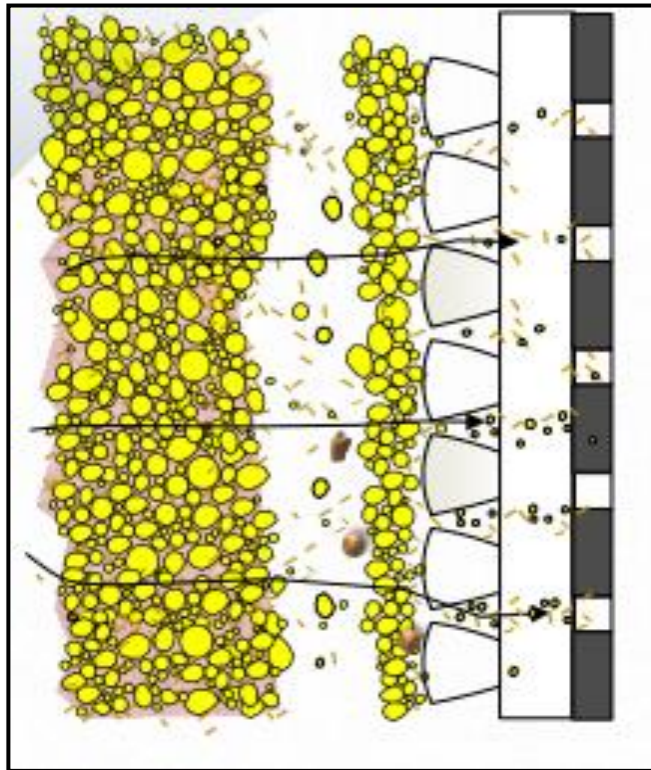
Figura 20. Malla en forma circular



Fuente: Odessa Separator Inc

Por otro lado, se tienen mallas con geometría en “V”, donde la chaqueta espiralada en acero inoxidable que actúa como malla instalada sobre la base de la tubería perforada, permite tener una mayor área de flujo aguas arriba, una vez ingrese el grano que no es filtrado, permite minimizar la probabilidad de taponamiento de la malla, como se evidencia en la **Figura 21**.

Figura 21. Malla en forma en “V”



Fuente: Odessa Separator Inc

Esta forma de malla proporciona una acción de autolimpieza, reduciendo la fricción de flujo, lo que permite tener una mayor filtración para mejorar el tiempo de trabajo del sistema de levantamiento, evitando taponamientos.

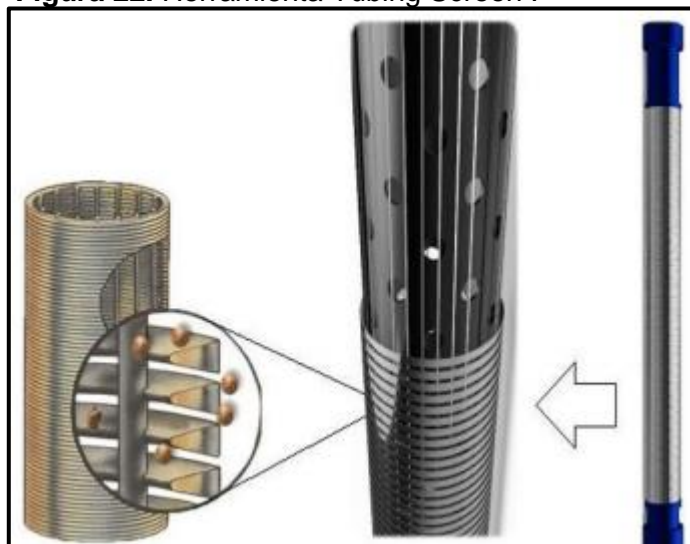
3. DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA TUBING SCREEN

En este capítulo serán descritas las características de la herramienta Tubing Screen , rangos de aplicación y criterios de diseño, los cuales dependen de los problemas de arenamiento evidenciados para cada pozo, así como del run life del sistema de levantamiento artificial, dependiendo si es electrosumergible, bombeo mecánico o cavidades progresivas. Adicionalmente, se especificarán los datos de entrada necesarios para el diseño de la herramienta dependiendo de los sistemas de levantamiento artificial que cada pozo tiene.

3.1 TUBING SCREEN

Herramienta diseñada para el control de arenas, compuesta por una chaqueta de malla en espiral con una base de tubería perforada J55 EUE. El Tubing Screen se instala debajo de la entrada de la bomba, haciendo que la arena con granulometría superior a la malla sea filtrada. En la **Figura 22**, se observa la herramienta.

Figura 22. Herramienta Tubing Screen .



Fuente: Odessa Separator.

La configuración de la herramienta va a depender del tamaño de la arena que predomine en el pozo, rat hole, la tasa de producción y la clasificación del pozo.

Según Pinto ⁵⁵ esta herramienta es usada para maximizar el run life de los sistemas de levantamiento artificial mediante la separación de arenas o sólidos abrasivos.

Esta malla está diseñada para tener un control de arena en fondo de pozo, tiene los siguientes beneficios:

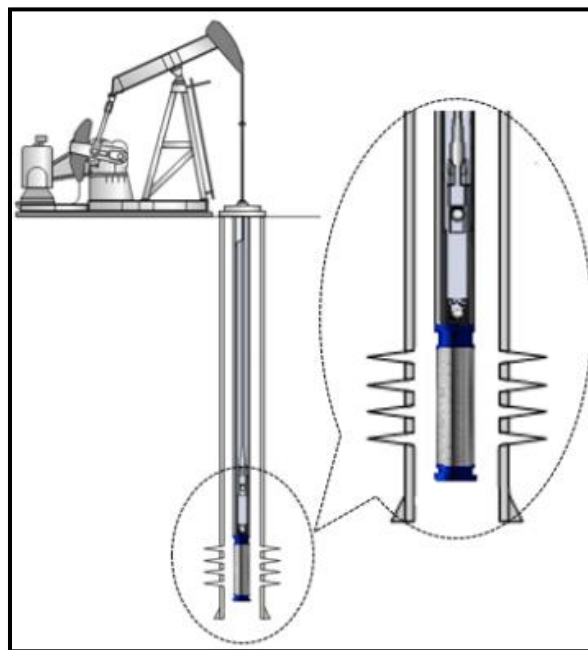
⁵⁵ PINTO, Diego. Odessa Separator Inc. 2018.

- Posee una mayor área de entrada, permitiendo graduar las distancias entre cada vuelta de la malla en espiral, logrando filtrar la granulometría mayor a 297 μm .
- El diseño es en espiral con aberturas en forma de "V" lo cual proporciona una acción de auto limpieza, reduciendo la fricción de flujo.
- Minimiza la probabilidad de taponamiento debido a la menor área de flujo agua arriba comparada con una malla circular.
- Permite graduar las distancias entre cada vuelta adyacente de malla en espiral, logrando retener granos desde 297 micrones.

El Tubing Screen , como desarenador en fondo, constituye un accesorio en la columna de producción para separar arenas, previo a la entrada del fluido al sistema. De acuerdo con el volumen de producción de cada pozo y el equipo de bombeo que se tenga, es diseñada la herramienta.

Un ejemplo de la configuración del Tubing Screen , se muestra en la **Figura 23**, donde se evidencia un sistema de levantamiento artificial, bombeo mecánico. Para este sistema se recomienda por parte de la empresa Odessa Separator⁵⁶ 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 el subsuelo.

Figura 23. Configuración Tubing Screen en bombeo mecánico



Fuente: Odessa Separator

⁵⁶ DOMINGUEZ, Ivan. Et al. Propuesta metodológica para la selección de filtros para control de sólidos en pozos de bombeo mecánico en la Cira Infantas. 2016, 87 p.

3.2 RANGOS DE APLICACIÓN DEL TUBING SCREEN

El Tubing Screen es diseñado para pozos con altos costos asociados a fallas por arena, con el objetivo de filtrar partículas abrasivas, cuyo tamaño sea mayor a 297 micrones. Esta herramienta no se recomienda instalar donde exista presencia de crudo pesado y extra pesado, es decir, crudo con gravedad igual o menor a 15° API.

Según Tiffin D.⁵⁷, las mallas, dentro de las cuales se encuentra la herramienta Tubing Screen, son usadas cuando el coeficiente de uniformidad es menor a 5 y el coeficiente de clasificación es menor de 10.

Adicionalmente, a partir de los resultados generados en el análisis granulométrico para cada pozo a intervenir se tiene que seguir un árbol de decisión como el mostrado en la **Figura 24**, con el fin de establecer a partir del porcentaje de retención en peso que slot es el más conveniente y si están presentes partículas menores a 297 micrones escoger la herramienta adecuada adicional al Tubing Screen para el manejo de dichas partículas finas o muy finas.

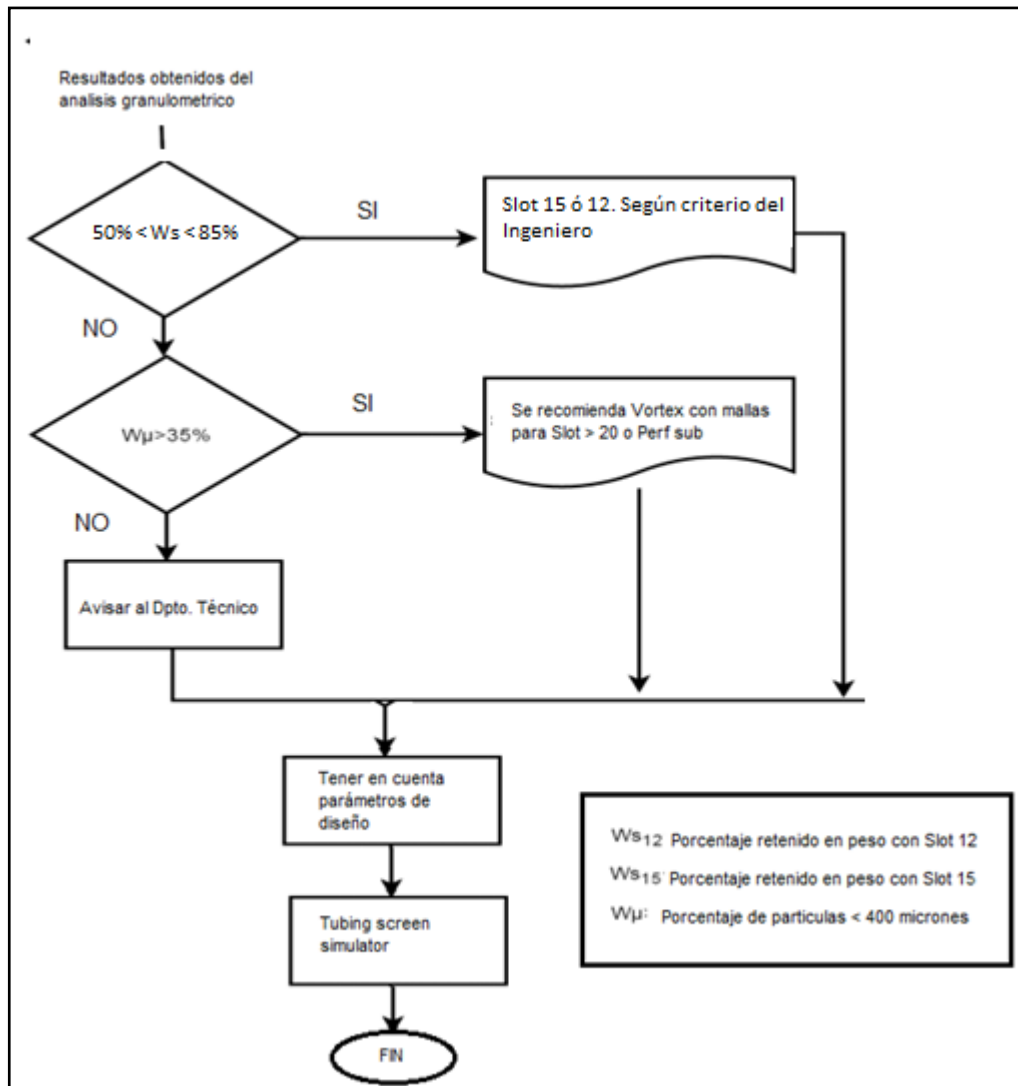
Por lo tanto, se arranca con los porcentajes retenidos en peso después del análisis granulométrico, dependiendo en que rango se encuentren estos porcentajes se recomienda escoger el slot 12, 15 o slot > 20 deberá ir acompañado de herramientas adicionales como el Vortex o el super perf.

Una vez se pueda establecer el valor del slot, se recopilan los demás parámetros de diseño, como lo son: la producción promedio histórica alcanzada del pozo, el porcentaje de run time, el diámetro de la tubería de producción, el área abierta, clasificación del pozo y velocidad crítica del fluido.

Estos datos constituirán la información de entrada del Tubing Screen Calculator y con este se establecerá el diseño final de la herramienta y la cantidad de juntas necesarias para tener una retención óptima de arenas.

⁵⁷ Tiffin, D. et al. New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control. SPE 39437. 1998

Figura 24. Árbol de decisión para escoger el Slot



Fuente: Odessa Separator Inc.

3.3 CRITERIOS DE DISEÑO

A continuación, se describirán las variables necesarias para el diseño de la herramienta, las cuales permitirán mitigar el problema de producción de arena en el pozo:

- Producción promedio de fluido (BFPD): El valor de producción promedio histórico alcanzado por el pozo.
- Porcentaje de RUN TIME: este porcentaje representa el tiempo de trabajo del sistema de levantamiento artificial.

- Porcentaje de RUN LIFE: indica cual es la vida media del pozo entre cada una de las fallas por arena.
- Porcentaje de filtración: Este porcentaje depende de la cantidad y tipo de sólidos que se estén produciendo, de la ubicación de los perforados productores y del tamaño del rat hole de acuerdo al estado mecánico.
- Diámetro del Tubing Screen (OD – Longitud): se refiere a la capacidad de la tubería para manejar el caudal respectivo. Con este diámetro se puede establecer el área abierta que maneja la tubería.
- Tamaño del Slot: Se determinan mediante un análisis granulométrico realizado en laboratorio. El tamaño del slot depende del porcentaje de acumulación que se tenga después de haber realizado el análisis granulométrico.

En la **Tabla 9**, se establece que, de acuerdo al porcentaje de acumulación, se puede determinar el U.S MESH adecuado con lo que se tendrá el tamaño de partícula que puede ser filtrado.

Tabla 9. Relación entre tamaño de ranura del tamiz y slot

U.S MESH	PULGADAS (in)	MICRONES (μm)	MILIMETROS (mm)	SLOT
3	0,265	6730	6,73	75
5	0,157	4000	4	
7	0,111	2830	2,83	
10	0,0787	2000	2	
12	0,0661	1680	1,68	50
14	0,0555	1410	1,41	
16	0,0469	1190	1,19	20
25	0,028	707	0,707	
30	0,0232	595	0,595	
35	0,0197	500	0,5	15
40	0,0165	400	0,4	
45	0,0138	354	0,354	12
50	0,0117	297	0,297	

Fuente: Odessa Separator

Las mallas de slot 50 y 75 han sido fabricadas con el objetivo de homogeneizar el fluido del pozo y no de filtrar arena ya que no es común la producción de sólidos mayor a 1410 micrones.

- Clasificación del pozo según la producción de arena: Según la **Tabla 3** se puede evidenciar la clasificación del pozo después de haber realizado el análisis granulométrico correspondiente a la arena producida. El pozo se clasifica en medio, promedio y severo.

- Velocidad crítica: es la velocidad que va a tener el fluido cuando ingrese por la malla.
- Velocidad del fluido a través de la malla: Es utilizada para determinar que la velocidad del fluido no exceda la velocidad crítica. Hace referencia a la velocidad con la cual la malla no se erosiona ni se tapona.
- Numero de filtros por pozo: depende del campo en donde se vaya a instalar la herramienta. Si este sufre influjos, se considera necesario tener una velocidad de fluido lenta, por lo tanto, se requiere instalar más de un filtro para que por influjos la malla no sea taponada.
- Área total de diseño: es el área total disponible para la entrada del fluido. Con base en esta área se pueden controlar las velocidades del fluido a través del Tubing Screen . A partir del diámetro del tubing y el slot, en la **Tabla 10**, se logra establecer el área abierta de flujo que se tendrá.

Tabla 10. Características del Tubing Screen

TUBING SCREEN 23,5 pies			
Diámetro (pulgada)	Slot	Área abierta (pulgada²)	Peso (Lb)
2 -3/8"	8	135,8	195
	10	166,4	
	12	195,8	
	15	237,7	
	20	302,6	
	50	594,3	
	75	756,4	
2 -7/8"	8	163,2	240
	10	199,9	
	12	235,1	
	15	285,5	
	20	363,4	
	50	713,8	
	75	908,5	
3 -1/2"	8	190,5	300
	10	233,3	
	12	274,5	

TUBING SCREEN 23,5 pies			
Diámetro (pulgada)	Slot	Área abierta (pulgada²)	Peso (Lb)
	15	333,3	
	20	424,2	
	50	833,3	
	75	1060,5	

Fuente: Odessa Separator Inc.

La longitud de un filtro es de 23.5 ft, para establecer las especificaciones técnicas se debe tener en cuenta el tamaño del tubing el cual debe ser acorde al de la tubería de producción. En la **Tabla 11**, se muestran las especificaciones técnicas a partir del tamaño (diámetro en pulgadas) del Tubing Screen .

Tabla 11. Especificaciones técnicas Tubing Screen

Tamaño (pulgada)	Tubería (pulgada)		Malla (pulgada)	Collar (pulgada)		Longitud (pies)
	OD	ID	OD	OD	ID	
2-3/8"	2,375	1,941	2,87	3,063	2,375	23,5
2-7/8"	2,875	2,441	3,37	3,668	2,875	
3-1/2"	3,5	3,066	3,94	4,5	3,5	

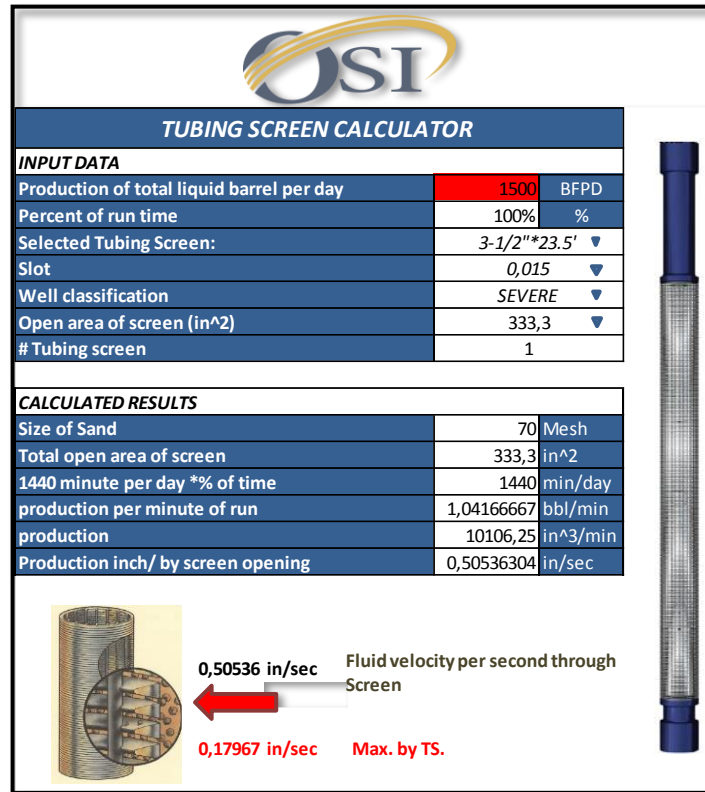
Fuente: Odessa Separator Inc.

3.4 TUBING SCREEN CALCULATOR

El Tubing Screen Calculator es la herramienta utilizada por Odessa Separator Inc, para establecer el total de juntas de 23,5 pies necesarios para mejorar el run life del sistema de levantamiento artificial de cada pozo.

Los criterios de diseño del Tubing Screen se introducen como datos de entrada (input data) en el Tubing Screen calculator, el cual se muestra en la **Figura 25**, donde se establece la cantidad necesaria de Tubing Screen para hacer que la velocidad de flujo sea más baja y no se vea afectada la malla por posibles taponamientos.

Figura 25. Datos de entrada Tubing Screen Calculator .



Fuente: Odessa Separator Inc.

Los parámetros que se introducen como datos de entrada, se describen a continuación:

- A partir de las pruebas de producción, se tiene el histórico de desplazamiento, con el cual es posible establecer la producción histórica promedio de fluido del pozo en BFPD.
- El porcentaje de run time que corresponde al 100%, puesto que se toma desde el día que pozo empieza a producir y no ha parado, es decir se encuentra operando, esto siempre y cuando el pozo no sea intermitente.
- La selección del Tubing Screen depende de cada pozo y se puede establecer a partir del diámetro de tubería de producción que se tenga en el pozo.
- El tamaño del slot depende del análisis granulométrico al igual que la clasificación del pozo, la cual depende de la arena producida.
- El último dato de entrada que se tiene que meter es el del área abierta de flujo, la cual se establece a partir del diámetro y slot.
- El número de Tubing Screen se establece con relación a la velocidad del fluido a través de la malla, se requiere que esta sea más baja que la velocidad crítica para no provocar problemas por taponamiento en la malla de la herramienta.

4. DESCRIPCIÓN DEL ESTADO MECÁNICO Y LOS PROBLEMAS GENERADOS POR ARENAMIENTO PARA LOS CINCO POZOS UBICADOS

En este capítulo se describirán para los cinco pozos seleccionados por la empresa Odessa Separator, Inc el estado mecánico, sistema de levantamiento artificial, intervenciones realizadas, historial de producción y los problemas generados por arenamiento en los equipos; antes de la instalación de la herramienta Tubing Screen

En el Campo Casabe, desde el año 1985 los pozos han sido sometidos a inyección de agua con la cual se ha tenido la respectiva producción de sólidos, esto debido a factores como: hidrólisis cuarzo y reacción de carbonatos, además de los cambios en la presión capilar.

Los cinco (5) pozos a analizar se nombran en la **Tabla 12**, junto con su respectivo sistema de levantamiento artificial. Teniendo en cuenta que dependiendo del tipo de sistema de levantamiento las consecuencias que trae la producción de arena son diferentes.

Tabla 12. Pozos con su respectivo sistema de levantamiento artificial

POZO	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
POZO 4	Bombeo por cavidades progresivas – PCP
POZO 5	Bombeo electrosumergible – ESP
POZO 6	Bombeo Electrosumergible – ESP
POZO 7	Bombeo Mecánico
POZO 8	Bombeo por cavidades progresivas – PCP

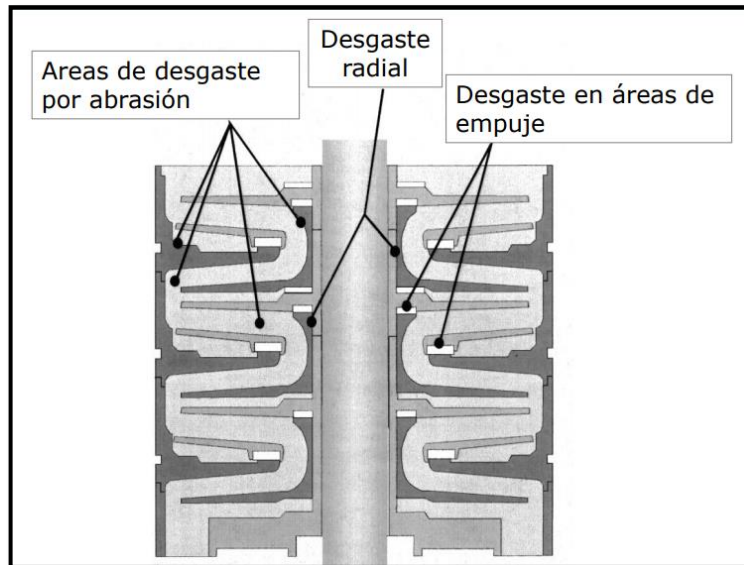
En el caso de que los pozos con producción de arena tengan como sistema de levantamiento, bombeo electrosumergible (ESP), para este análisis Pozos 5 y 6 la producción de fluidos con sólidos abrasivos tiene el efecto más perjudicial en la operación de la bomba.

Según Gonzalez⁵⁸, el daño abrasivo causado en la bomba ESP toma diferentes formas y puede ocurrir en distintas partes del sistema, generalmente teniendo problemas severos cuando las partículas abrasivas se mueven con altas velocidades. Los puntos de desgaste más comunes son: erosión en la etapa de

⁵⁸ Gustavo González Et al. sand control methods to improve ESP operational conditions and run time. Odessa Separator inc.

bombeo, abrasión en los rodamientos radiales y desgaste en las arandelas y cojinetes de empuje, como se observa en la **Figura 26**.

Figura 26. Problemas generados por producción de arena en sistema ESP






Fuente: Oil Production. Análisis y revisión de las mejores prácticas y nuevas tecnologías en ESP. 2014. Argentina

Es importante mencionar si el pozo, tiene como sistema de levantamiento artificial establecido, bombeo electrosumergible y adicionalmente este presenta producción de arena se puede presentar erosión de la bomba, daño en las etapas de la misma, abrasión en los cojinetes, desgaste axial; parámetros que serán explicados en la **Tabla 13**.

Para el caso en que los pozos con producción de arena operen con bombeo por cavidades progresivas, este sistema tiene un mejor manejo de sólidos y de crudos pesados, estas partículas pueden causar desgaste en el equipo, en el rotor y estator, aumento en el torque y demanda de potencia, restricción en el flujo al generar acumulación de partículas en la entrada de la bomba; daños que están descritos en la **Tabla 14**.

Ahora bien, si hay producción de arena en pozos que tengan como sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico, se pueden presentar desgaste del pistón, válvula viajera, pistón y barril; aspectos que son expuestos en la **Tabla 15**.

Tabla 13. Fallas debido a la arena en el sistema de bombeo Electrosumergible.

TIPO DE FALLA	DAÑO POR ARENA	EVIDENCIA
<p>Erosión en la bomba</p>	<p>Las etapas de la bomba se ven afectadas por las partículas abrasivas porque la energía cinética de las partículas hace que golpee las superficies metálicas. En las entradas al difusor y al impulsor, los fluidos cambian la dirección del flujo y en estos puntos, tiene lugar el efecto de amortiguación en la fase líquida. Este efecto hace que las partículas sólidas suspendidas dañen profundamente estas secciones.</p>	
<p>Abrasión en cojinetes radials</p>	<p>Los cojinetes radiales de la bomba se ven afectados por el desgaste radial. El cojinete de soporte soporta el eje de la bomba. Estos rodamientos corren casi por toda la longitud del eje y tienen holguras radiales fijas. Los espacios libres suelen ser pequeños pero lo suficientemente grandes para que muchas partículas de arena entren en el espacio entre el cojinete y el diario. Las partículas más grandes, después de entrar en el espacio libre, se trituran y eliminan el espacio metálico de las superficies de apoyo. Este desgaste radial aumenta la holgura produciendo la pérdida de estabilidad radial del eje. Comienza a girar excéntricamente y causa vibración. Estas vibraciones pueden destruir la bomba porque se transmite a los sellos del eje que protegen el motor eléctrico</p>	
<p>Desgaste en las arandelas de empuje</p>	<p>El desgaste axial es causado por la abrasión en los cojinetes de empuje y ocurre en las arandelas de empuje y las superficies de contacto en la etapa de la bomba. Las partículas abrasivas atrapadas entre las arandelas resultan en arandelas desgastadas o incluso en el frotamiento de metal con metal del impulsor en el difusor.</p>	

Fuente: Odessa Separator, Inc. Modificado por los autores

Tabla 14. Fallas debido a la arena en el sistema de bombeo de cavidades progresivas





TIPO DE FALLA	DAÑO POR ARENA	EVIDENCIA
<p>Falla en el rotor</p>	<p>Se genera cuando existe bombeo de rocas, arena u otras partículas que causa un desgaste extremo del cromado hasta la base metálica.</p>	
<p>Falla en el estator</p>	<p>Superficies desgastadas o con señales de desgaste. Las partículas de arena más grandes no pueden pasar fácilmente a través de las líneas de sellado de la bomba. Estas partículas se incrustan parcialmente en la superficie interna del estator y frotan contra el rotor durante la fase de la bomba,</p>	
<p>Acumulación de arena dentro de la tubería justo arriba de la bomba</p>	<p>Conduce a mayores presiones de descarga de la bomba, tasas de fluidos reducidas y en casos severos, mayor posibilidad de falla repentina de la bomba. La acumulación de arena ocurre cuando la corriente de fluido producido no puede llevar toda la arena hasta la superficie. Por lo tanto, es muy importante evaluar las capacidades de manejo de arena de un diseño de sistema PCP para aplicaciones en las que se espera producción de arena.</p>	

Tabla 14. Fallas debido a la arena en el sistema de bombeo de cavidades progresivas (continuación).

TIPO DE FALLA	DAÑO POR ARENA	EVIDENCIA
<p>Abrasión del elastómero</p>	<p>Se tiene la superficie rugosa y rayada. En algunos casos se observan los granos de arena incrustados en el elastómero. Dependiendo de la severidad del desgaste puede sufrir erosión de la carcasa.</p> <p>Esta falla puede depender de la abrasividad de las partículas, cantidad y velocidad lineal del fluido dentro de la bomba.</p>	

Fuente: Odessa Separator, Inc. Modificado por los autores

Tabla 15. Fallas debido a la arena en el sistema de bombeo mecánico.

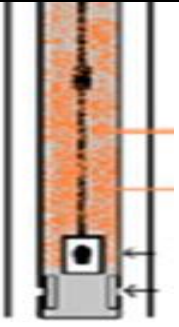



TIPO DE FALLA	DAÑO POR ARENA	EVIDENCIA
<p>Desgaste del pistón</p>	<p>Ocurre cuando la arena se bombea con fluido a la superficie, esta puede caer en el pistón causando un desgaste en el equipo, disminuyendo la vida útil del mismo.</p>	 <p>Diagrama que muestra un pistón dentro de un cilindro. Una columna de arena naranja está acumulada en la parte superior del cilindro, justo encima del pistón. Se ven líneas de referencia y flechas que indican la posición y el nivel de la arena.</p>
<p>Desgaste de las válvulas</p>	<p>Válvula viajera: Cuando una o más partículas de arena quedan atrapadas entre la bola y el asiento de la válvula, la arena impide el cierre completo de la válvula, generando un desgaste de la válvula.</p> <p>Válvula fija: el fluido y las partículas se mueven a alta velocidad y generan un desgaste en la válvula.</p>	 <p>Fotografía de una válvula metálica que ha sido severamente dañada por la acumulación de arena y otros sólidos, formando una estructura irregular y oscura sobre la cabeza de la válvula.</p>

Tabla 15. Fallas debido a la arena en el sistema de bombeo mecánico. (Continuación)

TIPO DE FALLA	DAÑO POR ARENA	EVIDENCIA
<p>Desgaste del pistón y barril</p>	<p>Durante la operación de la bomba, la arena suspendida en el fluido de producción puede migrar hacia el espacio anular entre el pistón y el barril, causando canales asistidos por abrasión en la superficie de estos dos elementos (corte de arena). Genera un descenso en la eficiencia de la bomba hasta el punto de que la tasa de producción no es rentable.</p>	
<p>Acumulación de arena entre el barril y tubing</p>	<p>Este fenómeno ocurre en las bombas insertables de anclaje inferior por decantación y acumulación de arena entre la tubería y el barril. El proceso de segregación de la arena se debe tanto a las tasas de flujo como a las configuraciones de los pozos que crean un entorno propicio para facilitar la sedimentación de sólidos.</p>	

Fuente: Odessa Separator, Inc. Modificado por los autores

4.1 POZO 6

El pozo 6 fue perforado entre los meses de mayo y julio del año 2011. Perforándose hueco de superficie de 12 ¼" hasta 1485 pies. Se corrió revestimiento de 9 5/8" y se cementó hasta superficie. Posteriormente, fue perforado con broca de 8 ½ "hasta 7700 pies, corriéndose un revestimiento de 7" con zapato a 7692 pies y collar flotador a 7650 pies. Se desplazó pozo con salmuera de 9.5 ppg KCl. ⁵⁹

El pozo fue completado entre los meses de julio y agosto de 2011, inicialmente en las zonas C y B, cañoneando con casing gun 32 intervalos, los cuales se pueden evidenciar en el estado mecánico de la **Figura 27**. Fue recompletado en la zona A en mayo de 2014. Este pozo tiene como método de recobro secundario inyección de agua de 1189 BWPD a 4250 psi.

Las características de producción se evidencian en la **Tabla 16**, en donde se establecen parámetros como; diámetros, BSW, máxima producción para el año 2016, perforados, entre otros.

Tabla 16. Características de producción Pozo 6

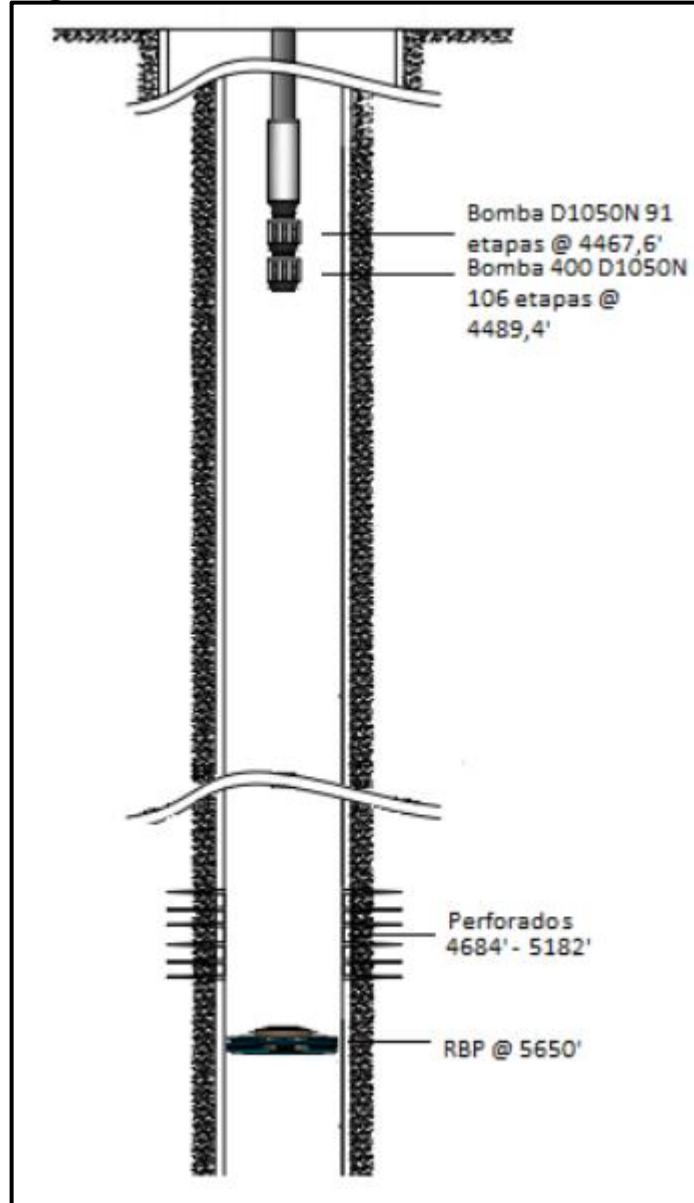
CARACTERISTICIAS ACTUALES		
CASING PRODUCCIÓN	7	in
PUNTA SARTA DE PRODUCCIÓN	4696	ft
PERFORADOS	4684 - 7280	ft
TOPE COLLAR FLOTADOR	7650	ft
RAT HOLE	2954	ft
DISTANCIA TOPE FC A BASE PERFORADOS	370	ft
MAXIMA PRODUCCIÓN EN EL AÑO 2016 (22/01/2017)	415	BFPD
BSW (22/01/2017)	64	%
ULTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN (07/04/2017)	100	BFPD
BSW	67	%

Fuente: Odessa Separator, Inc.

4.1.1 Estado mecánico. El estado mecánico del pozo se presenta en la **Figura 27** en el cual se pueden evidenciar los intervalos cañoneados y la profundidad del pozo.

⁵⁹ ECOPELROL. Informe Pozo 6. 2016.

Figura 27. Estado mecánico Pozo 6



4.1.2 Sistema de Levantamiento artificial. Es importante mencionar que para este pozo se instaló el sistema de levantamiento artificial a 5650 ft, bombeo electrosumergible (ESP), compuesto por dos bombas.

4.1.3 Histórico de Intervenciones. En la **Tabla 17**, se muestran las intervenciones que ha tenido el pozo a lo largo de su vida productiva; entre los cuales se encuentran la operación realizada, fecha y run life. Antes de la instalación de la herramienta el pozo tuvo diez intervenciones que afectaron el promedio del run life, dentro de las cuales se tiene un 10% que representa la apertura de arenas, un 20% que representa problemas por equipo de fondo, un 40% por flushing o limpieza de arena y un 30% por pulsing.

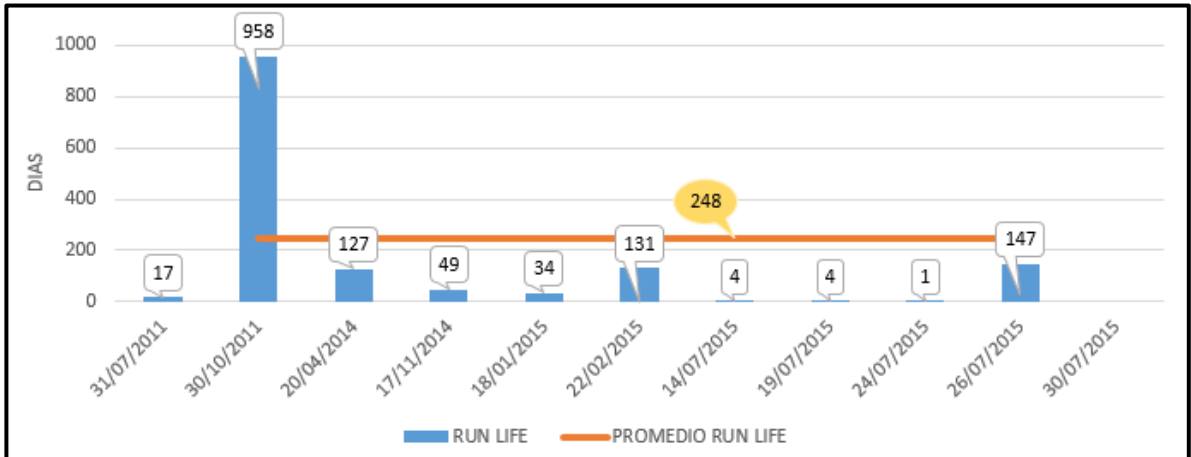
Tabla 17. Intervenciones del Pozo 6

ACTIVIDAD	FECHA	RUN LIFE
Equipo de fondo (cable de potencia aterrizado)	5/09/2011	17
Apertura de arenas - cañoneo	13/07/2014	958
Equipo de fondo (cable de potencia fisurado)	30/11/2014	127
Flushing	19/01/2015	49
Limpieza de arena (cambio de bomba)	5/03/2015	34
Pulsing	15/07/2015	131
Flushing	20/07/2015	4
Pulsing	25/07/2015	4
Pulsing	27/07/2015	1
Limpieza de arena (cambio de bomba)	20/10/2015	147

Fuente: Odessa Separator, Inc.

En la **Gráfica 3**, se muestra el run life del pozo, es decir los días que el pozo duró sin intervenciones; el más alto se encuentra cuando se realizó el cañoneo en el año 2014, el cual fue de 958 días, los run life más bajos se evidencian con actividades de limpieza o flushing de arena.

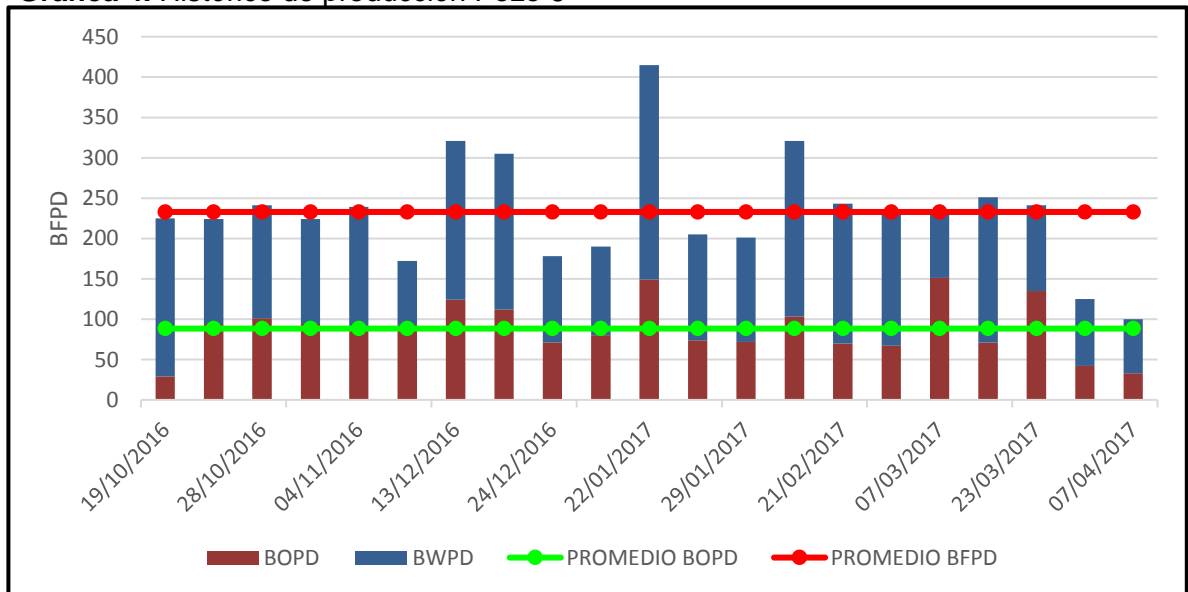
Gráfica 3. Run Life Pozo 6



Fuente: Odessa Separator, Inc.

4.1.4 Histórico de Producción. En la **Gráfica 4**, se observan las pruebas de producción del Pozo 6, en donde se encuentran las fechas de realización, desde el 19 de octubre del 2016 hasta el 7 de abril del 2017; es importante mencionar que el pozo presenta un BSW entre 40% y 87%; además el máximo valor de producción de petróleo se obtuvo del 7 de marzo del 2017 que fue de 151 BOPD. También se puede mencionar que el promedio durante la prueba de producción es de 88 BOPD.

Gráfica 4. Histórico de producción Pozo 6

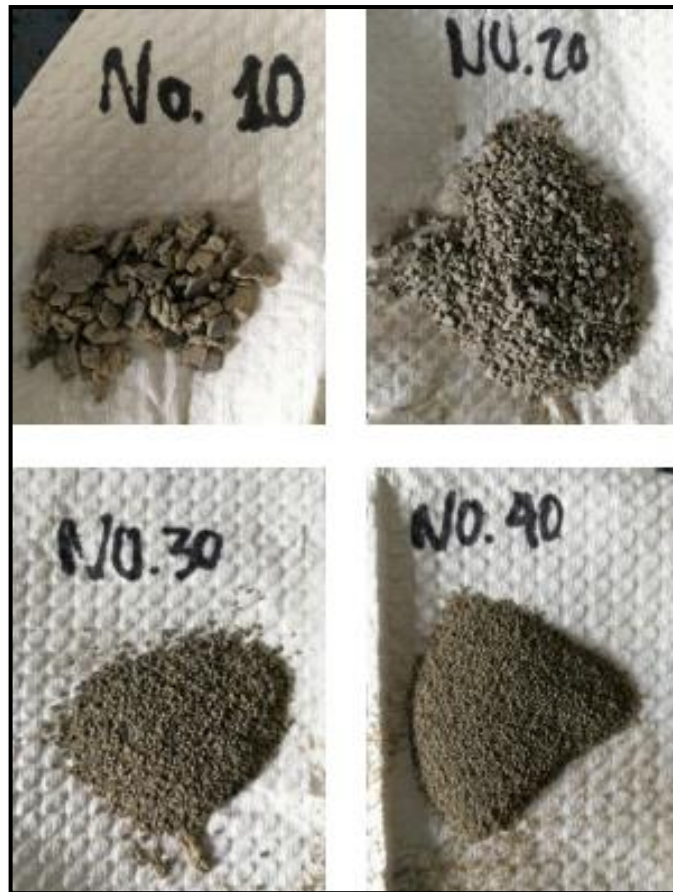


Fuente: Odessa Separator, Inc.

4.1.5 Análisis granulométrico. A continuación, se observa el resultado al realizar el tamizaje de la muestra que se obtuvo en la prueba de tubería, la cual fue encontrada luego de maniobrar y tensionar; cuando la herramienta estaba superficie se evidenció la presencia de sedimentos; estos luego de ser analizados se puede establecer que contenía partículas mayores a 400 micrones.

Para determinar si estas partículas están asociadas a la formación de incrustaciones, se realizó el siguiente proceso; se tomaron los sólidos de los tamices del 14 al 40 y se separaron como se ve en la **Figura 28**; esto con el fin de adicionar 1 mL de ácido nítrico para evaluar si la mezcla generaba efervescencia.

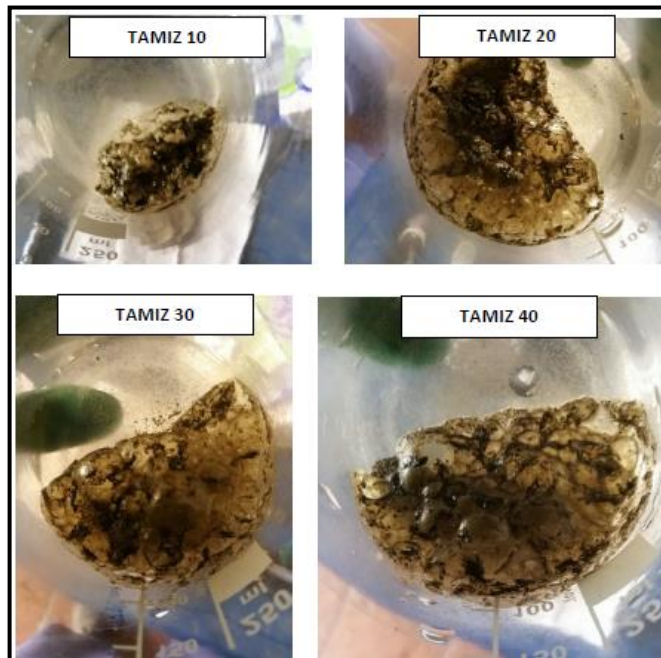
Figura 28. Muestras seleccionadas de los tamices



Fuente: Odessa Separator, Inc.

Después de adicionar el ácido nítrico en cada una de las muestras seleccionadas de los tamices, se puede observar efecto de efervescencia en cada una de las seleccionadas, como se muestra en la **Figura 29**, se puede decir que estos sólidos de tamaños entre 400 a 1210 micrones, están asociadas a la formación de incrustaciones.

Figura 29. Sólidos encontrados de acuerdo a tamices



Fuente: Odessa Separator, Inc.

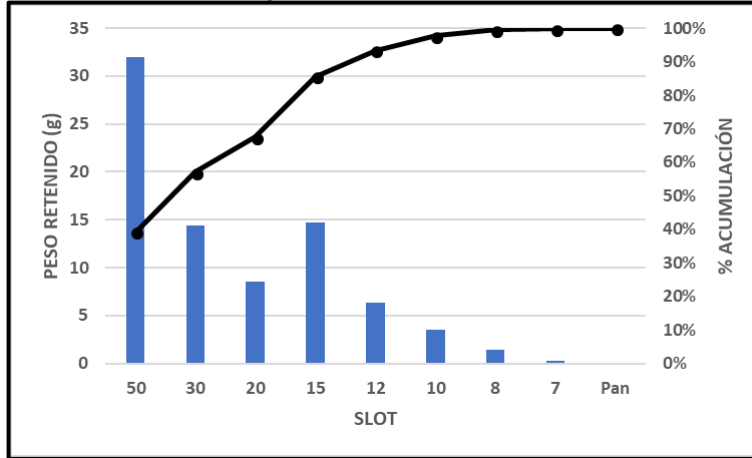
La **Tabla 18** y **Gráfica 5**, muestra la distribución del tamaño de la partícula de arena, donde después de realizado el análisis granulométrico se tiene un 85.57% equivalente a sólidos con tamaño mayor de 400 micrones. Este mismo análisis muestra un porcentaje en peso de 2.31% de finos, por lo tanto, se cumple la condición de que los finos deben ser menores al 5% para así poder utilizar la herramienta.

Tabla 18. Análisis granulométrico Pozo 6

Slot	Inch (in)	US MESH Sieves	Peso retenido (g)	Peso retenido (%)	Acumulado (%)
50	0,0555	14	31,96	39,31%	39,31%
30	0,0331	20	14,44	17,76%	57,07%
20	0,0232	30	8,51	10,47%	67,53%
15	0,0165	40	14,67	18,04%	85,57%
12	0,0117	50	6,31	7,76%	93,33%
10	0,0098	60	3,54	4,35%	97,69%
8	0,0083	70	1,48	1,82%	99,51%
7	0,007	80	0,3	0,37%	99,88%
Pan	Pan	Pan	0,1	0,12%	100,00%
Total			81,31	1	100,00%

Fuente: Odessa Separator, Inc.

Gráfica 5. Análisis granulométrico Pozo 6



Fuente: Odessa Separator, Inc.

4.1.6 Problemas generados por arenamiento. El Pozo 6 después de la apertura de arenas superiores en el año 2014, empezó a presentar problema, los cuales se ocasionaron por los sólidos en suspensión, esto se evidenció cuando se realizó el pulling de la bomba y se observó que las etapas de esta estaban afectadas por el constante manejo de sólidos.

Según Odessa Separator Inc⁶⁰, en la intervención que se le realizó al pozo, antes de la instalación de la herramienta se encontraron 2737 ft con presencia de partículas de arena, acumulados en 238 días.

Es por eso que los tiempos en las intervenciones del pozo aumentaron, debido a los problemas mencionados; lo que genera una disminución en la vida útil de los equipos y en la producción de barriles de petróleo por día, costos adicionales no planeados por intervenciones, fallas en los equipos de fondo del sistema de levantamiento artificial, obstrucción en las líneas de producción en fondo; entre otros problemas asociados al arenamiento.

4.2 POZO 7

El Pozo 7 fue perforado en el año 2012. Perforándose hasta 3955 pies. Los perforados se encuentran entre 3520 y 2895 pies. El collar flotador se encuentra a 3912 pies. El pozo esta cañoneado en las arenas A.

El pozo tiene como mecanismo de recuperación secundaria inyección de agua, el patrón lo componen 6 pozos inyectoros. Este pozo es vecino de dos pozos con alta incidencia de fallas por producción de arena y sedimentos. Las características de producción se evidencian en la **Tabla 19**, en donde se establecen parámetros como; diámetros, BSW, máxima producción para el año 2016, perforados, entre otros.

⁶⁰ Odessa Separator Inc. Propuesta Técnica Pozo 7.

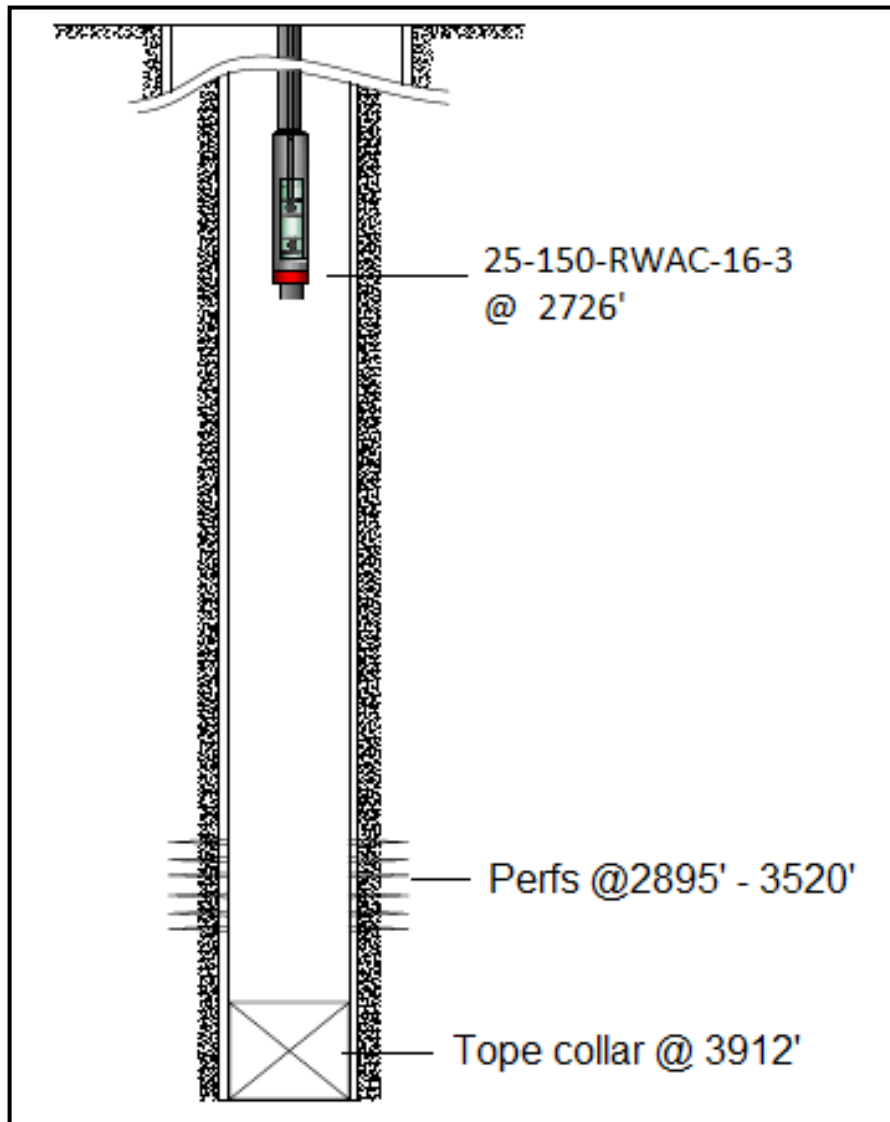
Tabla 19. Características de producción pozo Casabe 7

CARACTERISTICIAS ACTUALES		
CASING PRODUCCIÓN	7	in
PUNTA SARTA DE PRODUCCIÓN	2696,4	ft
PERFORADOS	2895-3520	ft
TOPE COLLAR FLOTADOR	3912	ft
RAT HOLE	1215,6	ft
DISTANCIA TOPE FC A BASE PERFORADOS	392	ft
MAXIMA PRODUCCIÓN REGISTRADA (01/09/2016)	370	BFPD
BSW (03/09/2016)	67	%
POTENCIAL	230	BFPD
BSW	15	%

Fuente: Odessa Separator, Inc.

4.2.1 Estado mecánico. El estado mecánico del pozo se presenta en la **Figura 30**, en el cual se puede evidenciar los perforados los cuales se encuentran 2895 pies y 3520 pies. Estando ubicada la bomba del sistema a una profundidad de 2726 pies.

Figura 30. Estado mecánico Pozo 7



Fuente: Odessa Separator, Inc.

4.2.2 Sistema de Levantamiento artificial. Para este pozo se tiene el sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico; con bomba 25-175-RHAC-12-3-2-2 fit 6 con válvula sand check y sistema de manejo de arena. La marca de la unidad de bombeo es LUFKIN, tiene la máxima carga en 21300 lb, teniendo un torque máximo de 228000 lb/in y 7.32 SPM. La profundidad de asentamiento del sistema de levantamiento es de 2790 pies.

4.2.3 Histórico de Intervenciones. En la **Tabla 20**, se exponen las intervenciones que ha tenido el pozo a lo largo de su vida productiva, donde se pueden observar las diferentes actividades con sus respectivas fechas, teniendo en cuenta el tiempo transcurrido entre una y otra actividad. De nueve intervenciones, la operación de cambio de bomba y pistón pegado corresponden cada una al 22,2% , se tuvo lavado de pozo o flushing con un 33,3% de incidencia, el 11,1% correspondió a cambios de tubería y la operación de circulación corresponde al 11,1%.

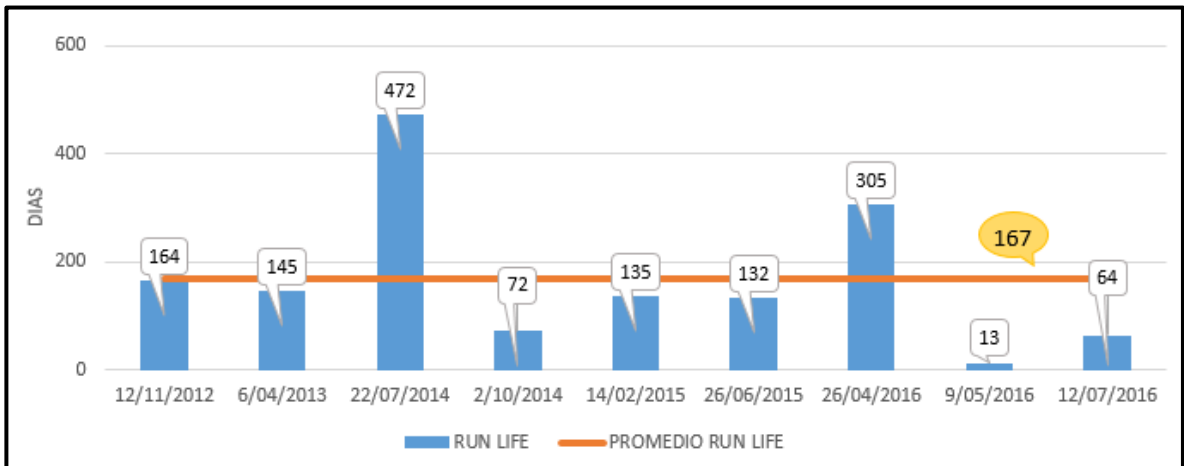
Tabla 20. Intervenciones del pozo Casabe 7

ACTIVIDAD	FECHA	RUN LIFE
Cambio de Bomba	12/11/2012	164
Tubería rota (se cambiaron 3 tubos)	6/04/2013	145
Pistón pegado	22/07/2014	472
Pistón pegado (Se midió y calibró BHA)	2/10/2014	72
Flushing	14/02/2015	135
Circulación	26/06/2015	132
Cambio de Bomba	26/04/2016	305
Flushing	9/05/2016	13
Limpieza de arena y cambio de bomba	12/07/2016	64

Fuente: Odessa Separator, Inc.

En la **Gráfica 6**, se observa el run life del pozo antes de la instalación de la herramienta Tubing Screen , teniendo en cuenta que el valor mayor de run life es de 472 días para el 22 de Julio de 2014, el cual se dio después de hacer arreglos de piston pegado, seguido por el valor de 305 días, el cual se dio gracias a cambio de bomba. Se evidencia en dicha grafica que los menores run life se deben a operación de limpieza de arena o flushing.

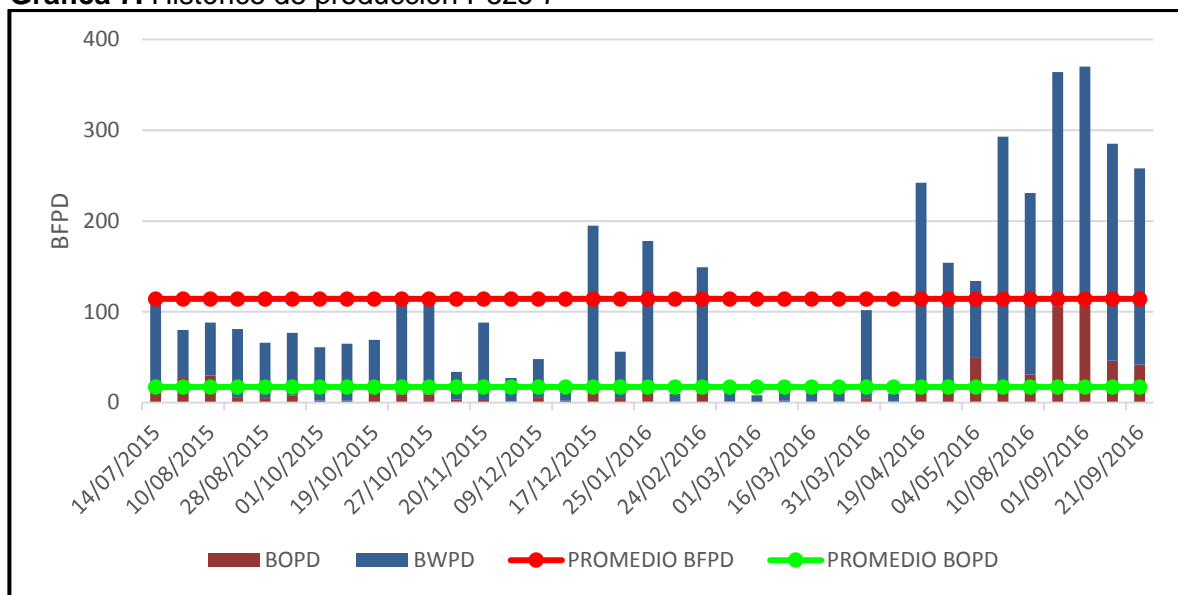
Gráfica 6. Run Life Pozo 7



Fuente: Odessa Separator, Inc.

4.2.4 Histórico de Producción. En la siguiente Gráfica 7, se observan las pruebas de producción del pozo en estudio, en donde se encuentran las fechas de realización, desde el 14 de julio del 2015 hasta el 21 de septiembre del 2016; cabe resaltar que el máximo valor de producción de petróleo se obtuvo el 1 de septiembre del 2016 que fue de 107 BOPD y un promedio de 114 BFPD y de 17 BOPD.

Gráfica 7. Histórico de producción Pozo 7



Fuente: Odessa Separator, Inc.

4.2.5 Dinagrama. Según CAMACHO⁶¹ el fluido en su desplazamiento a través de la bomba de subsuelo ejerce una carga sobre el pistón y las varillas, esta carga se puede medir por medio de un dinagrama el cual grafica carga vs posición de la bomba. Este instrumento registra de forma continua e inmediata las cargas y las deformaciones que soporta el vástago pulido. La carta está determinada por cuatro puntos principales y dos movimientos “Carreras” carrera ascendente y carrera descendente estas forman el recorrido “stroke”. Los “dinagramas son herramientas que pueden aportar información sobre el mal funcionamiento de los componentes de la bomba por la presencia de arena, identificando problemas como atascamiento y erosión del pistón, taponamiento del tubo de succión, entre otros”⁶². En la Figura 31 Dinagrama teórico de fondo con bomba llena donde:

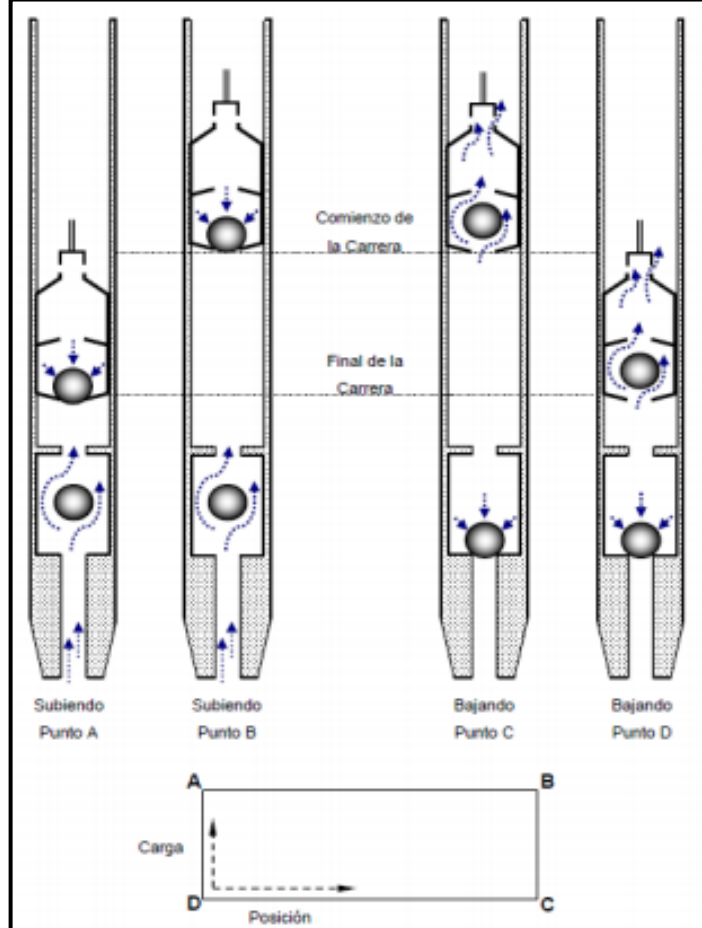
⁶¹ CAMACHO, Jair. IMPACTO DE LA PRODUCCIÓN DE GAS ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE PETROLEO EN LOS CAMPOS GALAN, GALA Y LLANITO EN POZOS CON SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO MECANICO. UIS, 2011. [En línea] Disponible en <http://oilproduction.net/files/manejo%20de%20gas%20BME-UIS.pdf>

⁶² CESTARI, Francisco. DISEÑO DE UNA BASE DE DATOS QUE SIRVA DE INSUMO AL MANUAL DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN PETROLERA DE LA ESCUELA DE

- **Punto A:** Inicio movimiento ascendente, cierre válvula viajera en final de la carrera, apertura válvula fija paso de fluido. La carga del fluido es soportada por las varillas y el vástago.
- **Punto B:** final movimiento ascendente, válvula viajera cerrada en comienzo de la carrera, válvula fija abierta. La carga del fluido es soportada por las varillas y el vástago.
- **Punto C:** Inicia el movimiento descendente, válvula viajera se abre en comienzo de la carrera permitiendo el paso de fluidos, válvula fija se cierra. La carga del fluido es soportada por la válvula fija. Y la carga que se presenta es consecuencia de las varillas sumergidas en el fluido.
- **Punto D:** final movimiento descendente, válvula viajera se mantiene abierta en posición final de carrera permitiendo el paso de los fluidos, válvula fija cerrada. La carga del fluido es soportada por la válvula fija. Y la carga que se presenta es consecuencia de las varillas sumergidas en el fluido.

INGENIERÍA DE PETRÓLEO DE LA UCV. Universidad Central de Venezuela. 2002. [En línea] Disponible en < http://www.usfx.bo/nueva/vicerrectorado/citas/TECNOLOGICAS_20/Ingenieria%20de%20Petroleo%20y%20Gas/CD%20Tesis%20I2002%20C422.pdf >

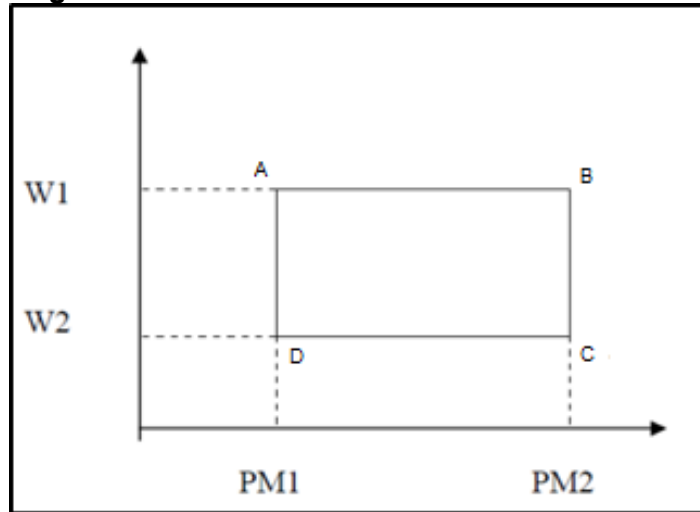
Figura 31. Dinagrama teórico de fondo con bomba llena.



Fuente: CAMACHO, Jair. Impacto de la producción de gas asociado a la producción de petróleo en los campos galán, gala y llanito en pozos con sistemas de levantamiento mecánico. UIS, 2011

En la **Figura 32** se presenta una Carta dinamométrica ideal, en la cual se representan las cargas y las posiciones registradas. De las posiciones D y A la carga se transmite de manera instantánea, ya que se da el cierre de la válvula viajera por lo cual se ve reflejado el aumento de la carga del punto D al punto A. De igual forma del punto B al punto C la disminución se supone que es instantánea ya que se da la apertura de la válvula viajera y el cierre de la válvula fija. EL comportamiento horizontal de A y B, C y D, se refiere al movimiento que realiza la válvula viajera.

Figura 32. Carta dinamoétrica ideal.



Fuente: DÍAZ. Jorge. Trabajo de grado. Libro 122783. Universidad Industrial de Santander. 2007.

Se realizó un análisis de los Dinagramas mediante el software Total Well Managment, donde se hizo una comparación gráfica de los resultados obtenidos del pozo con el comportamiento de las Cartas Dinamoétricas Típicas, de las cuales se conocen las condiciones de producción de pozo. Esto también se fundamenta en las experiencias del personal de campo para confirmar o descartar problemas existentes en sistema de levantamiento Bombeo Mecánico. En la **Tabla 21**, se presenta un histórico de dinagramas en los que se describe el comportamiento del pozo a lo largo de su vida productiva, antes de la instalación de la herramienta Tubing Screen :

Tabla 21. Dinagramas Pozo 7

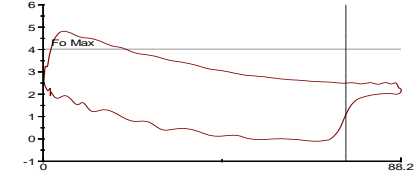
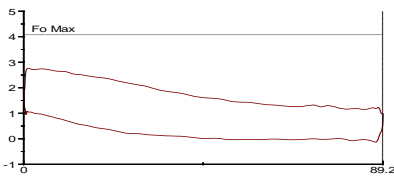
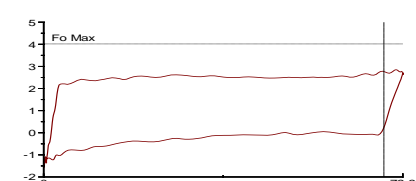
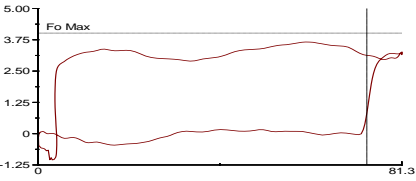
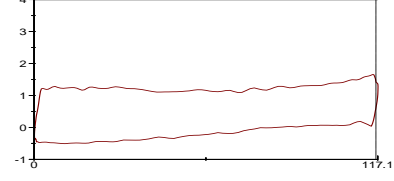
Fecha	Condiciones	Dinagrama	Comentarios
5/03/2014	Intake: 2795ft Sumergencia: 326 ft Velocidad: 7,229 spm Desplazamiento: 251 BBL/D Eficiencia: 84%		Presenta leve interferencia por gas. Leve manejo de sólidos
12/04/2014	Intake: 2795ft Sumergencia: 273 ft Velocidad: 7,2 spm Desplazamiento: 246 BBL/D Eficiencia: 90%		Buen llenado y eficiencia. Leve manejo de sólidos
11/07/2014	Intake: 2795ft Sumergencia: 1951 ft Velocidad: 7,229 spm Desplazamiento: 300,7BBL/D Eficiencia: 99%		Alta Sumergencia y buen llenado de bomba. Leve manejo de sólidos
18/09/2014	Intake: 2795ft Sumergencia: 501 ft Velocidad: 7,287 spm Desplazamiento: 257,2 BBL/D Eficiencia: 94,73%		Disminución sumergencia, buen llenado y leve manejo de sólidos
17/04/2016	Intake: 2795ft Sumergencia: 1694 ft Velocidad: 7,258 spm Desplazamiento: 395 BBL/D Eficiencia: 99%		Alta sumergencia y buen llenado de bomba. Leve manejo de sólidos

Tabla 21. Dinagramas Pozo 7 (Continuación)

Fecha	Condiciones	Dinagrama	Comentarios
24/09/2016	Intake: 2795 ft Sumergencia: 332 ft Velocidad: 7,229 spm Desplazamiento: 251,3 BBL/D Eficiencia: 84,13 %		Leve interferencia por gas y alto manejo de sólidos en fondo.

Fuente: Odessa Separator, Inc.

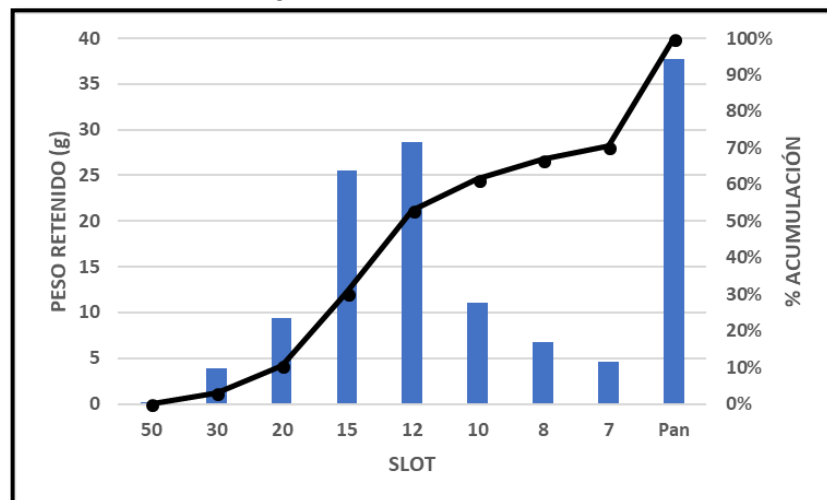
4.2.6 Análisis granulométrico. Es importante mencionar que según el análisis granulométrico, el porcentaje de sólidos grandes es de 10,51%, equivalente a un slot de 30 (>841 micrones), slot de 15 (30,0%), slot de 12 (52,93%) y el porcentaje en peso de las partículas finas y muy finas es de 47,07%; los anteriores resultados se presentan en la **Tabla 22** y **Gráfica 8**; es por esta razón que se debe usar un sistema de manejo de estas partículas para que retenga las partículas más grandes y dejar que las de menor tamaño pasen y sean manejadas por el sistema de levantamiento artificial.

Tabla 22. Análisis granulométrico Pozo 7

Slot	Inch (in)	US MESH Sieves	Peso retenido (g)	Peso retenido (%)	Acumulado (%)
50	0,0555	14	0,14	0,11%	0,11%
30	0,0331	20	3,86	3,02%	3,13%
20	0,0232	30	9,43	7,38%	10,51%
15	0,0165	40	25,56	20,00%	30,50%
12	0,0117	50	28,66	22,42%	52,93%
10	0,0098	60	11,03	8,63%	61,56%
8	0,0083	70	6,81	5,33%	66,88%
7	0,007	80	4,62	3,61%	70,50%
Pan	Pan	Pan	37,71	29,50%	100,00%
Total			127,82	1	100,00%

Fuente: Odessa Separator, Inc.

Gráfica 8. Análisis granulométrico Pozo Casabe 7



Fuente: Odessa Separator, Inc

4.2.7 Problemas generados por arenamiento. El pozo 7, presenta alta frecuencia de falla por bomba pegada debido al arenamiento del pozo. Es importante mencionar que, el promedio de fondo encontrado cuando se realizó limpieza de arenas es de 2985 pies y que el tope de perforados se encuentra a 2895 pies, por esta razón se puede decir que los perforados superiores producen alta cantidad de sedimentos.

4.3 POZO 8

El pozo 8 fue perforado en el año 2009. El zapato se encuentra a 5035 pies y los perforados entre 5072 y 2836 pies. El collar flotador está a 4991 pies.

El pozo tiene como recuperación secundaria, inyección de agua, el patrón lo componen 5 pozos inyectores, del bloque 5.

Las características de producción se evidencian en la **Tabla 23**, en donde se establecen parámetros como; diámetros, BSW, máxima producción para el año 2016, perforados, entre otros.

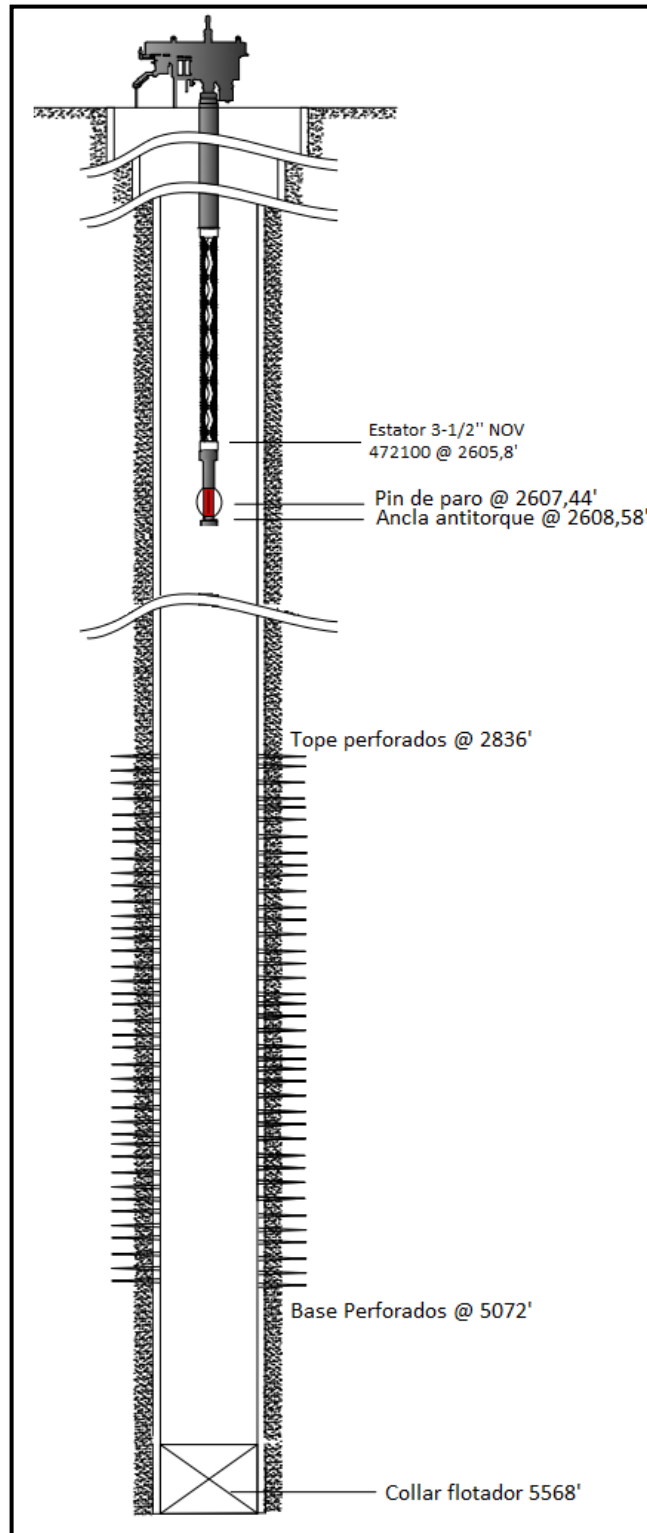
Tabla 23. Características de producción pozo 8

CARACTERISTICIAS ACTUALES		
CASING PRODUCCIÓN	7	in
PUNTA SARTA DE PRODUCCIÓN	2609,06	ft
PERFORADOS	2836 - 5072	ft
TOPE COLLAR FLOTADOR	5568	ft
RAT HOLE	2958,94	ft
DISTANCIA TOPE FC A BASE PERFORADOS	496	ft
MAXIMA PRODUCCIÓN REGISTRADA (18/04/2016)	285	BFPD
BSW (18/04/2016)	62,9	%
ULTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN (02/11/2016)	108	BFPD
BSW	55,7	%

Fuente: Odessa Separator, Inc.

4.3.1 Estado mecánico. El estado mecánico del pozo se presenta en la Figura 33, en el cual se puede observar la profundidad del pozo y los intervalos cañoneados.

Figura 33. Estado mecánico Pozo 8



Fuente: Odessa Separator, Inc

4.3.2 Sistema de Levantamiento artificial. Este pozo opera con sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas; el intake de la bomba se encuentra a 2607 pies.

4.3.3 Histórico de Intervenciones. En la **Tabla 24**, se exponen las intervenciones que ha tenido el pozo a lo largo de su vida productiva; entre los cuales se encuentran la operación realizada, fecha y run life. De 27 intervenciones realizadas, el 59,3% corresponde a limpieza de arena o flushing, el 22,2% corresponde a cambios de tubería por tubería rota, el 18,5 % corresponde a cambio de bomba, teniendo en cuenta que este pozo operaba con sistema JET PUMP y se cambió para el año 2013 a sistema PCP, el cual tiene un mayor control de arena y con el cual se tuvo el máximo run life.

Tabla 24. Intervenciones del Pozo 8

ACTIVIDAD	FECHA	RUN LIFE
Limpieza de arena	17/07/2009	54
Bomba pegada y limpieza de arena	8/08/2009	22
Tubería rota a 2537 pies	22/07/2014	67
Flushing	2/10/2014	33
Tubería rota por jeteo en la junta 134 (3015 pies) Durante la limpieza se observa arenamiento	3/03/2010	107
Cambio de Bomba	5/08/2010	155
Flushing	10/10/2010	66
Flushing	5/02/2011	118
Flushing	24/02/2011	19
Flushing	13/03/2011	17
Flushing	23/03/2011	10
Tubería rota a 1100 pies		
Limpieza de arena	16/04/2011	24
Flushing	7/05/2011	21
Tubería rota a 65 pies	19/06/2011	43
Limpieza de arena	13/08/2011	55
Tubería rota a 2450 pies	14/10/2011	62
Flushing	30/12/2011	77
Flushing	4/01/2012	5
Flushing	9/01/2012	5
Flushing	27/03/2012	78
Cambio de Jet Pump Concéntrico Intake a 3911 pies	5/06/2012	70
Sube intake de la Bomba Jet Pump a 3663 pies	10/07/2012	35
Limpieza de arena (Sube intake de Bomba Jet Pump a 2776 pies)	19/01/2013	193

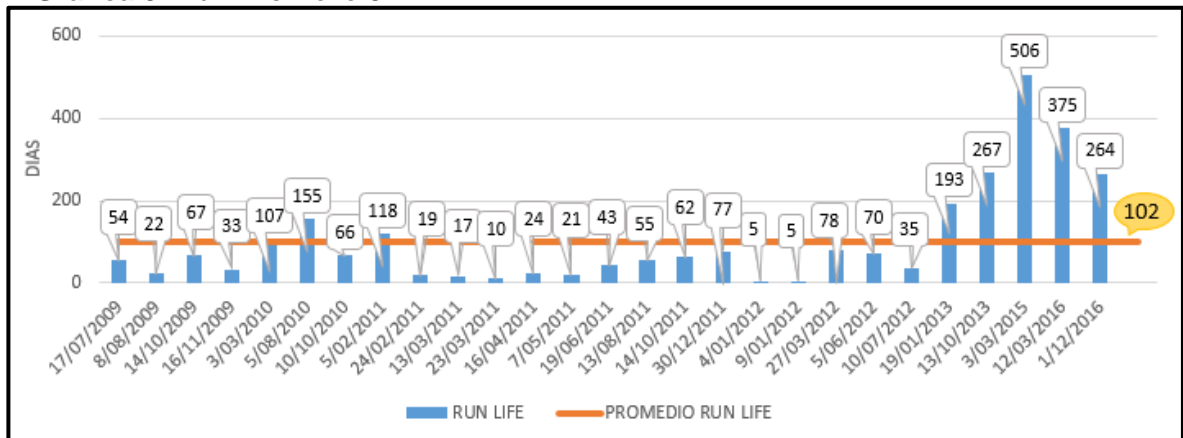
Tabla 24. Intervenciones del Pozo 8 (Continuación)

ACTIVIDAD	FECHA	RUN LIFE
Cambio de sistema de levantamiento artificial a PCP con intake a 2422 pies, se instala nueva tubería	13/10/2013	267
Cambio de Bomba, intake a 2618 pies	3/03/2015	506
Flushing	12/03/2016	375
Se diagnosticó posible tubería rota	1/12/2016	264

Fuente: Odessa Separator, Inc.

Se evidencia que el valor más alto de run life se encuentra cuando se realizó el cambio de sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas y es de 506 días, los tiempos de operación más bajas corresponden a aquellos lavados de pozo o flushing que se tuvieron antes de instalar la herramienta, dicha información se evidencia en la **Gráfica 9**. El promedio de run life para este pozo fue de 102 días.

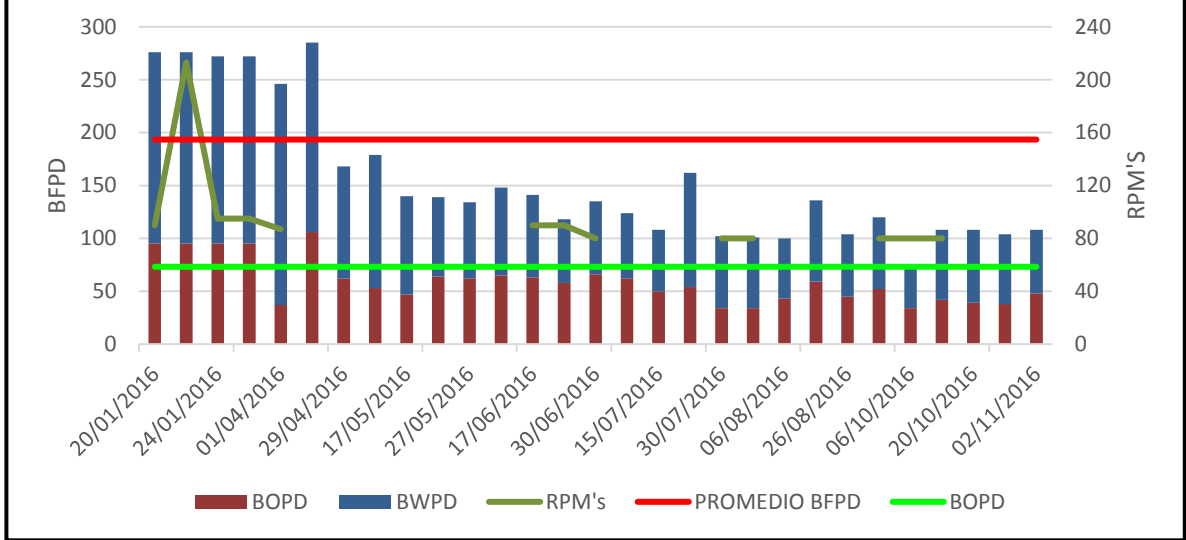
Gráfica 9. Run Life Pozo 8



Fuente: Odessa Separator, Inc.

4.3.4 Histórico de Producción. En la siguiente **Gráfica 10**, se encuentran los resultados de las pruebas de producción del pozo, en donde se observan las fechas de realización, desde el 20 de enero del 2016 hasta el 2 de noviembre del 2016; es importante mencionar que el máximo valor de producción de petróleo se obtuvo el 18 de abril del 2016 que fue de 106 BOPD; con un promedio durante la prueba de 59 BOPD y 155 BFPD.

Gráfica 10. Histórico de Producción Pozo 8



Fuente: Odessa Separator, Inc.

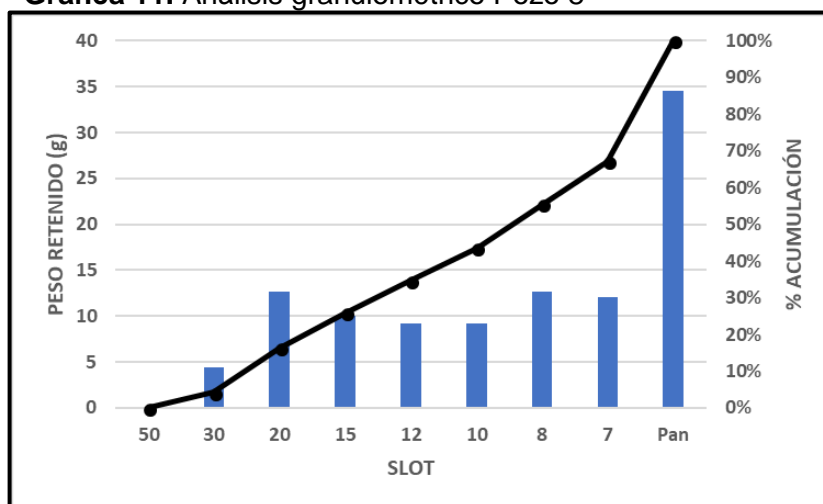
4.3.5 Análisis Granulométrico. Cabe resaltar que según el análisis granulométrico, el porcentaje de sólidos grandes es de 4,28%, equivalente a un slot de 30 (>841 micrones), slot de 15 (25,91%), slot de 12 (34,72%) y el porcentaje en peso de las partículas finas y muy finas es de 65%; los anteriores resultados se presentan en la **Tabla 25** y **Gráfica 11**; es por esta razón que se debe usar un sistema de manejo de estas partículas para que retenga las partículas más grandes y dejar que las de menor tamaño pasen y sean manejadas por el sistema de levantamiento artificial.

Tabla 25. Análisis granulométrico Pozo 8

Slot	Inch (in)	US MESH Sieves	Peso retenido (g)	Peso retenido (%)	Acumulado (%)
50	0,0555	14	0,04	0,04%	0,04%
30	0,0331	20	4,45	4,24%	4,28%
20	0,0232	30	12,65	12,05%	16,33%
15	0,0165	40	10,05	9,58%	25,91%
12	0,0117	50	9,24	8,81%	34,72%
10	0,0098	60	9,21	8,78%	43,49%
8	0,0083	70	12,68	12,08%	55,57%
7	0,007	80	12,08	11,51%	67,09%
Pan	Pan	Pan	34,54	32,91%	100,00%
Total			104,94	1	100,00%

Fuente: Odessa Separator Inc.

Gráfica 11. Análisis granulométrico Pozo 8



Fuente: Odessa Separator, Inc.

4.3.6 Problemas generados por arenamiento. El pozo presenta fallas por tubería y varilla a más de 100 RPM. Presenta historia de atascamiento por alto torque, adicional el pozo presenta histórico de influjo.

4.4 POZO 5

Las características de producción se muestran en la **Tabla 26**, en donde se evidencian parámetros como; diámetros, BSW, máxima producción para el año 2016, perforados, entre otros.

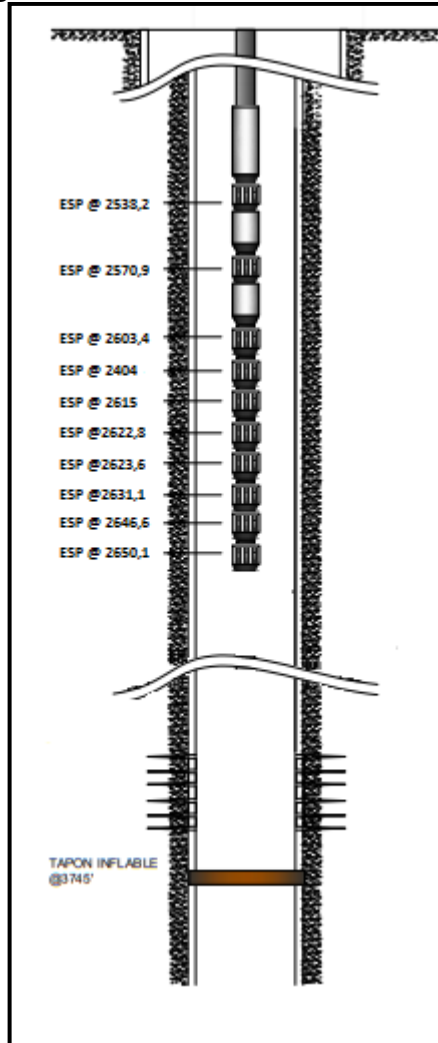
Tabla 26. Características de producción pozo

CARACTERISTICIAS ACTUALES		
CASING PRODUCCIÓN	7	in
PUNTA SARTA DE PRODUCCIÓN	2609,06	Ft
PERFORADOS	2876-3776	Ft
TOPE COLLAR FLOTADOR	5291	Ft
RAT HOLE	2411,35	Ft
DISTANCIA TOPE FC A BASE PERFORADOS	1515	Ft
MAXIMA PRODUCCIÓN REGISTRADA (25/06/2016)	600	BFPD
BSW (06/09/2015)	78	%
ULTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN (02/11/2016)	367	BFPD
BSW	43,87	%

Fuente: Odessa Separator, Inc.

4.4.1 Estado mecánico. El estado mecánico del pozo se presenta en la **Figura 34** en el cual se puede observar la profundidad del pozo y los intervalos cañoneados.

Figura 34. Estado mecánico Pozo 5



Fuente: Odessa Separator, Inc

4.4.2 Sistema de Levantamiento artificial. Para este pozo se tiene el sistema de levantamiento artificial tipo bombeo electrosumergible.

4.4.3 Histórico de Intervenciones. En la **Tabla 27**, se exponen las intervenciones que ha tenido el pozo a lo largo de su vida productiva; entre los cuales se encuentran la operación realizada, fecha y run life. Para este pozo se tenía inicialmente como sistema de levantamiento artificial, bombeo por cavidades progresivas, realizando el cambio a Bombeo electrosumergible en noviembre de 2013, teniendo un run life de 231 días.

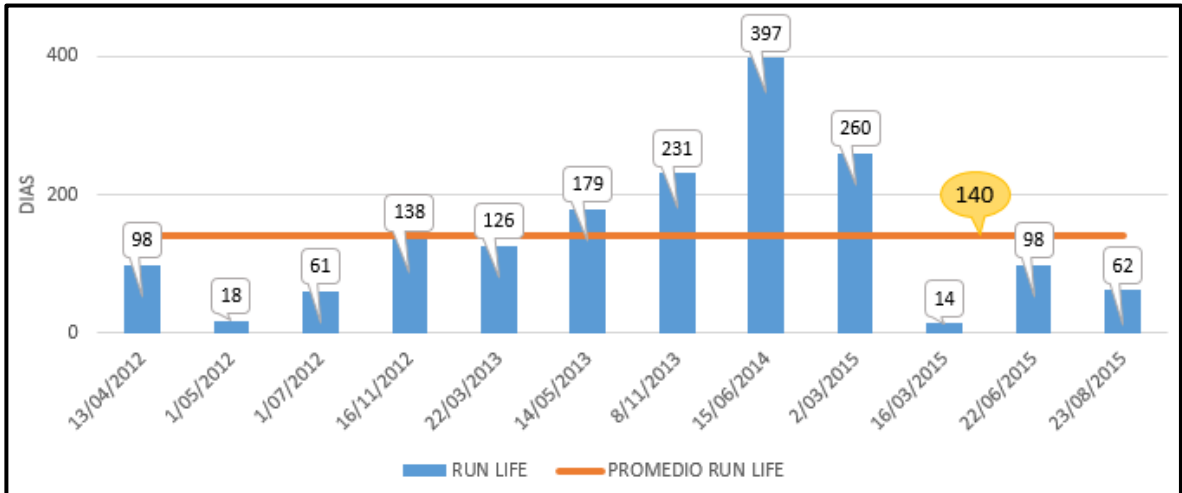
Tabla 27. Intervenciones del pozo 5

ACTIVIDAD	FECHA	RUN LIFE
Varilla partida en el cuerpo	13/04/2012	98
Varilla partida en el cuerpo	01/05/2012	18
Varilla desconectada	01/07/2012	61
Tubería rota por desgaste	16/11/2012	138
Varilla partida en el cuerpo	22/03/2013	126
Tubería desconectada	14/05/2013	179
Cambio de Sistema de levantamiento artificial	08/11/2013	231
Bomba pegada	15/06/2014	397
Flushing Correctivo	02/03/2015	260
Flushing Correctivo	16/03/2015	14
CB (Estator/Barril)	22/06/2015	98
Bomba pegada	23/08/2015	62

Fuente: Odessa Separator, Inc.

Por otra parte, en la **Gráfica 12**, se presenta el run life del pozo, es decir los días que en el pozo no se realizaron intervenciones; cabe mencionar que el más alto es de 397 días y se dio en el momento en que se realizó cambio de bomba, en la **Gráfica 12** se evidencian bajos run life cuando se realizan actividades de flushing correctivo.

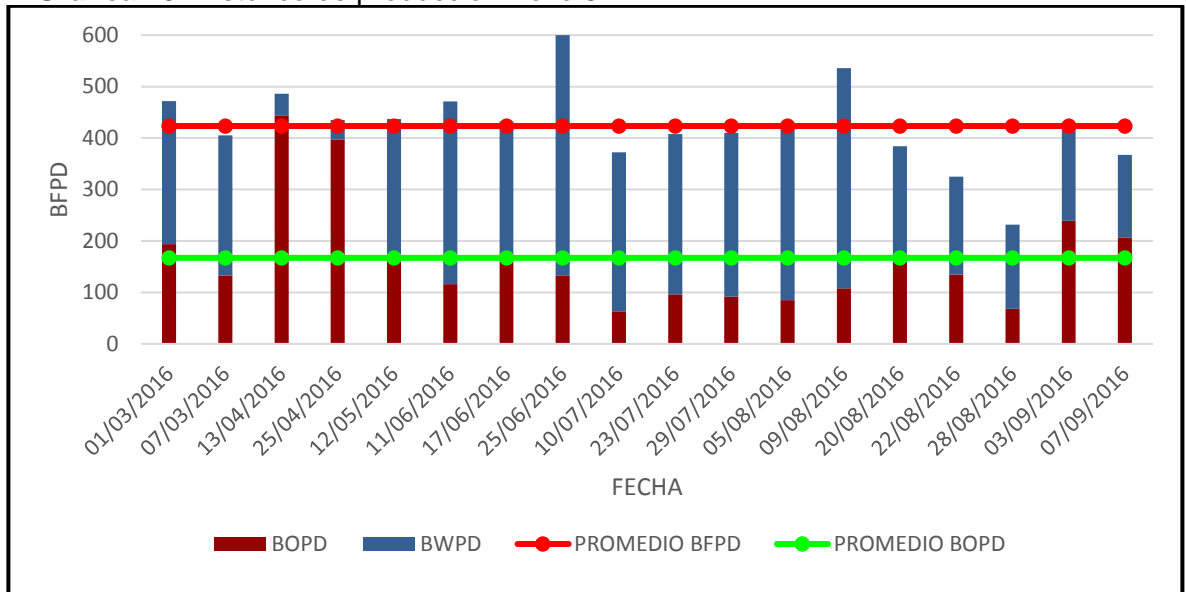
Gráfica 12. Run Life Pozo 5



Fuente: Odessa Separator, Inc.

4.4.4 Histórico de Producción. En la siguiente **Gráfica 13**, se observan las pruebas de producción del pozo en estudio, en donde se encuentran las fechas de realización, desde el 01 de marzo del 2016 hasta el 7 de septiembre del 2016; cabe resaltar que el máximo valor de producción de petróleo se obtuvo el 13 de abril 2016 que fue de 443 BOPD, teniendo un promedio en la prueba de producción de de 423 BFPD y 167 BOPD.

Gráfica 13. Histórico de producción Pozo 5



Fuente: Odessa Separator, Inc.

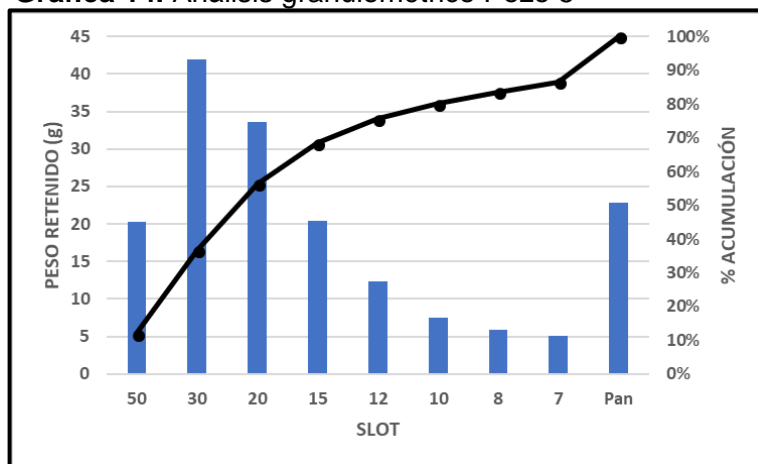
4.4.5 Análisis Granulométrico. Es importante mencionar que según el análisis granulométrico, el porcentaje de filtración con un slot 15 es de 68.40%, por esto se tiene un porcentaje de finos de 24.32%, según se muestra en la **Tabla 28** y **Gráfica 15**, lo cual constituye un porcentaje alto para utilizar únicamente como técnica de retención de arena el Tubing Screen , por lo tanto, el sistema de levantamiento u otra herramienta tendrá que filtrar las partículas finas y muy finas para que estas no vayan a afectar la producción de fluido.

Tabla 28. Análisis granulométrico Pozo 5

Slot	Inch (in)	US MESH Sieves	Peso retenido (g)	Peso retenido (%)	Acumulado (%)
50	0,0555	14	20,25	11,93%	11,93%
30	0,0331	20	41,89	24,67%	36,60%
20	0,0232	30	33,57	19,77%	56,37%
15	0,0165	40	20,43	12,03%	68,40%
12	0,0117	50	12,35	7,27%	75,68%
10	0,0098	60	7,57	4,46%	80,13%
8	0,0083	70	5,83	3,43%	83,57%
7	0,007	80	5,09	3,00%	86,57%
Pan	Pan	Pan	22,81	13,43%	100,00%
Total			169,79	1	100,00%

Fuente: Odessa Separator, Inc.

Gráfica 14. Análisis granulométrico Pozo 5



Fuente: Odessa Separator, Inc

4.5 POZO 4

Las características de producción se muestran la **Tabla 29**, en donde se establecen parámetros como; diámetros, BSW, máxima producción para el año 2016, perforados, entre otros.

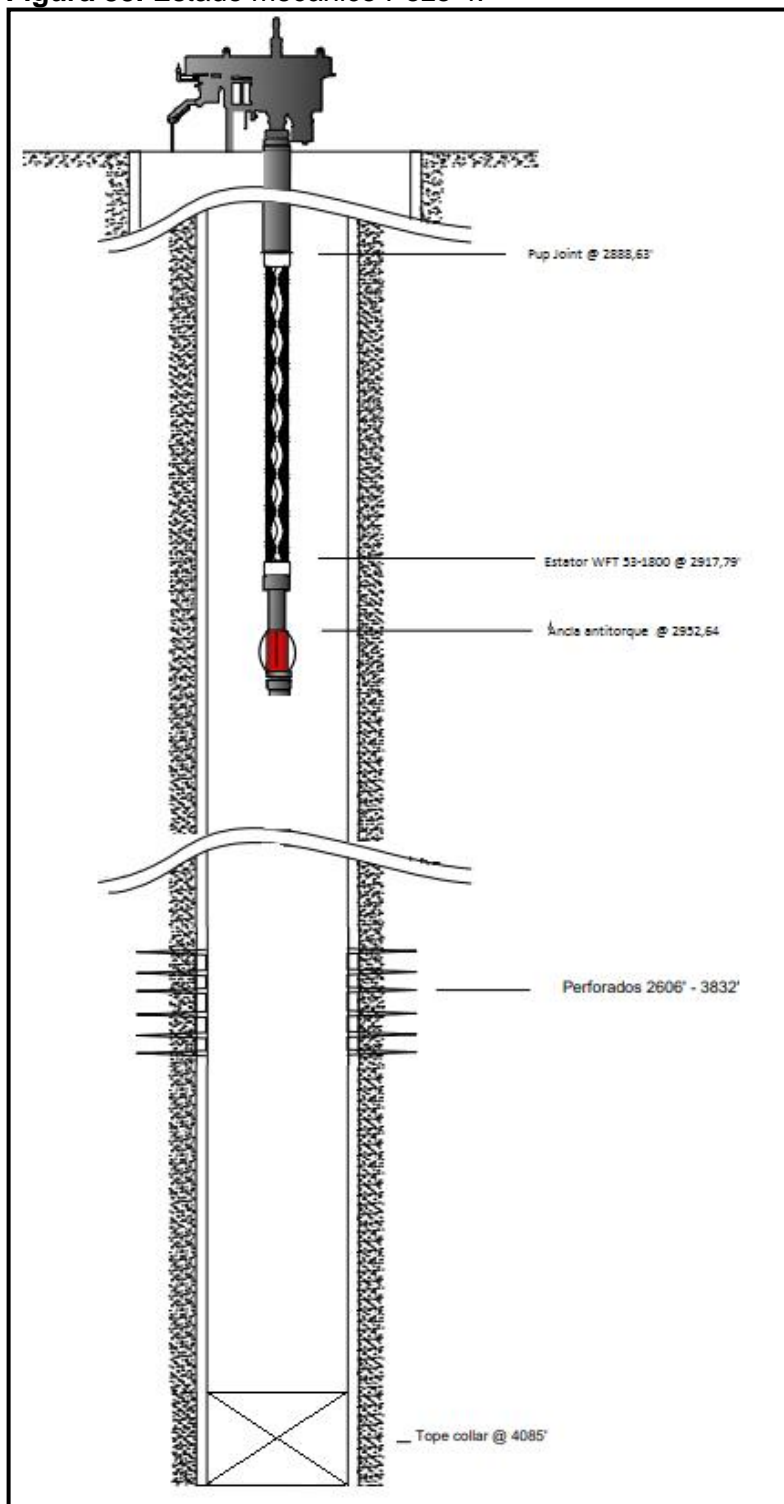
Tabla 29. Características de producción Pozo 4

CARACTERISTICIAS ACTUALES		
CASING PRODUCCIÓN	7	In
PUNTA SARTA DE PRODUCCIÓN	2975,11	Ft
PERFORADOS	2606-3832	Ft
TOPE COLLAR FLOTADOR	4085	Ft
RAT HOLE	1109,89	Ft
DISTANCIA TOPE FC A BASE PERFORADOS	253	Ft
MAXIMA PRODUCCIÓN REGISTRADA (25/03/2015)	591,53	BFPD
BSW (06/09/2015)	77,5	%
ULTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN (29/07/2016)	147	BFPD
BSW	76,3	%

Fuente: Odessa Separator, Inc.

4.5.1 Estado mecánico. El estado mecánico del pozo se presenta en la **Figura 35**, en el cual se puede observar la profundidad del pozo y los intervalos cañoneados.

Figura 35. Estado mecánico Pozo 4.



Fuente: Odessa Separator, Inc.

4.5.2 Sistema de Levantamiento artificial. Este pozo opera con un sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas; con una bomba de rotor 53 – 1800.

4.5.3 Histórico de Intervenciones. En la **Tabla 30**, se exponen las intervenciones que ha tenido el pozo a lo largo de su vida productiva; entre los cuales se encuentran las operaciones realizadas, fecha y run life. De nueve intervenciones, el 25% corresponde a lavado correctivo, el 37,5% a operaciones de cambio de tubería, el 25% a fallas en el sistema de levantamiento y el 12,5% a varillas desconectadas.

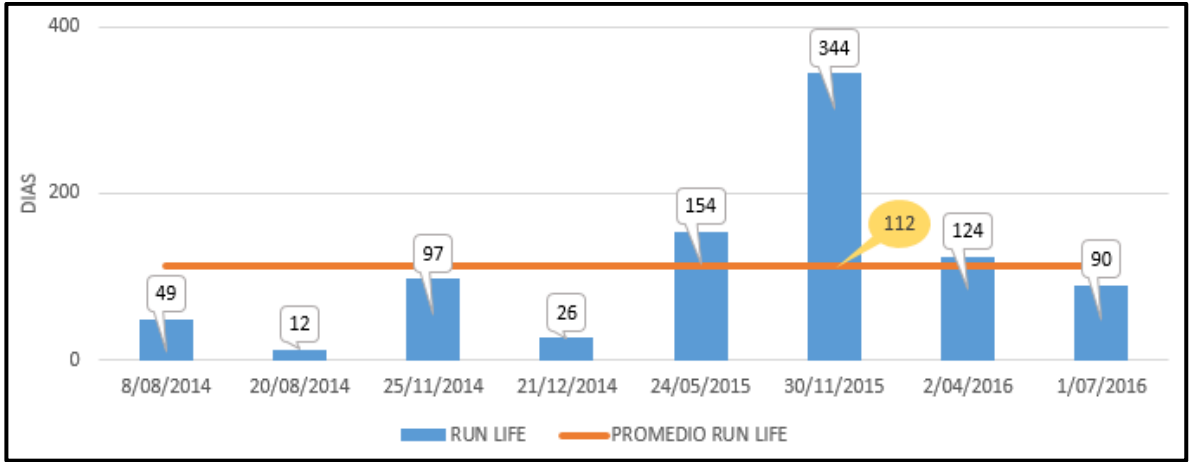
Tabla 30. Intervenciones del pozo 4

ACTIVIDAD	FECHA	RUN LIFE
Varilla desconectada	08/08/2014	49
Falla del Sistema de levantamiento artificial	20/08/2014	12
Falla del Sistema de levantamiento artificial	21/12/2014	97
Flushing Correctivo	21/12/2014	26
Tubería rota por jeteo	24/05/2015	154
Tubería rota por desgaste	30/11/2015	344
Tubería rota por jeteo	02/04/2016	124
Flushing correctivo	01/07/2016	90

Fuente: Odessa Separator, Inc.

A continuación, se muestra el run life del pozo, es decir los días que el pozo no tuvo intervenciones; es importante decir que el valor más alto es de 344 días y corresponde a cambio de tubería, cabe mencionar que de ocho intervenciones realizadas aquellas que proporcionaron mayor run life en la vida del pozo fueron donde se evidenció cambio de tubería por rotura de la misma, en cambio, aquellas operaciones de menor run life corresponden a aquellas en donde se tuvo lavados o flushing correctivos, así como se evidencia en la **Gráfica 15**.

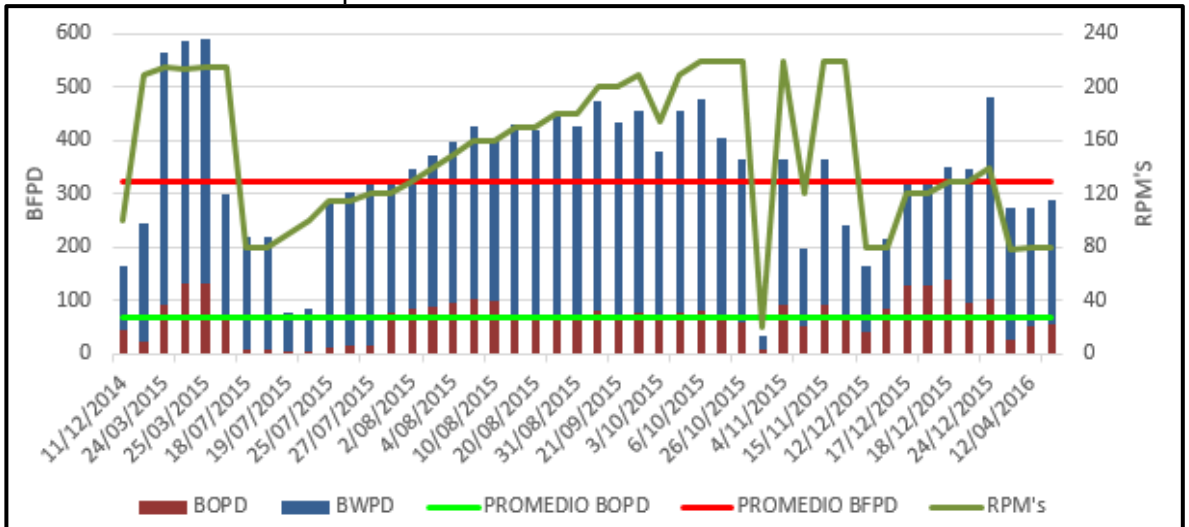
Gráfica 15. Run Life Pozo 4



Fuente: Odessa Separator, Inc.

4.5.4 Histórico de Producción. En la siguiente **Gráfica 17**, se encuentran los resultados de las pruebas de producción del pozo, en donde se observan las fechas de realización, desde el 11 de diciembre de 2014 hasta el 12 de abril del 2016; es importante mencionar que el máximo valor de producción de petróleo se obtuvo el 25 de marzo del 2015 que fue de 133 BOPD; con un promedio durante la prueba de 67 BOPD.

Gráfica 16. Histórico de producción Pozo 4



Fuente: Odessa Separator, Inc.

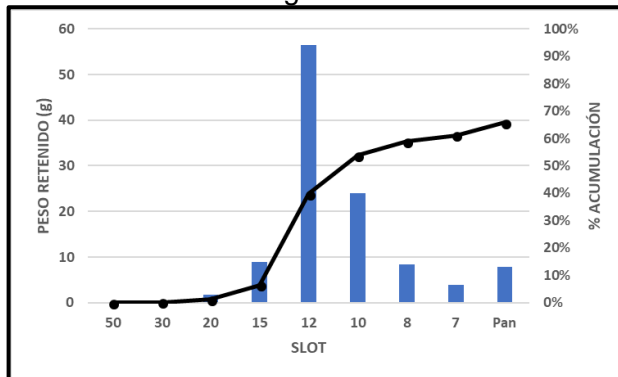
4.5.5 Análisis Granulométrico. Cabe resaltar que según el análisis granulométrico, el porcentaje de sólidos grandes es de 0,34%, equivalente a un slot de 30 (>841 micrones), slot de 15 (9,85%), slot de 12 (60,4%) y el porcentaje en peso de las partículas finas y muy finas es de 39,6%; los anteriores resultados se presentan en la **Tabla 31** y **Gráfica 18**; es por esta razón que se debe usar el Tubing Screen para retener estas partículas más grandes y dejar que las de menor tamaño pasen y sean manejadas por el sistema de levantamiento artificial y/o otra herramienta de manejo de sólidos finos y muy finos.

Tabla 31. Análisis granulométrico Pozo 4

Slot	Inch (in)	US MESH Sieves	Peso retenido (g)	Peso retenido (%)	Acumulado (%)
50	0,0555	14	0,07	0,04%	0,04%
30	0,0331	20	0,31	0,18%	0,22%
20	0,0232	30	1,74	1,02%	1,25%
15	0,0165	40	8,88	5,23%	6,48%
12	0,0117	50	56,42	33,23%	39,71%
10	0,0098	60	24,02	14,15%	53,85%
8	0,0083	70	8,45	4,98%	58,83%
7	0,007	80	3,88	2,29%	61,12%
Pan	Pan	Pan	7,86	4,63%	65,75%
Total			111,63	0,657459	65,75%

Fuente: Odessa Separator, Inc.

Gráfica 17. Análisis granulométrico Pozo 4



Fuente: Odessa Separator, Inc.

4.5.6 Problemas generados por arenamiento.

Se presentan sólidos en el fluido previo al ingreso del sistema de levantamiento artificial. El pozo presenta historia de atascamiento por alto torque.

5. DESCRIPCIÓN DEL ESTADO MECÁNICO Y EVALUACIÓN DEL USO DE LA HERRAMIENTA TUBING SCREEN PARA LOS CINCO POZOS

A continuación, serán explicados los estados mecánicos una vez fue instalada la herramienta y se evaluará el uso de esta mediante el análisis del comportamiento de diferentes variables operativas, resaltando que dichas variables dependen del tipo de sistema artificial para cada pozo.

Teniendo en cuenta que los sistemas de levantamiento artificial no tienen el mismo principio de funcionamiento, lo que significa que no se afectan de la misma manera cuando hay producción de fluido con arena, es necesario establecer los diferentes parámetros o variables operativas, con el fin evaluar cada uno de dichos sistemas y validar que la instalación de la herramienta ha permitido tener una mejora en cuanto a intervenciones en pozo y vida útil de los equipos.

Para cada sistema se tienen las variables operativas a analizar las cuales se muestran en la **Tabla 32**, con las pruebas de producción generadas para cada pozo, se pudo evaluar el uso de la herramienta Tubing Screen .

Tabla 32. Parámetros a analizar de cada sistema de levantamiento.

BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP)	BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)
Dinagramas	Consumo de corriente	Torque
Run life	Run life	Run life
Nivel de fluido	Nivel de fluido	Nivel de fluido

Según la **Tabla 32** la variable operativa Run life, es un parámetro en común para todos los pozos, el cual debe ser analizado y evaluado para demostrar el funcionamiento del Tubing Screen en los cinco pozos. Para los pozos 6, 4, 8, 5 y 7 se muestra el valor respectivo de este parámetro comparándolo con el promedio de run life obtenido antes de la implementación de la herramienta.

Gráfica 18. Evaluación del Run Life



A partir de la **Gráfica 18** se puede evidenciar un aumento considerable de run life el cual se cuantifica en porcentaje de aumento de run life como se evidencia en la **Tabla 33**.

Tabla 33. Aumento Run Life.

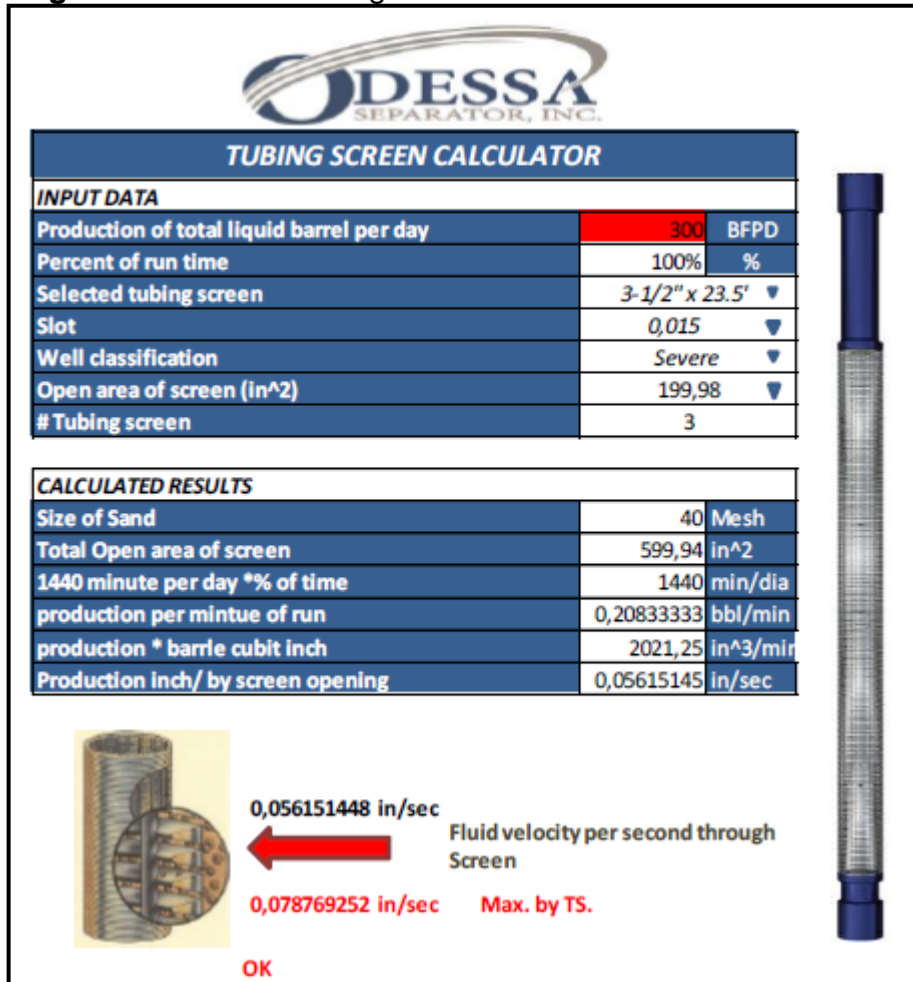
POZO	Aumento de Run Life (%)
6	228%
4	336%
8	305%
5	226%
7	177%

De acuerdo con los diferentes sistemas de levantamiento artificial que se tienen para los pozos, se puede evidenciar que indiferentemente a que sistema esté instalado en cada pozo, la herramienta funciona y proporciona mayor vida útil a los equipos respectivos, realizando la filtración de arena mayor a 297 micrones en fondo de pozo, evitando que esta llegue a superficie y cause daños en las partes fundamentales de cada sistema como fue explicado en la **Tabla 13, 14 y 15** del **Capítulo 4**.

5.1 POZO 6

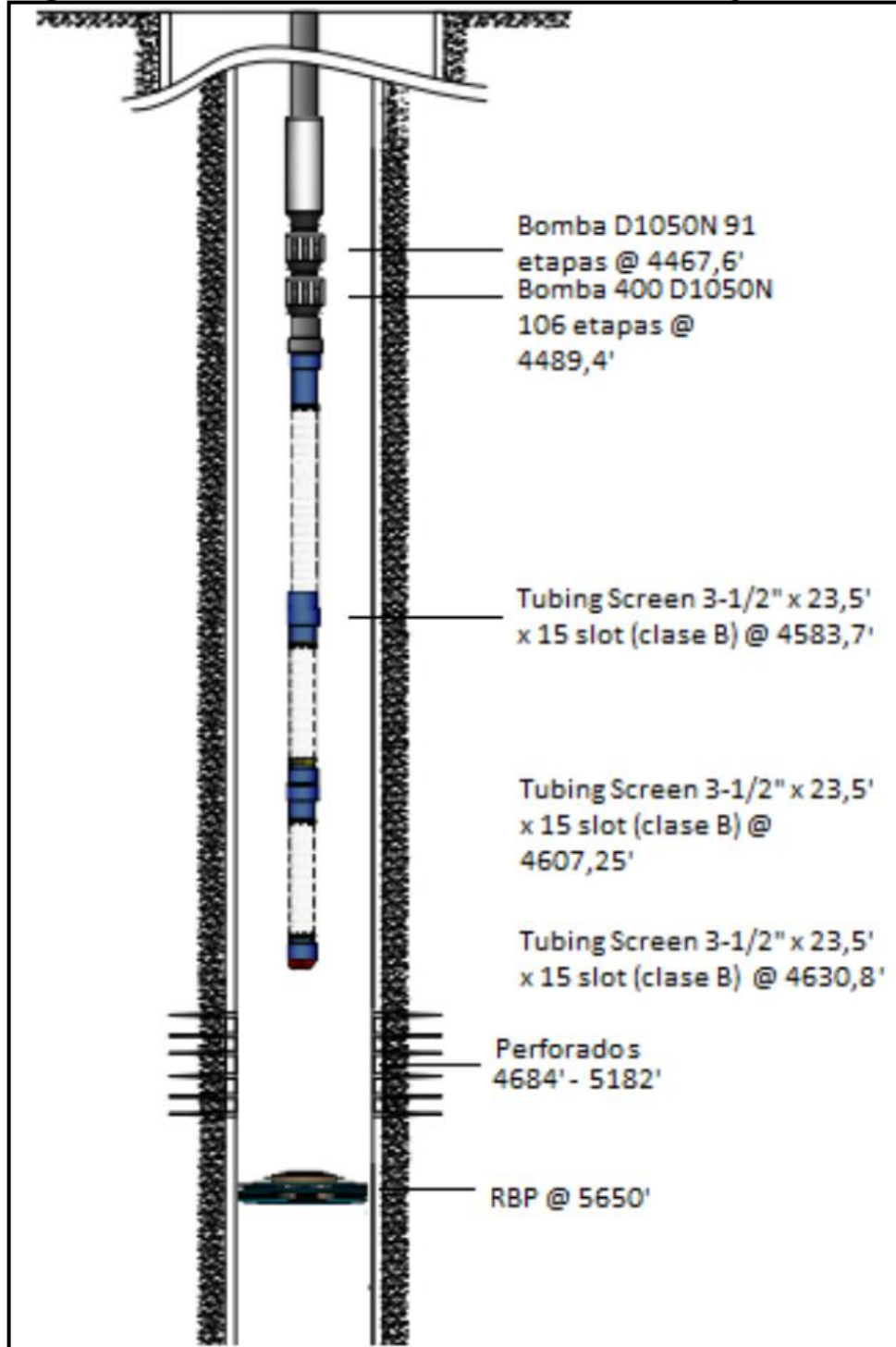
A partir de los datos descritos en el capítulo anterior, como lo son intervenciones realizadas, historial de desplazamiento y problemas evidenciados por arenamiento del pozo 6, se digitan los datos de entrada en el Tubing Screen calculator, teniendo en cuenta que el valor de producción promedio histórico alcanzada por el pozo es 300 BFPD, tamaño del slot seleccionado a partir del análisis granulométrico que se evidenció en el capítulo 4, es de 15 slot; la clasificación del pozo según la producción de arena, para este caso es de severa; como se muestra en la **Figura 36**, donde se obtiene la configuración de 3 juntas de tubing como se observa en el estado mecánico mostrado en la **Figura 37**. Con las tres juntas se espera tener una velocidad de fluido por segundo menor a la velocidad crítica para así evitar el taponamiento de las mallas por presencia de arena.

Figura 36. Diseño Tubing Screen Pozo 6



Fuente: Odessa Separator Inc.

Figura 37. Estado mecánico con la herramienta Tubing Screen



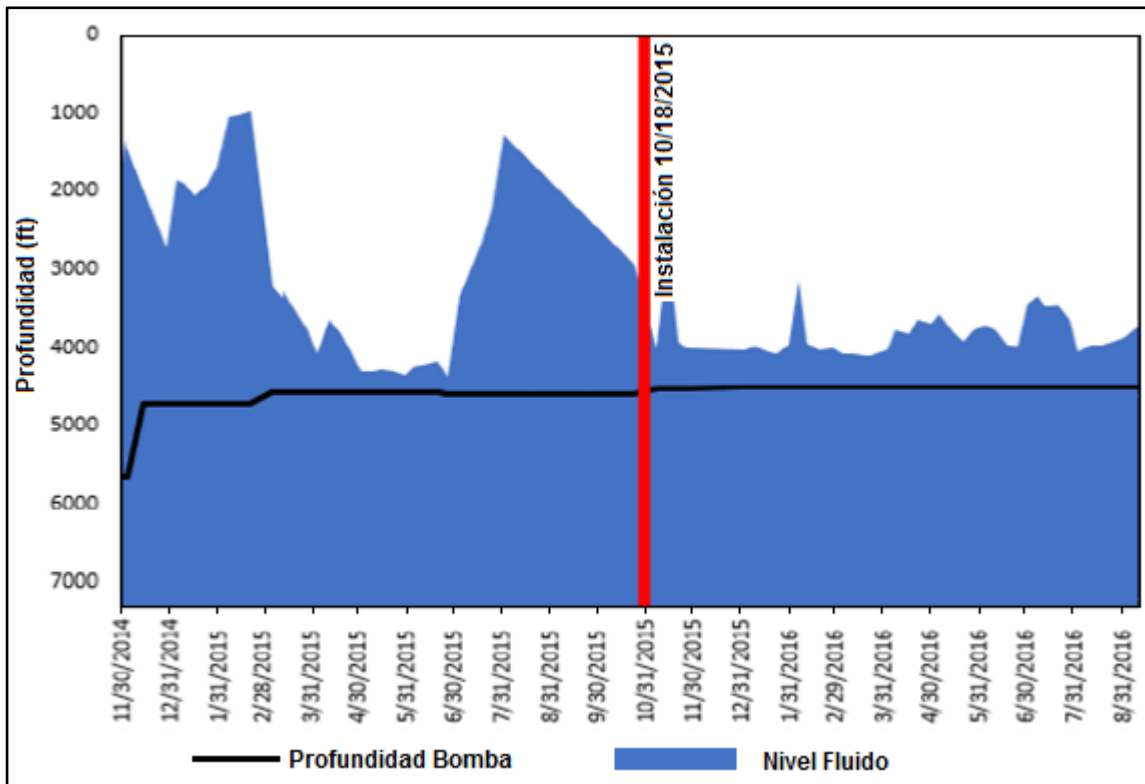
Fuente: Odessa Separator, Inc, Modificado por los autores.

Después de instalada la herramienta, teniendo en cuenta el sistema de levantamiento artificial, que para este caso es bombeo electrosumergible (ESP), se tienen en cuenta para el análisis valores de variables como transmisión de corriente (amperaje) y nivel de fluido, ya que éstas se ven afectadas de manera directa cuando se tiene producción de arena.

Se puede establecer el nivel de fluido, el cual se mantiene constante en un valor aproximado de 4000ft, puesto que antes este nivel tenía una variación entre 1000ft y 5000 ft, según se evidencia en la **Gráfica 19**.

Teniendo en cuenta que la instalación de la herramienta se ejecutó el 18 de octubre de 2015, se mantuvo constante el nivel del fluido por encima de la profundidad de la bomba después de dicha instalación, con lo que se tiene ausencia de arena, lo que permite tener un nivel constante a lo largo de la producción del pozo.

Gráfica 19 . Nivel de fluido Pozo 6



Fuente: Odessa Separator Inc.

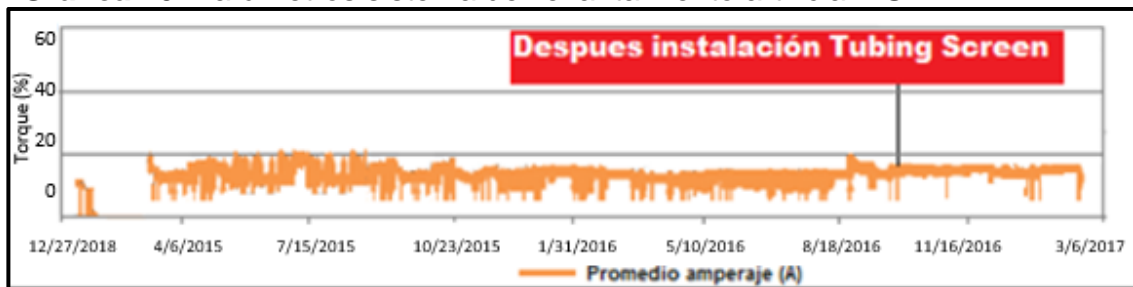
En la **Gráfica 19**, se puede evidenciar el nivel de fluido antes y después de la instalación de la herramienta; en donde se puede establecer que antes de la implementación se tiene un nivel de fluido que no está estabilizado, esto se genera principalmente porque al tener una presión de entrada a la bomba baja se puede generar drawdown (fluctuación en la caída de presión) y con esto tener influjos por producción de arena; mientras que si se compara con el después de la

implementación del Tubing Screen se tiene un nivel más estabilizado, puesto que con la herramienta se maneja la arena antes de que ingrese al sistema de levantamiento artificial, que para este caso es bombeo electrosumergible, es importante mencionar que para este es primordial tener el nivel de fluido estable, como el evidenciado para este pozo en 4000ft, puesto que si no se controla puede generar daños en el sistema.

Adicional al nivel del fluido, para este pozo se pudo realizar análisis en lo que respecta al desempeño de la bomba. El motor de la bomba eléctrica tiene ciertos requisitos de transmisión de corriente (amperaje), de los cuales depende el correcto funcionamiento de la bomba, como se evidencia en la **Gráfica 20**, donde, antes de la instalación de la herramienta estos valores variaban entre 0 y 20 amperios y una vez puesto en marcha el Tubing Screen se estabilizaron a valores aproximados de 18 amperios, donde se evidenció una disminución de la energía transmitida en un 10%, lo cual se podría ver reflejado en la disminución de los costos de operación.

Con este comportamiento en la transmisión de energía se evidencia que la energía eléctrica convertida a energía mecánica necesaria es menor una vez la arena deja de afectar la etapa de bombeo del sistema, con lo que se puede levantar el fluido sin arena hacia superficie con menos requerimientos de amperaje.

Gráfica 20. Parámetros sistema del levantamiento artificial ESP

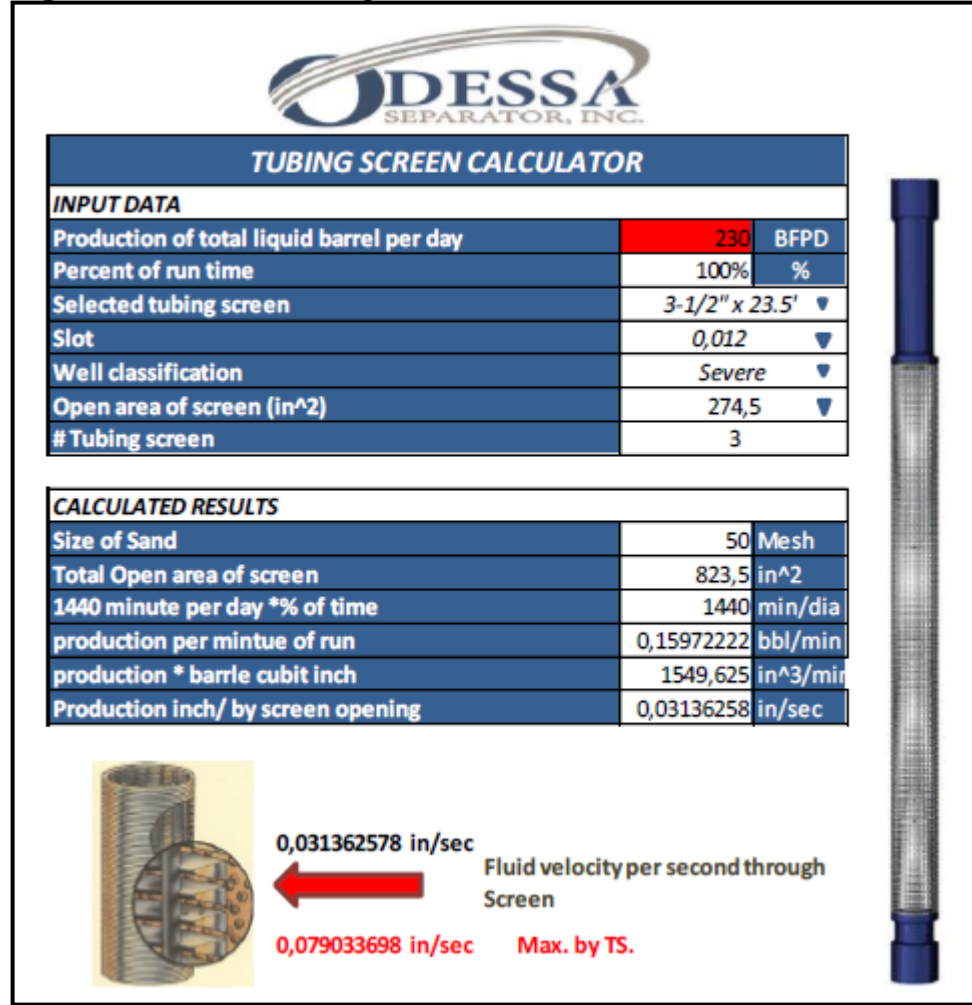


Fuente: Odessa Separator Inc.

5.2 POZO 7

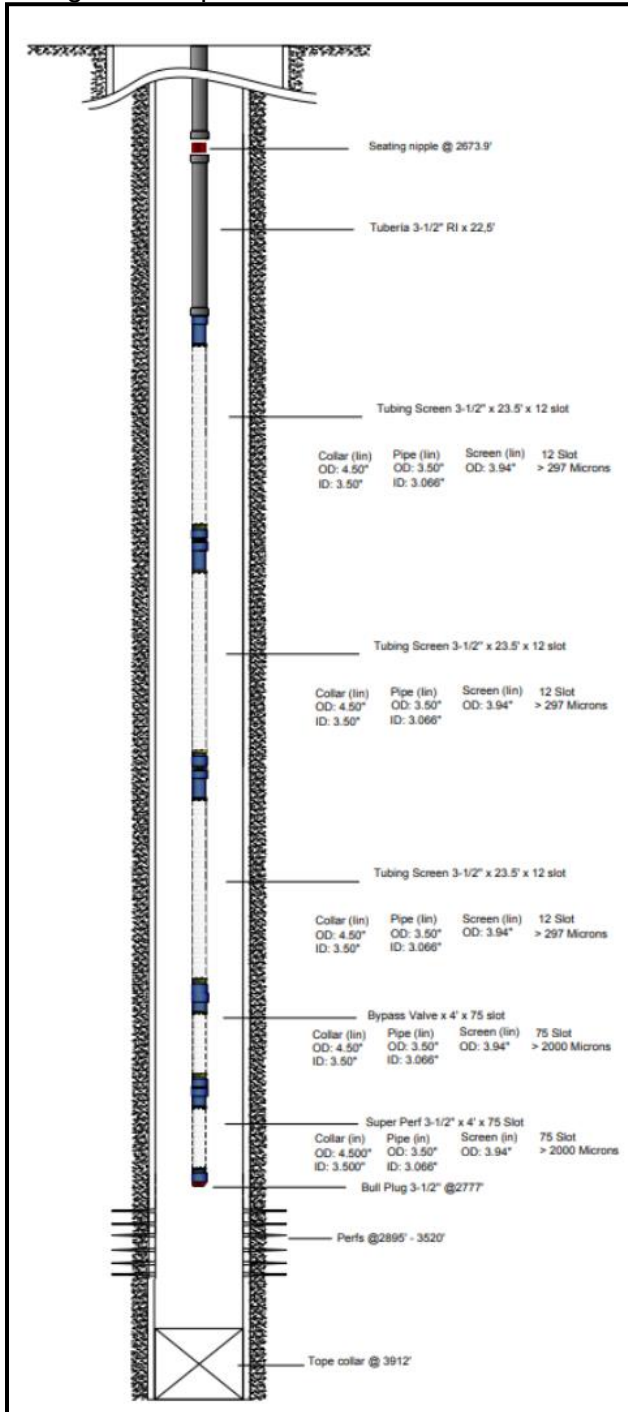
A partir de los datos de producción, intervenciones realizadas y problemas evidenciados por arenamiento del pozo 7, se realiza el diseño y selección del Tubing Screen, para esto fue usado el Tubing Screen calculator, ingresando los datos de entrada, estableciendo que el valor de producción promedio histórico alcanzada por el pozo es 230 BFPD, tamaño del slot seleccionado a partir del análisis granulométrico que se evidenció en el capítulo 4, es de 12 slot; la clasificación del pozo según la producción de arena, para este caso es de severa; como se evidencia en la **Figura 38**, donde se obtiene la configuración de 3 juntas de tubing. La empresa Odessa Separator INC, procedió a realizar la instalación de la herramienta Tubing Screen, teniendo la configuración en fondo de pozo como se evidencia en la **Figura 39**.

Figura 38. Diseño Tubing Screen Pozo 7



Fuente: Odessa Separator Inc.

Figura 39. Estado mecánico con la herramienta Tubing Screen pozo 7



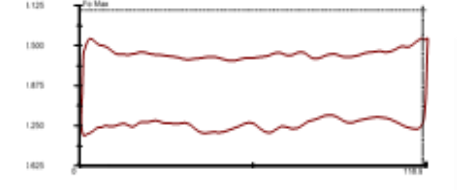
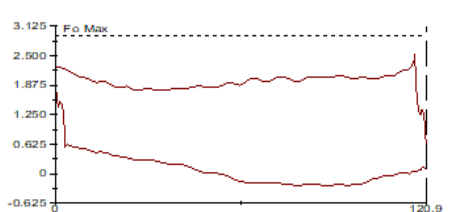
Fuente: Odessa Separator Inc, Modificado por los autores.

Para este sistema de levantamiento artificial, se tiene información de las condiciones de operación de la bomba, en donde se evidencia una eficiencia entre 95%-98%, lo que refleja una mejora en comparación con la eficiencia del 84% en la que se encontraba la bomba, antes de ser instalada la herramienta.

Como se observa en los dinagramas de fondo de la **Tabla 34**, no se evidencian fallas en la válvula fija y viajera con lo que se tiene un alto manejo de sólidos. Además, se evidencia alta sumergencia de la bomba, lo que hace que no se tenga influjos y por lo tanto no exista producción de arena

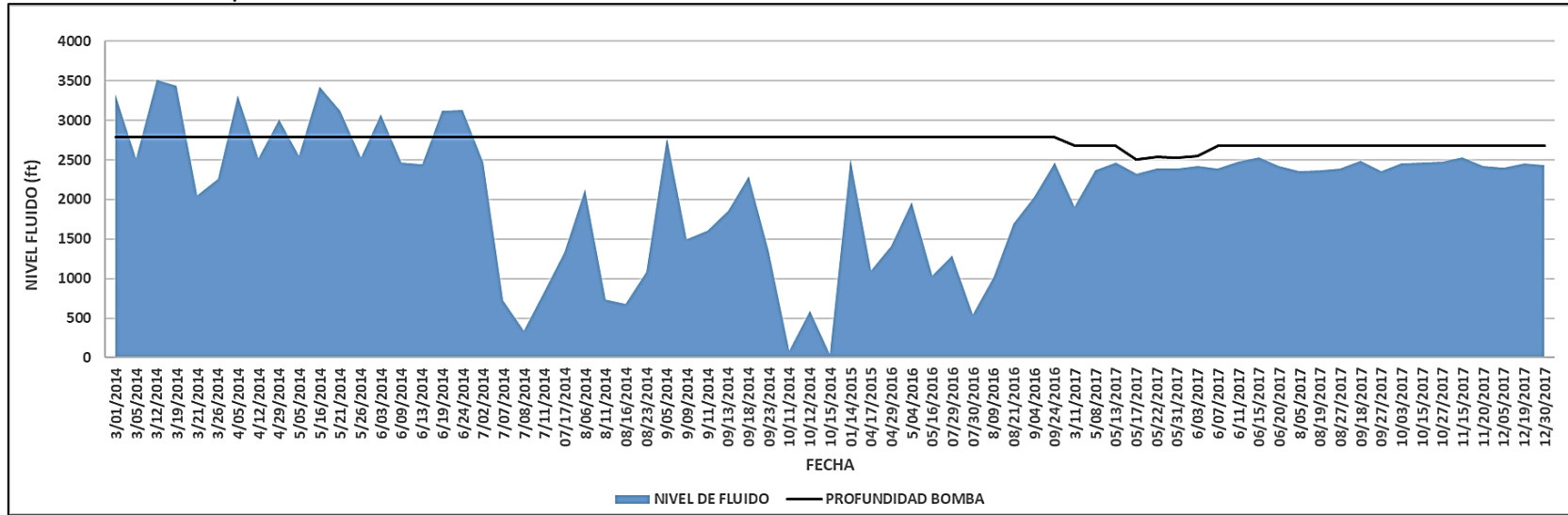
Al tener alto manejo de sólidos, estos no interfieren en el funcionamiento de las válvulas del sistema de bombeo mecánico, teniendo una mayor vida útil de la bomba del subsuelo, encargada de levantar el fluido hacia la superficie.

Tabla 34. Condiciones y Registros dinamométricos del sistema de levantamiento artificial

Condiciones	Dinagrama	Comentarios
<p>Intake: 2795ft Sumergencia: 1753 ft Velocidad: 7,258 spm Desplazamiento: 304 BBL/D Eficiencia: 98 %</p>		<p>Alta sumergencia, buen llenado de bomba y alto manejo de sólidos en fondo</p>
<p>Intake: 2795 ft Sumergencia: 1503 ft Velocidad: 7.2 spm Desplazamiento: 310 BBL/D Eficiencia: 95 %</p>		<p>Alta sumergencia, buen llenado de bomba y alto manejo de sólidos en fondo</p>

Fuente: Odessa Separator Inc, Modificado por los autores.

Gráfica 21. Comportamiento del nivel de fluido Pozo 7



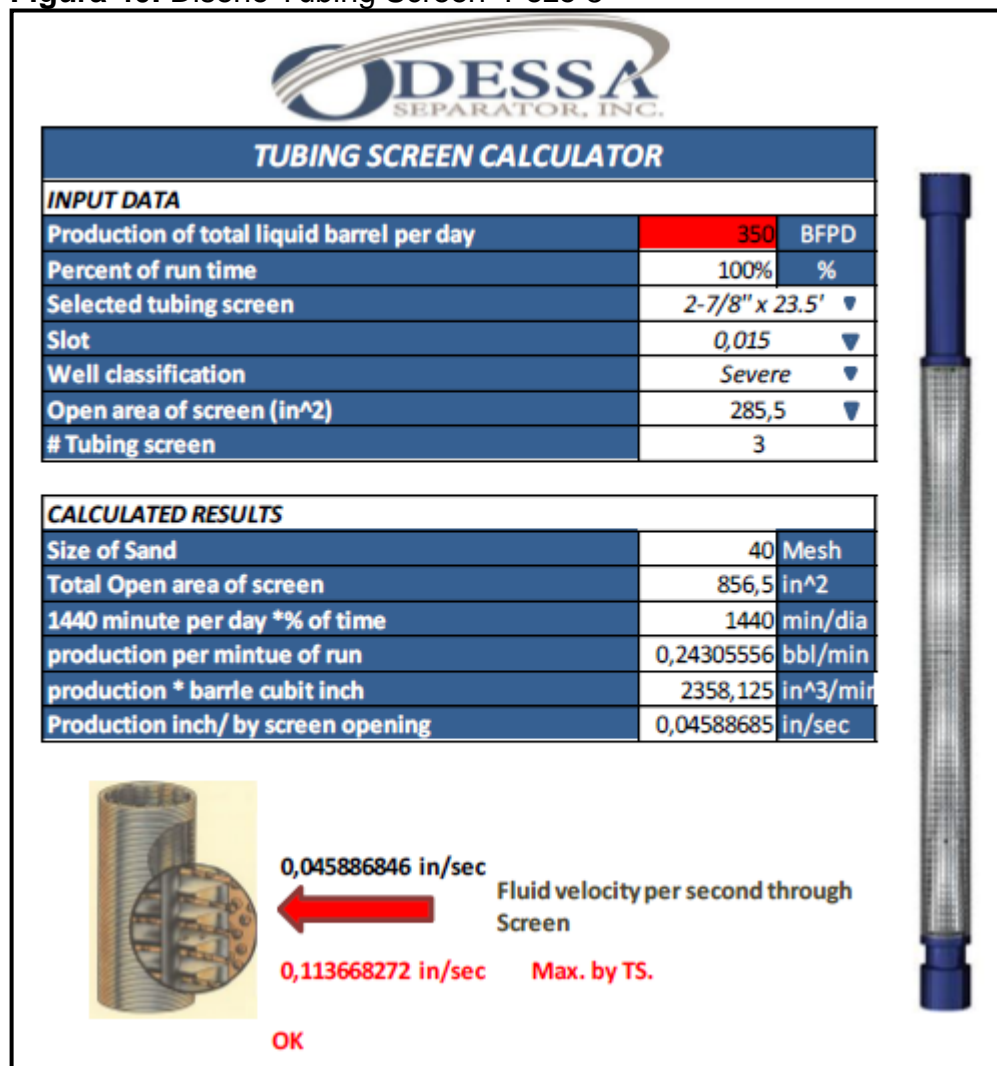
Fuente: Odessa Separator Inc, Modificado por los autores.

En la **Gráfica 21**, se puede evidenciar el nivel de fluido antes y después de la implementación de la herramienta; en donde se puede establecer que antes de la instalación se tiene un nivel de fluido que no está estabilizado, esto se genera principalmente porque al tener una PIP baja se puede generar drawdown (fluctuación en la caída de presión) y de este modo tener influjos por producción de arena; mientras que si se compara con el después de la implementación del Tubing Screen se tiene un nivel más estabilizado, debido a que con la herramienta se maneja la arena antes de que ingrese al sistema de levantamiento artificial, evitando de esta forma taponamientos o bacheo de fluido al ingreso de la bomba.

5.3 POZO 8

Teniendo en cuenta los datos de producción, intervenciones realizadas, run life y problemas evidenciados por arenamiento del pozo 8, se ingresan los valores de entrada en el Tubing Screen calculator, procedimiento que se realiza para el diseño y selección del Tubing Screen ; teniendo en cuenta que el valor de producción promedio histórico alcanzada por el pozo es 350 BFPD, tamaño del slot seleccionado a partir del análisis granulométrico, es de 15 slot; la clasificación del pozo según la producción de arena, para este caso es de severa; datos que se observan en la **Figura 40**, donde se obtiene la configuración de 3 juntas de tubing que se pueden observar en la **Figura 41**.

Figura 40. Diseño Tubing Screen Pozo 8



Fuente: Odessa Separator Inc.

Figura 41. Estado mecánico con la herramienta Tubing Screen pozo 8.

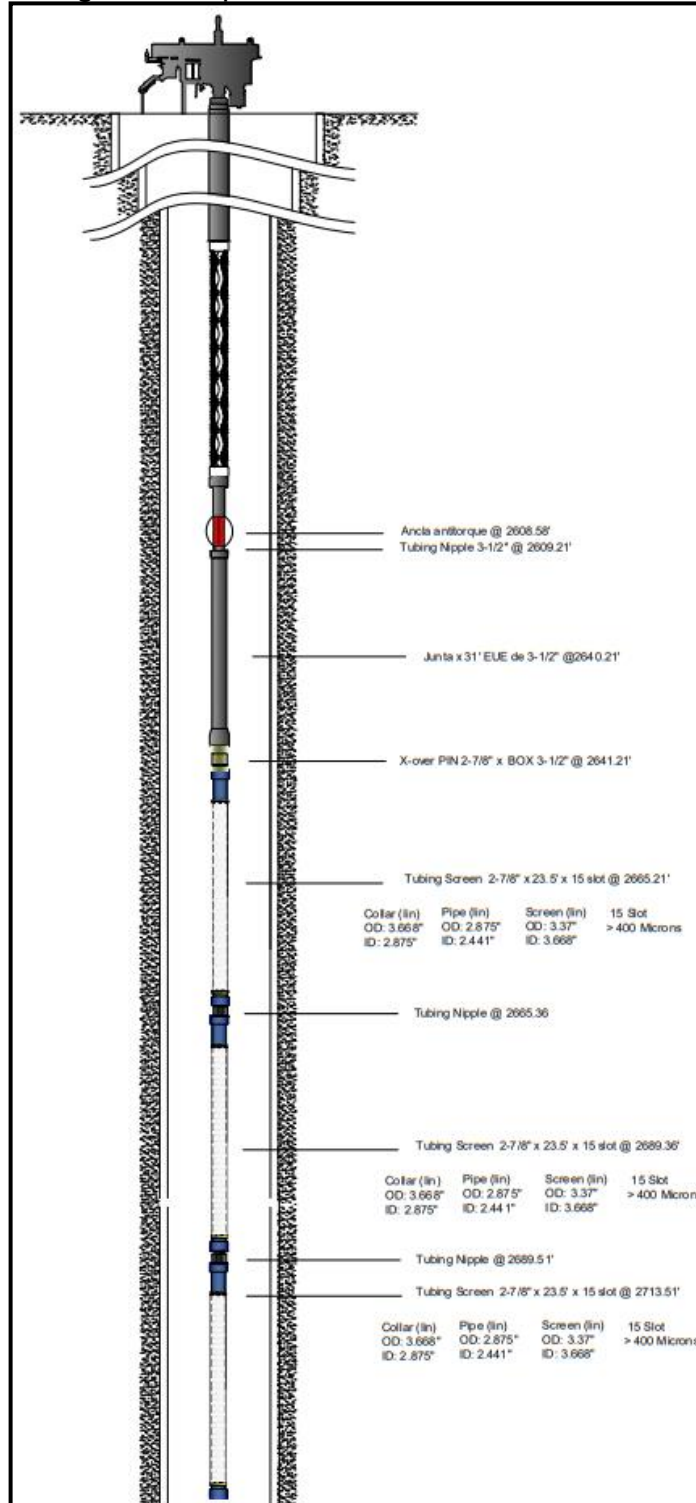
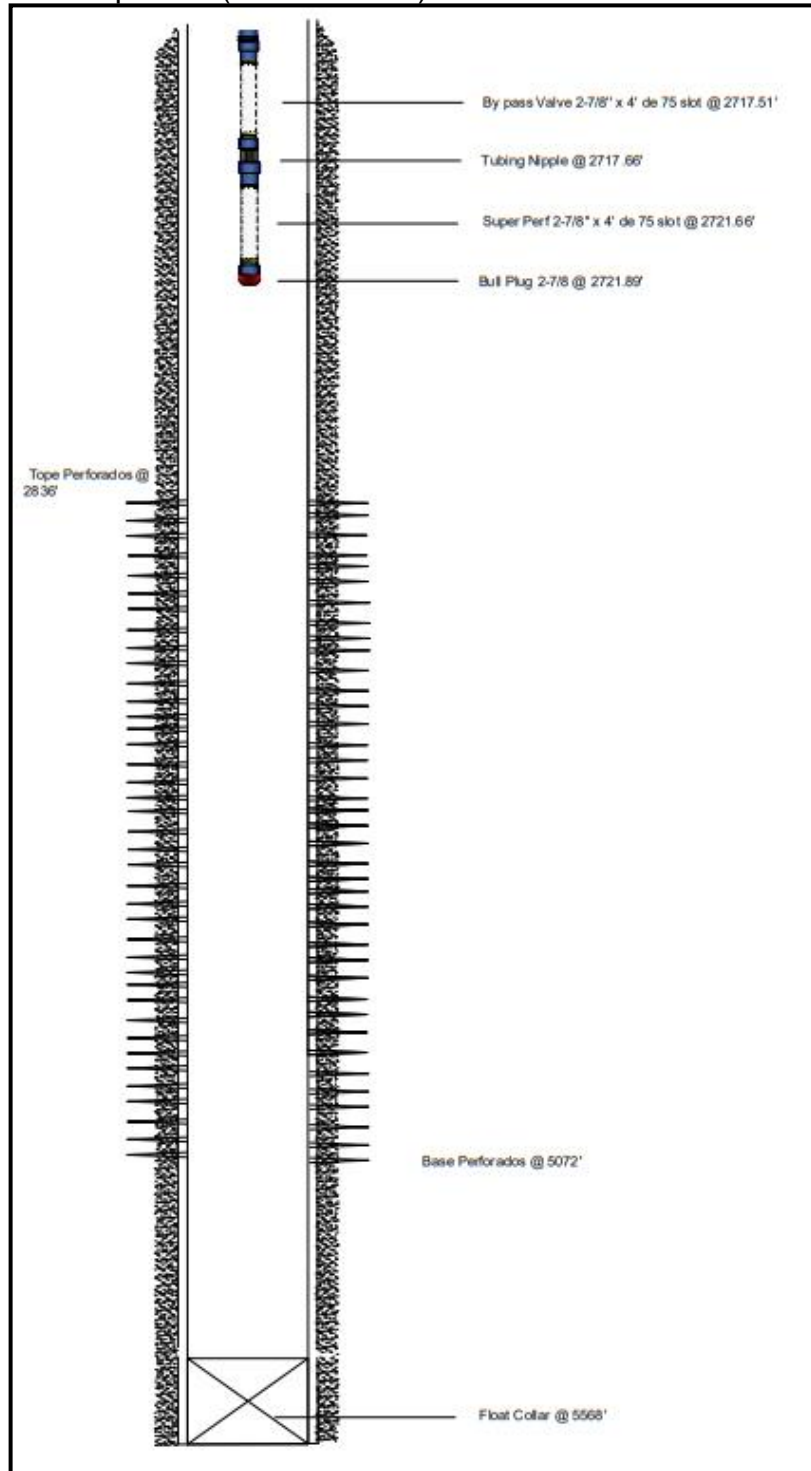
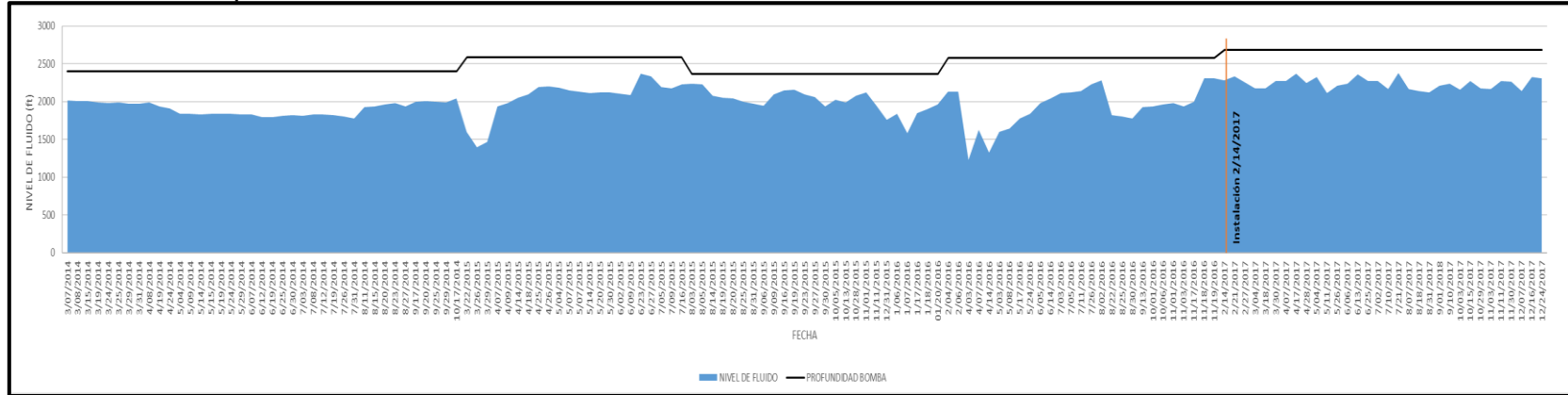


Figura 41. Estado mecánico con la herramienta Tubing Screen pozo 8 (Continuación).



Fuente: Odessa Separator Inc, Modificado por los autores.

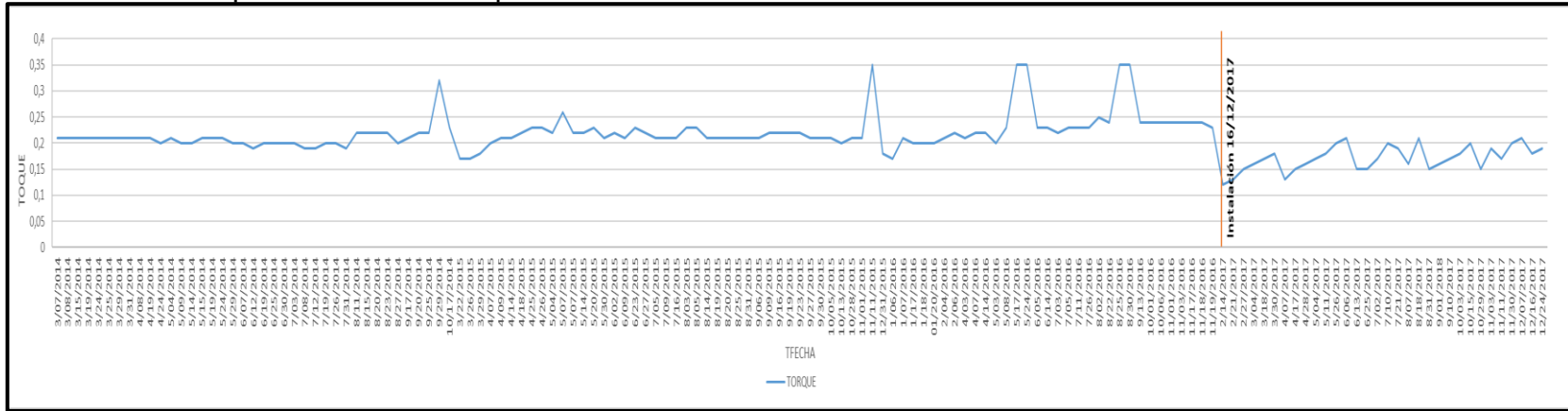
Gráfica 22. Comportamiento del nivel de fluido Pozo 8



Fuente: Odessa Separator Inc, Modificado por los autores.

Teniendo en cuenta **Gráfica 22**, se puede establecer que antes de la implementación se tiene un nivel de fluido que no está estabilizado, esto se genera principalmente porque al tener una PIP baja se puede generar inestabilidad en el influjo por producción de arena; mientras que si se compara con el después de la instalación del Tubing Screen se tiene un nivel más estabilizado, puesto que con la herramienta se maneja la arena antes de que ingrese al sistema de levantamiento artificial, que para este caso es bombeo por cavidades progresivas.

Gráfica 23. Comportamiento del torque Pozo 8



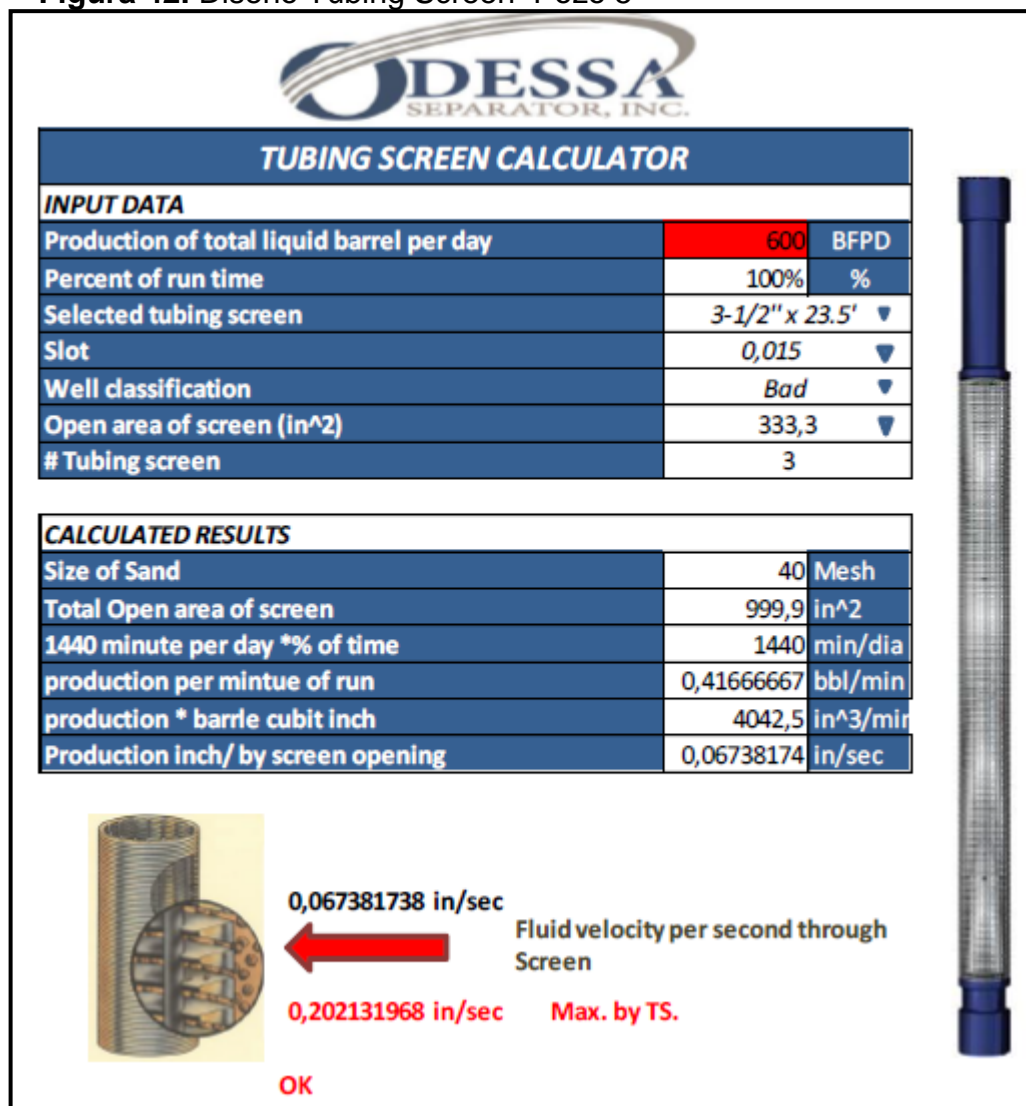
Fuente: Odessa Separator Inc, Modificado por los autores.

El torque total del sistema PCP para este pozo después de la instalación de la herramienta presenta una reducción del 21%, como se observa en la **Gráfica 23**, por lo que se establece que el torque por fricción disminuyó debido a que no se tiene la restricción mecánica entre el rotor y el elastómero asociado con el bombeo de partículas sólidas abrasivas que aumentan el ajuste entre estos dos elementos.

5.4 POZO 5

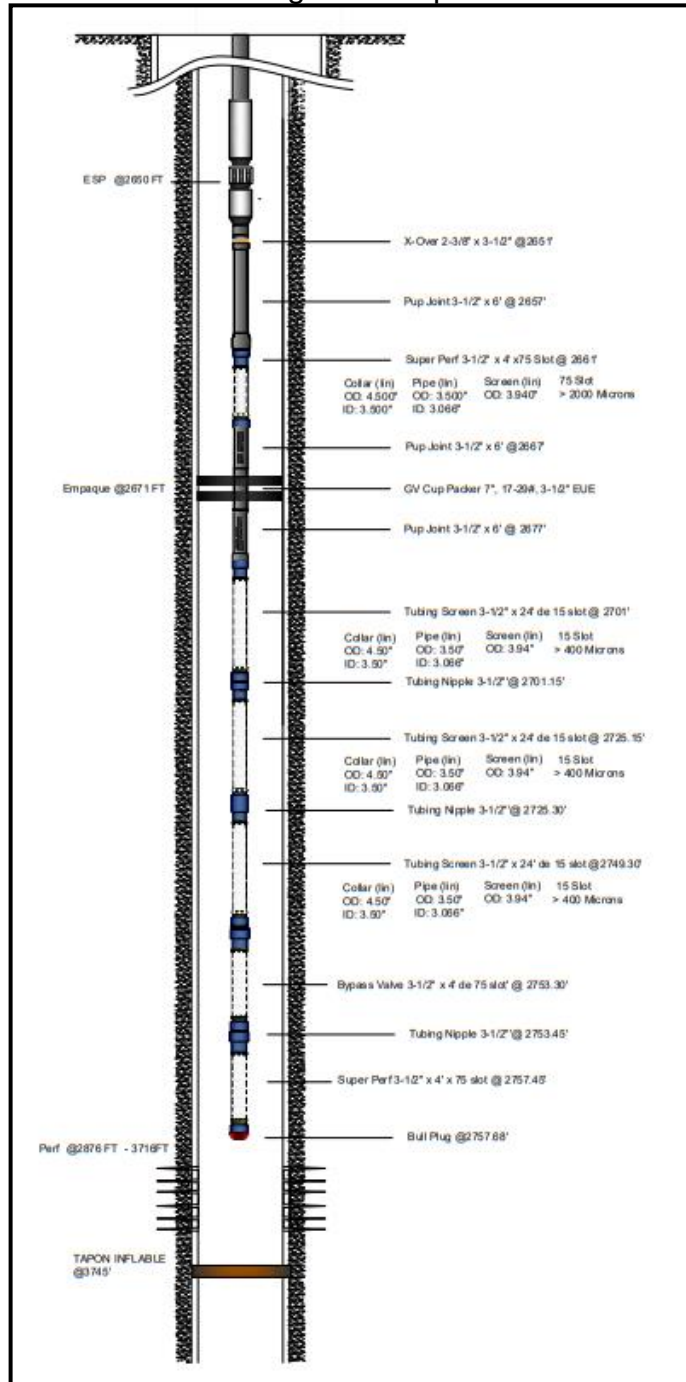
A partir de los datos nombrados en el capítulo anterior, como lo son intervenciones realizadas, historial de desplazamiento, run life y problemas evidenciados por arenamiento del pozo 5, se digitan los datos de entrada en el Tubing Screen calculator; estableciendo que el valor de producción promedio histórico alcanzada por el pozo es 600 BFPD, tamaño del slot seleccionado a partir del análisis granulométrico que es de 15 slot; la clasificación del pozo según la producción de arena, para este caso es mala; datos que se exhiben en la **Figura 42**, donde se tiene la configuración de 3 juntas de tubing como se observa en el estado mecánico mostrado en la **Figura 43**.

Figura 42. Diseño Tubing Screen Pozo 5



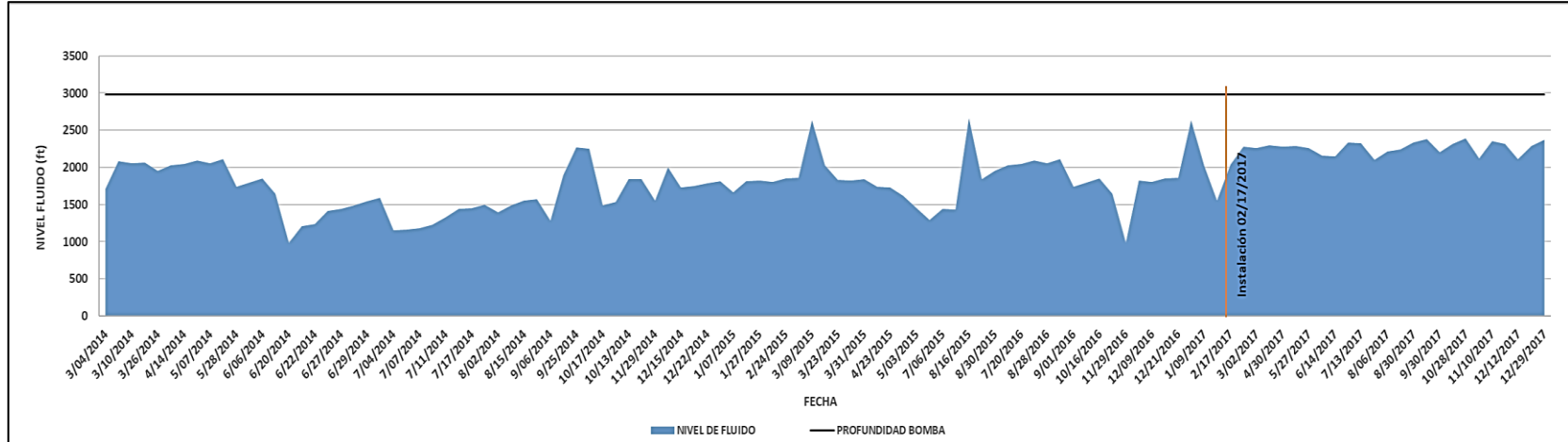
Fuente: Odessa Separator Inc.

Figura 43. Estado mecánico con la herramienta Tubing Screen pozo 5.



Fuente: Odessa Separator Inc, Modificado por los autores.

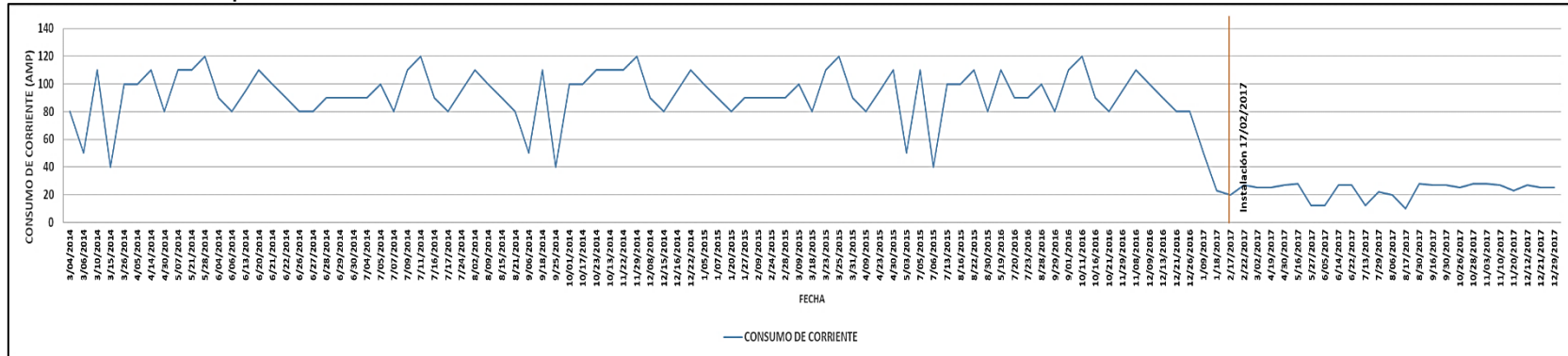
Gráfica 24. Comportamiento del nivel de fluido Pozo 5



Fuente: Odessa Separator Inc, Modificado por los autores.

En la **Gráfica 24**, se puede evidenciar el nivel de fluido antes y después de la instalación de la herramienta; en donde se puede establecer que antes de la implementación se tiene un nivel de fluido que no está estabilizado esto se genera principalmente porque al tener una PIP baja se puede generar obstrucción o riesgo de tenerse pérdida de flujo en la entrada de la bomba, arriesgando la integridad del sistema; mientras que si se compara con el después de la implementación del Tubing Screen se tiene un nivel más estabilizado, asegurando la condición de PIP necesaria para la operación adecuada de la bomba, puesto que con la herramienta se maneja la arena antes de que ingrese al sistema de levantamiento artificial, que para este caso es bombeo electrosumergible, es importante mencionar que para este es primordial tener el nivel de fluido estable, puesto que si no se controla puede generar daños en el sistema (motor quemado por falta de lubricación y/o daño en la bomba por falta de fluido).

Gráfica 25. Comportamiento de consumo de corriente Pozo 5



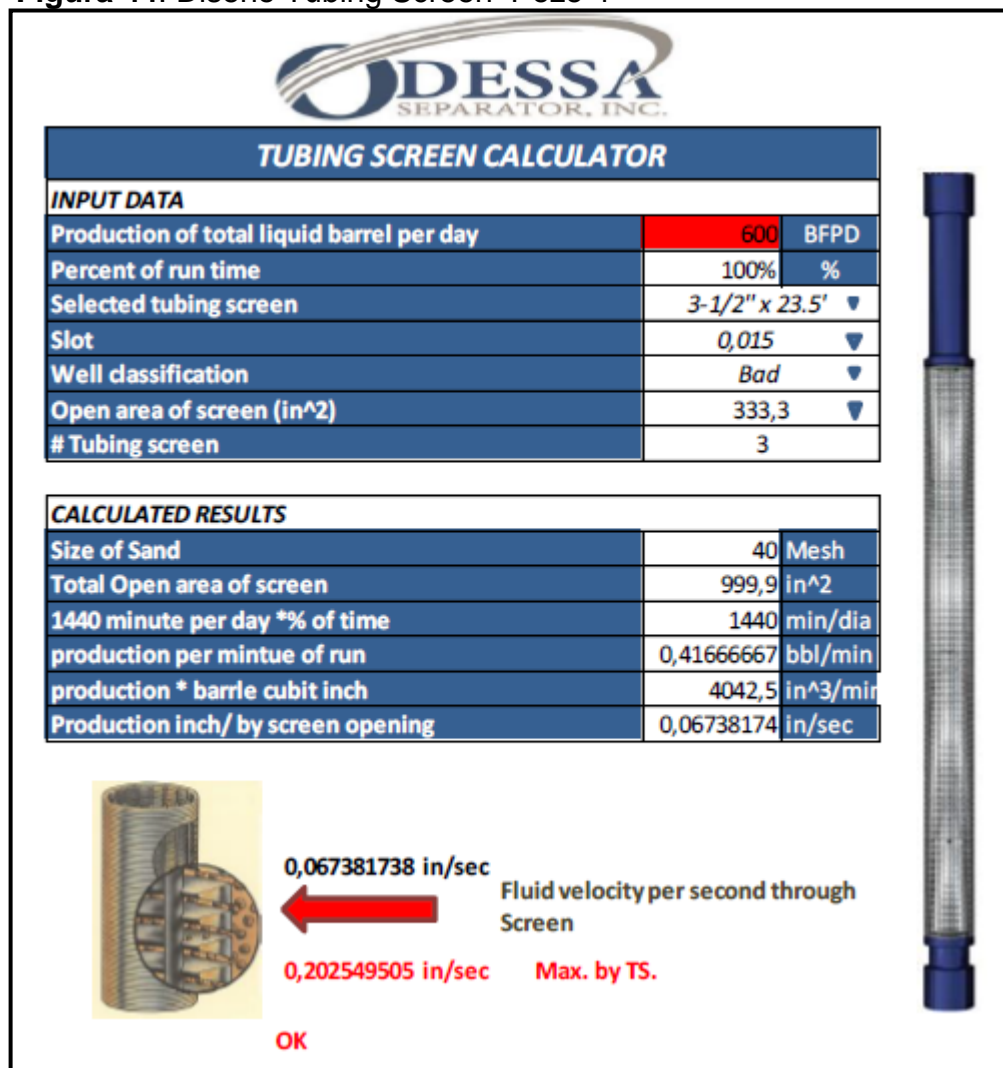
Fuente: Odessa Separator Inc, Modificado por los autores.

En la **Gráfica 25**, se muestra el comportamiento del consumo de corriente en donde se puede identificar que antes de la implementación de la herramienta este consumo era mucho mayor, con valores de hasta 120 amperios, esto se debe a que al tener partículas de arena en el sistema de levantamiento BES, estas restringen el flujo de fluido líquido hacia el sistema lo que ocasiona un mayor esfuerzo de la bomba para su correcta operación, generando que se partan los ejes y que el motor sufra daños que aumenten los costos de mantenimiento. Es importante mencionar que con la instalación del Tubing Screen, el consumo de corriente disminuyó aproximadamente en un 74%, puesto que se logró controlar las partículas de arena antes de que ingresarán al sistema de levantamiento artificial.

5.5 POZO 4

Teniendo en cuenta los datos de producción, intervenciones realizadas, run life y problemas evidenciados por arenamiento del pozo 4, se ingresan los valores de entrada en el Tubing Screen calculator, procedimiento que se realiza para el diseño y selección del Tubing Screen , teniendo en cuenta que el valor de producción promedio histórico alcanzada por el pozo es 600 BFPD, tamaño del slot seleccionado a partir del análisis granulométrico, que es de 15 slot; la clasificación del pozo según la producción de arena es malo; datos que se observan en la **Figura 44**, donde se tiene la configuración de 3 juntas de tubing como se evidencia en el estado mecánico mostrado en la **Figura 45**.

Figura 44. Diseño Tubing Screen Pozo 4



Fuente: Odessa Separator Inc.

Figura 45. Estado mecánico con la herramienta Tubing Screen pozo 4.

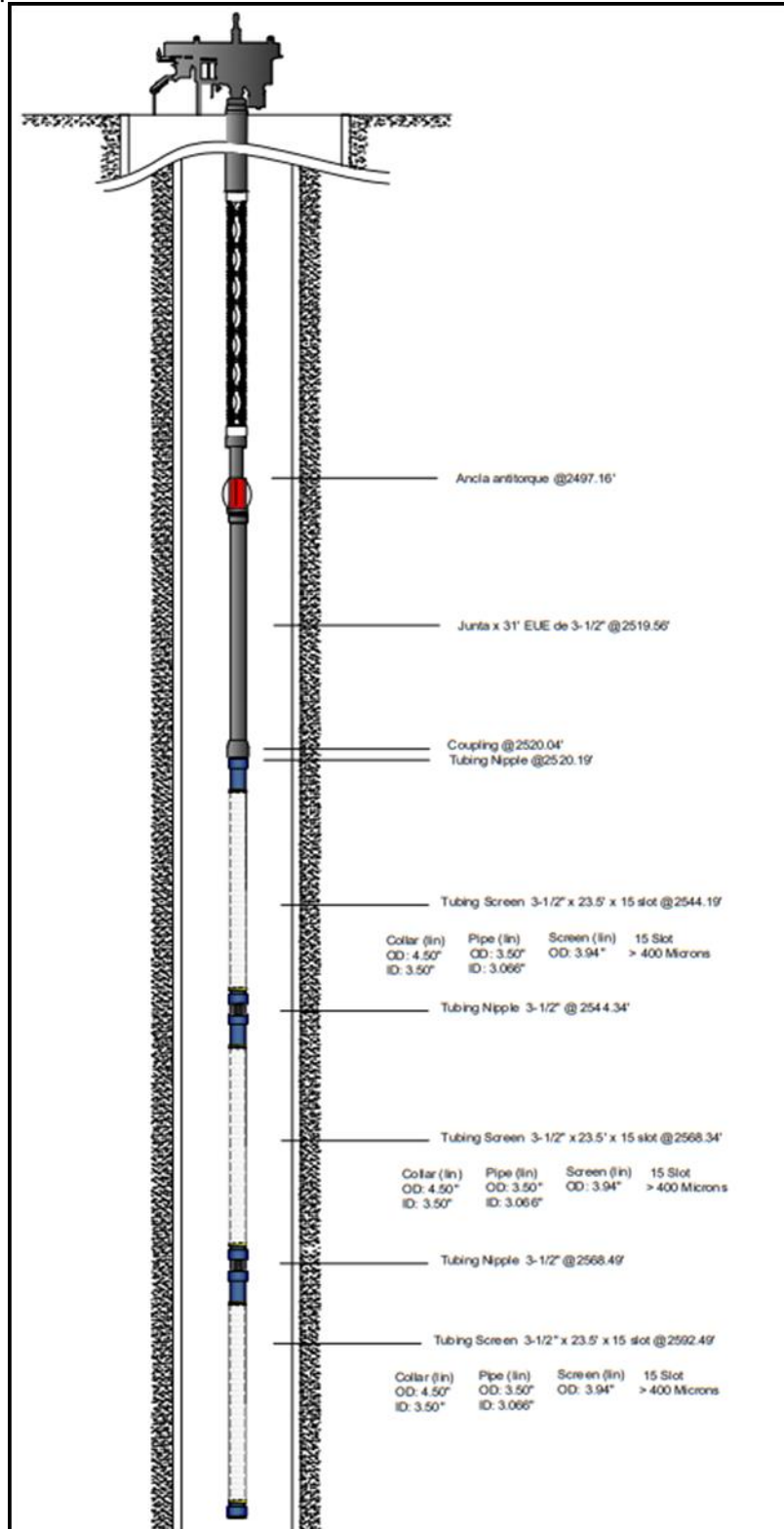
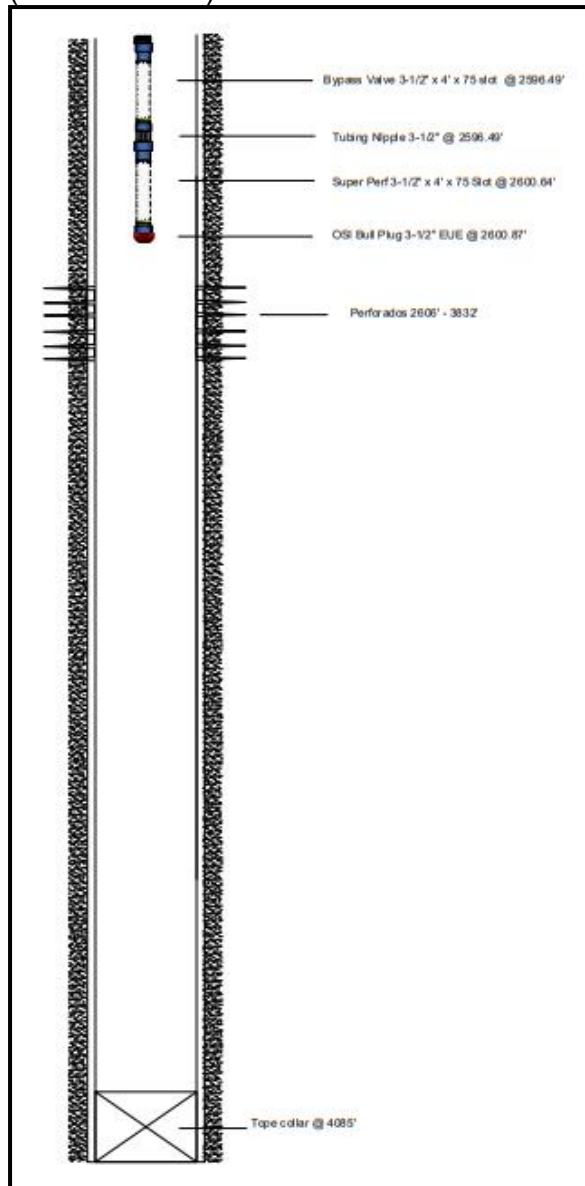
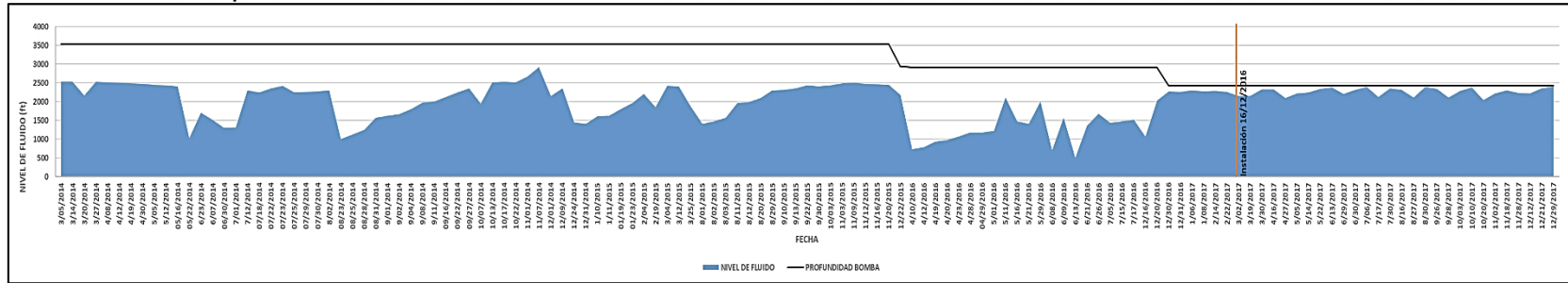


Figura 45. Estado mecánico con la herramienta Tubing Screen pozo 4 (Continuación).



Fuente: Odessa Separator Inc,
Modificado por los autores.

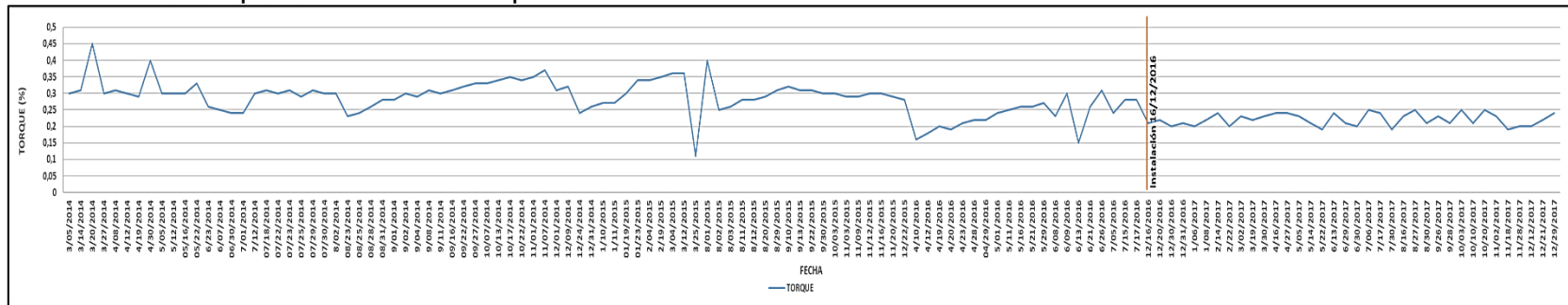
Gráfica 26. Comportamiento del nivel de fluido Pozo 4



Fuente: Odessa Separator Inc, Modificado por los autores.

En la **Gráfica 26**, en donde se puede establecer que antes de la implementación se tiene un nivel de fluido que no es constante, esto se genera principalmente al tener una PIP baja y por esto se tienen influjos por producción de arena; mientras que si se compara con el después de la implementación del Tubing Screen se tiene un nivel más estable, puesto que con la herramienta se maneja la arena antes de que ingrese al sistema de levantamiento artificial, que para este caso es bombeo por cavidades progresivas.

Gráfica 27. Comportamiento del Torque Pozo 4



Fuente: Odessa Separator Inc, Modificado por los autores.

En la **Gráfica 29** correspondiente al torque del sistema PCP, se puede evidenciar que antes de la instalación de la herramienta no se tenía un valor estable de torque, además de tener valores para este parámetro mayores a los reportados después de la instalación, para los sistemas PCP, se tiene un torque total el cual está compuesto por el torque hidráulico, torque por fricción en bomba y torque resistivo. Para este caso se asume que el torque por fricción en bomba disminuyó teniendo una reducción del torque total en un 23%.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos según las variables operativas seleccionadas y analizadas para cada uno de los sistemas de levantamiento artificial, en donde se evidencia una reducción de cada uno de las variables evaluadas en cada pozo, lo que constituye que la herramienta cumple con el objetivo de retener partículas de arena en fondo de pozo que no afecten el funcionamiento y vida útil de cada sistema de levantamiento artificial.

Tabla 35. Comportamiento del nivel de fluido antes y después de la implementación del Tubing Screen

POZO	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	ANTES DE LA INSTALACION			DESPUÉS DE LA INSTALACION		
		RANGO NIVEL DE FLUIDO (ft)	RANGO PROMEDIO NIVEL DE FLUIDO (ft)	% VARIACIÓN NIVEL DE FLUIDO	RANGO PROMEDIO NIVEL DE FLUIDO (ft)	RANGO PROMEDIO NIVEL DE FLUIDO (ft)	% VARIACIÓN NIVEL DE FLUIDO
4	PCP	500 - 2900	1700	83%	2200 - 2490	2345	12%
5	BES	1100 - 2600	1850	31%	2100 - 2450	2275	14%
6	BES	1000 - 4800	2900	79%	3800 - 4300	4050	12%
7	BM	500 - 3500	2000	86%	1900 - 2500	2200	24%
8	PCP	1100 - 2350	1725	86%	2150 - 2400	2275	10%

En la **Tabla 35** se puede evidenciar el comportamiento del nivel de fluido antes y después de la instalación del Tubing Screen, en el caso del sistema de levantamiento bombeo mecánico, pozo 7, se presenta una variación en el nivel del fluido 86% al 24 %; para bombeo por cavidades progresivas pozos 4 y 8, la variación es de 83% al 12% y 86% al 10%, respectivamente y para bombeo electrosumergible, pozos 5 y 6, existe una variación del nivel del fluido de 31% al 14% y 79% al 12%, respectivamente, porcentajes de estabilización que se representan en la **Grafica 28**; es por esta razón que antes de la implementación de la herramienta el nivel de fluido no está estabilizado, esto se genera principalmente porque al tener una presión de entrada a la bomba baja se puede generar drawdown, es decir fluctuación en la caída de presión y con esto presentar influjos por producción de arena; mientras que si se compara con el nivel después de la implementación del Tubing Screen este es más estabilizado, puesto que con la herramienta se maneja la arena antes de que ingrese al sistema de levantamiento artificial; evitando taponamientos o bacheo de fluido al ingreso de la bomba.

Gráfica 28. Comportamiento de nivel de fluido para los cinco Pozos

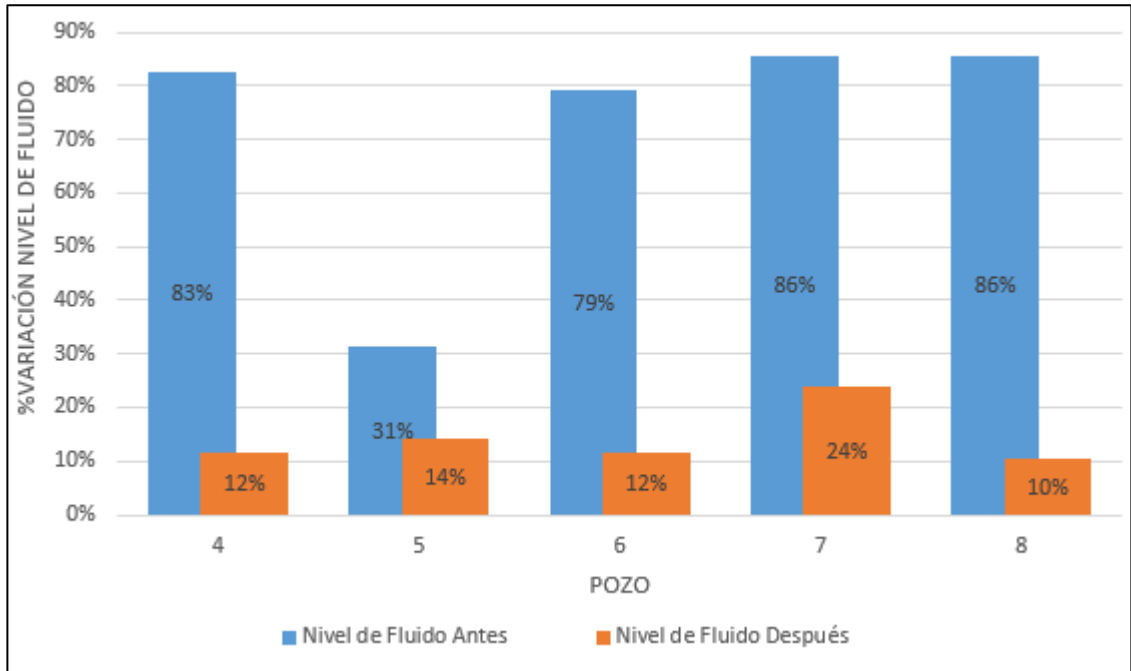


Tabla 36. Comportamiento consumo de corriente antes y después de la implementación del Tubing Screen

POZO	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	ANTES DE LA INSTALACION			DESPUÉS DE LA INSTALACION		
		RANGO CONSUMO DE CORRIENTE (Amp)	RANGO PROMEDIO CONSUMO DE CORRIENTE (Amp)	% VARIACIÓN CONSUMO DE CORRIENTE	RANGO CONSUMO DE CORRIENTE (Amp)	RANGO PROMEDIO CONSUMO DE CORRIENTE (Amp)	% VARIACIÓN CONSUMO DE CORRIENTE
5	BES	20 - 120	70	83%	17 - 28	22,5	39%
6	BES	.7 - 20	13,5	65%	.12 - 20	16	40%

En la **Tabla 36**, se muestra el comportamiento del consumo de corriente para los pozos 5 y 6 que tienen como sistema de levantamiento bombeo electrosumergible; antes de la instalación de la herramienta la variación que se presentaba era de 83% y 65% respectivamente, mientras que después de la implementación del Tubing Screen es de 39% y 40%; como se exhibe en la **Gráfica 29**, con lo que se evidencia que antes el consumo de energía era mayor, esto se debe a que al tener partículas de arena en el sistema de levantamiento, estas restringen el flujo de fluidos hacia el sistema lo que ocasiona un mayor esfuerzo de la bomba para su correcta operación.

Gráfica 30. Comportamiento parámetros BES

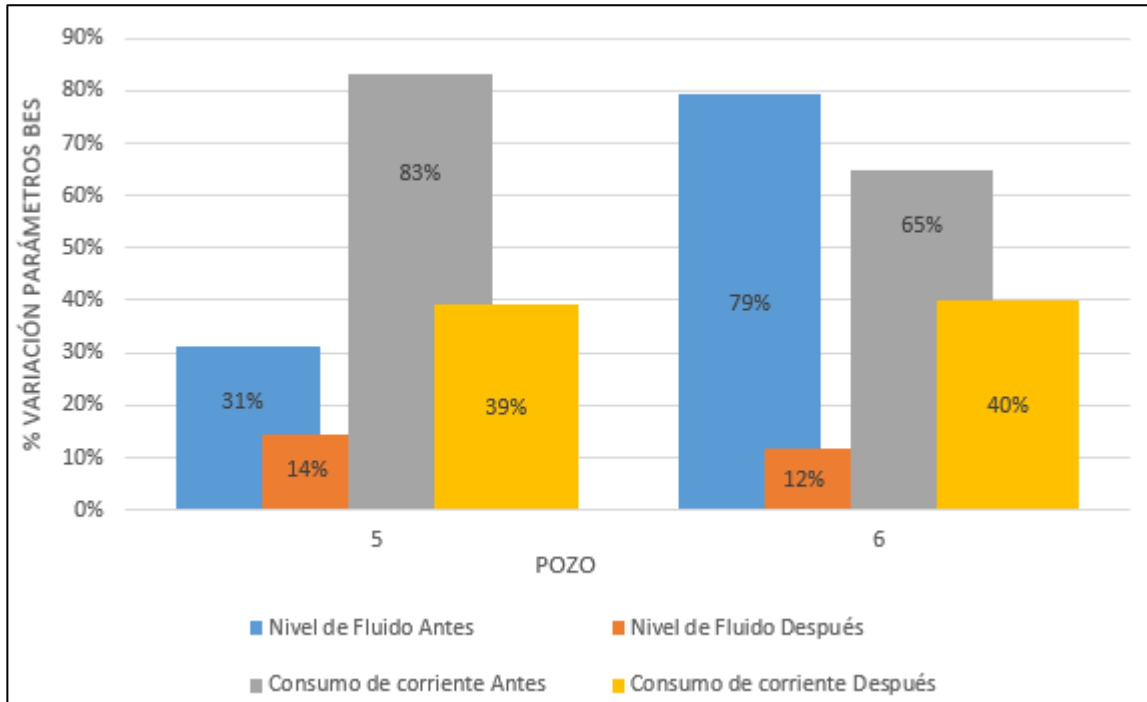
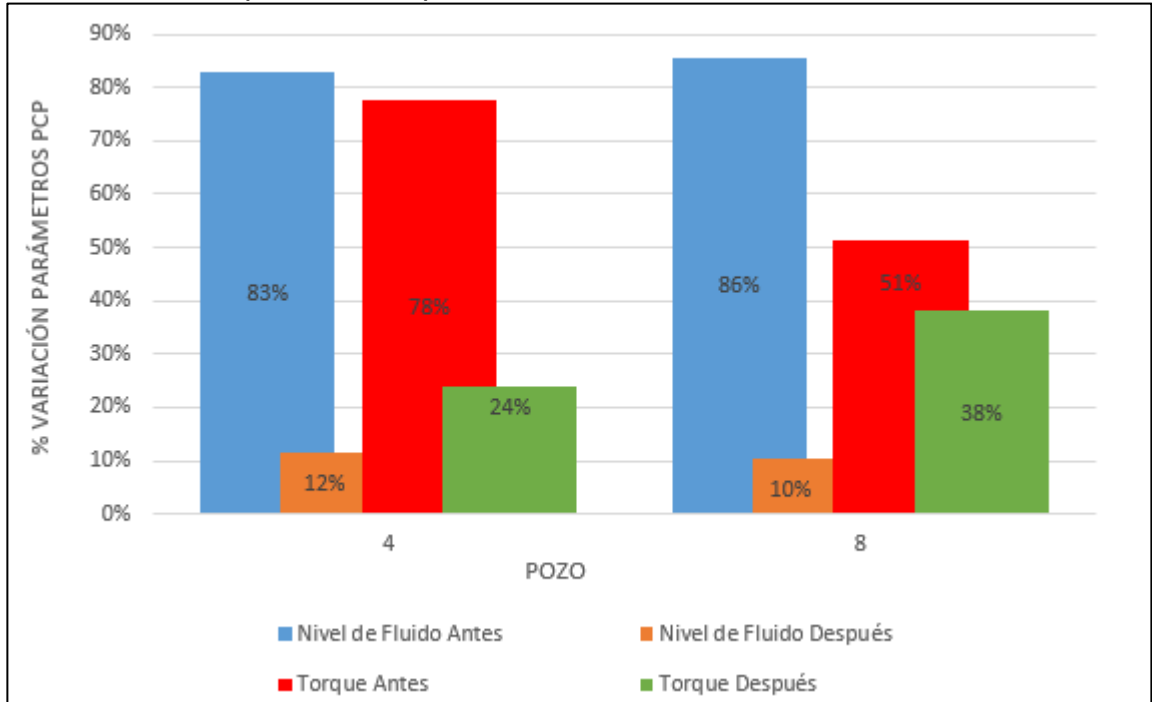


Tabla 37. Comportamiento torque antes y después de la implementación del Tubing Screen

POZO	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	ANTES DE LA INSTALACION			DESPUÉS DE LA INSTALACION		
		RANGO TORQUE (%)	RANGO PROMEDIO TORQUE (%)	% VARIACIÓN TORQUE	RANGO TORQUE (%)	RANGO PROMEDIO TORQUE (%)	% VARIACIÓN TORQUE
4	PCP	0 - 45	27,5	78%	19 - 25	22	24%
8	PCP	17 - 35	26	51%	2100 - 2450	17	38%

En la **Tabla 37** se presenta el comportamiento del torque antes y después de la implementación del Tubing Screen, parámetro que se seleccionó para el sistema de levantamiento bombeo por cavidades progresivas, ya que este constituye el mayor limitante del sistema, para los pozos 4 y 8 se presenta una variación del 78% al 24% y 51% al 38%, respectivamente, como se muestra en la **Gráfica 31**; con esto se evidencia una disminución en los valores del torque total después de la implementación de la herramienta; con lo que se puede establecer que hay una reducción en el torque por fricción, puesto que no se tiene la restricción mecánica, que se asocia al bombeo de partículas sólidas que aumentan el ajuste entre el rotor y elastómero.

Gráfica 31. Comportamiento parámetros PCP



6. ANÁLISIS FINANCIERO

El presente capítulo tiene como objetivo evaluar la viabilidad financiera del proyecto a través del indicador Beneficio/Costo, teniendo en cuenta la inversión que la empresa operadora debe realizar para adquirir las herramientas que le provee la empresa Odessa Separator Inc, para tener control de arena en fondo de pozo, las cuales permitan mejorar el sistema de levantamiento artificial de cada pozo analizado, aumentando el run life de cada uno de estos.

El campo Casabe, es un campo maduro, ya que su explotación comercial comenzó en el año 1945, donde 35 años después se hizo necesaria la inyección de agua, como recuperación secundaria. Desde el año 2004, este campo está siendo operado por la Alianza Casabe Ecopetrol- Schlumberger, donde existe un contrato de servicios y colaboración técnica entre las partes.

La relación beneficio costo será el indicador que se utilizará para evaluar la rentabilidad del proyecto, mediante la comparación de los costos previstos con los beneficios esperados. Esta evaluación se realizará con base al valor de la inversión de la herramienta por parte de la empresa operadora junto con sus costos operativos y los beneficios obtenidos al no tener paradas operativas que sean reflejadas en tiempos no productivos.

La unidad monetaria que se utilizara para el análisis financiero del proyecto es la unidad monetaria de valor constante dólar (USD), la tasa de descuento suministrada por la empresa operadora constituye el 10% y el horizonte de evaluación del proyecto es de cinco años.

Para el desarrollo de este proyecto se evaluaron cinco pozos propuestos por la empresa Odessa Separator INC, de los cuales se tienen dos pozos con sistema de levantamiento de bombeo por cavidades progresivas (PCP), dos pozos con sistema de levantamiento por bombeo electro sumergible (ESP) y un pozo con bombeo mecánico.

6.1 INDICADOR RELACIÓN BENEFICIO COSTO

Un análisis costo beneficio es el proceso mediante el cual se analiza la alternativa de adquirir algún producto, servicio o tomar una decisión. En este análisis, se suman los beneficios de una situación dada, es decir se determinan las cantidades que constituyen los ingresos y luego se restan los costos asociados (egresos), a la adquisición del producto o servicio.⁶³

Para este proyecto de inversión en la tecnología de la herramienta Tubing Screen , se tienen costos asociados a la instalación y a la operación de la herramienta. Los

⁶³ ABC Finanzas. en línea consultado el 31 de Marzo de 2018. Disponible en: <https://www.abcf Finanzas.com/administracion-financiera/relacion-costo-beneficio>

beneficios se resumen en tener un aumento de run life, con lo cual se puede cuantificar la producción incremental.

Para poder establecer la viabilidad que tiene la adquisición del Tubing Screen para los cinco pozos analizados en este proyecto, se comparará la relación B/C tomando la unidad como referencia, según se muestra en la **Tabla 38**.

Tabla 38. Viabilidad de un proyecto según la relación beneficio – costo

B/C > 1	Indica que los beneficios superan los costos, por lo tanto el proyecto se puede considerar.
B/C = 1	Cuando esta relación, es igual a uno . No hay ganancias pues los beneficios son iguales a los costos.
B/C < 1	Cuando la relación es mayor a uno, los costos son mayores a los beneficios, por lo tanto, no se debe considerar el proyecto.

Fuente: GESTIOPOLIS. (en línea). Recuperado el 31 de marzo de 2018. Disponible en: <https://www.gestiopolis.com/calculo-de-la-relacion-beneficio-coste/>

6.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Son egresos de capital para adquirir o mejorar los activos productivos (maquinaria, equipos, infraestructura y/o vehículos) con el fin de poder aumentar la eficiencia de una empresa. Para el análisis financiero en los cinco pozos del Campo Casabe, se cuenta con la inversión de la herramienta Tubing Screen , es decir el costo de cada junta de 23.5 ft de Tubing Screen necesaria para llevar a cabo el proceso de filtración de partículas de arena junto con el tubing nipple y el transporte de dichas herramientas al Campo, junto con asesoría técnica por parte de la empresa Odessa Separator INC, como se puede evidenciar en la **Tabla 39**.

Tabla 39. Costos de inversión por cada pozo

POZO	Tubing Screen	Costo Tubing Screen (USD)	Tubing Niple	Costo Tubing niple (USD)	Transporte (USD)	WORKOVER (USD)	TOTAL (USD)
POZO 6	3	2.500	6	50	656	70.000	78.456
POZO 7	3	2.500	6	50	656	70.000	78.456
POZO 8	3	2.500	6	50	656	70.000	78.456
POZO 5	3	2.500	6	50	656	70.000	78.456
POZO 4	3	2.500	6	50	656	70.000	78.456
TOTAL (USD)							392.278

Fuente: Odessa Separator Inc

6.3 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Es el dinero que la compañía desembolsa a lo largo de la ejecución del proyecto debido a mantenimientos ocasionados por falla en los equipos, herramienta y otros gastos de funcionamiento, como lo son la extracción del barril de petróleo. Para este caso se establecen los costos de extraer un barril de petróleo contemplando el “lifting cost”, el cual es suministrado por la compañía, dentro de dicho costo se tiene en cuenta el tratamiento de agua, mantenimiento de subsuelo y de superficie. En la **Tabla 40** se observan los costos totales.

Tabla 40. Costos de operación - OPEX

Año	Producción base (Bbl/año)	Producción Tubing Screen (Bbl/año)	Incremental (bbl/año)	Lifting Cost (USD/Bbl)	Costo Total (USD/Año)
2017	269735,00	275597,07	5862,07	16,5	96.724
2018	269160,10	274698,57	5538,46	16,5	91.385
2019	268617,40	273866,02	5248,62	16,5	86.602
2020	268103,40	273090,93	4987,53	16,5	82.294
2021	267615,14	272366,27	4751,13	16,5	78.394

Fuente: Odessa Separator Inc

*Lifting cost validado por la compañía operadora de Campo Casabe

6.4 ANÁLISIS DE INGRESOS

Los ingresos que se analizarán serán aquellos que correspondan a la venta de barriles de petróleo de producción que se tienen para cada pozo. Se debe tener en

cuenta el marcador de referencia Brent, lo que significa que este será el empleado para el análisis de los ingresos.

6.4.1 Precio de venta del crudo. Se tiene como precio de referencia el Brent, el cual es usado como referencia en los mercados de Europa, África, Oriente Medio y en empresas operadoras como Ecopetrol S.A. El Brent es un petróleo ligero y dulce, teniendo una gravedad API de 38,3 y un bajo contenido de azufre aproximadamente de 0,37%. ⁶⁴A este marcador se le debe hacer un descuento por calidad que para este caso se observa en la **Tabla 41**.

Tabla 41. Indicador Brent con descuento

ITEM	USD/Bbl
Precio de referencia	60,00
Ajuste de calidad	9,00
Precio de venta	51,00

Fuente: Odessa Separator Inc

6.4.2 Regalías. El pago de regalías se da de forma escalonada y según la Resolución 756 de 2002, para la determinación de la producción neta de petróleo en el país se hace necesario descontar las regalías que el Estado Colombiano recibe por el uso del subsuelo para la explotación de hidrocarburos. Para este caso la producción diaria esta entre 5-125 KBPD, alrededor de los 11,6 KBPD, según Mauro Amaya⁶⁵.

⁶⁴ Zona económica. Petróleo Brent. [en línea]. Recuperado el 04 de junio de 2018. Disponible en: <https://www.zonaeconomica.com/petroleo/brent>

⁶⁵ AMAYA, Mauro. Et al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. Bogotá. 2010. [En línea]. Recuperado el 05 de Mayo de 2018. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/sum10/01_casabe.pdf

Tabla 42. Pago de regalías

PRODUCCIÓN DIARIA (KBPD)	REGALÍAS (%)
< 5	5
5 – 125	5 – 20
125 – 400	20
400 – 600	20 – 25
> 600	25

Fuente: Resolución 756 de 2002

Sera utilizado para este análisis un porcentaje de regalías del 8%, como se evidencia en la **Tabla 42**. Donde se observan los ingresos totales descontando las regalías.

Tabla 43. Cálculo de regalías

Año	Incremental (bbl/año)	Regalías (%)	Producción Neta (bbl/año)	Precio de venta (USD)	Ingreso Total (USD)
2017	5.862	8	5.393	51,0	275.048
2018	5.538	8	5.095	51,0	259.865
2019	5.249	8	4.829	51,0	246.265
2020	4.988	8	4.589	51,0	234.015
2021	4.751	8	4.371	51,0	222.923

6.5 EVALUACIÓN FINANCIERA

A continuación, se presenta la evaluación, teniendo en cuenta los cálculos de impuesto a la renta, ingresos totales, brutos utilidades, flujo de caja y el valor obtenido para el indicador financiero Relación beneficio costo.

6.5.1 Cálculo de impuesto a la renta. En la **Tabla 44**, se muestran los ingresos brutos, los cuales se obtienen de la diferencia entre los ingresos totales y el costo total. Al obtener dichos ingresos se deben calcular los impuestos respectivos. Para este caso se tiene en cuenta el impuesto de renta con base a la utilidad generada del proyecto, este valor es del 33% y se descuenta del ingreso bruto del mismo, según lo descrito en la Ley 1607 de 2012. El cálculo del impuesto de renta se evidencia en la **Tabla 45**.

Tabla 44. Total ingresos brutos

AÑO	COSTO TOTAL (USD/ año)	INGRESO TOTAL (USD)	INGRESOS BRUTOS (USD)
2017	96.724	275.048	178.324
2018	91.385	259.865	168.480
2019	86.602	246.265	159.663
2020	82.294	234.015	151.721
2021	78.394	222.923	144.529

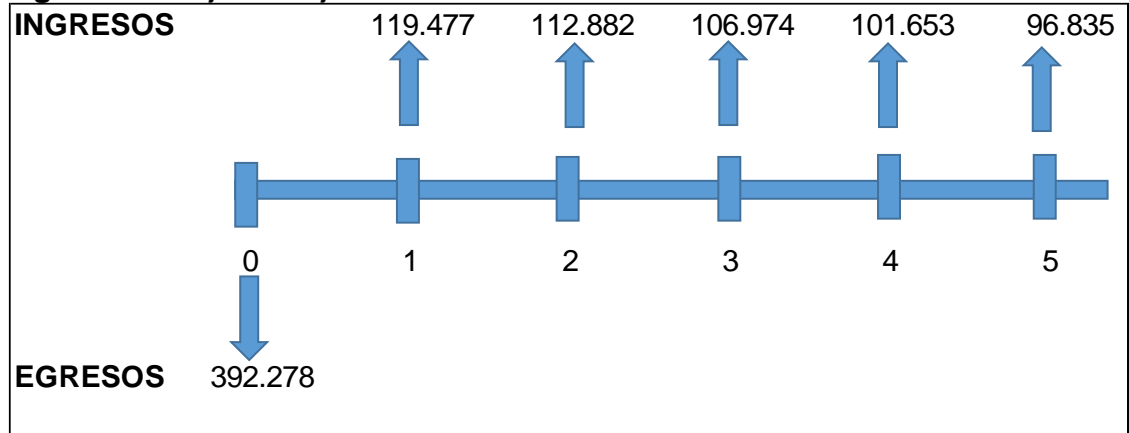
Tabla 45. Cálculo de impuesto a la renta

AÑO	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	IMPUESTO DE RENTA	UTILIDAD DESPUÉS DE IMPUESTOS
2017	178.324	58.847	119.477
2018	168.480	55.598	112.882
2019	159.663	52.689	106.974
2020	151.721	50.068	101.653
2021	144.529	47.695	96.835

6.5.2 Flujo de caja. Según Ortiz⁶⁶ el flujo de caja es un estado financiero básico que representa, de una manera dinámica, el movimiento de entradas y salidas de efectivo de una empresa, en un periodo determinado de tiempo y la situación de efectivo, al final del mismo periodo. Es la representación gráfica de los flujos de entrada y salida de efectivo del proyecto como se observa en la **Figura 46**, donde la línea horizontal representa el tiempo, las líneas verticales hacia arriba representan los ingresos, los cuales corresponden a la venta del barril de petróleo y las líneas verticales hacia abajo representan la inversión realizada con la adquisición de la herramienta y costos de producción.

⁶⁶ ORTIZ, Héctor. Flujo de Caja y proyecciones financieras. Pg 28. 2003. Universidad externado de Colombia.

Figura 46. Flujo de caja



5.5.1 Indicador beneficio costo. Consiste en obtener la razón entre los beneficios actualizados del proyecto y los costos del proyecto (se incluyen las inversiones). Matemáticamente la relación beneficio – costo se calcula mediante la **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Relación Beneficio – Costo

$$R B/C = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{B_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^n \frac{C_j}{(1+i)^j}}$$

Fuente: BACA, Guillermo.
Ingeniería económica. P. 183.
2005. 8ª edición.

Donde:

- **B_j**: Flujo neto positivo en el periodo j
- **C_j**: Flujo neto negativo en el periodo j
- **i**: Tasa de Descuento del inversionista
- **n**: Horizonte de evaluación

$$R \frac{B}{C} = \frac{\frac{119.477}{(1+0.10)^1} + \frac{112.882}{(1+0.10)^2} + \frac{106.974}{(1+0.10)^3} + \frac{101.653}{(1+0.10)^4} + \frac{96.835}{(1+0.10)^5}}{\frac{511.278}{(1+0.10)^0}} = 1.050$$

5.5.2 Conclusión de la evaluación financiera. Según la evaluación financiera el proyecto de inversión de la herramienta Tubing Screen para los cinco pozos es viable. El valor de los beneficios es mayor a los costos del proyecto, es decir, los ingresos son superiores a los egresos, por lo que se puede inferir que por cada dólar invertido se tendrá un retorno del capital invertido y una ganancia de USD\$0.050, resultando la inversión atractiva, generado con este resultado para Odessa Separator Inc mayor confiabilidad de sus equipos, generando una ventaja competitiva a nivel financiero frente a otras herramientas mecánicas para el tratamiento de producción de arena.

7. CONCLUSIONES

- De acuerdo con las características y generalidades del Campo Casabe, se puede concluir que las principales causas de la producción de arena obedecen a la influencia de la inyección de agua que se ha tenido como método de recobro secundario, formación poco consolidada e influjos (capacidad de producción vs presión) que estos pozos tienen, lo cual afecta el sistema de levantamiento artificial con el cual cada pozo trabaja, generando intervenciones continuas que causan una disminución en el run life.
- Para la elección y diseño de la herramienta Tubing Screen para cada pozo, es indispensable la caracterización de la arena a través de un análisis granulométrico; teniendo en cuenta el porcentaje de acumulación, que para bombeo mecánico es del 53%, para bombeo electrosumergible está entre un 68% y 86% y para bombeo por cavidades progresivas se encuentra entre un 7% y 26%, debido al alto manejo de arena de este sistema.
- La variable operativa RUN LIFE, analizada para cada uno de los pozos problema, tiene un aumento significativo. Una vez se implementa la herramienta, se tienen porcentajes de aumento desde 177% a 336 %, lo que refleja la utilidad de la herramienta en términos de reducción de intervenciones de pozo y mayor vida útil de los equipos del sistema.
- Para la evaluación del uso de la herramienta en el pozo 7, el cual tiene bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial, se analizó a partir de registros dinamométricos el funcionamiento de la herramienta donde se estableció que a partir del correcto funcionamiento de la válvula fija y viajera se puede tener un buen manejo de sólidos, con eficiencias de llenado de la bomba entre 95% y 98%, lo que indica que el uso de la herramienta permite tener producción de fluido sin arena, evitando el desgaste de la válvulas que interfieren en este sistema.
- Se identificó para los pozos con bombeo por cavidades progresivas que la variable torque se afecta por la producción del fluido con arena, porque después de la instalación de la herramienta el valor del torque disminuye en un 21% para el pozo 8 y en un 23% para el pozo 4, relacionándose específicamente con el torque por fricción en bomba, que se altera cuando el ajuste entre rotor y elastómero aumenta.
- Los pozos 5 y 6 operados con sistema de bombeo electrosumergible tuvieron una reducción del 10% y 74% respectivamente en cuanto al consumo de corriente (amperaje), es decir, la energía eléctrica que se convierte en energía mecánica necesaria para levantar la columna de fluido desde un nivel determinado hasta superficie disminuyó gracias a la retención de partículas mayores a 297 micrones por parte de la malla del Tubing Screen

- A partir del análisis financiero se estableció la viabilidad financiera del uso de la herramienta en los cinco pozos de Campo Casabe. A partir de la relación beneficio/costo, se demostró que los ingresos son superiores a los egresos, por lo que se puede concluir que por cada dólar invertido se tendrá un retorno del capital invertido y una ganancia de USD\$0.050, generando una mayor confiabilidad en las herramientas ofrecidas, objeto de este análisis.

8. RECOMENDACIONES

- Validar periódicamente la información de las características de cada uno de los pozos en estudio, especificaciones del sistema de levantamiento artificial, número intervenciones realizadas, sistema de producción, registro del último monitoreo y mantenimiento.
- Identificar las zonas de alta producción de arena, es decir donde exista la mayor probabilidad de tener la presencia de estos sólidos que afectan la integridad del pozo disminuyendo la vida útil de los equipos y el run life; generando sobrecostos por intervenciones realizadas para el manejo de estas.
- De acuerdo a la reducción de torque establecida para los pozos 4 y 8, se recomienda cuantificar el consumo de corriente y con esto establecer los costos asociados a dicha reducción de corriente.
- Evaluar la implementación de la herramienta Super perf perteneciente a la empresa Odessa separator INC, en aquellos pozos donde se tenga como mecanismo de recuperación secundaria la inyección de agua y se tengan influjos constantes, esto con el fin de homogenizar los fluidos, romper los baches de arena y que el sistema de levantamiento artificial pueda manejar la producción del fluido.

BIBLIOGRAFÍA

ABC Finanzas. en línea consultado el 31 de Marzo de 2018. Disponible en: <https://www.abcfinanzas.com/administracion-financiera/relacion-cost-beneficio>

ACOSTA, T. et al. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio). Colombia. 2017. [En línea]. <https://congresoacipet.com/wp-content/uploads/2017/Tec/TEC-122.pdf>

AMARIZ, Jaime. Empaquetamiento con grava. Producción I. mayo 2015.

AMAYA, Mauro. Et al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. Bogotá. 2010. [En línea]. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/sum10/01_casabe.pdf.

AMAYA, Mauro. Et al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. Bogotá. 2010. [En línea]. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/sum10/01_casabe.pdf

AMAZO, D. HOYOS, J. Evaluación Técnico-económica de los Métodos Utilizados y Propuestos en el Campo Palagua para el Manejo y Control de la Producción de Arena. 2003. p.35

AMAZO, D. HOYOS, J. Evaluación Técnico-económica de los Métodos Utilizados y Propuestos en el Campo Palagua para el Manejo y Control de la Producción de Arena. 2003. p.35.

ANH. Middle Magdalena Valley. 2006. [En línea]. Disponible: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/VMM%20\(PDF\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/VMM%20(PDF).pdf)

BABS, Oyeneyin, Integrated Sand Management for Effective Hydrocarbon Flow Assurance. Cap. 6. Elsevier

CAMACHO, Jair. IMPACTO DE LA PRODUCCIÓN DE GAS ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE PETROLEO EN LOS CAMPOS GALAN, GALA Y LLANITO EN POZOS CON SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO MECANICO. UIS, 2011. [En línea] Disponible en < <http://oilproduction.net/files/manejo%20de%20gas%20BME-UIS.pdf>>

CARLSON, Jon; GURLEY, Derrel; KING, George; PRICE-SMITH, Colin; WATERS, Frank. Sand Control: Why and How?. [en línea] Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/1092/p41_53.pdf
CASADIEGO, Efraín. Estudio de la continuidad lateral y vertical de las arenas de la formación mugrosa en el Campo Casabe y Llanito, Valle Medio del Magdalena. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2008.

CESTARI, Francisco. DISEÑO DE UNA BASE DE DATOS QUE SIRVA DE INSUMO AL MANUAL DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN PETROLERA DE LA

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO DE LA UCV. Universidad Central de Venezuela. 2002. [En línea] Disponible en <http://www.usfx.bo/nueva/vicerrectorado/citas/TECNOLOGICAS_20/Ingenieria%20de%20Petroleo%20y%20Gas/CD%20Tesis%20I2002%20C422.pdf>

DE PORTA, Jaime. Léxico Estratigráfico de Colombia. Paris. Centre National de la Recherche Scientifique. 1974. 327-329 p.

DELGADO V, Juan Alejandro. Estudio del problema de arenamiento en pozos productores de gas, Propuesta de modelo 27. [En línea] 2016 [Consultado el 15 de marzo de 2018] Disponible en: <<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/10858/TESIS%20JADV%20PAEPDG.pdf?sequence=3>>

DELGADO V, Juan Alejandro. Estudio del problema de arenamiento en pozos productores de gas, Propuesta de modelo. 27 p. [En línea] 2016. [Consultado el 15 de marzo de 2018] Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/10858/TESIS%20JADV%20PAEPDG.pdf?sequence=3>. Modificado por los autores.

DELGADO V, Juan Alejandro. Estudio del problema de arenamiento en pozos productores de gas, Propuesta de modelo. 27 p. 2016. [En línea] [Consultado el 15 de marzo de 2018] Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/10858/TESIS%20JADV%20PAEPDG.pdf?sequence=3>

DOMINGUEZ, Ivan. Et al. Propuesta metodológica para la selección de filtros para control de sólidos en pozos de bombeo mecánico en la Cira Infantas. 2016, 87 p.

FERMANIUK, B. Sand Control in Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Wellbores and Process of Slotted Liner Design and Manufacture, 29-30 p. 2013 [En línea] [Consultado el 15 de Febrero de 2018]. Tomado de: http://theses.ucalgary.ca/bitstream/11023/722/4/ucalgary_2013_Fermaniuk_Brent.pdf

GESTIOPOLIS. (en línea). Recuperado el 31 de marzo de 2018. Disponible en: <https://www.gestiopolis.com/calculo-de-la-relacion-beneficio-coste/>

GONZÁLES, Gustavo. Sand Control Challenges and Solutions. Odessa Separator inc. 2016

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

GONZÁLEZ E. et al. Diseño de una metodología de selección preliminar de sistemas de control de arena para los campos operados por Ecopetrol S.A. en Colombia. 2016. 54 p.

GONZALES GUSTAVO, Et al. Sand control methods to improve ESP operational conditions and run time. Odessa Separator inc. 2016.

GUERRERO, Jesus, et al. Maximización de la producción y control de arena mediante la perforación y terminación del primer pozo horizontal en arenas del JSO del campo Ek – Balam. [en línea]. [Consultado el 12 de febrero de 2018]. Disponible en: <http://132.248.9.34/hevila/Ingenieriapetrolera/2015/no6/3.pdf>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El Instituto, 2008.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y escritura. NTC 5613. Bogotá: El Instituto, 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998.

JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico. Francia. Centre National de la Recherche Scientifique. 1968.

LÓPEZ Francisco, Et al. Ingeniería de producción y productividad de pozos. México D.F. Universidad Nacional Autónoma de México. 2013. 80p.

LTMBERG, Tola Mayta. Control de arena en pozos petroleros. 35 p. [en línea] Disponible en: <https://documentslide.org/control-de-arena-en-pozos-petroleros-pdf>

MARTÍNEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basins. Colombia. 2007. [En línea]. Disponible en: http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documentos/colombian_sedimentary_basins.pdf.

MCKINZIE, Howard. “Sand control techniques” en Sand Control. Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U. Petroskills, 2014 Versión 6. p. 1.5.

MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. Colombia. 2009. 39 p.

Oil Production. Análisis y revisión de las mejores prácticas y nuevas tecnologías en ESP. 2014. Argentina

ORTIZ, Héctor. Flujo de Caja y proyecciones financieras. Pg 28. 2003. Universidad externado de Colombia.

PENBERTHY Jr., W.L.; SHAUGHNESSY, C.M. Sand control: Gravel-pack design. SPE series on special topics E.E.U.U.: Henry L. Doherty series, 1992.p.198

ROMERO, P. y Ortega, J. Diseño y Operación de Empaquetamiento con Grava para el Control de Arenas en Pozos Horizontales de Alta Productividad en Campos de Crudo Pesado, p. 57 [En línea] 2010. [Consultado el 15 de febrero de 2018].

Disponible en: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/765/2/133673.pdf>

ROMERO, P. y Ortega, J. Diseño y Operación de Empaquetamiento con Grava para el Control de Arenas en Pozos Horizontales de Alta Productividad en Campos de Crudo Pesado, p. 57 [en línea]. 2010. [Consultado el 15 de febrero de 2018]. Disponible en: <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/765/2/133673.pdf>.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Gravel Pack [En línea]. 2016. [Consultado el 25 de enero de 2018]

SHENGKAI METAL MESH. Wire wrapped screen – higher strength & maximum production. [En línea]. [Consultado el 18 de febrero de 2018]. Disponible en: <http://www.sand-screen.com/product/wire-wrapped-screen.html>.

SOLER, F. Et al. técnicas y procedimientos utilizados para el control de la producción de arena en pozos horizontales y verticales. 1991, 14 p.

SOLER, F. SUÁREZ, C. Técnicas y procedimientos utilizados para el control de la producción de arena en pozos horizontales y verticales. 1991.

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

ZONA ECONOMICA. Petróleo Brent. [En línea]. [Consultado el 04 de junio de 2018]. Disponible en: <https://www.zonaeconomica.com/petroleo/brent>

ANEXOS

ANEXO A.

PROGRAMA TOTAL WELL MANAGMENT

Figura pantalla inicial programa TWM con los pozos cargados.

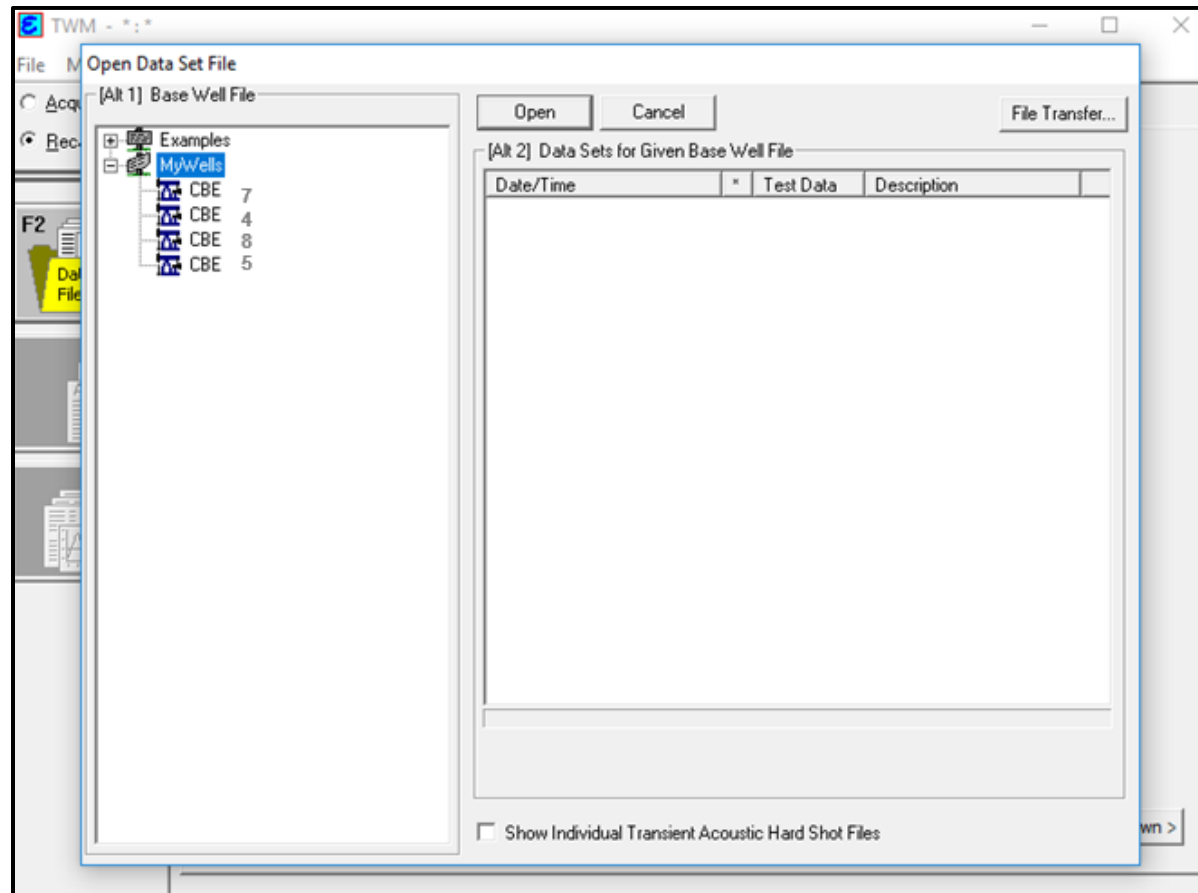


Figura datos generales para Pozo 7 programa TWM

The screenshot displays the 'TWM - MyWells: CBE 7' application window. The interface includes a menu bar (File, Mode, Option, Tools, Help) and a left-hand sidebar with function keys F2 (Data Files) and F3 (Select Test). The main area is divided into tabs: File Mgmt, General (selected), Data Guide, Surface Equip., Wellbore, and Conditions. The 'General' tab contains the following data fields:

- Well Name: CBE 7
- Well ID: CBE 7:A
- Company Name: ECOPETROL
- Operator: Well Logging
- Lease Name: (empty)
- Elevation: 0.00 ft
- Production Method: Rod Pump
- Dataset Description: STO

Below these fields is a 'Comments' section with a text area containing the following text:

Recomido 1 DE 3
THP: 60 A 200 PSI EN 5 SEG
CHP: 1.1 PSI
RPM:
Torque%:
Amp:
OBSERVACIONES: POZO CON BAJA SUMERGENCIA POSIBLE DISMINUIR SPM.

At the bottom of the window, there is a 'Save' button and navigation buttons '< Pg Up' and 'Pg Dwn >'.

Figura dinagramas para Pozo 7 programa TWM

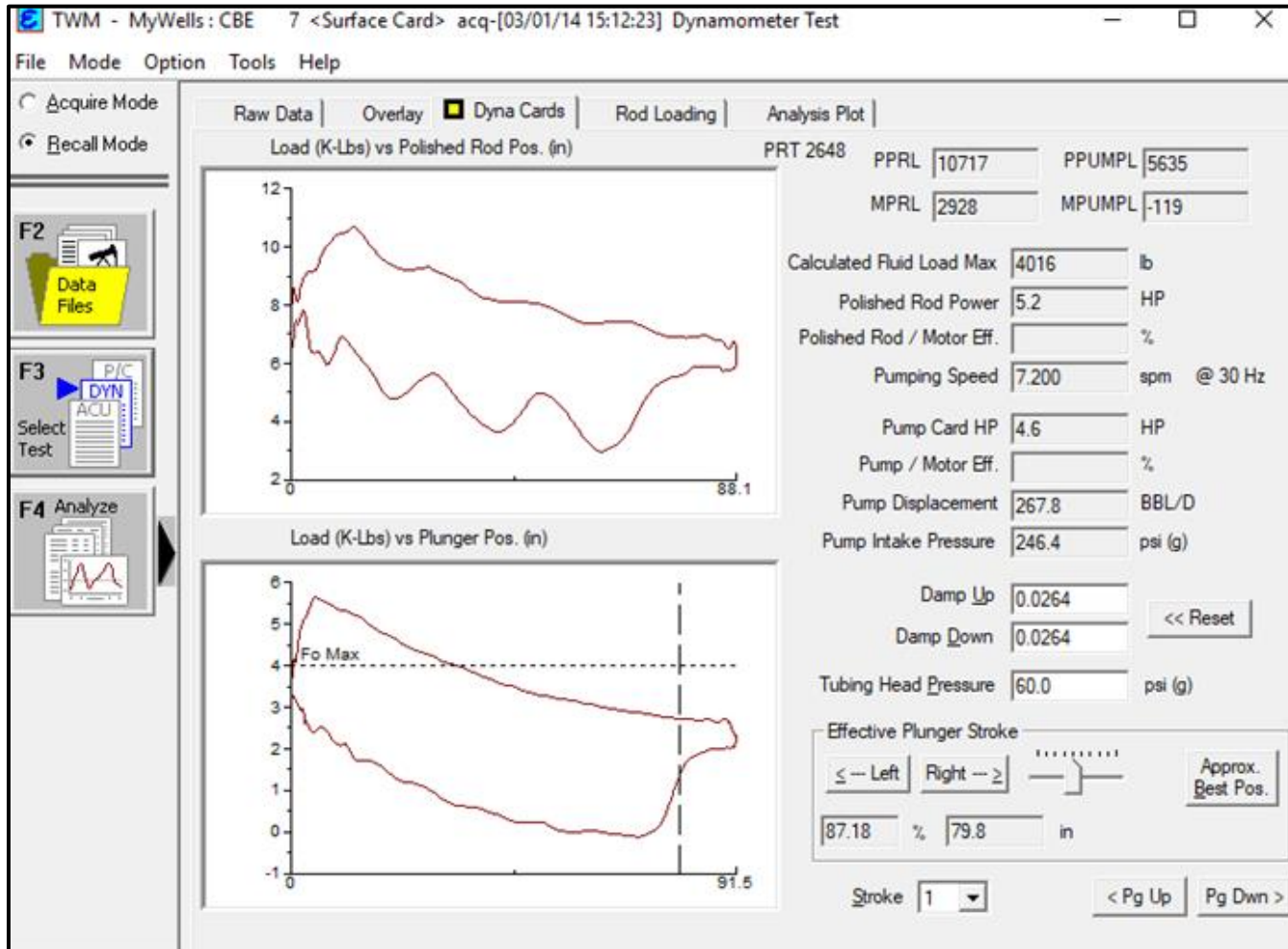


Figura nivel de fluido para Pozo 7 programa TWM

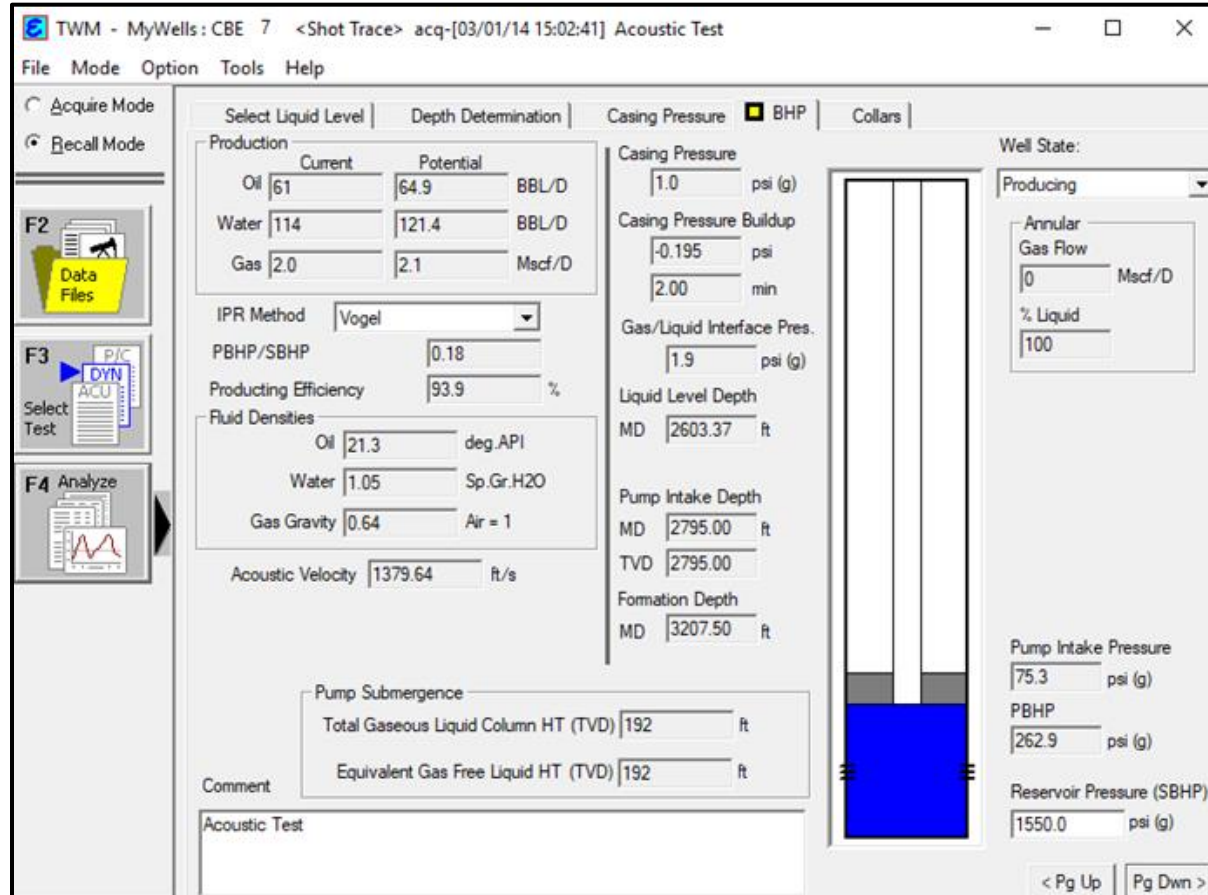


Figura datos generales para Pozo programa TWM

The screenshot displays the 'TWM - MyWells: CBE 4' application window. The interface includes a menu bar (File, Mode, Option, Tools, Help) and a left-hand sidebar with function keys F2 (Data Files) and F3 (Select Test). The main area is divided into tabs: File Mgmt, General (selected), Data Guide, Surface Equip., Wellbore, and Conditions. The 'General' tab contains the following data fields:

Well Name:	CBE 4
Well ID:	CBE 4
Company Name:	ECOPETROL.
Operator:	Well Logging
Lease Name:	
Elevation:	0.00 ft
Production Method:	Progressive Cavity Pump
Dataset Description:	STO

Below the data fields is a 'Comments:' section with a text area containing the following text:

Recomido
THP: 70 A 200 PSI EN 30 SEG
CHP: 0.2 PSI

RPM: 100
Torque%: 30
Amp: 37

OBSERVACIONES: BAJA SUMERGENCIA POR ENCIMA DE PERFORADOS

At the bottom of the window, there is a 'Save' button on the left and '< Pg Up' and 'Pg Dwn >' buttons on the right.

Figura nivel de fluido para Pozo 4 programa TWM

TWM - MyWells : CBE 4 <Shot Trace> acq-[03/05/14 11:02:45] Acoustic Test

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode
 Recall Mode

Select Liquid Level |
 Depth Determination |
 Casing Pressure BHP |
 Collars

Production		Current	Potential	
Oil	92			BBL/D
Water	128			BBL/D
Gas				Mscf/D

IPR Method: Vogel

PBHP/SBHP: []

Producing Efficiency: 0.0 %

Fluid Densities			
Oil	21.3	deg.API	
Water	1.05	Sp.Gr.H2O	
Gas Gravity	0.61	Air = 1	

Acoustic Velocity: 1415.1 ft/s

Casing Pressure: -0.0 psi (g)
 Casing Pressure Buildup: 0.2 psi
 2.00 min
 Gas/Liquid Interface Pres.: 0.7 psi (g)
 Liquid Level Depth MD: 2533.74 ft
 Pump Intake Depth MD: 3535.00 ft
 TVD: 3535.00
 Formation Depth MD: 3219.00 ft

Well State: Producing

Annular Gas Flow: 4 Mscf/D

% Liquid: 89

Pump Intake Pressure: 352.6 psi (g)

PBHP: 233.1 psi (g)

Reservoir Pressure (SBHP): [] psi (g)

Pump Submergence:
 Total Gaseous Liquid Column HT (TVD): 1001 ft
 Equivalent Gas Free Liquid HT (TVD): 925 ft

Comment: Acoustic Test

< Pg Up | Pg Dwn >

Figura datos generales para Pozo 8 programa TWM

The screenshot displays the 'TWM - MyWells: CBE 8' application window. The interface includes a menu bar (File, Mode, Option, Tools, Help) and a left-hand sidebar with function buttons: 'F2 Data Files', 'F3 Select Test' (with sub-options 'DYN' and 'ACU'), and a graph icon. The main area is divided into tabs: 'File Mgmt', 'General' (selected), 'Data Guide', 'Surface Equip.', 'Wellbore', and 'Conditions'. The 'General' tab contains the following data fields:

Well Name:	CBE 8
Well ID:	CBE 8
Company Name:	ECOPETROL
Operator:	Well Logging
Lease Name:	
Elevation:	0.00 ft
Production Method:	Progressive Cavity Pump
Dataset Description:	STO

Below these fields is a 'Comments:' section with a text area containing the following text:

Recomido
THP: 100 A 200 PSI EN 10 SEG
CHP: 0 PSI

RPM: 60
Torque 21
Amp: 32

OBSERVACIONES: SUMERGENCIA ESTABLE

At the bottom of the window, there is a 'Save' button on the left and '< Pg Up | Pg Dwn >' navigation buttons on the right.

Figura nivel de fluido para Pozo 8 programa TWM

TWM - MyWells: CBE 8 <Shot Trace> acq-[03/07/14 11:39:18] Acoustic Test

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode
 Recall Mode

F2 Data Files
F3 P/C DYN ACU Select Test
F4 Analyze

Select Liquid Level		Depth Determination		Casing Pressure	<input checked="" type="checkbox"/> BHP	Collars
Production						
	Current	Potential				
Oil	70	261.8	BBL/D	Casing Pressure	0.7	psi (g)
Water	280	1047.2	BBL/D	Casing Pressure Buildup	0.2	psi
Gas		0.0	Mscf/D		2.00	min
IPR Method: Vogel						
PBHP/SBHP: 0.84						
Producing Efficiency: 26.7 %						
Fluid Densities						
Oil	21.3	deg.API		Gas/Liquid Interface Pres.	1.6	psi (g)
Water	1.05	Sp.Gr.H2O		Liquid Level Depth		
Gas Gravity	0.73	Air = 1		MD	2033.14	ft
Acoustic Velocity: 1255.41 ft/s						
MD						
TVD						
Pump Intake Depth						
MD						
TVD						
Formation Depth						
MD						
TVD						
Pump Submergence						
Total Gaseous Liquid Column HT (TVD)						
Equivalent Gas Free Liquid HT (TVD)						
Comment						
Acoustic Test						

Well State: Producing
 Annular Gas Flow: 4 Mscf/D
 % Liquid: 89
 Pump Intake Pressure: 135.0 psi (g)
 PBHP: 774.9 psi (g)
 Reservoir Pressure (SBHP): 925.2 psi (g)

The diagram shows a wellbore with a blue shaded area at the bottom representing the fluid level. The pump intake is located at a depth of 2398.53 ft TVD. The fluid level is at 2033.14 ft MD (2014.38 ft TVD). The pump intake pressure is 135.0 psi (g), and the reservoir pressure (SBHP) is 925.2 psi (g).

Figura datos generales para Pozo 5 programa TWM

The screenshot shows the 'TWM - MyWells: CBE 5' application window. The interface includes a menu bar (File, Mode, Option, Tools, Help) and a left-hand navigation pane with buttons for 'Acquire Mode', 'Recall Mode', 'Data Files' (F2), and 'Select Test' (F3). The main area is divided into tabs: 'File Mgmt', 'General' (selected), 'Data Guide', 'Subsurface', 'Electric Equipment', and 'Conditions'. The 'General' tab contains the following data fields:

Well Name:	CBE 5
Well ID	CBE 5
Company Name	ECOPETROL
Operator	Well Logging
Lease Name	
Elevation	0.00 ft
Production Method	Electrical Submersible Pump
Dataset Description	STO

Below these fields is a 'Comments:' section with a text area containing the following text:

Recomido
THP: 80 a 200 psi en 8 seg.
CHP: 0.2 psi

RPM:
Hz 35
Amp: 25

Observaciones: Ok.

At the bottom of the window, there are 'Save', '< Pg Up', and 'Pg Dwn >' buttons.

Figura datos generales para Pozo 5 programa TWM

TWM - MyWells : CBE 5 <Shot Trace> acq-[04/30/15 11:14:59] Acoustic Test

File Mode Option Tools Help

Acquire Mode
 Recall Mode

F2 Data Files
F3 Select Test (P/C, DYN, ACU)
F4 Analyze

Select Liquid Level | Depth Determination | Casing Pressure BHP | Collars |

Production:

	Current	Potential	Unit
Oil	76		BBL/D
Water	1824		BBL/D
Gas	1.0		Mscf/D

IPR Method:

PBHP/SBHP:

Producing Efficiency: %

Fluid Densities:

Oil	40	deg.API
Water	1.05	Sp.Gr.H2O
Gas Gravity	0.62	Air = 1

Acoustic Velocity: ft/s

Casing Pressure: psi (g)

Casing Pressure Buildup: psi

Gas/Liquid Interface Pres.: psi (g)

Liquid Level Depth:

MD	1640.87	ft
TVD	1622.27	

Pump Intake Depth:

MD	3017.00	ft
TVD	2980.11	

Formation Depth:

MD	3938.00	ft
TVD	3900.75	

Pump Submergence:

Total Gaseous Liquid Column HT (TVD)	1358	ft
Equivalent Gas Free Liquid HT (TVD)	1216	ft

Comment:

Well State:

Annular Gas Flow: Mscf/D

% Liquid:

Pump Intake Pressure: psi (g)

PBHP: psi (g)

Reservoir Pressure (SBHP): psi (g)

ANEXO B.

DATOS EXTRAIDOS DEL PROGRAMA TWM

Tabla de datos para Pozo 7 programa TWM

FECHA	THP	CHP (PSI)	SUMERGENCIA (FT)	NIVEL DE FLUIDO (FT)	PIP (PSIG)	Q _o (BBL/D)	Q _w (BBL/D)	IP	STATIC BHP (PSI)	PUMP INTAKE (FT)
3/01/2014	60 A 200 PSI EN 5 SEG	1,1	192	3330	75,3	64,9	121,4	0,18	1550	2795
3/05/2014	60 A 200 PSI EN 30 SEG	0,2	326	2521	125,6	65,9	123,1	0,2	1550	2795
3/12/2014	55 A 200 PSI EN 30 SEG	0,1	223	3513	86,7	65,2	121,8	0,18	1550	2795
3/19/2014	60 A 200 PSI EN 25 SEG	0,1	213	3443	82,8	65,1	121,7	0,18	1550	2795
3/21/2014	60 A 200 PSI EN 30 SEG	0,1	202	2056	78,1	65	121,5	0,18	1550	2795
3/26/2014	75 A 200 PSI EN 5 SEG	0,4	149	2266	57,5	64,5	120,5	0,16	1550	2795
4/05/2014	60 A 200 PSI EN 40 SEG	0,4	253	3321	97,8	65,4	122,3	0,19	1550	2795
4/12/2014	60 A 200 PSI EN 30 SEG	0	273	2522	105,4	65,6	122,6	0,2	1550	2795
4/29/2014	60 a 200 psi en 30 seg.	0	218	3013	84,5	65,1	121,7	0,18	1550	2795
5/05/2014	100 a 200 psi en 2 SEG	0	241	2554	93,3	65,3	122,1	0,19	1550	2795
5/16/2014	90 a 200 psi en 10 seg.	0,2	298	3432	115	65,5	122,5	0,19	1550	2795
5/21/2014	85 a 200 psi en 4 seg.	0	322	3117	123,9	66	123,4	0,21	1550	2795
5/26/2014	100 a 200 psi en 3 seg.	0	264	2531	102	65,3	122,1	0,19	1550	2795
6/03/2014	100 a 200 psi en 3 seg.	1	287	3082	111,9	65,7	122,8	0,2	1550	2795
6/09/2014	10 a 200 psi en 4 seg.	0	327	2468	126	66	123,3	0,21	1550	2795
6/13/2014	100 a 200 psi en 2 seg.	0	344	2451	132,2	66,3	123,8	0,21	1550	2795
6/19/2014	100 a 200 psi en 2 seg.	0	322	3117	123,9	65,9	123,1	0,2	1550	2795
6/24/2014	105 a 200 psi en 2 seg.	0	334	3129	128,1	66,1	123,5	0,21	1550	2795
7/02/2014	100 a 200 psi en 10 seg.	0	326	2469	125,5	66,1	123,5	0,21	1550	2795
7/07/2014	65 a 200 psi en 10 seg.	0	2075	720	802,6	112,6	210,5	0,64	1550	2795

7/08/2014	100 a 200 psi en 2 seg	0,1	2450	345	947,5	144,9	270,7	0,73	1550	2795
7/11/2014	80 a 200 psi en 20 seg	0,1	1951	844	753,7	105,3	196,8	0,61	1550	2795
07/17/2014	0	0	1458	1337	563	85,8	160,4	0,49	1550	2795
8/06/2014	0	0	661	2134	254,9	69,8	130,5	0,29	1550	2795
8/11/2014	0	11	2063	732	808,6	113,6	212,3	0,65	1550	2795
08/16/2014	75 a 200 psi en 3 seg	17,4	2120	675	836,9	118,6	221,7	0,66	1550	2795
08/23/2014	100 a 200 psi en 5 seg	6,3	1706	1089	665	94,8	177,2	0,55	1550	2795
9/05/2014	60 a 200 psi en 30 seg.	65	16	2779	75,1	64,9	121,4	0,18	1550	2795
9/09/2014	90 a 200 psi en 11 seg.	79	1301	1494	582,9	85,3	159,5	0,48	1550	2795
9/11/2014	80 a 85 psi en 180 seg.	58	1191	1604	517,4	82,6	154,3	0,46	1550	2795
09/13/2014	95 A 200 PSI EN 25 SEG	0,1	942	1853	362,4	74,1	138,4	0,36	1550	2795
09/18/2014	60 a 200 psi en 30 seg.	0	501	2294	193,2	67,9	126,9	0,25	1550	2795
09/23/2014	0	0	1435	1360	553,6	539,1	1007,5	0,94	793,4	2795
10/11/2014	0	20	2700	95	1063,7	194	362,5	0,81	95,17	2795
10/12/2014	90 a 200 psi en 3 seg.	18	2205	590	872	123,3	230,5	0,68	420,52	2795
10/15/2014	0	87	2744	51	1148	263,3	492,1	0,86	1550	2795
01/14/2015	0	0	288	2507	111,5	65,7	122,7	0,2	1550	2795
04/17/2015	50 A 200 PSI EN 30 SEG	0	1694	1101	653,3	93,1	174	0,54	1550	2795
04/29/2016	55 A 140 PSI EN 180 SEG	0,8	1385	1410	533,2	83,5	156,1	0,47	1550	2795
5/04/2016	70 A 200 PSI EN 70 SEG	10,2	831	1964	330,6	72,7	135,9	0,34	1550	2795
05/16/2016	50	0,6	1753	1042	677,7	95,3	178,1	0,56	1550	2795
07/29/2016	0	3,2	1503	1292	586,9	83	155,1	0,46	1550	2795
07/30/2016	70	22,7	2242	553	895,2	127,4	238,2	0,69	1550	2795
8/09/2016	40 A 100 PSI EN 180 SEG	0	1776	1019	686,1	97	181,4	0,57	1550	2795
08/21/2016	50 A 200 PSI EN 130 SEG	0	1097	1698	422,8	77	143,9	0,4	1550	2795
9/04/2016	65 A 200 PSI EN 45 SEG	0,2	765	2030	295,1	71,3	133,2	0,32	1550	2795

09/24/2016	70 A 200 PSI EN 30 SEG	0,1	332	2463	128,2	66,2	123,6	0,21	1550	2795
3/11/2017	65 A 200 PSI EN 45 SEG	0,2	765	1915	295,1	71,3	133,2	0,32	1550	2680
5/08/2017	70	15,5	313	2367	136,3	67,3	125,8	0,24	1550	2680
05/13/2017	70	33,8	209	2471	115,9	67,2	125,6	0,24	1550	2680
05/17/2017	70 A 200 PSI EN 35 SEG	35,6	179	2322,27	106,2	66,9	125,1	0,23	1550	2501,27
05/22/2017	70 A 140 PSI EN 30 SEG	34,4	143	2393,98	91,3	66,5	124,4	0,22	1550	2536,98
05/31/2017	70 A 200 PSI EN 35 SEG	33,7	136	2394,91	88	66	123,4	0,21	1550	2530,91
6/03/2017	70 A 200 PSI EN 70 SEG	33,7	118	2429,2	85	65,9	123,1	0,2	1550	2547,2
6/07/2017	70 A 200 PSI EN 35 SEG	0,1	283	2397	109,3	66,9	125,1	0,23	1550	2680
6/11/2017	60 A 200 PSI EN 120 seg	17,8	205	2475	97,5	66,4	124,1	0,22	1550	2680
06/15/2017	70 A 200 PSI EN 35 SEG	30,3	149	2531	89,2	66,3	123,8	0,21	1550	2680
06/20/2017	70 A 200 PSI EN 30 SEG	0,1	260	2420	100,5	66,5	124,3	0,22	1550	2680
8/05/2017	50 A 200 PSI EN 80 SEG	0,1	319	2361	123	67,4	125,9	0,24	1550	2680
08/19/2017	70 A 200 PSI EN 30 SEG	3	315	2365	124,5	67	125,2	0,23	1550	2680
08/27/2017	50 A 200 PSI EN 30 SEG	5,1	290	2390	116,9	66,6	124,5	0,22	1550	2680
09/18/2017	60 A 200 PSI EN 5 SEG	1,1	192	2488	75,3	64,9	121,4	0,18	1550	2680
09/27/2017	60 A 200 PSI EN 30 SEG	0,2	326	2354	125,6	65,9	123,1	0,2	1550	2680
10/03/2017	55 A 200 PSI EN 30 SEG	0,1	223	2457	86,7	65,2	121,8	0,18	1550	2680
10/15/2017	60 A 200 PSI EN 25 SEG	0,1	213	2467	82,8	65,1	121,7	0,18	1550	2680
10/27/2017	60 A 200 PSI EN 30 SEG	0,1	202	2478	78,1	65	121,5	0,18	1550	2680
11/15/2017	75 A 200 PSI EN 5 SEG	0,4	149	2531	57,5	64,5	120,5	0,16	1550	2680

Tabla de datos para Pozo 8 programa TWM

FECHA	THP	CHP (PSI)	RPM	TORQUE	AMP	NIVEL DE LIQUIDO (FT)	SUMERGENCIA (FT)	PIP (PSIG)	Qo (BBL/D)	Qw (BBL/D)	IP	STATIC BHP (PSI)	PUMP INTAKE (FT)
3/07/2014	100 A 200 PSI EN 10 SEG	0	60	0,21	32	2014,38	343	2398,53	261,8	1047,2	0,84	925,2	2398,53
3/08/2014	95 A 200 PSI EN 10 SEG	0	60	0,21	35	2002,32	396	155,1	493,8	1975,3	0,92	925,2	2398,53
3/15/2014	110 A 200 PSI EN 10 SEG	0	60	0,21	35	2005,8	348	136	258,4	1033,6	0,84	925,2	2398,53
3/19/2014	65 A 200 PSI EN 15 SEG	0	60	0,21	35	1989,6	373	145,9	299,6	280	0,86	925,2	2398,53
3/24/2014	80 A 200 PSI EN 15 SEG	0	60	0,21	35	1976,96	385	150,7	312,2	1248,7	0,87	925,2	2398,53
3/25/2014	85 A 200 PSI EN 20 SEG	0	60	0,21	35	1984,44	352	138,3	237	948,1	0,82	925,2	2398,53
3/29/2014	80 A 200 PSI EN 20 SEG	0	60	0,21	35	1973,29	395	154,7	343	1372,1	0,88	925,2	2398,53
3/31/2014	85 A 200 PSI EN 15 SEG	0	60	0,21	35	1968,4	391	153	312	1247,9	0,87	925,2	2398,53
4/08/2014	65 A 200 PSI EN 12 SEG	0	60	0,21	35	1984,06	395	153,5	376,4	1505,8	0,89	925,2	2398,53
4/19/2014	90 A 200 PSI EN 15 SEG	0	60	0,21	35	1938	402	157,1	283,9	1135,8	0,85	925,2	2398,53
4/24/2014	70 a 200 psi en 15 seg	0,1	60	0,2	35	1906,99	447	174,9	377,2	1508,9	0,89	925,2	2398,53
5/04/2014	80 a 200 psi en 13 SEG	0	60	0,21	35	1838,41	505	197,4	456,9	1827,7	0,91	925,2	2398,53
5/09/2014	90 a 200 psi en 50 seg	0	60	0,2	34	1839,65	537	209,3	882,2	3528,7	0,96	925,2	2398,53
5/14/2014	90 a 200 psi en 50 seg	0	60	0,2	34	1832,34	526	205,7	611,2	2444,7	0,93	925,2	2398,53
5/15/2014	95 a 200 psi en 15 seg.	0,4	60	0,21	35	1834,7	524	204,9	610,9	2443,5	0,93	925,2	2398,53
5/19/2014	90 a 200 psi en 20 seg.	0	60	0,21	35	1834,19	521	203,7	572	2288,2	0,93	925,2	2398,53
5/24/2014	100 a 200 PSI en 20 seg	0	60	0,21	35	1838,08	539	210,2	917,7	3670,7	0,96	925,2	2398,53
5/29/2014	100 200 30 SEHG	0	60	0,2	34	1832,23	541	211	868,9	3475,5	0,95	925,2	2398,53
6/07/2014	100 a 200 psi en 10 seg	0	60	0,2	34	1828,07	542	212	842,7	3370,8	0,95	925,2	2398,53
6/12/2014	70 a 200 psi en 20 seg.	0	60	0,19	34	1791,58	559	218,1	705,8	2823,3	0,94	925,2	2398,53
6/19/2014	95 a 200 psi en 10 seg	0	60	0,2	34	1794,1	583	227,4	1692,5	6770	0,98	925,2	2398,53
6/25/2014	110 a 200 psi en 15 seg.	0	60	0,2	34	1811,79	565	220,7	1247,2	4988,9	0,97	925,2	2398,53
6/30/2014	80 a 200 psi en 12 seg.	0	60	0,2	34	1821,23	561	219,3	1381,2	5524,9	0,97	925,2	2398,53

7/03/2014	110 a 200 psi en 10 seg.	0	60	0,2	35	1810,27	522	204,2	455,7	1822,9	0,91	925,2	2398,53
7/08/2014	80 a 200 psi en 15 se	0	60	0,19	34	1826,48	548	213,7	963,7	3854,7	0,96	925,2	2398,53
7/12/2014	75 a 200 psi en 15 seg	0	60	0,19	34	1829,6	524	204,2	563,6	2254,2	0,93	925,2	2398,53
7/19/2014	90 a 200 psi en 39 seg	0	60	0,2	34	1816,84	582	226,7	7037,6	28150,4	0,99	925,2	2398,53
7/26/2014	90 a 200 psi en 24 seg.	0	64	0,2	34	1804,9	563	220	1003,9	4015,6	0,96	925,2	2398,53
7/31/2014	70 a 200 psi en 50 seg.	0	60	0,19	34	1774,56	586	229,1	1137,3	4549,4	0,97	925,2	2398,53
8/11/2014	100 a 200 psi en 22 seg.	0,2	90	0,22	35	1923,11	443	173,3	413,6	1654,4	0,9	925,2	2398,53
8/15/2014	80 a 200 psi en 13 seg	1,8	90	0,22	35	1935,37	382	151,6	237,9	951,7	0,82	925,2	2398,53
8/20/2014	100 a 200 psi en 10 seg.	0	91	0,22	35	1961,22	394	154,5	308,1	1232,2	0,87	925,2	2398,53
8/23/2014	90 a 200 psi en 23 seg.	0	58	0,22	35	1980,67	375	147,2	289,2	1156,8	0,86	925,2	2398,53
8/27/2014	95 a 200 psi en 15 seg	0	58	0,2	35	1938,66	423	165,5	364	1456,2	0,89	925,2	2398,53
9/17/2014	75 a 200 psi en 12 seg	0	90	0,21	36	1996,83	374	146,3	322,3	1289,3	0,87	925,2	2398,53
9/20/2014	50 a 200 psi en 12 seg.	0	58	0,22	35	2003,61	363	142,2	300	1200	0,86	925,2	2398,53
9/25/2014	100 a 200 psi en 10 seg	0	90	0,22	35	1993,5	352	138,1	249,7	998,8	0,83	925,2	2398,53
9/29/2014	100 a 200 psi en 15 seg.	0	58	0,32	35	1990,79	377	148,1	321	1284	0,87	925,2	2398,53
10/17/2014	95 a 200 psi en 12 seg.	0,1	90	0,23	36	2037,51	316	124	234,8	939,2	0,82	925,2	2398,53
3/22/2015	102 a 200 psi en 22 seg	118,2	58	0,17	33	1595,82	991	506,4	364	1456,2	0,82	925,2	2586,66
3/26/2015	95 a 200 psi en 25 seg.	0,2	90	0,17	33	1392,61	1196	465,5	321	1284	0,88	925,2	2586,66
3/29/2015	100 a 200 psi en 25 seg.	0,1	90	0,18	33	1467,77	1119	435	289,2	1156,8	0,82	925,2	2586,66
4/07/2015	105 a 200 psi en 25 seg.	0,1	80	0,2	32	1936,65	609	236,8	325,5	554,3	0,88	925,2	2586,66
4/09/2015	100 a 200 psi en 25 seg.	0,1	120	0,21	35	1983,46	550	213,8	251,8	428,9	0,85	925,2	2586,66
4/14/2015	70 a 200 psi en 35 seg.	0,2	110	0,21	35	2050,23	507	174,1	150	255,5	0,73	925,2	2586,66
4/18/2015	110 a 200 psi en 15 seg.	0,2	75	0,22	35	2094,31	473	184	239,5	407,9	0,84	925,2	2586,66
4/25/2015	75 a 200 psi en 30 seg.	0,4	75	0,23	36	2191,44	383	150	202,4	344,7	0,81	925,2	2586,66
4/26/2015	75 a 200 psi en 25 seg.	0,3	75	0,23	36	2204,36	382	149,5	216,2	368,2	0,82	925,2	2586,66
5/04/2015	100 a 200 psi en 26 seg.	0,1	67	0,22	35	2179,23	385	150,4	192,2	327,3	0,8	925,2	2586,66
5/07/2015	90 a 200 psi en 35 seg.	0,1	70	0,26	35	2146,62	410	159,9	195,9	333,6	0,8	925,2	2586,66

5/07/2015	75 a 200 psi en 15 seg.	0,1	100	0,22	35	2130,92	434	169,1	214,9	366	0,82	925,2	2586,66
5/14/2015	115 a 200 psi en 50 seg.	0	65	0,22	35	2115,67	437	170	203,8	347,1	0,81	925,2	2586,66
5/20/2015	85 a 200 psi en 24 seg.	0,1	73	0,23	35	2123,95	439	171,4	216	367,8	0,83	925,2	2586,66
5/30/2015	100 a 200 psi en 35 seg.	0,1	75	0,21	35	2120,44	453	176,6	235,1	400,4	0,84	925,2	2586,66
6/02/2015	70 a 200 psi en 20 seg.	0,1	75	0,22	35	2099,97	434	169,3	188,8	321,6	0,79	925,2	2586,66
6/09/2015	100 a 200 psi en 26 seg.	0,2	110	0,21	35	2085,49	480	187,5	242,9	413,8	0,84	925,2	2586,66
6/23/2015	70 a 200 psi en 20 seg.	0	110	0,23	36	2367,7	467	167	123,3	210	0,66	925,2	2586,66
6/27/2015	75 a 200 psi en 20 seg.	0,5	115	0,22	36	2330,9	239	94,2	150,4	256,2	0,73	925,2	2586,66
7/05/2015	75 a 200 psi en 20 seg.	0,5	75	0,21	35	2194,09	363	142,5	178,2	303,5	0,78	925,2	2586,66
7/09/2015	75 a 200 psi en 22 seg.	0,7	75	0,21	35	2177,09	380	149,1	184,5	314,2	0,79	925,2	2586,66
7/16/2015	70 a 200 psi en 20 seg.	0,2	90	0,21	35	2228,79	326	127,6	164	279,4	0,76	925,2	2586,66
8/03/2015	75 a 200 psi en 19 seg.	0,4	75	0,23	35	2232,25	127	50,9	340,8	453,4	0,79	925,2	2366,98
8/05/2015	70 a 200 psi en 18 seg.	0,4	75	0,23	35	2224,47	128	51,4	309,8	412,2	0,77	925,2	2366,98
8/14/2015	70 a 200 psi en 20 seg.	0,3	65	0,21	35	2076,37	276	109,3	481,3	640,3	0,86	925,2	2366,98
8/19/2015	70 A 200 psi en 18 seg.	0,8	80	0,21	34	2048,4	311	122,8	596,1	793	0,89	925,2	2366,98
8/20/2015	70 a 200 psi en 18 seg.	1,2	65	0,21	34	2045,05	299	118,5	477,1	634,8	0,86	925,2	2366,98
8/25/2015	70 a 200 psi en 20 seg.	0,8	65	0,21	34	2001,07	333	131,2	487,7	648,9	0,86	925,2	2366,98
8/31/2015	70 a 200 psi en 20 seg.	1,8	65	0,21	34	1972,11	395	156,1	1006,3	1338,8	0,93	925,2	2366,98
9/06/2015	70 a 200 psi en 20 seg.	0	80	0,21	34	1944,99	411	160,5	888,3	1181,9	0,93	925,2	2366,98
9/09/2015	75 a 200 psi en 18 seg.	1,1	96	0,22	36	2097,8	251	99,6	426,6	567,5	0,84	925,2	2366,98
9/16/2015	80 a 200 psi en 20 seg.	0,4	80	0,22	36	2146,09	198	78,3	345	459	0,8	925,2	2366,98
9/19/2015	140 a 200 psi en 10 seg.	0,4	80	0,22	36	2159,81	174	68,9	292,4	389	0,75	925,2	2366,98
9/23/2015	130 a 200 psi en 15 seg.	0,2	85	0,22	36	2090,38	263	103,5	464,9	618,6	0,85	925,2	2366,98
9/27/2015	130 a 200 psi en 10 seg.	0	70	0,21	35	2060,31	296	116	576,1	693	0,77	925,2	2366,98
9/30/2015	130 a 200 psi en 10 seg.	0	70	0,21	35	1939,38	418	163,5	954,1	1269,4	0,93	925,2	2366,98
10/05/2015	140 a 200 psi en 10 seg.	0	70	0,21	35	2027,27	309	121,1	452,8	602,4	0,85	925,2	2366,98
10/13/2015	80 a 200 psi en 18 seg.	0	85	0,2	35	1991,31	340	133,1	485,9	646,5	0,86	925,2	2366,98

10/28/2015	90 a 200 psi en 18 seg.	0,6	85	0,21	35	2073,14	268	105,4	413	549,4	0,83	925,2	2366,98
11/01/2015	90 a 200 psi en 15 seg.	0,2	85	0,21	35	2116,97	222	87,3	353,4	470,1	0,8	925,2	2366,98
11/11/2015	70 a 200 psi en 20 seg.	0,8	70	0,35	38	1948,14	419	164,4	1158,6	1541,4	0,94	925,2	2366,98
12/31/2015	0	41	90	0,18	34	1756,86	571	265	464,9	618,6	0,75	925,2	2366,98
1/06/2016	50 a 200 psi en 60 seg	128,6	64	0,17	35	1834,41	505	330	481,3	640,3	0,86	925,2	2366,98
1/07/2016	50 a 200 psi en 60 seg	32	64	0,21	33	1579,25	788	339,8	240,8	353,4	0,87	925,2	2366,98
1/17/2016	50 A 200 PSI EN 60 SEG	0	90	0,2	35	1844,85	492	192,1	1134,2	1509	0,94	925,2	2366,98
1/18/2016	50 a 200 psi en 70 seg	0,1	90	0,2	35	1901,32	667	259,8	1021,4	1358,9	0,94	925,2	2366,98
01/20/2016	60 a 200 psi en 80 seg	0,1	90	0,2	36	1964,24	567	220,8	506,3	673,6	0,87	925,2	2366,98
2/04/2016	70 a 200 psi en 20 seg	0,7	95	0,21	35	2126,81	427	167,4	384,5	511,6	0,82	925,2	2578,36
2/06/2016	50 a 200 psi en 60 seg	0,2	95	0,22	35	2129,02	430	168	396	526,9	0,83	925,2	2578,36
4/03/2016	90 a 200 psi en 160 seg	2,5	90	0,21	35	1226,45	1345	525,9	209,8	312,2	0,87	925,2	2578,36
4/07/2016	100 a 200 psi en 22 seg	0,2	86	0,22	35	1624,69	954	371,7	216	267,8	0,79	925,2	2578,36
4/14/2016	70 A 170 PSI EN 150 SEG	0,4	55	0,22	34	1327,04	1251	487,7	487,7	648,9	0,86	925,2	2578,36
5/03/2016	90 A 200 PSI EN 70 SEG	0,1	86	0,2	36	1597,95	980	381,4	464,9	618,6	0,85	925,2	2578,36
5/08/2016	75 A 120 PSI EN 135 SEG	0,3	80	0,23	36	1644,24	934	363,8	240,8	353,4	0,87	925,2	2578,36
5/17/2016	100 A 200 PSI EN 22 SEG	0,2	80	0,35	34	1774,18	804	313,3	154,7	205,8	0,76	925,2	2578,36
5/24/2016	70 A 200 PSI EN 120 SEG	0,1	80	0,35	35	1833,84	732	284,8	167,5	222,8	0,96	925,2	2578,36
6/05/2016	70 A 200 PSI EN 130 SEG	0,1	90	0,23	35	1983,04	591	230,7	724,2	963,5	0,91	925,2	2578,36
6/14/2016	70 A 200 PSI EN 120 SEG	0,3	91	0,23	35	2044,85	517	202,1	511,5	680,5	0,87	925,2	2578,36
7/03/2016	60 A 200 PSI EN 120 SEG	0,1	80	0,22	36	2111,85	467	182,2	487,1	648	0,86	925,2	2578,36
7/05/2016	70 A 200 PSI EN 150 SEG	0,1	55	0,23	36	2121,06	457	178,6	474,9	631,8	0,86	925,2	2578,36
7/11/2016	70 A 200 PSI EN 110 SEG	0	55	0,23	36	2142,31	420	164,2	392,9	522,8	0,82	925,2	2578,36
7/26/2016	60 A 200 PSI EN 35 SEG	0,1	55	0,23	36	2225,88	333	130,4	320,9	426,9	0,78	925,2	2578,36
8/02/2016	70 A 200 PSI EN 125 SEG	0,1	55	0,25	38	2280,31	282	110,4	296,5	394,5	0,76	925,2	2578,36
8/22/2016	75 A 200 PSI EN 80 SEG	0,5	80	0,24	38	1816,84	222	88	263,7	350,8	0,72	925,2	2578,36
8/25/2016	70 A 200 PSI EN 40 SEG	0,5	80	0,35	38	1804,9	221	86,5	296,2	394	0,76	925,2	2578,36

8/30/2016	70 A 200 PSI EN 29 SEG	0,4	80	0,35	38	1774,56	198	78,2	264,8	352,3	0,73	925,2	2578,36
9/13/2016	70 A 200 PSI EN 30 SEG	0,3	80	0,24	38	1923,11	203	80,3	289,2	384,8	0,75	925,2	2578,36
10/01/2016	70 A 200 PSI EN 145 SEG	0,2	80	0,24	36	1935,37	201	79,3	267,7	356,1	0,73	925,2	2578,36
10/06/2016	70 A 200 PSI EN 40 SEG	0,2	80	0,24	36	1961,22	189	74,8	256	340,6	0,71	925,2	2578,36
11/01/2016	70 A 200 PSI EN 145 SEG	0,1	80	0,24	36	1980,67	196	77,3	251,9	335,2	0,71	925,2	2578,36
11/03/2016	60 A 200 PSI EN 150 SEG	0,3	80	0,24	35	1938,66	221	87,2	268,5	357,3	0,73	925,2	2578,36
11/17/2016	60 A 200 PSI EN 50 SEG	0,4	80	0,24	36	1996,83	251	99,2	297,1	395,3	0,76	925,2	2578,36
11/18/2016	60 A 200 PSI EN 50 SEG	0,1	80	0,24	36	2307,81	271	106,3	321	427,1	0,78	925,2	2578,36
11/19/2016	70 A 200 PSI EN 90 SEG	0,2	80	0,23	36	2305,64	273	107,3	322,4	428,9	0,78	925,2	2578,36
2/14/2017	60 A 200 PSI EN 50 SEG	63,7	90	0,12	31	2283,67	1692	721	263,7	350,8	0,72	925,2	2684,17
2/21/2017	70 A 200 PSI EN 90 SEG	56,9	90	0,13	32	2337,1	1476	630,5	506,3	673,6	0,87	925,2	2684,17
2/27/2017	70 A 200 PSI EN 90 SEG	0,1	100	0,15	32	2257,76	1340	521	240,8	353,4	0,87	925,2	2684,17
3/04/2017	70 A 200 PSI EN 90 SEG	3,8	100	0,16	31	2169,92	1238	485,1	487,1	648	0,86	925,2	2684,17
3/18/2017	60 A 200 PSI EN 50 SEG	0,3	105	0,17	32	2174,96	1105	430,2	296,5	394,5	0,76	925,2	2684,17
3/30/2017	75 a 200 psi en 22 seg.	15,5	92	0,18	31	2267,12	607	156,1	312,2	1248,7	0,87	925,2	2684,17
4/07/2017	70 a 200 psi en 20 seg.	33,8	95	0,13	33	2275,21	1156	160,5	237	948,1	0,82	925,2	2684,17
4/17/2017	75 a 200 psi en 19 seg.	35,6	103	0,15	33	2363,96	918	99,6	343	1372,1	0,88	925,2	2684,17
4/28/2017	0	34,4	100	0,16	32	2242,43	1248	78,3	312	1247,9	0,87	925,2	2684,17
5/04/2017	70 a 200 psi en 20 seg.	33,7	90	0,17	31	2319,94	878	68,9	184,5	314,2	0,79	925,2	2684,17
5/11/2017	70 A 200 psi en 18 seg.	33,7	109	0,18	31	2107,81	1192	103,5	164	279,4	0,76	925,2	2684,17
5/26/2017	70 a 200 psi en 18 seg.	0,1	91	0,2	31	2205,64	1682	116	340,8	453,4	0,79	925,2	2684,17
6/06/2017	70 a 200 psi en 20 seg.	0,1	90	0,21	33	2237,1	1029	163,5	309,8	412,2	0,77	925,2	2684,17
6/13/2017	0	0,1	96	0,15	34	2357,76	981	121,1	481,3	640,3	0,86	925,2	2684,17
6/25/2017	75 A 120 PSI EN 135 SEG	0,7	103	0,15	32	2269,92	1029	159,9	596,1	793	0,89	925,2	2684,17
7/02/2017	100 A 200 PSI EN 22 SEG	0,2	100	0,17	35	2274,96	1102	169,1	299,6	280	0,86	925,2	2684,17
7/10/2017	70 A 200 PSI EN 120 SEG	2,5	104	0,2	35	2167,12	920	170	312,2	1248,7	0,87	925,2	2684,17
7/21/2017	70 A 200 PSI EN 130 SEG	0,2	100	0,19	35	2375,21	1002	171,4	237	948,1	0,82	925,2	2684,17

8/07/2017	70 A 200 PSI EN 120 SEG	0,4	100	0,16	35	2163,96	1178	176,6	343	1372,1	0,88	925,2	2684,17
8/18/2017	60 A 200 PSI EN 120 SEG	0,1	105	0,21	35	2142,43	1283	169,3	312	1247,9	0,87	925,2	2684,17
8/31/2017	70 A 200 PSI EN 150 SEG	0,3	92	0,15	35	2119,94	997	187,5	376,4	1505,8	0,89	925,2	2684,17
9/01/2018	70 A 200 PSI EN 110 SEG	0,2	95	0,16	35	2207,81	1023	167	283,9	1135,8	0,85	925,2	2684,17
9/10/2017	60 A 200 PSI EN 35 SEG	0,1	103	0,17	35	2237,1	1129	94,2	377,2	1508,9	0,89	925,2	2684,17
10/03/2017	0	0,1	100	0,18	33	2157,76	1028	78,2	456,9	1827,7	0,91	925,2	2684,17
10/15/2017	75 A 200 PSI EN 80 SEG	0,2	90	0,2	32	2269,92	411	80,3	413	549,4	0,77	925,2	2684,17
10/29/2017	60 A 200 PSI EN 50 SEG	0,2	91	0,15	33	2174,96	251	79,3	353,4	470,1	0,93	925,2	2684,17
11/03/2017	60 A 200 PSI EN 50 SEG	0,4	102	0,19	33	2167,12	198	74,8	237	948,1	0,85	925,2	2684,17
11/11/2017	70 A 200 PSI EN 30 SEG	0,3	105	0,17	34	2275,21	174	154,7	264,8	352,3	0,73	925,2	2684,17
11/30/2017	70 A 200 PSI EN 145 SEG	0,1	100	0,2	32	2263,96	263	153	289,2	384,8	0,75	925,2	2684,17
12/07/2017	70 A 200 PSI EN 40 SEG	0,1	98	0,21	34	2142,43	221	153,5	267,7	356,1	0,73	925,2	2684,17
12/16/2017	70 A 200 PSI EN 110 SEG	0,1	91	0,18	33	2319,94	251	157,1	178,2	303,5	0,78	925,2	2684,17
12/24/2017	70 A 200 PSI EN 120 SEG	0,2	100	0,19	30	2307,81	271	174,9	184,5	314,2	0,79	925,2	2684,17

Tabla de datos para Pozo 4 programa TWM

FECHA	THP	CHP (PSI)	RPM	TORQUE	AMP	NIVEL DE FLUIDO (FT)	SUMERGENCIA (FT)	PIP (PSIG)	Qo (BBL/D)	Qw (BBL/D)	STATIC BHP (PSI)	PUMP INTAKE (FT)
3/05/2014	70 A 200 PSI EN 30 SEG	0,2	100	0,3	37	2533,74	925	352,6	92	128	1550	3535
3/14/2014	70 A 200 PSI EN 95 SEG	0,2	125	0,31	37	2525,38	939	358,1	92	128	1550	3535
3/20/2014	120 A 200 PSI EN 7 SEG	0,2	160	0,45	65	2165,97	1312	501,5	92	128	1550	3535
3/27/2014	79 A 200 PSI EN 70 SEG	0,2	102	0,3	37	2530,59	919	350,1	92	128	1550	3535
4/08/2014	70 A 200 PSI EN 25 SEG	0,2	102	0,31	37	2513,32	961	366,5	92	128	1550	3535
4/12/2014	55 A 200 PSI EN 23 SEG	0,2	102	0,3	90	2503,38	925	352,2	92	128	1550	3535
4/19/2014	70 A 200 PSI EN 20 SEG	0,2	125	0,29	37	2490,07	955	363,6	92	128	1550	3535
4/30/2014	65 a 200 psi en 20 seg.	0	102	0,4	37	2470,68	1026	390,9	92	128	1550	3535
5/05/2014	65 a 200 psi en 25 seg.	0	100	0,3	37	2445,48	1016	386,9	92	128	1550	3535
5/12/2014	55 a 200 psi en 24 seg.	0	100	0,3	37	2434,14	1095	417,2	92	128	1550	3535
05/16/2014	55 a 200 psi en 35 seg.	0	102	0,3	36	2413,83	1098	418,2	92	128	1550	3535
05/22/2014	85 a 200 psi en 20 seg.	0	100	0,33	38	1024,29	2511	961,6	92	128	1550	3535
6/23/2014	80 a 200 psi en 15 seg.	0	90	0,26	35	1702,35	1833	700,5	92	128	1550	3535
6/07/2014	70 a 150 psi en 180 seg.	0	46	0,25	35	1519,43	2016	767	92	128	1550	3535
06/30/2014	50 a 200 psi en 30 seg.	0	65	0,24	34	1302,92	2232	856,4	92	128	1550	3535
7/01/2014	75 a 150 psi en 180 seg.	0	53	0,24	34	1317,74	2217	851,6	92	128	1550	3535
7/12/2014	65 a 200 psi en 32 seg.	0	105	0,3	37	2293,93	1241	474,6	92	128	1550	3535
07/18/2014	55 a 200 psi en 35 seg.	6,8	110	0,31	37	2240,67	1294	503	92	128	1550	3535
07/22/2014	50 a 200 psi en 30 seg.	61	90	0,3	37	2348,9	1187	517,3	92	128	1550	3535
07/23/2014	60 a 200 psi en 25 seg.	84	110	0,31	37	2417,21	1118	515,3	92	128	1550	3535
07/25/2014	75 a 200 psi en 45 seg.	1	110	0,29	36	2239,24	1202	457,8	92	128	1550	3535
07/29/2014	60 A 200 psi en 95 seg.	0,2	110	0,31	37	2263,62	1220	465,3	92	128	1550	3535
07/30/2014	60 a 200 psi en 35 seg.	0	90	0,3	36	2276,38	1259	479,9	92	128	1550	3535

8/02/2014	65 a 180 psi en 180 seg.	0	90	0,3	37	2298,33	1237	471,3	92	128	1550	3535
08/23/2014	60 a 200 psi en 29 seg	0	81	0,23	34	1001,7	2533	969,3	92	128	1550	3535
08/25/2014	60 a 200 psi en 30 seg	0	81	0,24	34	1119,87	2415	924,2	92	128	1550	3535
08/28/2014	80 a 200 psi en 25 seg.	0	80	0,26	36	1250,63	2284	873,7	92	128	1550	3535
08/31/2014	80 a 200 psi en 25 seg.	0	110	0,28	35	1569,71	1965	753,4	92	128	1550	3535
9/01/2014	80 A 200 psi en 25 seg.	0	110	0,28	36	1627,64	1907	731,2	92	128	1550	3535
9/02/2014	80 a 200 psi en 25 seg.	0,2	110	0,3	36	1659,93	1875	719,3	92	128	1550	3535
9/04/2014	80 a 200 psi en 25 seg.	0	120	0,29	36	1798,98	1673	641,8	92	128	1550	3535
9/08/2014	80 a 200 psi en 25 seg.	0	130	0,31	37	1979,67	1555	596,8	92	128	1550	3535
9/11/2014	80 a 200 psi en 22 seg.	0	175	0,3	37	2003,4	1532	586,2	92	128	1550	3535
09/16/2014	80 a 200 psi en 25 seg.	0,1	145	0,31	37	2126,84	1327	507,9	92	128	1550	3535
09/22/2014	50 a 200 psi en 40 seg.	0	150	0,32	38	2247,41	1288	491,8	92	128	1550	3535
09/27/2014	50 a 200 psi en 60 seg.	0	150	0,33	39	2349,06	1151	439,5	92	128	1550	3535
10/07/2014	55 a 200 psi en 40 seg.	4,6	183	0,33	38	1941,68	1593	604,6	92	128	1550	3535
10/13/2014	50 a 200 psi en 40 seg.	54	150	0,34	39	2509,62	1025	447,4	92	128	1550	3535
10/17/2014	55 a 200 psi en 40 seg.	69	180	0,35	39	2533,54	1001	454,3	92	128	1550	3535
10/22/2014	55 a 200 psi en 45 seg.	66	180	0,34	39	2514,24	966	437,4	92	128	1550	3535
11/01/2014	50 a 200 psi en 40 seg	67	150	0,35	39	2665,1	870	402,3	92	128	1550	3535
11/07/2014	55 a 200 psi en 38 seg.	62	150	0,37	40	2921,42	575	284,4	92	128	1550	3535
12/01/2014	55 a 200 psi en 45 seg.	3	100	0,31	37	2153,42	1382	526,8	92	128	1550	3535
12/09/2014	70 a 200 psi en 20 seg.	34	100	0,32	30	2352	1183	489,5	92	128	1550	3535
12/24/2014	55 a 200 psi en 40 seg.	90	100	0,24	35	1449,83	2021	865,1	92	128	1550	3535
12/31/2014	70 a 200 psi en 15 seg.	0,1	140	0,26	27	1407,29	2079	796,7	92	128	1550	3535
1/10/2015	70 a 200 psi en 15 seg.	0,1	150	0,27	27	1610,76	1924	737,1	92	128	1550	3535
1/11/2015	70 a 200 psi en 15 seg.	0,4	160	0,27	27	1627,21	1784	683,3	92	128	1550	3535
01/19/2015	90 a 200 psi en 180 seg.	0	180	0,3	30	1796,72	1738	666,3	92	128	1550	3535
01/23/2015	60 a 200 psi en 26 seg.	0,2	190	0,34	30	1955,78	1579	604,6	92	128	1550	3535

2/04/2015	80 a 200 psi en 15 seg.	0,1	210	0,34	31	2209,98	1325	506,4	92	128	1550	3535
2/19/2015	95 a 200 psi en 14 seg.	0	210	0,35	31	1857,7	1677	641,2	92	128	1550	3535
3/04/2015	70 a 200 psi en 15 seg.	0	210	0,36	32	2420,26	1051	400,4	92	128	1550	3535
3/12/2015	70 a 200 psi en 15 seg.	0	205	0,36	32	2409,27	1027	391,9	92	128	1550	3535
3/25/2015	73 a 200 psi en 30 seg.	2,9	215	0,11	41	1870,02	1648	632	92	128	1550	3535
8/01/2015	80 a 200 psi en 22 seg.	0,7	120	0,4	35	1412,01	2123	813,9	92	128	1550	3535
8/02/2015	70 a 200 psi en 16 seg.	0,4	120	0,25	35	1471,14	1964	753,8	92	128	1550	3535
8/03/2015	70 a 200 psi en 18 seg.	0,2	130	0,26	36	1569,46	1921	736,8	92	128	1550	3535
8/11/2015	55 a 180 psi en 180 seg.	0,2	160	0,28	37	1966,83	1568	600,9	92	128	1550	3535
8/12/2015	50 a 200 psi en 30 seg.	0,2	160	0,28	37	1990,54	1544	592,6	92	128	1550	3535
8/20/2015	50 a 200 psi en 39 seg.	0,1	170	0,29	38	2094,39	1441	550,5	92	128	1550	3535
8/29/2015	80 a 200 psi en 25 seg.	0,1	180	0,31	38	2306,38	1229	469,3	92	128	1550	3535
9/10/2015	85 a 200 psi en 20 seg.	0,1	180	0,32	39	2317,31	1213	462,5	92	128	1550	3535
9/13/2015	50 a 200 psi en 30 seg.	0,6	180	0,31	39	2356,07	1134	432,7	92	128	1550	3535
9/22/2015	85 a 200 psi en 25 seg.	0,6	200	0,31	35	2429,33	1005	383,4	92	128	1550	3535
9/30/2015	85 a 200 psi en 20 seg.	0,5	200	0,3	35	2403,78	1116	425,5	92	128	1550	3535
10/03/2015	70 a 200 psi en 10 seg.	0,5	210	0,3	35	2434,18	1001	381,9	92	128	1550	3535
11/03/2015	85 a 200 psi en 20 seg.	0,5	220	0,29	35	2492,21	865	330,3	92	128	1550	3535
11/09/2015	85 a 200 psi en 20 seg.	0,3	220	0,29	35	2501,45	913	348,1	92	128	1550	3535
11/12/2015	75 a 200 psi en 15 seg.	1,2	220	0,3	35	2472,36	873	333,9	92	128	1550	3535
11/16/2015	80 a 200 psi en 20 seg.	0,2	220	0,3	35	2455,64	941	359	92	128	1550	3535
11/20/2015	87 a 200 psi en 20 seg.	0,2	220	0,29	35	2452,81	1065	406,3	92	128	1550	3535
12/22/2015	87 a 200 psi en 30 seg.	0,1	130	0,28	35	2184,32	759	291,4	92	128	1550	2943
4/10/2016	50 a 200 en 120 seg	45,2	80	0,16	33	724,77	2193	891,6	92	128	1550	2917,8
4/12/2016	50 a 200 en 120 seg	11,9	80	0,18	33	783,41	2134	836,3	92	128	1550	2917,8
4/19/2016	50 a 200 en 110 seg	19,3	80	0,2	34	927,84	1990	788,5	92	128	1550	2917,8
4/20/2016	50 a 200 en 120 seg	18,7	80	0,19	34	969,23	1949	772	92	128	1550	2917,8

4/23/2016	55 a 200 en 120 seg	6,8	80	0,21	34	1067,55	1850	722,4	92	128	1550	2917,8
4/28/2016	60 a 200 en 100 seg	1,9	80	0,22	35	1171,56	1746	677,6	92	128	1550	2917,8
04/29/2016	50 a 200 en 120 seg	2,8	80	0,22	35	1180,88	1737	675	92	128	1550	2917,8
5/01/2016	50 a 160 en 180 seg	4,6	85	0,24	35	1218,65	1699	662,3	92	128	1550	2917,8
5/11/2016	70 a 200 en 120 seg	6,1	85	0,25	36	2106,56	811	316,6	92	128	1550	2917,8
5/16/2016	80 a 200 en 90 seg	0,8	80	0,26	36	1470,15	1448	569,3	92	128	1550	2917,8
5/21/2016	80 a 200 en 80 seg	4,1	80	0,26	36	1409,08	1509	588,7	92	128	1550	2917,8
5/29/2016	80 a 200 en 100 seg	0,2	95	0,27	37	2001,03	917	353,9	92	128	1550	2917,8
6/08/2016	80 a 200 en 100 seg	198,5	95	0,23	35	698,59	2219	1053,4	92	128	1550	2917,8
6/09/2016	80 a 200 en 70 seg	96	95	0,3	38	1571,48	1346	620,2	92	128	1550	2917,8
6/13/2016	100 a 200 en 90 seg	298,7	70	0,15	32	500,4	2417	1225,8	92	128	1550	2917,8
6/21/2016	80 a 200 en 90 seg	105,4	80	0,26	36	1356,3	1561	712,5	92	128	1550	2917,8
6/26/2016	80 a 200 en 90 seg	83,9	90	0,31	38	1674,03	1244	569,6	92	128	1550	2917,8
7/05/2016	80 a 200 psi en 90 seg	80	80	0,24	33	1428,21	1490	574,6	92	128	1550	2917,8
7/15/2016	85 a 200 en 100 seg	32,7	100	0,28	37	1474,42	1443	593	92	128	1550	2917,8
7/17/2016	85 A 200 PSI EN 90 SEG	0	100	0,28	37	1520,59	1397	593,7	92	128	1550	2917,8
12/16/2016	80 a 200 en 80 seg	0	80	0,21	34	1067,55	1850	722,4	92	128	1550	2917,8
12/20/2016	70 a 150 en 180 seg	70,9	100	0,22	38	2035,5	1840	784,3	92	128	1550	2917,8
12/30/2016	70 a 150 en 180 seg	46,5	120	0,2	40	2279,46	1494	637,8	92	128	1550	2425,23
12/31/2016	70 a 150 en 180 seg	55,8	110	0,21	40	2264,59	1428	614,5	92	128	1550	2425,23
1/06/2017	80 a 200 en 180 seg	74,1	100	0,2	41	2296,23	1185	537,3	92	128	1550	2425,23
1/08/2017	80 a 200 en 90 seg	77,7	100	0,22	41	2276,07	1158	530,7	92	128	1550	2425,23
2/14/2017	0	42,6	100	0,24	40	2291,39	1168	498,6	92	128	1550	2425,23
2/22/2017	90 A 200 PSI EN 40 seg	192,9	124	0,2	37	2263,13	622	445,8	92	128	1550	2425,23
3/02/2017	0	186,3	124	0,23	42	2154,91	631	442,4	92	128	1550	2425,23
3/19/2017	70 a 150 en 180 seg	137,5	124	0,22	42	2145,76	757	439,4	92	128	1550	2425,23
3/30/2017	70 a 150 en 180 seg	12,2	130	0,23	42	2332,67	569	233,7	92	128	1550	2425,23

4/16/2017	80 a 200 en 80 seg	130,3	150	0,24	42	2329,05	155	197,9	92	128	1550	2425,23
4/27/2017	0	0,1	124	0,24	42	2102,97	607	235,5	92	128	1550	2425,23
5/05/2017	70 a 150 en 180 seg	9,6	125	0,23	40	2214,58	545	220,3	92	128	1550	2425,23
5/14/2017	55 a 200 en 120 seg	6,8	102	0,21	34	2245,55	1850	722,4	92	128	1550	2425,23
5/22/2017	100 a 200 en 90 seg	7,2	110	0,19	32	2336,4	2417	1225,8	92	128	1550	2425,23
6/13/2017	85 a 200 en 100 seg	32,7	100	0,24	37	2380,42	1443	593	92	128	1550	2425,23
6/29/2017	70 a 200 en 120 seg	6,1	90	0,21	36	2205,56	811	316,6	92	128	1550	2425,23
6/30/2017	100 a 200 en 90 seg	4,2	120	0,2	32	2311,4	2417	1225,8	92	128	1550	2425,23
7/06/2017	55 a 200 psi en 45 seg.	6,2	130	0,25	39	2394,24	966	437,4	92	128	1550	2425,23
7/17/2017	80 A 200 psi en 25 seg.	0	110	0,24	36	2119,64	1907	731,2	92	128	1550	2425,23
7/30/2017	80 a 200 psi en 25 seg.	0,2	110	0,19	36	2348,93	1875	719,3	92	128	1550	2425,23
8/16/2017	80 a 200 psi en 25 seg.	0	120	0,23	36	2317,98	1673	641,8	92	128	1550	2425,23
8/27/2017	80 a 200 psi en 25 seg.	0	130	0,25	37	2108,67	1555	596,8	92	128	1550	2425,23
8/30/2017	50 a 200 psi en 40 seg.	4,2	150	0,21	39	2389,62	1025	447,4	92	128	1550	2425,23
9/26/2017	55 a 200 psi en 40 seg.	7,2	157	0,23	39	2334,54	1001	454,3	92	128	1550	2425,23
9/28/2017	55 a 200 psi en 45 seg.	66	140	0,21	39	2114,24	966	437,4	92	128	1550	2425,23
10/03/2017	50 a 200 psi en 40 seg	67	150	0,25	39	2291,1	870	402,3	92	128	1550	2425,23
10/10/2017	55 a 200 psi en 38 seg.	62	150	0,21	40	2375,42	575	284,4	92	128	1550	2425,23
10/20/2017	70 a 150 en 180 seg	70,9	106	0,25	38	2044,5	1840	784,3	92	128	1550	2425,23
11/02/2017	70 a 150 en 180 seg	46,5	110	0,23	40	2220,46	1494	637,8	92	128	1550	2425,23
11/18/2017	70 a 150 en 180 seg	55,8	122	0,19	40	2296,59	1428	614,5	92	128	1550	2425,23
11/28/2017	80 a 200 en 180 seg	74,1	100	0,2	41	2230,23	1185	537,3	92	128	1550	2425,23
12/12/2017	80 a 200 en 90 seg	77,7	100	0,2	41	2213,07	1158	530,7	92	128	1550	2425,23
12/21/2017	87 a 200 psi en 20 seg.	0,2	150	0,22	35	2350,81	1065	406,3	92	128	1550	2425,23
12/29/2017	87 a 200 psi en 30 seg.	0,1	130	0,24	35	2414,32	759	291,4	92	128	1550	2425,23

Tabla de datos para Pozo 5 programa TWM

FECHA	CONSUMO DE CORRIENTE (AMP)	NIVEL DE FLUIDO (FT)	SUMERGENCIA (FT)	PIP (PSIG)	PBHP (PSIG)	Qo (BBL/D)	Qw (BBL/D)	Qg (MSCF/D)	STATIC BHP (PSI)	PUMP INTAKE (FT)
3/04/2014	80	1707,39	1063	633,3	1051,9	171	1729	1	1053,3	2980,11
3/06/2014	50	2078,93	901	634,6	1053,2	171	1729	1	1053,3	2980,11
3/10/2014	110	2058,35	922	638,9	1057,5	171	1729	1	1053,3	2980,11
3/15/2014	40	2062,24	918	638,9	1057,4	171	1729	1	1053,3	2980,11
3/26/2014	100	1956,49	1024	437,6	1424,3	171	1729	1	1053,3	2980,11
4/05/2014	100	2030,78	805	374,1	1253,5	171	1729	1	1053,3	2980,11
4/14/2014	110	2046,89	800	377,5	1263,6	171	1729	1	1053,3	2980,11
4/30/2014	80	2096,58	740	357,8	1230,5	171	1729	1	1053,3	2980,11
5/07/2014	110	2056,19	924	407,4	1394,1	171	1729	1	1053,3	2980,11
5/21/2014	110	2109,22	871	403,1	1389,8	171	1729	1	1053,3	2980,11
5/28/2014	120	1743,14	934	320,3	1134,9	171	1729	1	1053,3	2980,11
6/04/2014	90	1798,24	919	312,6	664,7	171	1729	1	1053,3	2980,11
6/06/2014	80	1850,56	871	296,4	646,7	171	1729	1	1053,3	2980,11
6/13/2014	95	1648,66	1086	368,4	732	171	1729	1	1053,3	2980,11
6/20/2014	110	988,37	1992	676,5	1095,1	171	1729	1	1053,3	2980,11
6/21/2014	100	1212,48	1768	605,1	1023,6	76	1824	1	1053,3	2980,11
6/22/2014	90	1235,68	1744	603,1	1021,7	76	1824	1	1053,3	2980,11
6/26/2014	80	1410,36	1570	628,6	1047,1	76	1824	1	1053,3	2980,11
6/27/2014	80	1443,35	1537	633,3	1051,9	76	1824	1	1053,3	2980,11
6/28/2014	90	1489,69	1490	634,6	1053,2	76	1824	1	1053,3	2980,11
6/29/2014	90	1542,28	1438	638,9	1057,5	76	1824	1	1053,3	2980,11
6/30/2014	90	1590,53	1390	638,9	1057,4	76	1824	1	1053,3	2980,11

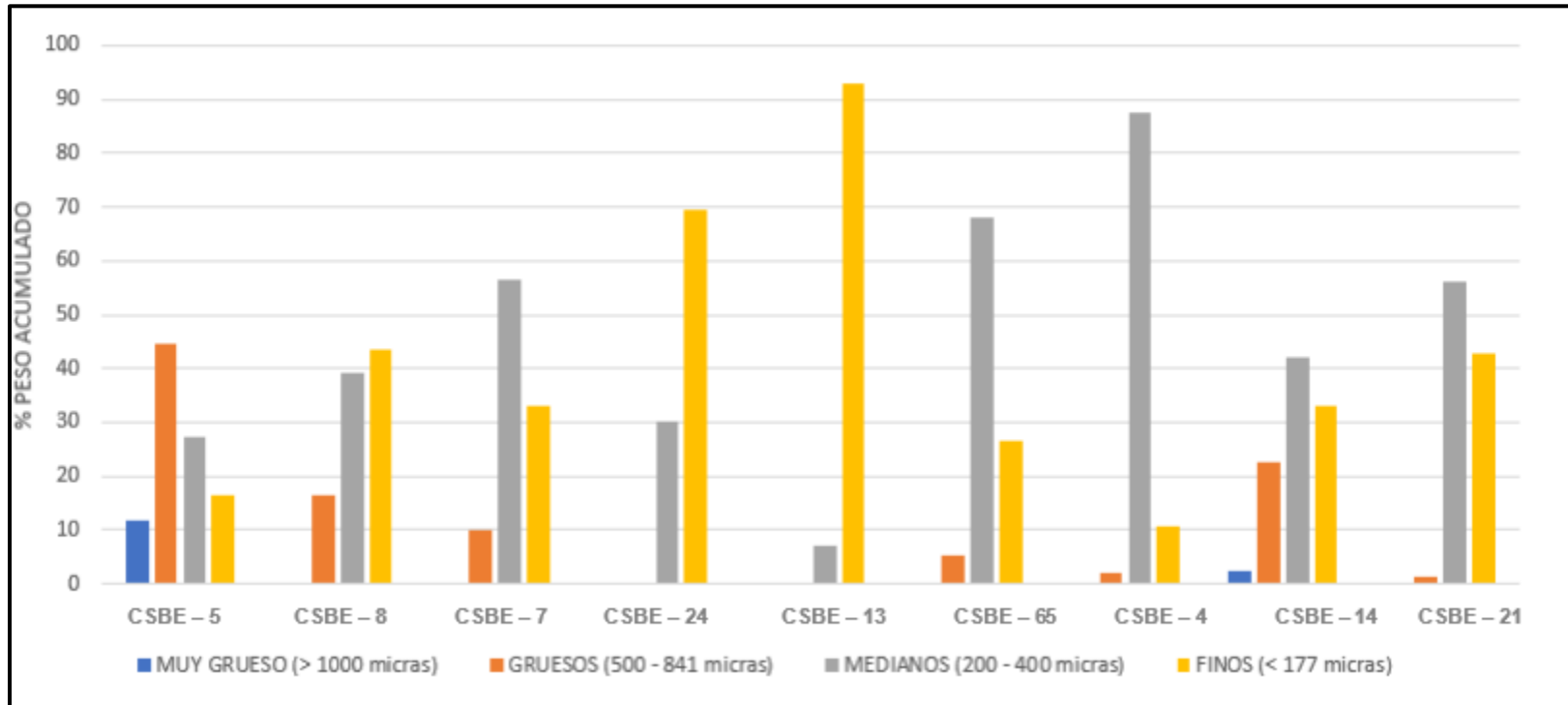
7/04/2014	90	1151,86	1828	617	1035,6	76	1824	1	1053,3	2980,11
7/05/2014	100	1158,2	1822	614,7	1033,3	76	1824	1	1053,3	2980,11
7/07/2014	80	1177	1803	608,8	1027,3	76	1824	1	1053,3	2980,11
7/09/2014	110	1232,2	1748	590,5	1009,1	76	1824	1	1053,3	2980,11
7/11/2014	120	1329,29	1651	557,8	976,4	76	1824	1	1053,3	2980,11
7/16/2014	90	1438,27	1542	521,3	939,9	76	1824	1	1053,3	2980,11
7/17/2014	80	1450,92	1400	474,3	867,8	76	1824	1	1053,3	2980,11
7/24/2014	95	1494,84	1456	492,8	905,4	76	1824	1	1053,3	2980,11
8/02/2014	110	1390,5	1501	508,1	910,1	76	1824	1	1053,3	2980,11
8/09/2014	100	1492,4	1488	503,8	922,4	76	1824	1	1053,3	2980,11
8/15/2014	90	1550,66	1343	458,4	859	76	1824	1	1053,3	2980,11
8/21/2014	80	1570,28	1336	452,4	855,3	76	1824	1	1053,3	2980,11
9/06/2014	50	1281,56	1699	580,7	999,2	76	1824	1	1053,3	2980,11
9/18/2014	110	1900,27	1080	544,1	962,7	76	1824	1	1053,3	2980,11
9/25/2014	40	2265,67	714	558,8	977,4	76	1824	1	1053,3	2980,11
10/01/2014	100	2249,29	731	553,9	972,4	76	1824	1	1053,3	2980,11
10/17/2014	100	1492,63	1487	503,8	922,3	76	1824	1	1053,3	2980,11
10/23/2014	110	1529,99	1347	456,3	853,6	76	1824	1	1053,3	2980,11
10/13/2014	110	1840,11	1140	499,7	918,3	76	1824	1	1053,3	2980,11
11/22/2014	110	1842,2	1138	524	942,5	76	1824	1	1053,3	2980,11
11/29/2014	120	1555,59	1420	496,2	913,8	76	1824	1	1053,3	2980,11
12/08/2014	90	1995,37	985	492,6	911,2	76	1824	1	1053,3	2980,11
12/15/2014	80	1734,49	723	246,1	539,5	76	1824	1	1053,3	2980,11
12/16/2014	95	1748,16	1021	346,9	714,2	76	1824	1	1053,3	2980,11
12/22/2014	110	1787,98	1192	404,6	823,1	76	1824	1	1053,3	2980,11
1/05/2015	100	1816,74	960	326,7	693,1	76	1824	1	1053,3	2980,11
1/07/2015	90	1668,65	1074	364,7	729,3	76	1824	1	1053,3	2980,11

1/20/2015	80	1811,9	1027	349	731,5	76	1824	1	1053,3	2980,11
1/27/2015	90	1824,26	985	335,2	709,7	76	1824	1	1053,3	2980,11
2/09/2015	90	1803,63	1040	353,6	737,6	76	1824	1	1053,3	2980,11
2/24/2015	90	1853,03	955	325,2	698,2	76	1824	1	1053,3	2980,11
2/28/2015	90	1862,3	923	313,7	680,1	76	1824	1	1053,3	2980,11
3/09/2015	100	2636,34	344	384,7	803,3	76	1824	1	1053,3	2980,11
3/18/2015	80	2031,51	949	402,7	821,3	76	1824	1	1053,3	2980,11
3/23/2015	110	1830,13	969	329,6	701,2	76	1824	1	1053,3	2980,11
3/25/2015	120	1824,21	921	313,2	671,1	76	1824	1	1053,3	2980,11
3/31/2015	90	1841,79	963	327,5	700	76	1824	1	1053,3	2980,11
4/09/2015	80	1737,27	1243	429	847,6	76	1824	1	1053,3	2980,11
4/23/2015	95	1733,32	1247	471,6	890,2	76	1824	1	1053,3	2980,11
4/30/2015	110	1622,27	1216	412,6	799,9	76	1824	1	1053,3	2980,11
5/03/2015	50	1452,34	1445	489,2	891,6	76	1824	1	1053,3	2980,11
7/05/2015	110	1291,67	1688	674,5	1093,1	76	1824	1	1053,3	2980,11
7/06/2015	40	1446,23	1534	608,9	1027,5	76	1824	1	1053,3	2980,11
7/13/2015	100	1429	1551	613,7	1032,3	76	1824	1	1053,3	2980,11
8/16/2015	100	2662,03	318	409,9	828,5	76	1824	1	1053,3	2980,11
8/22/2015	110	1840,4	1116	378,9	791,3	76	1824	1	1053,3	2980,11
8/30/2015	80	1956,49	1023,62	558,8	977,4	76	1824	1	1053,3	2980,11
5/19/2016	110	2030,78	949,33	553,9	972,4	76	1824	1	1053,3	2980,11
7/20/2016	90	2046,89	933,22	503,8	922,3	76	1824	1	1053,3	2980,11
7/23/2016	90	2096,58	883,53	456,3	853,6	76	1824	1	1053,3	2980,11
8/28/2016	100	2056,19	923,92	499,7	918,3	76	1824	1	1053,3	2980,11
9/29/2016	80	2109,22	870,89	524	942,5	76	1824	1	1053,3	2980,11
9/01/2016	110	1743,14	1236,97	496,2	913,8	76	1824	1	1053,3	2980,11
10/11/2016	120	1798,24	1181,87	633,3	1051,9	76	1824	1	1053,3	2980,11

10/16/2016	90	1850,56	1129,55	634,6	1053,2	76	1824	1	1053,3	2980,11
10/21/2016	80	1648,66	1331,45	638,9	1057,5	76	1824	1	1053,3	2980,11
11/29/2016	95	988,37	1991,74	638,9	1057,4	76	1824	1	1053,3	2980,11
11/08/2016	110	1824,26	1155,85	633,3	1051,9	76	1824	1	1053,3	2980,11
12/09/2016	100	1803,63	1176,48	634,6	1053,2	76	1824	1	1053,3	2980,11
12/13/2016	90	1853,03	1127,08	638,9	1057,5	76	1824	1	1053,3	2980,11
12/21/2016	80	1862,3	1117,81	638,9	1057,4	76	1824	1	1053,3	2980,11
12/26/2016	80	2636,34	343,77	452,4	855,3	76	1824	1	1053,3	2980,11
1/09/2017	50	2031,51	948,6	580,7	999,2	76	1824	1	1053,3	2980,11
1/18/2017	23	1555,59	1424,52	364,7	729,3	76	1824	1	1053,3	2980,11
2/17/2017	20	2035,5	944,61	452,4	855,3	76	1824	1	1053,3	2980,11
2/22/2017	27	2279,46	700,65	634,6	1053,2	76	1824	1	1053,3	2980,11
3/02/2017	25	2264,59	715,52	638,9	1057,5	76	1824	1	1053,3	2980,11
4/19/2017	25	2296,23	683,88	638,9	1057,4	76	1824	1	1053,3	2980,11
4/30/2017	27	2276,07	704,04	437,6	1424,3	76	1824	1	1053,3	2980,11
5/16/2017	28	2291,39	688,72	374,1	1253,5	76	1824	1	1053,3	2980,11
5/27/2017	12	2263,13	716,98	377,5	1263,6	76	1824	1	1053,3	2980,11
6/05/2017	12	2154,91	825,2	357,8	1230,5	76	1824	1	1053,3	2980,11
6/14/2017	27	2145,76	834,35	407,4	1394,1	76	1824	1	1053,3	2980,11
6/22/2017	27	2332,67	647,44	403,1	1389,8	76	1824	1	1053,3	2980,11
7/13/2017	12	2329,05	651,06	320,3	1134,9	76	1824	1	1053,3	2980,11
7/29/2017	22	2102,97	877,14	312,6	664,7	76	1824	1	1053,3	2980,11
8/06/2017	20	2214,58	765,53	296,4	646,7	76	1824	1	1053,3	2980,11
8/17/2017	10	2245,55	734,56	368,4	732	76	1824	1	1053,3	2980,11
8/30/2017	28	2336,4	643,71	676,5	1095,1	76	1824	1	1053,3	2980,11
9/16/2017	27	2380,42	599,69	605,1	1023,6	76	1824	1	1053,3	2980,11
9/30/2017	27	2205,56	774,55	458,4	859	76	1824	1	1053,3	2980,11

10/26/2017	25	2311,4	668,71	452,4	855,3	76	1824	1	1053,3	2980,11
10/28/2017	28	2394,24	585,87	580,7	999,2	76	1824	1	1053,3	2980,11
11/03/2017	28	2119,64	860,47	544,1	962,7	76	1824	1	1053,3	2980,11
11/10/2017	27	2348,93	631,18	558,8	977,4	76	1824	1	1053,3	2980,11
11/20/2017	23	2317,98	662,13	553,9	972,4	76	1824	1	1053,3	2980,11
12/12/2017	27	2114,24	865,87	524	942,5	76	1824	1	1053,3	2980,11
12/21/2017	25	2291,1	689,01	634,6	1053,2	76	1824	1	1053,3	2980,11
12/29/2017	25	2375,42	604,69	638,9	1057,5	76	1824	1	1053,3	2980,11

ANEXO C.
GRANULOMETRÍA CAMPO CASABE



ANEXO D.

ESTADO DE LOS EQUIPOS ANTES DE LA INSTALACIÓN TUBING SCREEN

