

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO BES EN POZOS CON ALTA PRODUCCIÓN DE
ARENA EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN**

MARIO ALBERTO JIMÉNEZ MARTÍNEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO BES EN POZOS CON ALTA PRODUCCIÓN DE
ARENA EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN**

MARIO ALBERTO JIMÉNEZ MARTÍNEZ

**Trabajo de Grado para optar al título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

Director

CIRO PINTO RIZZO

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia quienes me apoyaron constantemente durante toda la especialización, a mi hijo recién nacido que es la alegría de nuestras vidas, a mí amada esposa por su compañía incondicional, a los docentes y a la institución Universidad Industrial de Santander los cuales pusieron a mi disposición su valioso conocimiento, experiencia y las condiciones para llevar a cabo el programa.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	12
1. MARCO TEÓRICO	13
2. GENERALIDADES CAMPO CAÑO LIMÓN	15
2.1 GEOLOGÍA	16
2.2 CARACTERIZACION DEL YACIMIENTO	21
2.3 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	24
2.4 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	25
3. EQUIPOS BES EN AMBIENTES CON PRODUCCION DE SOLIDOS ABRASIVOS	27
3.1 CARACTERISTICAS DE LOS MATERIALES ABRASIVOS	28
3.2 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE ARENA	31
3.2.1 Erosión en la bomba	32
3.2.2 Abrasión en cojinetes radiales	33
3.2.3 Abrasión en arandelas de empuje	34
3.3 SOLUCIONES	35
3.3.1 Reducción del desgaste radial	36
4. METODOLOGIA DE EVALUACION DEL DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS ESP	39
4.1 TIEMPO DE OPERACIÓN	40

4.2 DEFINICIÓN DE FALLA.....	41
4.3 DEFINIR CENSURA	41
5. EVALUACION Y ANALISIS ESTADISTICO DEL DESEMPEÑO HISTÓRICO DE LA BES	43
5.1 FRECUENCIA DE INTERVENCIONES	46
5.2 FUNCION DE SUPERVIVENCIA.....	47
5.3 ANÁLISIS POR CONFIGURACIONES DE LOS EQUIPOS.....	49
6. CONCLUSIONES.....	53
BIBLIOGRAFIA.....	56

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Columna Estratigráfica de los Campos Caño Limón, Caño Yarumal y Redondo	19
Ilustración 2 Características de la Roca.....	21
Ilustración 3 Porosidad	22
Figure 4 Saturación de aceite	23
Ilustración 5 Características de los fluidos.....	23
Ilustración 6 Configuración normal de una BES	26
Ilustración 7 Dureza aproximada de materiales en la escala de Mohs	29
Ilustración 8 Tabla de Severidad de producción de sólidos	31
Ilustración 9 Áreas con problemas de desgaste en una bomba de impulsores fijos	33
Ilustración 10 Configuración con cojinetes radiales de caucho.....	37
Ilustración 11 Bomba de impulsores flotantes modificada para servicio Abrasivo ¹¹	38
Ilustración 12 Etapa modificada para servicio abrasivo	39
Ilustración 13 Fronteras de las BES para el Análisis	42
Ilustración 14 Razones de pulling	44
Figure 15 Runlife equipos	45
Ilustración 16 Porcentajes de intervenciones.....	46
Figure 17 Fallas acumuladas Vs tiempo de operación	47

Ilustración 18 Ejemplo de la tabla realizada para los 1893 Corridas de BES	48
Ilustración 19 Función de confiabilidad	48
Figure 20 Distribución de equipos por configuración	51
Figure 21 Función de supervivencia por configuración	51
Ilustración 22 MTBF Para cada configuración	52

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO BES EN POZOS CON ALTA PRODUCCIÓN DE ARENA EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN*

AUTOR: MARIO ALBERTO JIMÉNEZ MARTÍNEZ **

PALABRAS CLAVES: BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE, BES, ESP, PRODUCCIÓN DE SÓLIDOS, MTBF, LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, SÓLIDOS ABRASIVOS.

DESCRIPCIÓN:

El objetivo principal de este trabajo es el de realizar un análisis estadístico de la información histórica de operación de sistemas BES en pozos con alta producción de arena en el campo Caño Limón, que permita establecer expectativas de vida acertadas y condiciones de operación y diseño adecuadas.

En la primera parte del trabajo se realiza una descripción general del campo Caño Limón, características del yacimiento generalidades, que permitirán tener una idea de las condiciones en las cuales operaron los equipos de bombeo electrosumergible, estudiados en esta monografía. Continúa con una descripción detallada de los efectos y problemas que presentan los sistemas BES cuando son operados en condiciones de producción de sólidos abrasivos. Luego se define la metodología que se utilizó para evaluar el desempeño de los equipos a lo largo del tiempo en que se enmarca el estudio.

En la parte final se muestran los resultados del análisis estadístico de los tiempos de vida de los equipos BES, conclusiones y recomendaciones con el fin de obtener y/o mejorar el desempeño de los equipos BES, cuando son utilizados en pozos con alta producción de sólidos abrasivos.¹

¹ * Monografía

** Facultad De Ingenierías Físicoquímicas. Escuela De Ingeniería De Petróleos. Director Ciro Pinto Rizzo.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE PERFORMANCE OF ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP SYSTEMS IN WELLS WITH HIGH SAND PRODUCTION IN CANO LIMON FIELD *

AUTHOR: MARÍO ALBERTO JIMENEZ MARTINEZ **

KEYWORDS: ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPS, ESP, ABRASIVES PRODUCTION, MTBF, ARTIFICIAL LIFT, SAND ABRASIVES

DESCRIPTION:

The main objective of this paper is to have a statistical analysis of the historical information related to the operation of electrical submersible pumps, in conditions with high sand abrasives production in Cano Limon field, in order to establish realistic runlife expectances, and proper sizing and operating conditions.

This paper starts with an overview of the Cano Limon field, giving a general idea of the reservoir characteristics, that allows to have an idea of the conditions under which the ESPs analyzed in this study were operating. Continues with a detailed description of the effects and problems exhibited by the ESPs, when operated under high sand abrasives production, problems associated mainly to wear and vibrations in the components of the system. Then it is defined the methodology for evaluating the performance of the ESPs through the time frame of the study, through a point of view based on the runlife of the units.

In the final part, the results of the statistical analysis are delivered, also there are established conclusions and recommendations in order to improve the performance of ESP systems, when operating under high sand abrasives production.²

² * Monograph

** Facultad De Ingenierías Físicoquímicas. Escuela De Ingeniería De Petróleos. Director Ciro Pinto Rizzo.

INTRODUCCIÓN

Conociendo el fenómeno de declinación en los pozos productores de petróleo, además del gradual aumento de los cortes de agua. Se hace necesario manejar mayor cantidad de fluido de pozo con el fin de sostener las tasas de producción total de crudo, de acuerdo a esto y con el aumento en el precio del petróleo, el sistema de Bombeo Electrosumergible ESP (por sus siglas en inglés) es cada vez más llamativo como sistema de levantamiento artificial. Sin embargo, como cada sistema de levantamiento, el sistemas ESP presenta también ciertas limitaciones, una de estas se presenta al operar el sistema en pozos con alta producción de arena. Teniendo en cuenta lo anterior y la buena cantidad de información histórica que se cuenta de sistemas ESP operando bajo esta condición, resulta necesario conocer de manera acertada expectativas de vida de estos sistemas así como condiciones de operación y diseño adecuadas, con el fin de optimizar los recursos involucrados en el uso del sistema.

En el presente análisis se mostrarán cuáles son los problemas que se presentan al operar los sistemas ESP en condiciones de producción de sólidos en el fluido de pozo, y un análisis estadístico del comportamiento del tiempo de vida de los equipos ESP en el campo Cano Limón.

1. MARCO TEÓRICO

Los problemas asociados al uso de sistemas BES en pozos con producción de arena y el tratar de establecer modelos y expectativas de vida de estos equipos ha sido un tema que ha cobrado importancia en los últimos años y del cual existe bibliografía y estudios muy recientes, en su libro “Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance” Gabor Tackacs describe los problemas que se presentan en sistemas ESP cuando son utilizados en pozos con alta producción de sólidos, problemas como erosión, abrasión en cojinetes radiales y en arandelas de empuje, además de otros efectos mecánicos sobre los componentes internos de los sistemas ESP causados por el desgaste asociado a la producción de sólidos abrasivos, del mismo modo escribe sobre soluciones específicas que se han desarrollado para este problema como es el de agregar mayor soporte radial a los componentes internos con el uso de materiales de alta dureza para contrarrestar la abrasión, en el documento “Modelling System Failures of Electric Submersible Pumps in Sand Producing Wells” T.C. Kalu-Ulu, J.A. Andrawus (2011) muestran un caso histórico en el que modelaron las fallas de sistemas BES en ambientes abrasivos para los sistemas de un proveedor de BES operando en el Mar del Norte. Por su parte, en el documento “The Effects of Abrasives on Electrical Submersible Pumps” Brown L. Wilson (1990) reportan los resultados de una serie de experimentos realizados en un equipo de prueba especializado, en el que la cantidad y el tamaño de los abrasivos fueron variados junto con el caudal a través de la bomba. En la patente “Method for reducing sand production in Submersible-pump wells” William P. Profrock, Jr (1990) describe un método para minimizar la producción de arena en los re arranques de los pozos simulando las condiciones de drawdown en el re arranque y la selección de un perfil de drawdown para ser implementado en el sistema de control del sistema.

En su tesis de grado ANALISIS DEL DESEMPEÑO DE DOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y BOMBEO MECÁNICO VHS2 UTILIZADOS EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN Eliana Machete 2007 realiza una evaluación técnico económica del sistema de Bombeo Mecánico VSH2 frente al Bombeo Electrosumergible en pozos de bajo caudal en los que ha sido necesaria la instalación del sistema de Bombeo mecánico, su análisis buscó realizar la selección del mejor sistema para las condiciones de algunos pozos del campo como baja tasa de producción, presencia de arena, corte de agua moderado y realizar el análisis económico para comparar los costos de cada sistema, en este mismo documento, Eliana Machete explica el modelo utilizado en el campo Caño Limón para medir la confiabilidad de las BES el cual es el Tiempo Medio entre Fallas o MTBF por sus siglas en inglés, basándose en el trabajo realizado por los Ingenieros Rafael Lastra y Armando Rueda quienes realizaron una adaptación al campo Caño Limón del modelo de análisis de supervivencia desarrollado por Brookbanks en Brookbank, B.: “How Do you Measure Run Life?”, presentado en ESP Workshop May 1 – 3 1996 North Side Branch of Gulf Coast Chapter, SPE.

En su documento ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP SURVIVAL ANALYSIS, MICHELLE PFLUEGER 2011 explica como Los análisis de supervivencia de sistemas BES han sido documentados en escritos y conferencias técnicas desde hace más de 20 años, los primeros documentos que tratan del uso de curvas de Weibull y Exponenciales a historiales de tiempo de vida de sistemas BES se dan en 1990 (Upchurch) & 1993 (Patterson), documentos en los que se discute la inclusión de la censura en las regresiones datan de 1996 (Brookbank) & 1999 (Sawaryn) y más recientemente el uso de la regresión de Cox en 2005 (Bailey), pero que desafortunadamente se han limitado a compartir los conceptos técnicos y ecuaciones, pero no el conocimiento práctico de cómo aplicar estos modelos a los problemas reales, en este mismo documento MICHELLE PFLUEGER realiza una

descripción y una explicación de tres metodologías de estimación de la distribución de supervivencia y la aplicación de estas técnicas a un historial de tiempo de vida de sistemas BES.

2. GENERALIDADES CAMPO CAÑO LIMÓN³⁴

En Junio de 1980, La compañía Colombiana Ecopetrol y Occidental de Colombia firmaron el contrato de asociación Cravo Norte, contrato para la exploración de la cuenca Norte Los Llanos. Luego de 3 años de intensa actividad exploratoria, se descubrió Petróleo en el área de Caño Limón Fig 1. El pozo CL-01, completado en Julio de 1983, a una profundidad de 10.176 pies y obteniendo una producción de crudo de 31API y una tasa promedio de 10.900 STB/D, de la formación Mirador Inferior.

El descubrimiento y desarrollo del campo Caño Limón es y ha sido de gran importancia, de manera que hizo que en su momento el país fuera autosuficiente en el consumo de petróleo. En el inicio, Occidental tenía una participación del 25% en el contrato de asociación, mientras que Royal Dutch Shell y Ecopetrol contaban con el 25% y el 50% respectivamente, hasta que el último semestre de 1998 Shell vendió sus acciones a Occidental, quedando conformado el contrato de asociación Cravo Norte entre Occidental y Ecopetrol, con una participación del 50% para cada compañía.

El campo produce principalmente de las formaciones Carbonera Inferior / Mirador, a una profundidad promedio de 7600 ft. Menor pero significativa formaciones productoras son también la Carbonera Superior y la Cretáceo. El OOIP fue

³ MACHETE, Eliana. Análisis del desempeño de dos sistemas de Levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible y Bombeo Mecánico VSH2 Utilizados en el campo Caño Limón, Bucaramanga, 2007. Trabajo de grado (Ingeniera de Petroleos). Universidad Industrial de Santander.

⁴ RIVERO R. T. y DOMINGUEZ J. G. Caño Limón Field Colombia: The latest Giant Oil Reservoir in South America. SPE No 15153, 1988.

calculado en 2×10^9 STB. El crudo tiene un punto de burbuja menor a 100 Psi y un GOR menor a 10scf/STB, el mecanismo de producción es el de un acuífero activo de agua fresca.

El inicio de la producción del campo se dio en Diciembre de 1985, solo 2 años y medio después de su descubrimiento. Además de la construcción de las facilidades de superficie, un oleoducto de 752Km fue construido entre las montañas de los andes hasta Coveñas (Puerto en el mar Caribe). La producción actual del campo es de unos 73.000 STB/D de cerca de 400 pozos productores. Para producir a esta tasa es necesario el uso de bombas electrosumergibles como sistema de levantamiento artificial.

2.1 GEOLOGÍA⁵

Los yacimientos comprenden arenas deltaicas pobremente consolidadas del cretáceo al Oligoceno, con una profundidad promedio de 7.600ft (2.315m) y el mecanismo de producción es un fuerte y activo empuje hidráulico natural.

Ubicación Geológica: El campo está situado sobre el arco de Arauca en el flanco norte de la cuenca de los Llanos Orientales, al norte de este arco se encuentran las cuencas de Barinas y Apure (Venezuela), al este el escudo granítico de Guyana y al oeste la cordillera de los Andes.

La región norte de los Llanos es un flanco monoclinal que desciende en dirección oeste con buzamientos muy leves. La formación estructural consiste principalmente en fallamiento de tipo normal con dirección noroeste-suroeste cuyo origen parece ser paleozoico con reactivaciones subsiguientes que involucran

⁵ MACHETE, Eliana. Análisis del desempeño de dos sistemas de Levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible y Bombeo Mecánico VSH2 Utilizados en el campo Caño Limón, Bucaramanga, 2007. Trabajo de grado (Ingeniera de Petroleos). Universidad Industrial de Santander.

hasta sedimentos terciarios, La cuenca de los Llanos se caracteriza también por una historia tectónica estable lo que ha favorecido una sedimentación cíclica relativamente constante.

Geología Estructural. El campo comprende tres cierres estructurales, cada uno de ellos asociado a un área productiva, denominados Caño Limón, Matanegra y La Yuca. La formación de estas estructuras se debe al movimiento lateral de la Falla Caño Limón, que secciona el Campo de noroeste a suroeste y al desplazamiento asociado a las fallas convergentes de Matanegra y La Yuca, que delimitan los respectivos bloques estructurales.

El Campo Caño Limón se separa del Campo Caño Yarumal debido a la Falla de Arauca que es de corta extensión, corre paralela al río Arauca y une las fallas de Matanegra y La Yuca en la parte norte del Campo. Adicionalmente los campos Redondo y Caño Yarumal se encuentran ubicados en la parte suroeste del Bloque Cravo Norte y separados gracias a la falla Caño Limón.

El área productiva se encuentra comprendida por 18 bloques, de los cuales: Tonina, Remana, Redondo Este y Matanegra Oeste contienen solo un pozo, y Caño Limón, Matanegra, Caño Yarumal, La Yuca, Rondón, Caño Verde, Caricare-Redondo y Jiba contienen varios pozos. Al agrupar estos bloques se forman los 8 campos que son: Caño Limón, Caño Yarumal, Redondo, Tonina, Remana, La Yuca Este, Redondo Este y Caricare-Redondo.

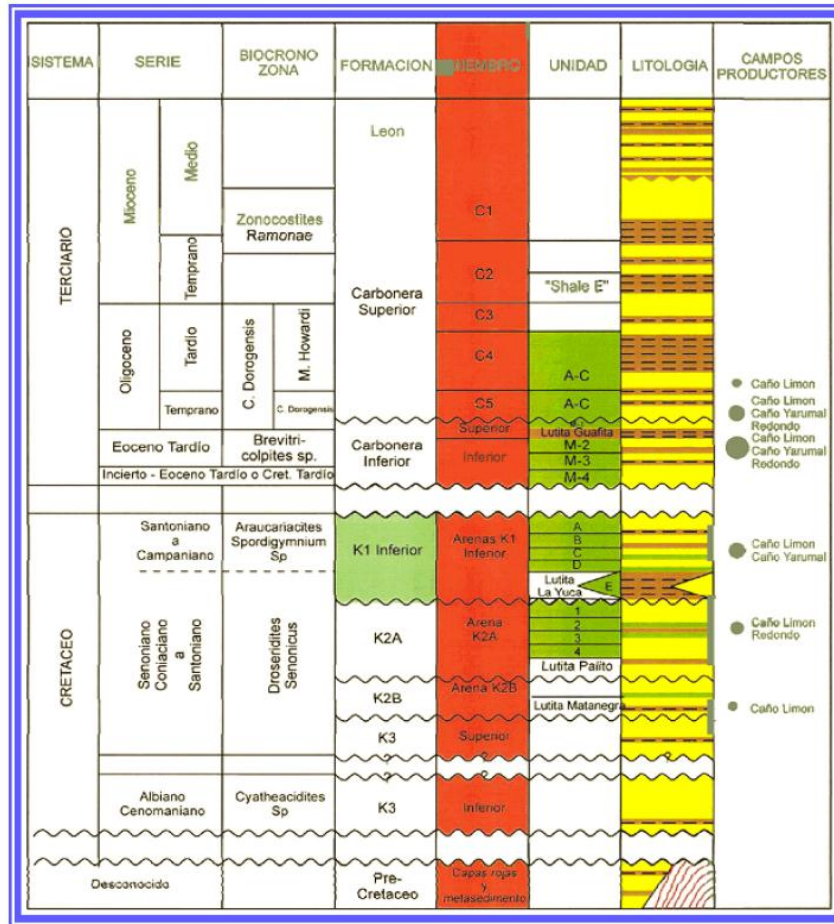
Estratigrafía. La sección estratigráfica se extiende desde el Precretáceo al Cretáceo reciente y comprende 9.200ft (2.804m) de columna sedimentaria.

Los estratos productores comprenden cuatro formaciones sedimentarias, la Formación Carbonera Inferior/Mirador de edad Eoceno de mayor relevancia en

cuanto a producción se refiere debido a que contiene el 80% del petróleo total in situ del Campo, las formaciones K1, K2A de edad cretácea tardía y la formación Carbonera Superior de edad Oligoceno.

La columna Estratigráfica de los Campos Caño Limón, Caño Yarumal y Redondo es:

Ilustración 1 Columna Estratigráfica de los Campos Caño Limón, Caño Yarumal y Redondo



Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

Precretáceo. En general esta sección comprende areniscas y lutitas arenosas, de posible edad paleozoica. En Colombia y en especial en el campo Caño Limón la secuencia estratigráfica con interés petrolífero se analiza a partir del Cretáceo Superior y son denominadas cobertura productiva.

Cretáceo. Compuesta principalmente por areniscas finas, con alto contenido de cuarzo acompañada con intercalaciones de arcillolitas. Su espesor es superior a

400ft (150m). Esta edad geológica se ha dividido en el campo Caño Limón en cuatro unidades operacionales limitadas por discordancias que son la base del K3, K2A, K2B y K1.

Terciario. Esta sección se encuentra conformada por cuatro formaciones: Carbonera Inferior, Carbonera Superior, León y Guayabo; compuestas generalmente por areniscas arcillosas, areniscas arcólicas, cuarcíticas, por arcillolitas y algunas intercalaciones de lutita. Su espesor promedio aproximado es de 7.600ft.

Geología del Petróleo. Dentro de la geología del petróleo podemos definir:

Roca Generadora. Análisis geoquímicos realizados en muestras de petróleo del Campo Caño Limón indican que este proviene principalmente de sedimentos marinos ricos en materia Orgánica, a diferencia de los crudos producidos por otros campos ubicados en áreas cercanas en la misma cuenca. La fuente de generación de los aceites producidos en el área de Caño Limón se cree que son los sedimentos profundos hacia el oeste de la cuenca (Piedemonte Llanero) o de las cuencas vecinas de Venezuela.

Roca Almacenadora. Las unidades K1 y K2 del Cretáceo y Carbonera Inferior/Mirador y superior del terciario son en general las rocas almacenadoras en el campo.

Roca Sello. El sello del Campo está conformado por las arcillas de la formación Carbonera superior y por las diferentes fallas que se encuentran en esta región.

Tipo de Trampa. Las acumulaciones de aceite en el área de Caño Limón son de tipo estructural, definiéndose algunos entrapamientos sedimentarios siempre controlados por las fallas.

2.2 CARACTERIZACION DEL YACIMIENTO⁶

Propiedades Petrofísicas del Yacimiento. La evaluación de las propiedades petrofísicas del Campo se ha llevado a cabo con un minucioso análisis de perfiles eléctricos tomados a los diferentes pozos, pruebas de rutina a los corazones disponibles para obtener porosidad y permeabilidad de las arenas y análisis especiales para determinar las propiedades dinámicas del Yacimiento.

Algunas de las principales propiedades petrofísicas del yacimiento son:

Ilustración 2 Características de la Roca

CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA	
Profundidad Promedio	7.600 pies
Área	8.900 acres
Espesor neto Petrolífero	150 pies
Presión inicial (@ 7.100 pies, BNM)	3.213 psi
Temperatura (@ 7.100 pies, BNM)	207° F
Porosidad	25%
Permeabilidad	5000 mD
Saturación de agua inicial	25%

Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

POROSIDAD. Los valores de porosidad se han determinado a partir de la correlación establecida entre las porosidades medidas en los núcleos y las calculadas de los registros eléctricos. Las porosidades de las áreas productivas del campo Cano Limón son altas observándose los mayores valores en la formación Carbonera Inferior, seguida de las arenas C5 de la Carbonera Superior y el miembro cretáceo K2. Ver tabla 2.

⁶ MACHETE, Eliana. Análisis del desempeño de dos sistemas de Levantamiento Artificial Bombeo Electrosumergible y Bombeo Mecánico VSH2 Utilizados en el campo Caño Limón, Bucaramanga, 2007. Trabajo de grado (Ingeniera de Petroleos). Universidad Industrial de Santander.

Ilustración 3 Porosidad

ÁREA	FORMACIÓN	POROSIDAD (%)
CAÑO LIMÓN	Carbonera Superior	20.6
	Carbonera Inferior/Mirador	23.8
LA YUCA	Carbonera Superior	21.3
	Carbonera Inferior/Mirador	23.8
	K1 (Cretáceo)	19.9
MATANEGRA	Carbonera Superior	25.1
	Carbonera Inferior/Mirador	26.8
	K1 (Cretáceo)	19.9
	K2 (Cretáceo)	24.6

Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

PERMEABILIDAD. Los valores de permeabilidad se han determinado basándose en análisis de presiones hechos en pruebas a la formación, pruebas de producción y análisis de corazones.

Las permeabilidades más altas corresponden a las arenas de la formación Carbonera Inferior, las cuales tienen un valor promedio de 5 darcys. Para las arenas K1 los valores promedio de permeabilidad son de 1 darcy, y para las arenas del K2 de 2 darcys.

SATURACIÓN DE LOS FLUIDOS. Las formaciones petrolíferas de Cano Limón se encuentran a una presión superior a la presión de burbuja (50psi) y por tal razón no habrá gas libre en el yacimiento durante toda su vida productiva, sino que únicamente contendrá petróleo y agua.

La saturación de fluidos se determina con base en la evaluación de registros eléctricos, en la utilización de programas que incorporan parámetros de porosidad y arcillosidad de los reservorios y con base en permeabilidades relativas para el sistema de drenaje, obteniendo los siguientes datos de saturaciones promedias.

Figure 4 Saturación de aceite

ÁREA	FORMACIÓN	SATURACIÓN DE ACEITE (%)
CAÑO LIMÓN	Carbonera Superior	67.0
	Carbonera Inferior/Mirador	76.9
LA YUCA	Carbonera Superior	74.9
	Carbonera Inferior/Mirador	76.9
	K1 (Cretáceo)	37.3
MATANEGRA	Carbonera Superior	50.0
	Carbonera Inferior/Mirador	70.4
	K1 (Cretáceo)	37.3
	K2 (Cretáceo)	73.2

Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS. El análisis PVT muestran que los fluidos se encuentran a una presión superior a la presión de saturación, lo que indica la presencia solo de fases líquidas en la producción, por lo cual el campo Caño Limón se clasifica como un yacimiento subsaturado, El gas en solución medido en el laboratorio (R_s) es inferior a 15 PCN/BN. El bajo contenido de gas contribuye a la baja compresibilidad del petróleo por lo cual se espera un mínimo aporte de energía al yacimiento por expansión del petróleo. La siguiente tabla muestra el resumen de las principales características del crudo de Cano Limón.

Ilustración 5 Características de los fluidos

CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS	
Gravedad API del petróleo	29° API
Densidad del petróleo	0.88 gr/cc
Factor Volumétrico @ 207°F y 3.200 psi	1.05 bbls/stb
Viscosidad del petróleo @ 207°F y 3.200 psi	4 cp
Presión de Burbuja	50 psi
Relación Gas-Aceite (GOR)	8 SCF/STB
Relación Agua-Aceite (WOR)	90%

Fuente: Occidental de Colombia, Inc.

2.3 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA⁷

El campo Caño Limón está ubicado dentro del área del contrato de Asociación Cravo Norte, la cual abarca un área de 260.000 hectáreas localizada en el extremo Norte de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, en el Departamento de Arauca, 50km al Sur occidente de su capital y entre la población de Arauquita y el caserío La Yuca.

Geográficamente el sector Cravo Norte está limitado al norte y al este por el río Arauca, al sur con el río Casanare y al oeste con la cordillera Oriental.

El campo se enmarca dentro de las Coordenadas Gauss con origen 3^o Este:

N: 1'256.000 m - 1'264.000 m

E: 992.000 m - 1'004.000 m

El Campo Cano Limón se separa del campo Cano Yarumal debido a la Falla de Arauca que es de corta extensión, corre paralela al río Arauca y una de las fallas de Matanegra y La Yuca en la parte norte del Campo. Adicionalmente los Campos Redondo y Cano Yarumal se encuentran ubicados en la parte suroeste del Bloque Cravo Norte y separados gracias a la falla Cano Limón.

El área productiva se encuentra comprendida por 18 bloques, de los cuales: Tonina, Remana, Redondo Este, Araguato, Pastora, Cano redondo, Cosecha A, La Yuca Este y Matanegra Oeste contienen sólo un pozo, y Cano Limón, Matanegra, Cano Yarumal, La Yuca, Rondón, Cano Verde, Caricare – Redondo y Jiba contienen varios pozos. Al agrupar estos bloques se forman los 8 campos que

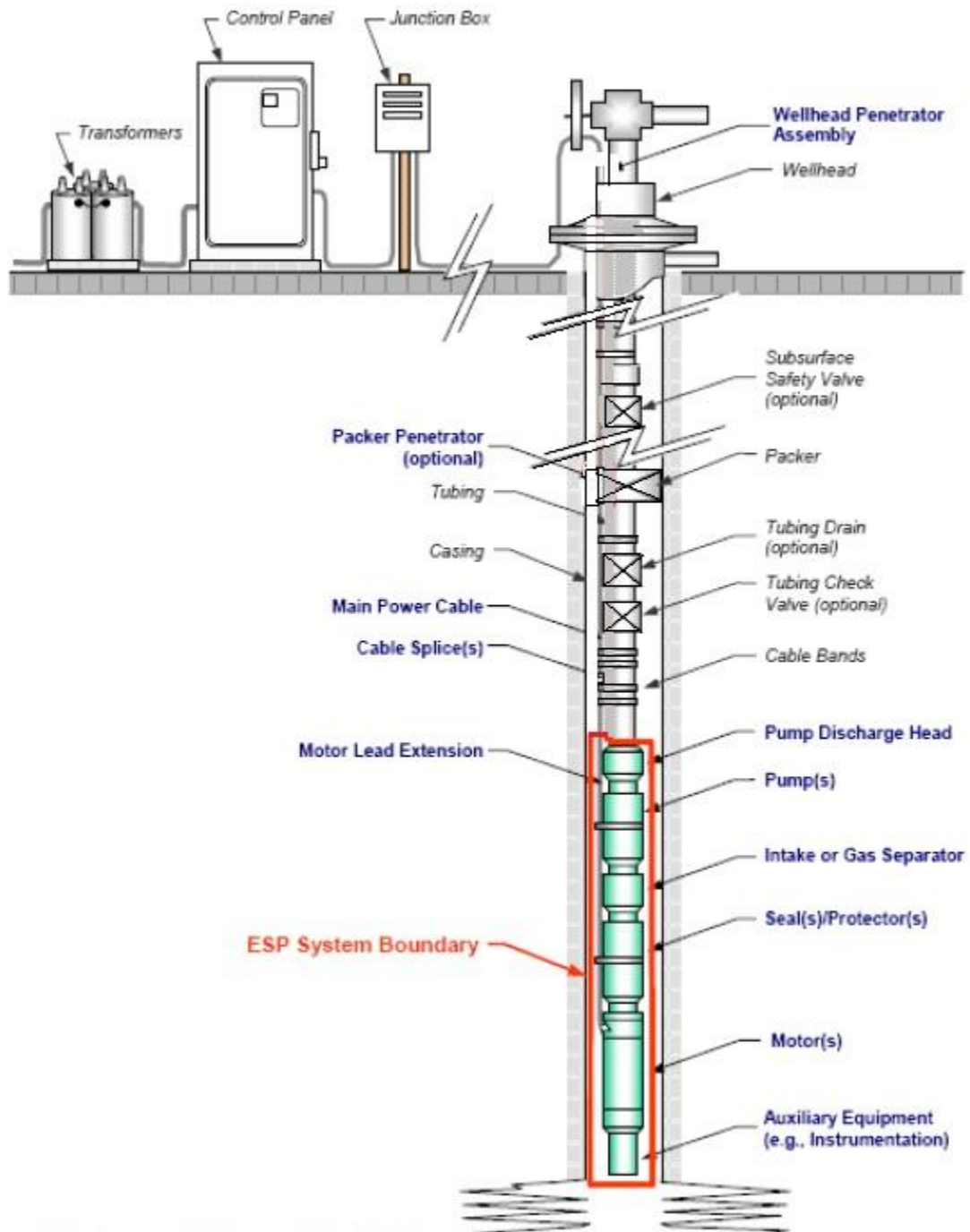
⁷ RIVERO R. T. y DOMINGUEZ J. G. Caño Limón Field Colombia: The latest Giant Oil Reservoir in South America. SPE No 15153, 1988.

son: Cano Limón, Cano Yarumal, Redondo, Tonina, Remana, La Yuca Este, Redondo Este y Caricare – Redondo.

2.4 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Debido a la baja compresibilidad del fluido en el yacimiento, dado el bajo GOR, y el incremento en los cortes de agua, un sistema de levantamiento artificial es necesario en el campo. Las bombas electrosumergibles se han convertido en el principal y casi exclusivo sistema de levantamiento del campo (mas del 90% de los casi 400 pozos activos cuentan con bomba electrosumergible). Estas bombas tienen capacidades de producción de hasta 25000 B/D por pozo en Casings de 9 5/8'', y pueden ser controladas desde superficie con un Variador de velocidad. La siguiente muestra un completamiento típico usando sistema de bombeo electrosumergible.

Ilustración 6 Configuración normal de una BES



3. EQUIPOS BES EN AMBIENTES CON PRODUCCION DE SOLIDOS ABRASIVOS⁸⁹

Las Bombas electrosumergibles son equipos que poseen partes que giran a alta velocidad, y cuyas partes estacionarias son lubricadas por el fluido bombeado. Como el fluido de pozo frecuentemente contiene partículas sólidas, la acción abrasiva de estas puede fácilmente dañar las partes móviles de la bomba. La pérdida de material causada por el desgaste abrasivo y/o erosivo puede llevar a fallas catastróficas del equipo.

En adelante, los problemas por sólidos y su solución serán mostrados para el caso de las bombas ESP, dado que la mayoría de los problemas asociados a la arena aparecen en la bomba centrífuga. Sin embargo, separadores de gas rotativos son también susceptibles a daño por arena, por lo que separadores de gas especiales tendrán que ser utilizados en pozos con producción de arena.

En resumen, la producción de arena reduce severamente la vida de los sistemas ESP; esta es la razón por la que soluciones técnicas especiales y el uso de materiales sofisticados son necesarios cuando se bombean fluidos con producción de sólidos.

Aunque sólidos diferentes a la arena, como sulfuro de Hierro, Carbonato de Calcio, y otros, pueden causar abrasión en las bombas electrosumergibles, la mayoría de los problemas de abrasión se originan en la producción de arena (Cuarzo, SiO₂) junto con fluidos de pozo. Las características de la producción de arena en pozos de petróleo pueden ser explicada utilizando principios de mecánica de rocas y puede ser resumida como sigue:

⁸ TAKACS Gabor, Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance. Oxford UK 2009. Gulf Professional Publishing.

⁹ BROWN Wilson, The Effects of Abrasives on Electrical Submersible Pumps. Feb 1990. SPE Paper No 17583.

- La producción de arena usualmente inicia a altos caudales.
- La cantidad de arena producida se incrementa con el aumento en el corte de agua de los pozos.
- La producción de arena se incrementa cuando hay cambios en los caudales de producción del pozo.

Las bombas electrosomergibles son instaladas usualmente en pozos con altos caudales de producción y bajas presiones de fondo, y son la primera opción cuando los cortes de agua se elevan. Como estas condiciones concuerdan perfectamente con las causas principales de producción de arena en pozo que se expusieron anteriormente, los sistemas ESP son especialmente susceptibles a problemas relacionados con arena.

3.1 CARACTERISTICAS DE LOS MATERIALES ABRASIVOS¹⁰

El principal efecto de la producción de arena en el fluido bombeado a través de la ESP es el de la pérdida de material en diferentes partes de la bomba. Este daño puede ser clasificado de la siguiente manera:

- Erosión en la superficie del metal atacado por partículas abrasivas contenidas en el fluido.
- Abrasión causada por un material abrasivo y que sucede entre dos superficies metálicas debido a desgaste mecánico.

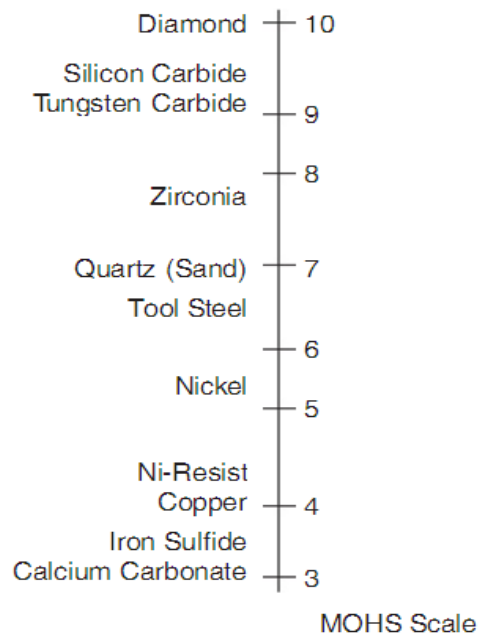
La magnitud del daño causado por estos tipos de desgaste depende de varios factores: la dureza del metal atacado y de las partículas sólidas, la concentración, tamaño, forma, y distribución de tamaño de las partículas sólidas.

¹⁰ TAKACS Gabor, Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance. Oxford UK 2009. Gulf Professional Publishing.

La dureza de la partícula en comparación con la del metal atacado tiene un efecto directo en el daño hecho. Dado que ningún material abrasivo rayará otro material que sea más duro que él, la dureza superficial de los materiales utilizados en bombas ESP para condiciones abrasivas deben ser más duras que el material abrasivo contenido en el fluido. De este modo, se recomienda una adecuada selección del material de la etapa o la utilización de recubrimientos de metal duro a las zonas expuestas al desgaste.

En la siguiente figura se muestran las durezas relativas entre varios materiales utilizados en las ESP. Además se muestra también la escala de Moh para comparar durezas de diversos minerales; donde un material con mayor valor en la escala de Moh rayará cualquier otro con menor valor.

Ilustración 7 Dureza aproximada de materiales en la escala de Mohs



Como puede ser visto, arena o cuarzo (SiO_2) tiene mayor dureza que el acero regular o el Niquel, pero no puede rayar materiales mucho más duros como el

carburo de tungsteno o circonio. Los materiales de otros sólidos presentes en los fluidos de los pozos como (sulfuro de hierro, carbonato de calcio) son mucho más suaves que la arena, es por esto que la arena es considerada la principal sustancia abrasiva en los pozos.

El tamaño y forma de las partículas abrasivas es también relevante en la capacidad abrasiva del material. La abrasión es mayor cuando el tamaño de las partículas es comparable con las holguras utilizadas en las ESP, tamaños entre 50 y 250 micras son considerados como los más dañinos. Por otro lado, el desgaste por erosión es proporcional al tamaño de la partícula y al cuadrado de la velocidad de la misma. Formas de partícula irregulares son más dañinas que las redondeadas del mismo tamaño.

La concentración de los sólidos en el fluido producido tiene también gran efecto en el daño hecho por erosión y abrasión en la ESP. Cuando se hacen estimados de la producción de abrasivos de un pozo, se debe considerar que las muestras tomadas de la línea de flujo pueden contener partículas con relativa baja capacidad de abrasión como cristales de sal, productos de corrosión, scale, entre otros. Para eliminar estos, las muestras deben ser tratadas con ácidos concentrados para disolver los materiales no destructivos y obtener una muestra representativa que contenga mayoritariamente arena. La concentración de arena puede ser expresada en ppm (partes por millón) o su unidad equivalente de miligramos por litro, la clasificación de la producción de arena usualmente es la siguiente:

<i>Concentration, mg/liter</i>	<i>Definition</i>
Less than 10	Light
11–50	Moderate
51–200	Heavy
More than 200	Severe

Ilustración 8 Tabla de Severidad de producción de sólidos¹¹

Considerando los factores detallados anteriormente, se puede definir un índice de agresividad que muestra el poder destructivo relativo de una muestra de arena particular y permite comparaciones entre diferentes arenas producidas. Este se representa en porcentajes y representa el efecto combinado del tamaño de partícula, forma y contenido de arena en los sólidos producidos con altos índices de agresividad lo que significa condiciones más agresivas. En la ausencia de un análisis de arena detallado, un valor de 60% es asumido usualmente.

3.2 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE ARENA

La producción de sólidos abrasivos junto con fluidos de pozo tiene el mayor efecto en la operación de las BES, donde partículas abrasivas se mueven con altas velocidades. El daño abrasivo causado en las bombas toma diferentes formas y ocurre en diferentes partes de la bomba. La figura siguiente muestra el caso de una bomba de impulsores fijos, los posibles puntos de desgaste son:

- Erosión en la etapa de la bomba.
- Erosión en los cojinetes radiales (desgaste radial).

¹¹ TAKACS Gabor, *Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance*. Oxford UK 2009. Gulf Professional Publishing.

- Abrasión en las arandelas de empuje y cojinetes de empuje (desgaste axial).

Además de las bombas, otros componentes del sistema ESP son también afectadas por sólidos abrasivos en el fluido de pozo. Separadores de gas rotativos son especialmente susceptibles a desgaste abrasivo debido a las grandes fuerzas centrífugas actuando en las partículas sólidas. Los sólidos, golpeando el housing del separador a alta velocidad, desgastan la pared hasta que eventualmente puede cortar totalmente el housing del separador, necesitando el uso de materiales especiales resistentes a la abrasión.

3.2.1 Erosión en la bomba

La erosión de las etapas de la bomba es causada por las partículas sólidas abrasivas golpeando la superficie de las etapas tal y como un granallado o sandblasting. El desgaste causado es mayor para partículas más grandes y rugosas que para las pequeñas y lisas. También, el desgaste es proporcional al cuadrado de la velocidad, debido a que el potencial de daño de las partículas es proporcional al cuadrado de la velocidad.

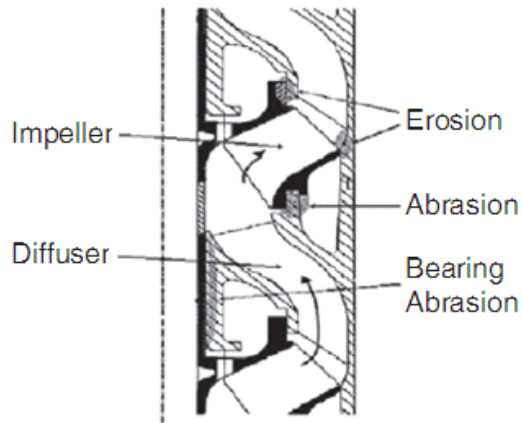


Ilustración 9 Áreas con problemas de desgaste en una bomba de impulsos fijos¹²

Debido al efecto de acolchamiento de la fase líquida, las partículas sólidas suspendidas hacen mayor daño en los puntos donde hay cambios drásticos de dirección, como las entradas al difusor y al impulsor.

Aunque la erosión de las etapas de las bombas puede ser considerable, esto rara vez causa la falla, por que la bomba usualmente falla por otra razón mucho antes de que esté completamente erosionada.

3.2.2 Abrasión en cojinetes radiales

El desgaste radial es causado por abrasión en los cojinetes radiales de la bomba. En bombas estandar, el soporte radial del eje es dado por un simple cojinete con el hub del impulsor actuando como la parte dinámica y el diámetro interno del difusor como la zona estática. Ambas zonas son del mismo material con fluido de pozo lubricando las dos partes. Estos cojinetes se ubican a lo largo de casi todo el eje y tienen juegos radiales fijos, la cantidad del juego depende del diseño de la

¹² TAKACS Gabor, Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance. Oxford UK 2009. Gulf Professional Publishing.

bomba y de las tolerancias de mecanizado. Juegos son usualmente bajos pero lo suficientemente largos para que la mayoría de las partículas de arena entren en el espacio entre las zonas del cojinete. Las partículas más grandes, luego de entrar en el espacio entre las zonas, son atrapadas entre las superficies metálicas y remueven metal de las superficies, mientras que las más pequeñas pueden ser transportadas por el fluido sin siquiera tocar las superficies metálicas. La cantidad de desgaste en los cojinetes radiales se incrementa con el aumento del caudal dado el aumento en la cantidad de partículas de arena transportadas por el fluido.

El principal efecto del desgaste radial en una bomba BES es el aumento de los juegos entre los bujes y las camisas en los cojinetes. Esto trae pérdida de estabilidad radial del eje, el cual empieza a girar excéntricamente causando que la carga lateral de los bearings se incremente y a su turno se acelere el desgaste. Debido a la esbeltez del eje, y las altas cargas axiales actuando sobre él, el eje empieza a pandearse, creando vibración severa a lo largo del eje. Esta vibración puede destruir completamente la bomba en un corto periodo de tiempo. Dado que el eje de la bomba está conectado directamente al sello, las vibraciones son transmitidas a los ejes del sello que protege el motor eléctrico de los fluidos del pozo, afectando directamente la integridad de los sellos mecánicos. La eventual falla de estos sellos conduce a la falla del sistema BES.

3.2.3 Abrasión en arandelas de empuje

Desgaste axial es causado por la abrasión en los cojinetes de empuje y ocurre en las arandelas de empuje y las superficies de las etapas. Partículas abrasivas atrapadas entre las arandelas resulta en arandelas desgastadas e incluso en contacto metal-metal del impulsor y el difusor. Como las bombas con impulsores fijos (bombas compresoras) eliminan completamente el contacto entre impulsores

y difusores, estas están casi totalmente protegidas contra los efectos de la producción de partículas abrasivas.

En bombas con impulsores flotantes las fuerzas axiales son absorbidas por la arandela de empuje de los impulsores los cuales son libres de flotar dependiendo de las condiciones del flujo. Por lo tanto el juego no es fijo sino que varía con la magnitud del empuje y la viscosidad del fluido. En el rango de operación recomendado de la bomba es en la condición de downthrust (ver figura) y el juego así creado es usualmente muy pequeño para que la mayoría de las partículas de arena puedan entrar en este espacio.

Sin embargo, si se opera en la condición de upthrust, el juego entre las arandelas de empuje aumenta significativamente permitiendo que los granos grandes de arena entren, y esto puede llevar a que las arandelas se desgasten completamente y abrasión en las etapas.

3.3 SOLUCIONES

Los fabricantes han desarrollado varias modificaciones en el diseño de las bombas e introducido el uso de diferentes materiales para mitigar el daño asociado a la producción de arena en los equipos BES. El ingrediente común en todos los diseños es el uso de materiales lo suficientemente duros como para resistir los efectos de los materiales abrasivos. Como el material más abrasivo que se encuentra comúnmente en los fluidos de pozo es la arena, todo material más duro que la arena puede ser usado en los puntos críticos de las etapas.

Por otro lado, el uso de materiales suaves como el caucho puede también ser satisfactoriamente usados en las superficies de los cojinetes. En este caso, debido

a la naturaleza resiliente del material, las partículas de arena que entran en el juego entre el cojinete de caucho y el metal, mientras golpeen el caucho no removerán ningún material debido a la deformación del caucho.

Como se discutió en la sección previa, la severidad del daño abrasivo en las bombas BES se incrementa en el siguiente orden:

- Erosión en impulsores y difusores.
- Desgaste axial en cojinetes de empuje y en arandelas de upthrust y downthrust en bombas flotadoras.
- Desgaste radial en cojinetes radiales.

Desgaste erosivo en las etapas puede ser minimizado con el uso de metales especiales (Ni-resist, una aleación que contiene 18% de níquel) para la manufactura de los impulsores y los difusores, en lugar de fundición de hierro, o el uso de recubrimientos superficiales duros en las áreas susceptibles a ser dañadas.

Abrasión axial está presente en los cojinetes de empuje, y en las arandelas de empuje de las bombas flotadoras. El desgaste de las arandelas de empuje usadas en las bombas flotantes puede ser reducido al incrementar su superficie y por la adecuada selección de los materiales.

Como la abrasión radial es el efecto más significativo en los efectos de la arena en las bombas BES, las diferentes maneras de reducirlas se muestran a continuación.

3.3.1 Reducción del desgaste radial

La más reciente solución para disminuir el desgaste radial es la utilización de cojinetes radiales especiales intercalados de modo regular en la bomba. Dichos

cojinetes contienen un buje de material resiliente (normalmente caucho) insertado en el difusor en la zona donde gira el eje de la bomba ver figura 4.21. El buje de goma es acanalado con canales longitudinales en su superficie interna donde las partículas de arena son removidas constantemente por el fluido bombeado. Al instalar estos cojinetes en varias etapas en lugar de la configuración estandar (hub del impulsor insertado en el diámetro interno del difusor), el desgaste radial puede ser disminuido. Mientras más corta sea la distancia entre los cojinetes especiales (distribuidos uniformemente a lo largo del eje de la bomba), mayor será la estabilidad radial del eje.

El uso de superficies más duras para disminuir la abrasión radial y en los componentes de empuje, también ha sido aplicado. La Ilustración 11 ilustra varias etapas de una bomba de impulsores flotantes modificada para uso en medios abrasivos.

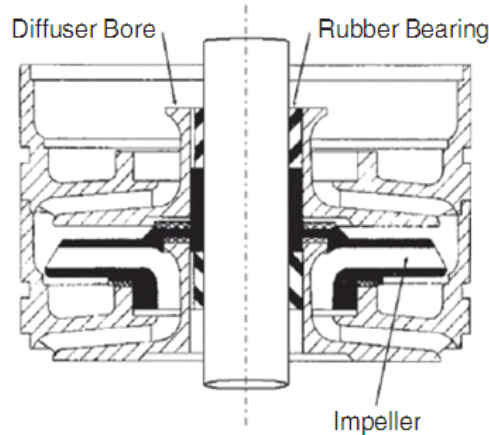


Ilustración 10 Configuración con cojinetes radiales de caucho¹³

¹³ TAKACS Gabor, Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance. Oxford UK 2009. Gulf Professional Publishing.

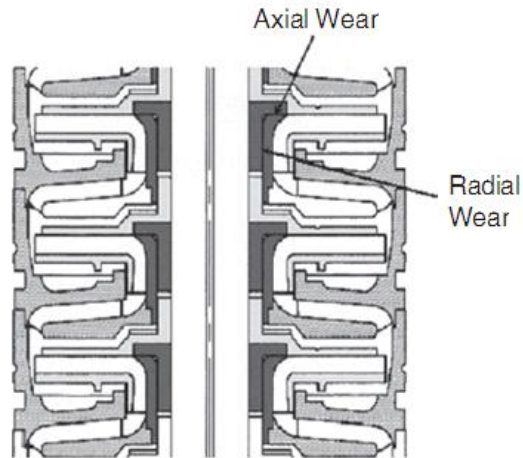


Ilustración 11 Bomba de impulsores flotantes modificada para servicio Abrasivo¹¹

La utilización de insertos de materiales especiales de gran dureza, asegura la estabilización radial y axial de la bomba y de este modo el desgaste radial y axial puede ser disminuido.

Una vista detallada de una etapa se muestra en la Ilustración 12, donde un inserto endurecido es instalado en el difusor, y en el cual un inserto tipo hongo con una dureza similar gira solidario con el eje de la bomba. Las superficies de desgaste radial y axial son altamente resistentes a la abrasión, debido a su alta dureza.

La gran desventaja de tener todas las etapas de la bomba con la configuración resistente a la abrasión es su alto costo, es por esto que también se fabrican bombas de impulsores flotantes con solo unas pocas etapas resistentes a la abrasión. También se fabrican Bombas compresoras con todas o solo algunas etapas resistentes a la abrasión para uso en pozos con fluidos de alto contenido de sólidos.

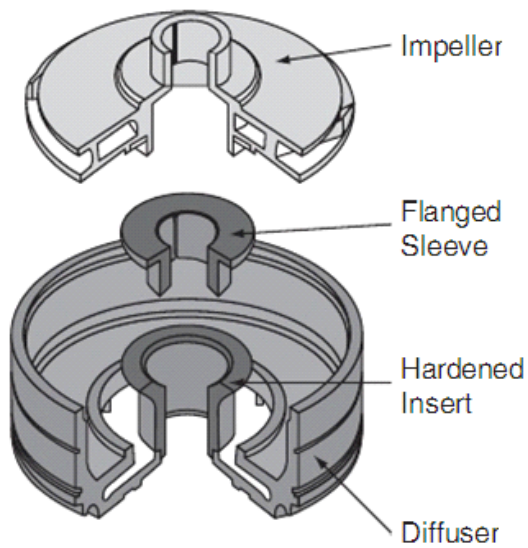


Ilustración 12 Etapa modificada para servicio abrasivo¹⁴

4. METODOLOGIA DE EVALUACION DEL DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS ESP

Por qué una compañía operadora estaría interesada en conocer cuánto sería la vida operativa de un sistema BES?, el poder predecir con cierto nivel de certeza la vida operativa de un sistema BES va a permitir planear con mayor certeza el número de intervenciones y reparaciones para un tiempo específico y de este modo poder afrontar un presupuesto fundamentado.

El campo Caño Limón, es un campo con un yacimiento friable con pozos de alta producción de arena, con valores de producción de sólidos medidos en algunos casos por encima de los 1.000 ppm, y con presencia de problemas por producción de sólidos como taponamiento de perforados por nivel de arena por encima de los

¹⁴ TAKACS Gabor, Electrical Submersible Pumps Manual Design, Operations, and Maintenance. Oxford UK 2009. Gulf Professional Publishing.

mismos, esta condición de producción de sólidos es común en mayor o menor medida para casi todos los pozos, por lo cual todos los pozos serán incluidos en el análisis.

Para poder evaluar el rendimiento del sistema es primero necesario hacer las siguientes precisiones:

- Definir el tiempo de operación.
- Definir que es una falla.
- Definir la censura.

4.1 TIEMPO DE OPERACIÓN

Se pueden considerar tres conceptos:

Tiempo total: Es el tiempo que permanece la ESP en el pozo, lo que significa restar a la fecha de pulling la fecha de instalación.

Tiempo de operación: Tiempo transcurrido entre la puesta a funcionamiento del sistema, hasta la fecha de falla.

Tiempo real de operación: Sumatoria de todas las horas cuando estuvo encendido el sistema, sin tener en cuenta el tiempo muerto.

Con un ejemplo se aclararan las diferencias entre los tres casos:

POZO : PERRITO-01

INSTALACION: 12/ene/2010

ARRANQUE: 14/ene/2010

FALLA: 10/abr/2013

PULLING: 28/jul/2013

SUMA DE PAROS: 58 DIAS

En este caso, los valores de tiempo de operación son como siguen:

Tiempo Total: 28/jun/2013 – 12/ene/2010 = 1263 Días

Tiempo de Operación: 10/abr/2013 – 14/ene/2010 = 1182 Días

Tiempo real de Operación: Tiempo de Operación – Suma de Paros = 1124 Días

4.2 DEFINICIÓN DE FALLA

Se define como falla toda desviación significativa en la operación del sistema ESP de las condiciones para las cuales fue diseñado. Esto implica falla eléctrica por corto circuito, pérdida total o parcial de producción y disminución de la eficiencia total del sistema.

4.3 DEFINIR CENSURA

Censura es el concepto que define cuales son los datos que NO se tendrán en cuenta para el estudio, para nuestro caso serán los pullings por falla en los cuales el componente fallado no sea uno de los componentes de la BES, es decir, se

tendrán en cuenta solo pullings por falla donde se encuentre que el componente fallado es uno de los siguientes:

- Bomba
- Sello
- MLE
- Motor
- Intake

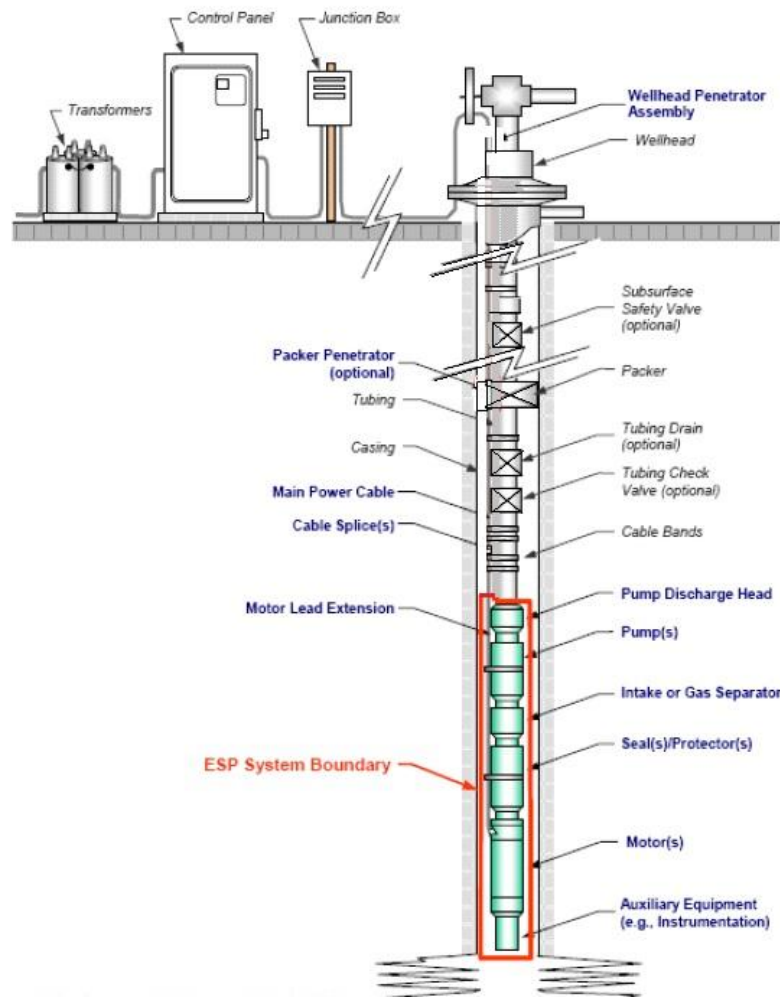


Ilustración 13 Fronteras de las BES para el Análisis¹⁵

¹⁵ F.J.S Alhanati, S.C. Solanki and T.A. Zahacy, ESP Failures: Can We talk the same Language?. Houston USA 2001, SPE Paper.

Nótese que las fallas asociadas al cable no serán tenidas en cuenta, la razón es que la vida de una BES luego de una falla no refleja la vida del cable, dado a que un mismo cable normalmente es reutilizado en varias corridas en diferentes pozos, haciendo que la vida acumulada de un cable sea mucho mayor al runlife asociado a una falla de BES.

Por esta razón se considera que las fallas de cables se salen del alcance de este estudio y constituyen fácilmente una razón para un estudio diferente específicamente para este componente.

5. EVALUACION Y ANALISIS ESTADISTICO DEL DESEMPEÑO HISTÓRICO DE LA BES

Luego de realizar la selección de la muestra de pozos a estudiar, basado en las consideraciones anteriores y teniendo en cuenta un universo de equipos instalados desde 1995 hasta 2010.

Causas de Pulling: Se define 4 causas de pulling;

Falla No ESP: Todo Pulling por falla, en la que el componente fallado no pertenezca a la ESP como se definió anteriormente en la frontera ESP.

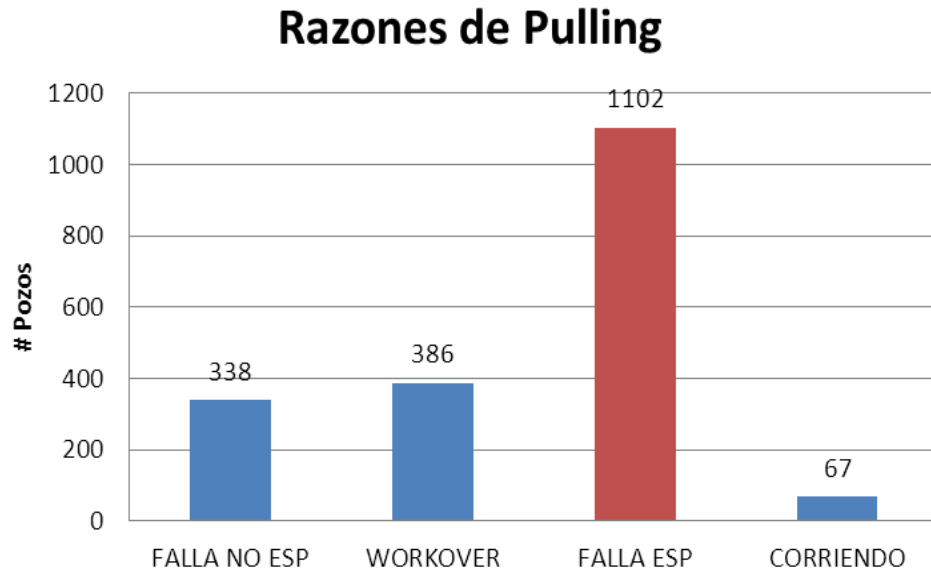
Workover: Todo pulling que se realice para hacer algún trabajo a pozo (recañoneo, squeeze, etc.).

Falla ESP: Todo pulling por falla, en donde es componente fallado pertenece a la ESP, de acuerdo a la definición de frontera hecha anteriormente.

Corriendo: Pozos que aún están operando correctamente.

De acuerdo a las definiciones anteriores, a continuación se grafican las causas de pulling de los pozos:

Ilustración 14 Razones de pulling



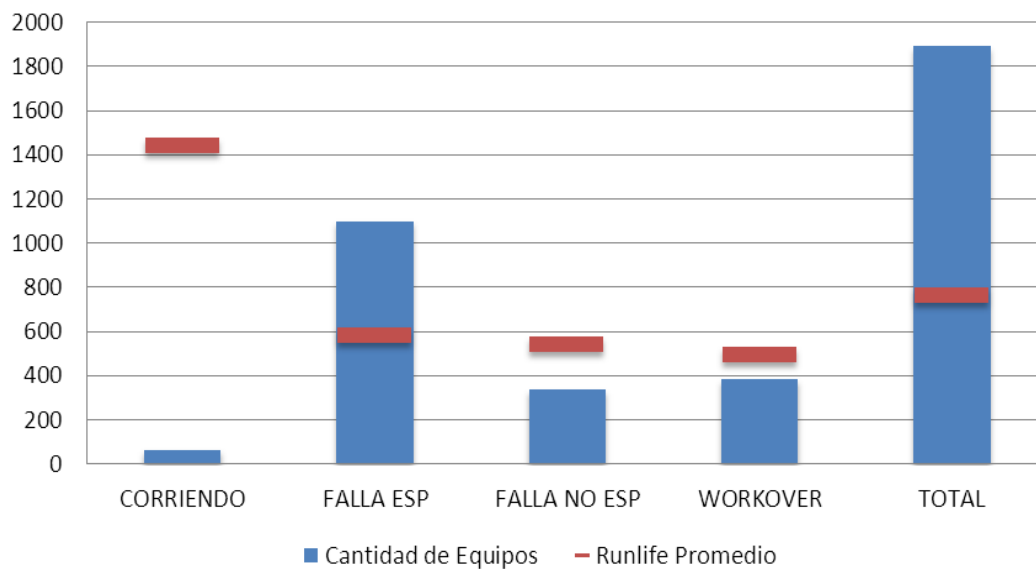
En la gráfica anterior se muestra que la principal causa de parada de los pozos es la falla del Sistema ESP, muy por encima de las otras razones como trabajos de reacondicionamiento o fallas de otros componentes diferentes a los definidos en la censura.

Run time de equipos:

La siguiente gráfica muestra el tiempo de vida promedio, comparando el valor de las paradas asociadas a fallas con las otras opciones:

Figure 15 Runlife equipos

Runlife Equipos

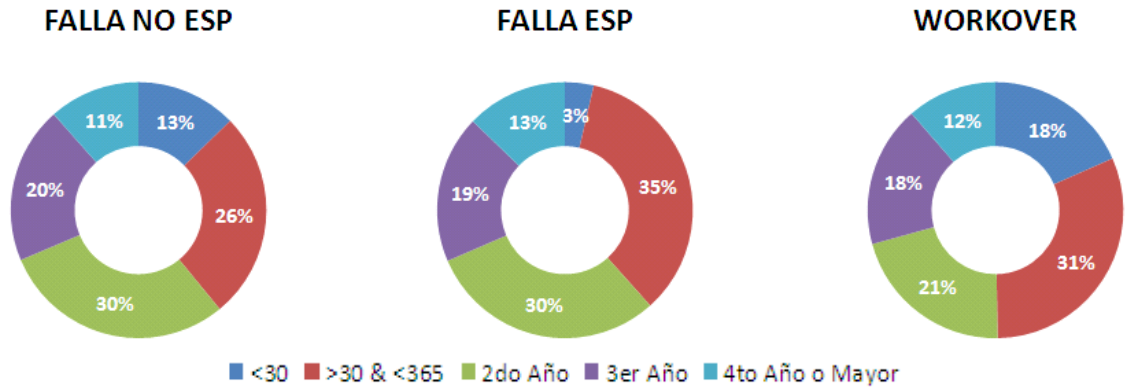


La gráfica muestra como el promedio de vida de las Fallas por ESP es incluso levemente superior a las Fallas NO ESP, y a las paradas por Trabajos de pozo, la vida promedio de los pozos que aún están corriendo es significativamente mayor debido a que como el estudio se limitó hasta el 2010, son pozos que instalados antes de esa fecha a 2013 aún seguían operando normalmente.

5.1 FRECUENCIA DE INTERVENCIONES

Las siguientes gráficas muestran que porcentaje del total de las intervenciones de cada una de las opciones de parada de pozo, se da en los intervalos de tiempo definidos:

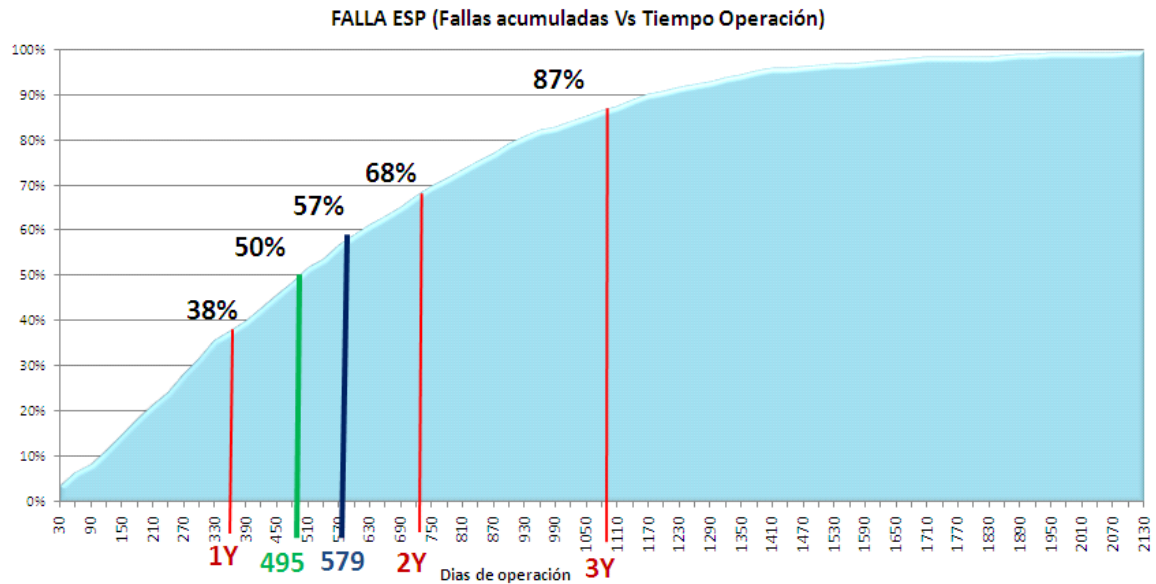
Ilustración 16 Porcentajes de intervenciones



La gráfica anterior muestra como en el caso de las fallas por ESP con una vida menor a 30 días es de solo el 3%, muy inferior a los porcentajes de las otras causas de parada para este mismo rango de vida, las fallas de ESP que se presentan en este rango, son normalmente fallas asociadas a temas de Control de Calidad en los procesos o a problemas de manufactura los cuales hacen que la vida del equipo sea muy corta en los casos en que se presentan. De la gráfica también podemos notar como la mayoría de las fallas por equipo BES se dan en el primer y segundo año de vida, esto debido a que los problemas asociados a desgastes por manejo de sólidos como pérdida de eficiencia, vibración y desgastes se hacen evidentes.

La siguiente gráfica muestra el porcentaje acumulado de fallas de la BES, contra el tiempo de operación:

Figure 17 Fallas acumuladas Vs tiempo de operación



Esta gráfica es muy importante ya que permite establecer los porcentajes de renovación del parque de BES instaladas debido a fallas, para un tiempo determinado de operación. De esta gráfica podemos notar como al primer año de vida, el 38% de los equipos han fallado, y solo el 13% de las instalaciones sobreviven al 3er año, otro dato importante es el de que el 50% de las fallas se dan antes de los 495 días.

5.2 FUNCION DE SUPERVIVENCIA

La función de supervivencia se define como la probabilidad de que una ESP no haya fallado en un tiempo t , $S(t)$. Esta función tiene la particularidad matemática de que el área bajo la curva corresponde al valor esperado del tiempo de vida MTBF.

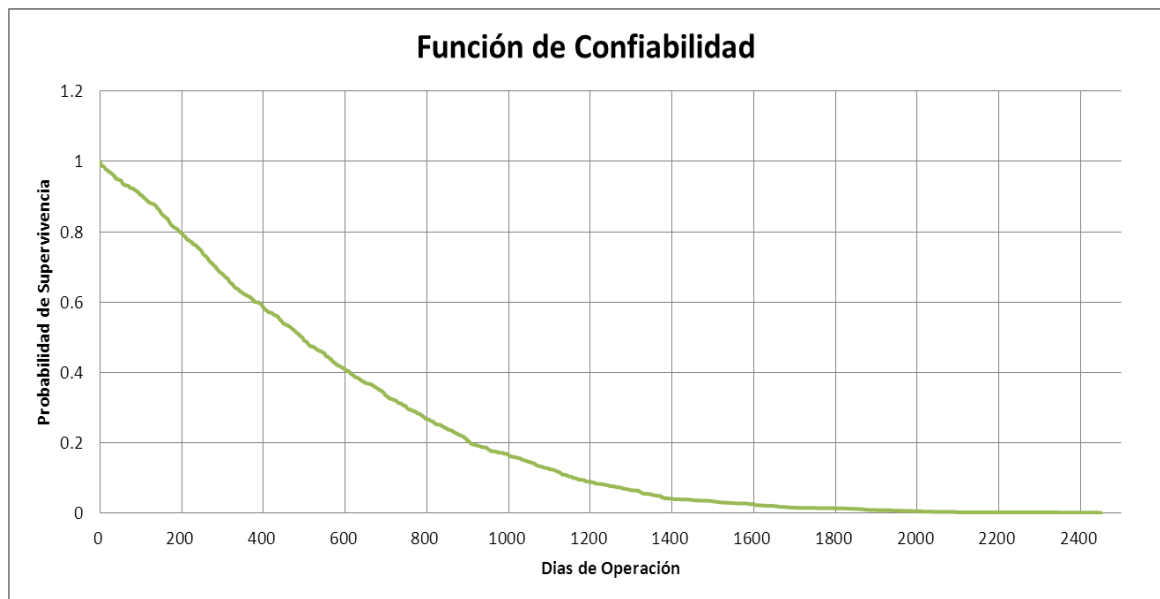
Usando una tabla de vida y el método llamado Kaplan-Meier, calculamos la función de probabilidad de supervivencia de la siguiente forma:

Ilustración 18 Ejemplo de la tabla realizada para los 1893 Corridos de BES

Dato	Cantidad en riesgo	Tiempo funcionamiento	Censura	Probabilidad Condicional de Falla	Probabilidad Condicional de Supervivencia	Probabilidad de Supervivencia
k	r _k	t _k	1: falla	1/r _k	1-1/r _k	R(t _k)
0	10	0	0	0.0000	1	1
1	1270	0	1	0.0008	0.9992	0.9992
2	1269	0	1	0.0008	0.9992	0.9984
3	1268	0	1	0.0008	0.9992	0.9976
4	1267	0	1	0.0008	0.9992	0.9969
5	1266	0	1	0.0008	0.9992	0.9961
6	1265	0	1	0.0008	0.9992	0.9953
7	1264	1	1	0.0008	0.9992	0.9945
8	1263	1	1	0.0008	0.9992	0.9937
9	1262	1	1	0.0008	0.9992	0.9929
10	1261	1	1	0.0008	0.9992	0.9921
11	1260	1	1	0.0008	0.9992	0.9913
12	1259	1	1	0.0008	0.9992	0.9906
13	1258	1	1	0.0008	0.9992	0.9898
14	1257	3	1	0.0008	0.9992	0.9890
15	1256	3	1	0.0008	0.9992	0.9882

Al graficar la función de probabilidad con respecto al tiempo de vida se obtiene la siguiente gráfica:

Ilustración 19 Función de confiabilidad



El área bajo la curva de la función de confiabilidad para todos los pozos del análisis corresponde al MTBF del sistema y se calcula como sigue:

$$MBTF = \sum_{k=1}^n \left(\frac{R(t_k) + R(t_{k-1})}{2} \right) \cdot (t_k - t_{k-1})$$

El valor calculado en la tabla de vida corresponde a 576.7 Días, lo que es el MTBF del Sistema ESP en la muestra analizada.

5.3 ANÁLISIS POR CONFIGURACIONES DE LOS EQUIPOS

Con el fin de agrupar los equipos se establece la siguiente clasificación:

Configuración 1:

Caudal: 400 BPD a 2100 BPD

Equipo de Fondo

Motor: Serie 562 57 HP a 270 HP

Protectores: Serie 513 L/L/L – B/L/L

Admisión: Serie 400

Bombas: Serie 400

Configuración 2:

Caudal: 2300 BPD a 5000 BPD

Equipo de Fondo

Motor: Serie 562 152 HP a 608 HP

Protectores: Serie 513 L/L/L – B/L/L

Admisión: Serie 513

Bombas: Serie 513

Configuración 3:

Caudal: 6000 BPD a 10000 BPD

Equipo de Fondo

Motor: Serie 562 225 HP a 760 HP

Protectores: Serie 513 L/L/L – B/L/L

Admisión: Serie 513

Bombas: Serie 513

Configuración 4:

Caudal: 10000 BPD a 16000 BPD

Equipo de Fondo

Motor: Serie 562 300 HP a 1000 HP

Protectores: Serie 513 L/L/L – B/L/L & 538 B/B/L-B/B/L

Admisión: Serie 562

Bombas: Serie 562 & 675

Configuración 5:

Caudal: 18000 BPD a 35000 BPD

Equipo de Fondo

Motor: Serie 562 300 HP a 1000 HP

Protectores: Serie 513 L/L/L – B/L/L & 538 B/B/L-B/B/L

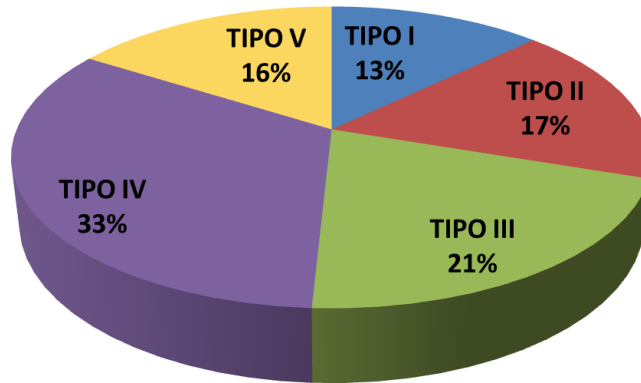
Admisión: Serie 562

Bombas: Serie 562 & 675

La distribución de los 1893 corridas de acuerdo a las configuraciones de arriba es la siguiente:

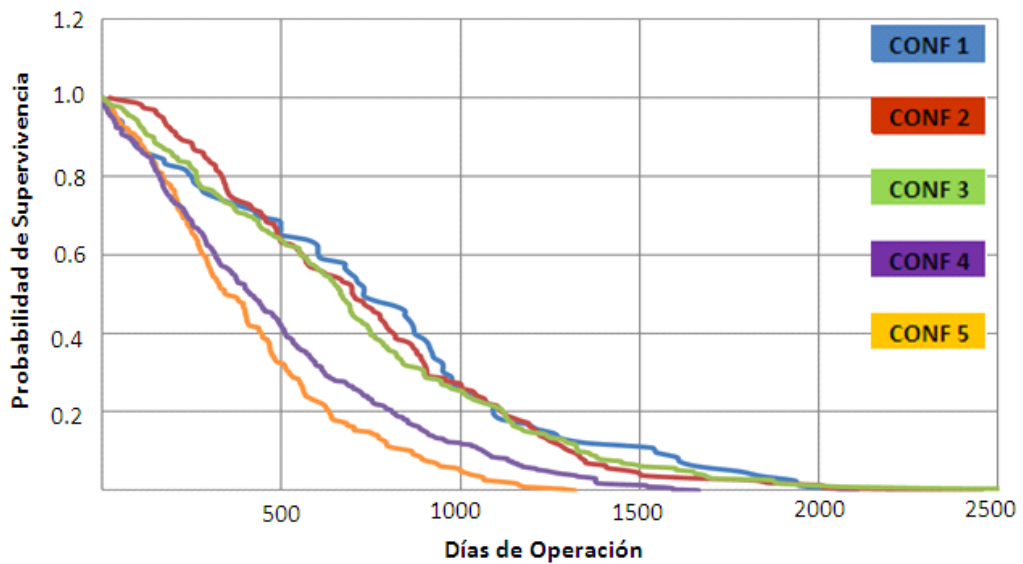
Figure 20 Distribución de equipos por configuración

Distribución de Equipos por Configuración



Estableciendo la función de probabilidad de supervivencia para cada una de las configuraciones por separado, obtenemos la siguiente gráfica:

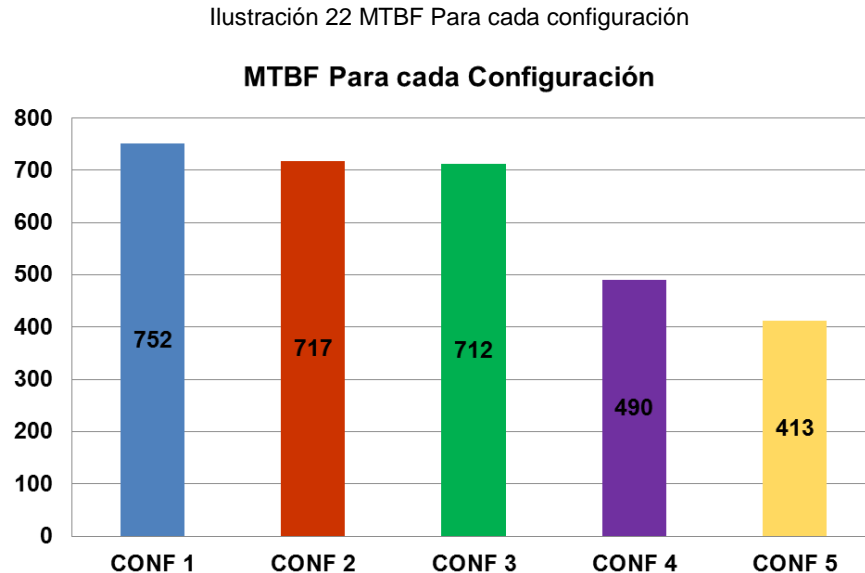
Figure 21 Función de supervivencia por configuración



En la gráfica anterior visualmente se puede identificar como las curvas para las configuraciones I a III muestran un mejor rendimiento que las curvas de las

configuraciones IV y V, esto teniendo en cuenta que el MTBF del Sistema puede ser calculado con el área bajo la curva de la función de probabilidad.

En la gráfica de abajo se muestran los MTBFs calculados para cada Configuración de manera individual:



En la gráfica se evidencia como el MTBF de las configuraciones de bajo y medio caudal (I a III), es significativamente superior a las configuraciones IV y V que corresponden a equipo de alto caudal por encima de los 10.000 BFPD.

La comparación de los MTBF de las diferentes configuraciones es concluyente en mostrar como las configuraciones de bajo y medio caudal presentan un mejor rendimiento en cuanto a tiempo de vida que las de mayores caudales, dicho comportamiento puede estar relacionado a la condición de que las velocidades del fluido al interior de las etapas son mayores mientras mayor sea el caudal manejado, y esto a su vez acelera los desgastes asociados a la producción de sólidos y la consecuente falla de los equipos.

6. CONCLUSIONES

La producción de arena o de cualquier otro material sólido abrasivo junto con los fluidos de pozo, acorta significativamente la vida de un equipo Electrosumergible, el componente más afectado resulta ser siempre la bomba centrífuga. La industria de las BES, sin embargo, ofrece diferentes soluciones para combatir los efectos de la producción de dichos sólidos en el fluido. Gracias a componentes especiales (principalmente en las bombas), la eficiencia de las BES en pozos productores de arena puede ser mantenida a niveles competitivos con otros tipos de sistemas de levantamiento artificial.

Los principales problemas presentes en los equipos BES operando bajo condiciones de producción de sólidos están directamente relacionados a los efectos de la abrasión, y se evidencian en pérdida de producción y eficiencia del Sistema, también alta vibración por pérdida de la estabilización radial de las etapas.

La lucha contra la abrasión no se finaliza con la selección de bombas resistentes a la abrasión, una operación libre de problemas requiere el seguimiento de reglas básicas. Los rearranques de estos sistemas en pozos con producción de sólidos deben ser especialmente realizados con el fin de ayudar la producción inicial de arena que se ha alojado en la parte superior de la bomba durante el periodo que estuvo apagada.

La decantación de la arena que se presenta en los periodos en que el Sistema BES se encuentra apagado, puede hacer que la arena se acumule en las etapas causando restricción al giro en el momento del rearranque y la consecuente falla de uno de los ejes del equipo.

El uso de materiales especiales como Carburos de tungsteno, Carburos de Silicio, y cerámicos, ha permitido una mayor estabilidad radial de las configuraciones en las tapas, lo cual ha brindado una mayor Resistencia a la abrasión en esta zona contrarrestando los efectos nocivos del desgaste por producción de sólidos.

La principal causa de parada de los pozos en la muestra evaluada es la falla del Sistema ESP, muy por encima de las otras razones como trabajos de reacondicionamiento o fallas de otros componentes diferentes a los definidos en la censura, sin embargo el tiempo de vida promedio de las corridas paradas por falla del equipo BES es levemente superior al promedio de vida de las otras causas de parada.

El MTBF calculado según el método Kaplan-Meier para el Sistema BES fue de 577 días, para el rango evaluado de historial de operación de los sistemas BES entre el año 1995 y 2010, este valor sirve de referencia en la evaluación de modelos técnico-económicos, ya que es un valor realista y fundamentado del tiempo de vida que puede ser esperado por un Sistema ESP bajo condiciones similares.

En otros campos, a parte de la producción de sólidos, se pueden presentar también otras condiciones que afectarán también la operación de las ESP como son por ejemplo ambientes corrosivos, deposición de scale, alta viscosidad del fluido, etc. Estas otras condiciones si se presentan al mismo tiempo que la producción de sólidos van a afectar significativamente el tiempo de vida del Sistema, por lo que se deberá esperar tiempos de vida inferiores a los vistos en este análisis.

Al separar las corridas de los pozos en la clasificación descrita en el presente análisis, agrupándolas por rango de producción, se puede notar que la comparación de los MTBF de las diferentes configuraciones es concluyente, al

mostrar como las configuraciones de bajo y medio caudal presentan un mejor rendimiento en cuanto a tiempo de vida que las de mayores caudales, dicho comportamiento puede estar relacionado a la condición de que las velocidades del fluido al interior de las etapas son mayores mientras mayor sea el caudal manejado, y esto a su vez acelera los desgastes asociados a la producción de sólidos y la consecuente falla de los equipos.

BIBLIOGRAFIA

ANALISIS DEL DESEMPEÑO DE DOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y BOMBEO MECÁNICO VHS2 UTILIZADOS EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN Eliana Machete Universidad Industrial de Santander 2007

Brookbank, B.: “How Do you Measure Run Life?”, presented at the ESP Workshop May 1 – 3 1996 North Side Branch of Gulf Coast Chapter, SPE.

Brown L. Wilson, SPE, Oil Dynamics Inc. The Effects of Abrasives on Electrical Submersible Pumps, June 1990.

GABOR TAKACS, Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance. , Gulf Professional Publishing, 2009. 440 P.

MICHELLE PFLUEGER, ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP SURVIVAL ANALYSIS, Department of Statistics, Texas A&M, College Station, Marzo 2011.

T.C. Kalu-Ulu, J.A. Andrawus, Modelling System Failures of Electric Submersible Pumps in Sand Producing Wells, Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 30 July - 3 August 2011, Abuja, Nigeria.

William P. Profrock, Jr. Method for reducing sand production in Submersible-pump wells, Patent number: 4926942, Mayo 22 de 1990.