

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA ESPCP CON MOTOR DE MAGNETOS PERMANENTES EN UN
CAMPO COLOMBIANO**

**FERNANDO RUEDA GARCÍA
HERNÁN DARÍO MUÑOZ MORENO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA ESPCP CON MOTOR DE MAGNETOS PERMANENTES EN UN
CAMPO COLOMBIANO**

**FERNANDO RUEDA GARCÍA
HERNÁN DARÍO MUÑOZ MORENO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director:

M. Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ

Codirectores:

Ing. EDWARD GIOVANNY RUBIANO VELANDIA

Ing. JAHIR ARMANDO GUTIÉRREZ GARZÓN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

A Dios por darme la vida, fortaleza y sabiduría que me han permitido alcanzar este logro y seguramente conseguir muchísimos más.

A mis padres por todo su apoyo y colaboración durante este proceso. Principalmente a mi mamá Fanny por preocuparse tanto por mi bienestar y por ser una de las principales razones para seguir cumpliendo mis sueños.

A mis hermanos Leandro y Cindy por su aliento y confianza en mí durante todo este tiempo. Especialmente a Leandro por ayudarme a escoger esta magnífica profesión y ser un modelo a seguir para mí.

A mis sobrinas Nicoll, Sara y Sofía por quererme tanto y sentirse tan orgullosas de su tío.

A mi novia Luisa, por ser la mejor amiga, confidente y compañera de estudios. Hoy nos graduamos los dos porque tú has sido el principal pilar de este proyecto.

Gracias por ser el norte de todas mis metas y apoyarme siempre y en todo momento.

A mis amigos del Colegio: Alex, Alfredo, Elkin y Martin. De verdad muchas gracias por su amistad y todos los momentos compartidos.

A mis compañeros de la Universidad que durante este largo proceso me han enseñado tantas cosas y que más que compañeros se han convertido en verdaderos amigos: Fernando, Angélica, Luciani, Nini. Gracias por su colaboración y paciencia en todas las batallas vividas en estos años.

Por lo anterior quiero agradecerles de manera especial y dedicarles este logro a todos ustedes, por contribuir de manera positiva en la consecución de este logro, el más importante de mi vida hasta la fecha.

Hernan Dario

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a:

La **Gerencia de Levantamiento Artificial de Occidental de Colombia, LLC** compuesta por los ingenieros: **José Luis Martín, Edward Rubiano, Jahir Gutiérrez, Laura Labrador, Manuel Monroy, Jesús Prada, Jessica del Pino y Jonathan Celis**; por permitir la publicación de este proyecto, proveer todos los medios para su realización y creer en el entusiasmo invertido durante su ejecución.

La **Universidad Industrial de Santander**, por brindarnos una cálida acogida durante este proceso de formación personal y profesional.

La **Escuela de Ingeniería de Petróleos** y al cuerpo de **docentes**, por las experiencias y conocimientos compartidos a lo largo de estos años.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES DEL CAMPO.....	19
1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	19
1.2 RESEÑA HISTÓRICA	20
1.3 GEOLOGÍA	21
2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DISPONIBLES EN CAMPO	30
2.1 BOMBEO MECÁNICO (<i>BEAM PUMP</i> – BP).....	30
2.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (<i>ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP</i> – ESP).....	32
2.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (<i>PROGRESSIVE CAVITY</i> <i>PUMP</i> – PCP).....	39
2.4 ELECTRICAL SUBMERSIBLE PROGRESSIVE CAVITY PUMP (ESPCP) ..	49
2.5 ELECTRICAL SUBMERSIBLE PROGRESSIVE CAVITY PUMP WITH PERMANENT MAGNET MOTOR (ESPCP-PMM).....	52
3. SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA ESPCP-PMM	57
3.1 EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES DE DESEMPEÑO (<i>KEY PERFORMANCE</i> <i>INDICATORS</i> – <i>KPIS</i>) PARA ALS	57
3.2 ANÁLISIS DE LA CAUSA RAÍZ DE FALLA EN LOS ALS.....	60

3.3	METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL ALS	63
3.4	SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO.....	70
4.	EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS DIMENSIONAMIENTOS PROPUESTOS PARA EL POZO A	72
4.1	DATOS DEL POZO	72
4.2	BOMBEO MECÁNICO (BP)	74
4.3	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP).....	82
4.4	BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP).....	90
4.5	ELECTRICAL SUBMERSIBLE PROGRESSIVE CAVITY PUMP (ESPCP) ..	94
4.6	ELECTRICAL SUBMERSIBLE PROGRESSIVE CAVITY PUMP WITH PERMANENT MAGNET MOTOR (ESPCP-PMM).....	97
4.7	COMPARACIÓN DE LAS PROPUESTAS DE DIMENSIONAMIENTO EN LOS ALS APLICADOS EN CAMPO	101
5.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS DIMENSIONAMIENTOS PROPUESTOS PARA EL POZO A.....	106
5.1.	INDICADORES ECONÓMICOS.....	106
5.2.	RESULTADOS	110
6.	CONCLUSIONES.....	114
7.	RECOMENDACIONES	115
	BIBLIOGRAFÍA.....	116
	ANEXOS.....	120

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación geográfica	19
Figura 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena....	22
Figura 3. Sistema de Bombeo Mecánico	30
Figura 4. Sistema de Bombeo Electrosumergible	32
Figura 5. Dirección de flujo en la bomba electrosumergible	33
Figura 6. Corte transversal del motor de inducción jaula de ardilla.....	36
Figura 7. Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas.....	40
Figura 8. Sección interna del pin de paro	42
Figura 9. Ancla antitorque.....	44
Figura 10. Sistema de transmisión: poleas y correas	46
Figura 11. Sistema ESPCP.....	50
Figura 12. GRU.....	52
Figura 13. Rotor del motor de magnetos permanentes (PMM)	54
Figura 14. Funcionamiento del motor de magnetos permanentes (PMM)	54
Figura 15. Sistema ESPCP-PMM	56
Figura 16. Índice de Falla - Levantamiento Artificial	58
Figura 17. <i>Average Run Life</i> por ALS	59
Figura 18. Distribución de causas raíz de falla	62
Figura 19. <i>Average Run Life</i> - Causas de falla	62
Figura 20. Índice de falla por componente.....	63
Figura 21. Registro de DLS e inclinación del pozo A	66
Figura 22. I.F Bombeo Mecánico por rango de caudal	68
Figura 23. I.F Bombeo Electrosumergible por rango de caudal.....	68
Figura 24. I.F Bombeo por Cavidades Progresivas por rango de caudal.....	69
Figura 25. I.F Bombeo por Cavidades Progresivas Electrosumergible por rango de caudal	69

Figura 26. Lecturas del sensor de fondo.....	71
Figura 27. Estado mecánico pozo A	73
Figura 28. Diagrama de selección de tubería BP y PCP	76
Figura 29. Diagrama de selección de varilla en BP	79
Figura 30. Cálculo de las cargas laterales para el pozo A	82
Figura 31. Diagrama de selección de varilla en PCP.....	90
Figura 32. Engranaje planetario con cojinete de bronce	96
Figura 33. Conjunto completo de engranaje planetario con rodamiento de agujas	96
Figura 34. Análisis de las pérdidas de energía en los ALS	105
Figura 35. Diagrama de flujo de caja	107

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades de los fluidos del Campo La Cira Infantas.....	29
Tabla 2. Principales factores para la selección de ALS	64
Tabla 3. IPR Pozo A	67
Tabla 4. Condiciones de yacimiento	72
Tabla 5. Propiedades de los fluidos	74
Tabla 6. Parámetros de selección el diámetro de la bomba	75
Tabla 7. Selección diámetro de varilla	80
Tabla 8. Propuesta Bombeo Mecánico	81
Tabla 9. Selección del diámetro de tubería en ESP.....	83
Tabla 10. Propuesta ESP ideal	88
Tabla 11. Propuesta ESP recomendada.....	89
Tabla 12. Selección de diámetro de tubería en PCP	91
Tabla 13. Propuesta PCP	94
Tabla 14. Propuesta ESPCP.....	99
Tabla 15. Propuesta ESPCP-PMM.....	100
Tabla 16. Comparación de ALS para el pozo A en condiciones iniciales	103
Tabla 17. Comparación de ALS para el pozo A en condiciones finales.....	104
Tabla 18. Condiciones de la evaluación económica del proyecto.....	111
Tabla 19. Indicadores económicos para cada ALS.....	112
Tabla 20. Posibles razones del pulling en ESP.....	120
Tabla 21. Posibles componentes fallados en ESP.....	121
Tabla 22. Posibles descriptores de la falla en ESP.....	122
Tabla 23. Posibles causas de falla en ESP	123
Tabla 24. Posibles razones del <i>pulling</i> en PCP	124
Tabla 25. Posibles causas de falla en PCP	125

ANEXOS

	pág.
ANEXO A. Clasificación RIFTS para ESP y PCP	120

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA ESPCP CON MOTOR DE MAGNETOS PERMANENTES EN UN CAMPO COLOMBIANO.*

AUTORES: FERNANDO RUEDA GARCÍA, HERNÁN DARÍO MUÑOZ MORENO.**

PALABRAS CLAVE: Bombeo Mecánico (*Beam Pump* – BP), Bombeo por Cavidades Progresivas (*Progressive Cavity Pump* – PCP), Bombeo Electrosumergible (*Electrical Submersible Pump* – ESP), ESPCP (*Electrical Submersible Progressive Cavity Pump*), caja reductora, ESPCP-PMM (*Electrical Submersible Progressive Cavity Pump with Permanent Magnet Motor*).

DESCRIPCIÓN

Ante la gran cantidad de fallas con bajo tiempo de vida que se han presentado en los sistemas de Bombeo Mecánico (BP) y Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP) instalados en un campo colombiano, se implementó una innovadora tecnología que combina las ventajas del Bombeo Electrosumergible (ESP) y PCP conocida como ESPCP (*Electrical Submersible Progressive Cavity Pump*).

No obstante tras 4 años de operación y 32 instalaciones, ESPCP no ha cumplido el tiempo de funcionamiento esperado y se ha identificado que el componente de menor confiabilidad es la caja reductora fallando en el 33% de las ocasiones.

Considerando el escenario planteado y la recurrencia en la falla mencionada, una opción viable fue variar la configuración del sistema actual eliminando la utilización de la caja reductora, sustituyendo el motor eléctrico de inducción convencional por uno de magnetos permanentes (PMM) para evaluar su desempeño asociado al tiempo de trabajo teniendo en cuenta su configuración y análisis técnico.

Sin embargo, el estudio arrojó que no se cuenta con un mecanismo factible para el control del *backspin* ni para el manejo de la distorsión armónica, así como

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Fernando E. Calvete G., Escuela de Ingeniería de Petróleos – UIS. Codirectores: Ing. Edward Rubiano, Ing. Jahir Gutiérrez, Gerencia de Levantamiento Artificial – Occidental de Colombia, LLC.

tampoco estimó una reducción esperada en el consumo de energía frente a ESPCP. Por lo anterior, no se llegó a un acuerdo con la compañía proveedora de los equipos y se sugirió postergar la prueba tecnológica hasta tanto se concilien estas discrepancias.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMICAL EVALUATION FOR ESPCP SYSTEM WITH PERMANENT MAGNET MOTOR IMPLEMENTATION IN A COLOMBIAN FIELD.*

AUTHORS: FERNANDO RUEDA GARCÍA, HERNÁN DARÍO MUÑOZ MORENO.**

KEY WORDS: Beam Pump (BP), Progressive Cavity Pump (PCP), Electrical Submersible Pump (ESP), ESPCP (Electrical Submersible Progressive Cavity Pump), Gear Reducer Unit (GRU), ESPCP-PMM (Electrical Submersible Progressive Cavity Pump with Permanent Magnet Motor).

DESCRIPTION

Given the large number of failures with low run life occurred in Beam Pump (BP) and Progressive Cavity Pump (PCP) installed in a Colombian field, it was implemented an innovating artificial lift method that integrates the advantages of Electrical Submersible Pump (ESP) and PCP, called ESPCP (Electrical Submersible Progressive Cavity Pump). Nonetheless after four years and 32 system installations, ESPCP has not accomplished the expected operating time and it was identified the Gear Reducer Unit (GRU) as the less reliable component failing in 33% of cases.

Considering the raised framework and failure recurrence mentioned, a feasible option was to modify the current system structure eliminating gearbox requirement, replacing the conventional electric induction motor by a permanent magnet (PMM) one to evaluate performance associated with run time taking into account its configuration and technical analysis.

However, the study found that there are no workable mechanisms to control backspin or for harmonic distortion handling and even the expected reduction in power consumption compared with ESPCP could not be achieved. Therefore, it did not reach an agreement with the equipment provider company and it is suggested postponing the technology test until these discrepancies can be reconciled.

* B.Sc. Degree project.

** Physicochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Advisor: M.Sc. Fernando E. Calvete G., Petroleum Engineering School – UIS. Coadvisors: Eng. Edward Rubiano, Eng. Jahir Gutiérrez, Artificial Lift Department – Occidental de Colombia, LLC.

INTRODUCCIÓN

El campo objeto de estudio de este proyecto fue descubierto en el año 1918 alcanzando su pico de producción de 53,000 [BFPD] en 1939 y desde entonces se ha sometido a diferentes métodos de recobro secundario como: inyección de gas y agua hasta que en el año 2006 se inició el proyecto de redesarrollo que contribuyó al aumento de la producción que pasó de 4,500 [BOPD] a 40,000 [BOPD] a finales de 2014.

Históricamente el único sistema de levantamiento artificial instalado era Bombeo Mecánico (*Beam Pump – BP*) que en promedio manejaba tasas de producción menores a 200 [BFPD], pero a partir de la optimización, las cambiantes y exigentes condiciones de operación: altos cortes de agua, considerable presencia de sólidos y fluidos corrosivos; llevaron el desempeño de este método al límite abriendo la posibilidad para implementar otras técnicas.

Y como resultado de regulaciones sociales como ambientales que restringieron la opción de perforar pozos verticales, se observó un incremento en la cantidad de fallas en la sarta de bombeo y tubería debido al desgaste por fricción como a su efecto combinado con la corrosión que llegaron representar el 37% del total.

Teniendo en cuenta lo anterior, se consideró evaluar técnica y económicamente la implementación del sistema ESPCP-PMM (*Electrical Submersible Progressive Cavity Pump with Permanent Magnet Motor*) que elimina el uso de la varilla y adicionalmente posee mayor tolerancia para la arena, como alternativa para mitigar esta elevada recurrencia de fallas.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO

1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

Se encuentra localizado en la parte central de la Antigua Concesión de Mares, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, a una distancia aproximada de 22 [km] al sureste de Barrancabermeja y a 250 [km] al noroeste de Santa Fe de Bogotá.

Figura 1. Ubicación geográfica



Fuente: VILLALBA, María Cristina. “Análisis del desempeño de la válvula reguladora de contrapresión bpr para el manejo de gas en el proceso de extracción de pozos productores con bombeo mecánico del campo la Cira Infantas”. Proyecto de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2014. p. 16

1.2 RESEÑA HISTÓRICA

Fue descubierto a principios del siglo XX gracias a la perforación del pozo “Infantas 2” el cual fue completado el 27 de abril de 1918 en la zona C a una profundidad de 1,580 [ft] con una producción de 800 – 1,000 [BFPD].¹ Posteriormente en el año 1920 la Standard Oil (Tropical Oil Company) obtuvo la Concesión de Mares y prolongó la explotación del campo hasta el 25 de agosto de 1951 cuando la nación le otorgó el manejo del mismo a Ecopetrol.

En 1925 fue comprobada la existencia del anticlinal de La Cira con la perforación del pozo LC58, el cual fue completado en la zona A. Además, en ese mismo año se perforó el pozo LC116 el cual permitió descubrir las arenas 116 de la zona A. La zona B se desarrolló entre 1930 y 1932 completándose 23 pozos y profundizándose 111 pozos de zona C. En 1947 se interrumpió la perforación en la estructura de La Cira, habiéndose perforado 857 pozos.

Para diciembre de 1998 con la perforación de pozos adicionales por parte de Ecopetrol, había en el campo un total de 669 pozos productores activos y 107 pozos inyectores activos.²

Inicialmente la mayoría de pozos produjeron por flujo natural, después se pasó a un sistema de levantamiento por gas (*Gas Lift*) el cual fue desinstalado en 1935 para dar inicio al sistema de bombeo mecánico el cual se mantiene en la actualidad.

Como datos de interés, se tiene que el primer programa de inyección de agua en la estructura La Cira se ejecutó entre 1946 y 1949 a través de 7 pozos localizados en el acuífero en el sector del área 3W y que además se alcanzó su máxima producción en 1939, con una producción de 53,000 barriles de petróleo por día [BOPD].

¹ ECOPETROL. Evaluación integrada de yacimientos del campo La Cira-Infantas. Santa Fe de Bogotá. 1999. p. 1.

² *Ibíd.*, p. 3.

1.3 GEOLOGÍA

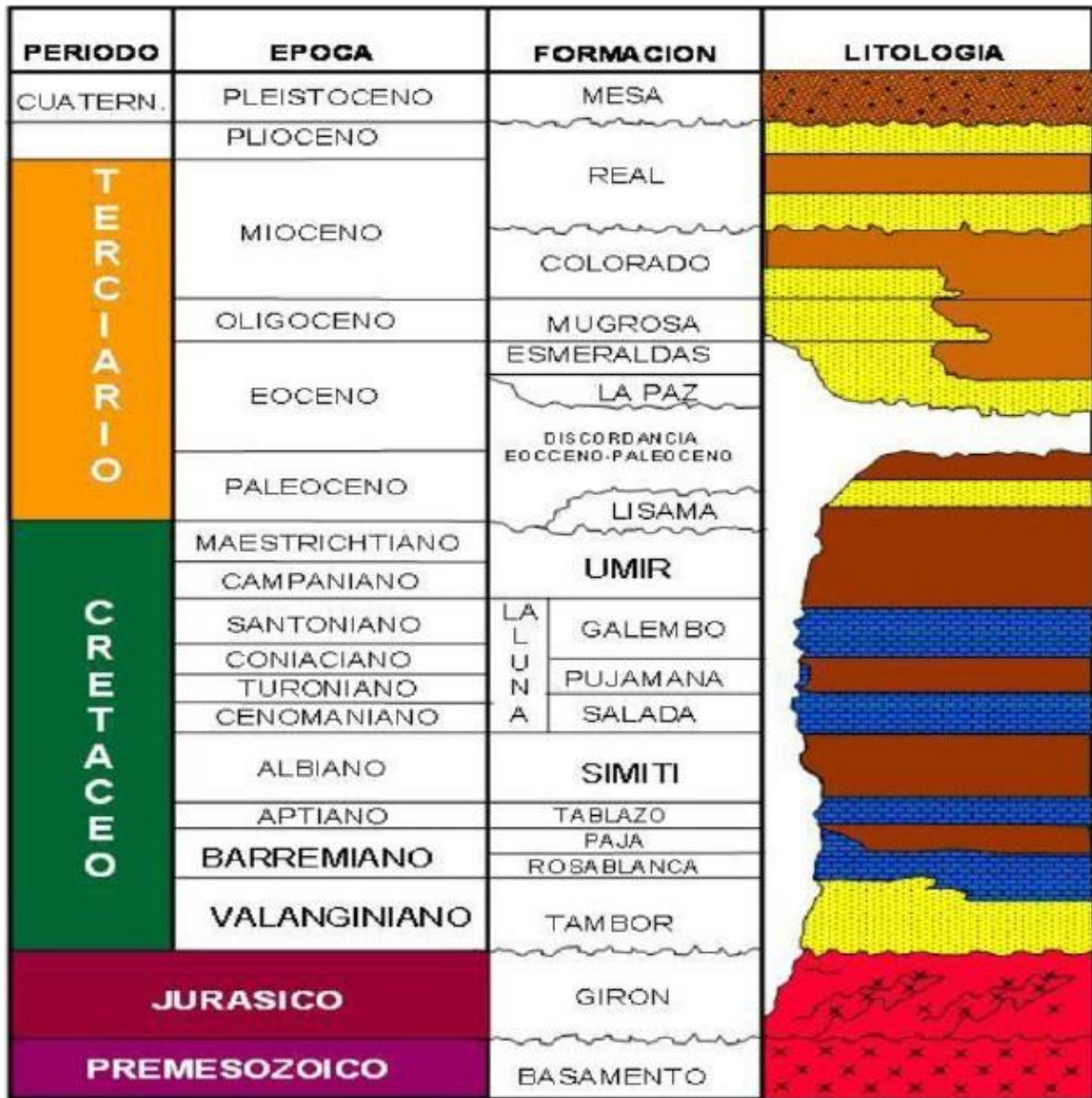
Como se mencionó anteriormente, se encuentra geológicamente ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena la cual con el paso del tiempo ha experimentado una serie de eventos tectono-sedimentarios que le han establecido su morfología actual. Durante el Triásico y hasta comienzos del Cretáceo el área de la cuenca presentó depositación principalmente molásica; continuando en el Cretáceo con depositación principalmente de tipo marino. Después comenzó en la cuenca un proceso de deformación compresional durante el Cretáceo tardío-Paleoceno, esto debido a la acreción de la Cordillera Occidental al cratón Suramericano, lo cual generó plegamiento y erosión de la secuencia Cretácea del campo. Posteriormente, en el Oligoceno, la sedimentación pasó a ser de tipo continental (fluvial – fluvio paludal y/o fluvio deltaica) debido al levantamiento de la Cordillera Central. Finalmente ocurrió un periodo de plegamiento y cabalgamiento en la Cordillera Oriental en el Mioceno tardío-Plioceno, el cual fue seguido por el levantamiento regional de dicha cadena montañosa, lo que le imprimió las características estructurales presentes.³

1.3.1 Estratigrafía

Durante el terciario la Cuenca del Valle Medio del Magdalena fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre los cuales han afrontado una serie de sucesos tectónico-sedimentarios y estos a su vez han contribuido a darle la forma actual.

³ Ibíd., p. 8.

Figura 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente: RUIZ, Adrián y QUINTERO, Nini. "Evaluación técnico – financiera de la implementación de la tecnología AFT (*activation flow tool*) para la obtención de registro de inyección en los pozos inyectores del campo la cira infantas". Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2015. 16 p.

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

1.3.1.1 Secuencia Precretácea

✓ Basamento

Cuenta con rocas cristalinas que incluyen gneiss, anfibolitas y rocas metasedimentarias las cuales fueron la fuente de sedimento durante las fases de cuenca de antepaís y cuenca intramontana.

✓ Formación Girón

Es la unidad sedimentaria más antigua perforada en el campo, se compone principalmente por areniscas rojizas y limolitas intercaladas con flujos riolíticos, riolodacíticos y tobas.

1.3.1.2 Secuencia Cretácea

✓ Formación Los Santos (Tambor)

Esta unidad presenta areniscas de base a tope las cuales fueron depositadas en ambientes de corrientes de meandros, llanuras deltáicas e intramareales.

✓ Formación Cumbre

Constituida principalmente por lodolitas y areniscas depositadas en ambientes de mareas.

✓ Formación Rosablanca

Está compuesta especialmente por carbonatos y evaporitas y tiene asignado un potencial generador de hidrocarburos de acuerdo a los resultados de algunas investigaciones realizadas.

✓ Formación Paja

Compuesta principalmente de *shales* negros, sin embargo contiene concreciones de calizas y venas de calcitas hacia la base de la formación, las cuales se vuelven más abundantes en la medida que nos aproximamos a la formación Rosablanca.

✓ **Formación Tablazo**

Es considerada una roca fuente excelente y consiste de calizas, *shales* calcáreos y margas. Las calizas son densas y duras de color café a café oscuro y grises.

✓ **Formación Simití**

Está constituida principalmente de shales y ocasionalmente de calizas y areniscas. Estos shales son esencialmente grises no calcáreos a ligeramente calcáreos pero hacia la base de la formación el color de los mismos cambia a pardo y pardo grisáceo.

✓ **Formación La Luna**

Es considerada el intervalo generador más importante de la cuenca y se compone de shales negros, calizas y algunas capas de chert. Por otra parte los miembros Galembo y Salada corresponden a las facies calcáreas con posibilidades de acumulación de hidrocarburos. El otro miembro, Pujamana, consta especialmente de shales negros, masivos, duros y compactos.

✓ **Formación Umir**

Se compone primordialmente de lodolitas grises depositadas en frentes de playa y bahías, se encuentran intercaladas con carbones y algunas areniscas arcillosas con escaso potencial almacenador. Además no presenta shows de aceite debido a que es demasiado arcillosa y apretada.

1.3.1.3 Secuencia Terciaria

✓ **Grupo Chorro (Zona D)**

Este grupo incluye a las Formaciones La Paz y Esmeraldas y no es considerado de carácter productivo debido a que presenta un desarrollo pobre de arenas con

excepción de Infantas donde se reporta producción de facies arenosas de dicha unidad.

✓ **Formación Mugrosa**

Considerada como una de las formaciones más importantes debido a que la mayor parte de la producción del campo proviene de ésta, la formación mugrosa con un espesor aproximado de 1,800 [ft] se compone de areniscas depositadas en llanuras fluviales y paleolagos. Esta unidad incluye operacionalmente dos zonas almacenadoras: la zona B y la zona C, las cuales se encuentran separadas por intervalos de lodolitas.

✓ **Formación Colorado**

Constituida por masivas lodolitas rojas, grises y púrpura, las cuales se encuentran interestratificadas con areniscas de grano fino las cuales fueron depositadas en un ambiente fluvial de ríos meandriformes. En el tope de esta formación se encuentra una unidad compuesta de shales carbonáceos, duros, algunas veces calcáreos con intercalaciones delgadas de arenisca de grano fino.

✓ **Grupo Real**

El Grupo Real está conformado por las Formaciones Real inferior, medio y superior, las cuales se encuentran separadas por inconformidades. Está constituida por conglomerados, areniscas conglomeráticas y arcillolitas grises depositadas en ambientes continentales. Sin embargo este grupo está ausente en el área de influencia del campo.

1.3.2 Modelo Estructural

En lo que respecta al modelo estructural del campo se tiene que sus componentes más destacados son: el anticlinal de Infantas, el anticlinal de La Cira, la falla de

Infantas y la falla de La Cira. Además se cuenta con una serie de fallas normales perpendiculares a los componentes mencionados anteriormente.

1.3.2.1 Estructura de La Cira

La estructura de La Cira tiene una longitud aproximada de 9 [km] y un ancho de 6 [km], presenta buzamientos hacia el Norte y el Oeste los cuales son aproximadamente de 10 [°] a 15 [°]. Esta estructura es un anticlinal asimétrico con eje en dirección Norte-Sur, se encuentra cortado al Este del eje por la falla La Cira y presenta cabeceo hacia el Norte y hacia el Sur. Adicionalmente la estructura se hunde un poco a manera de sinclinal hasta la falla de Infantas.

La falla de La Cira es una falla inversa de alto ángulo cuyo plano buza al Este, tiene un rumbo Norte-Sur, limita el anticlinal de La Cira hacia el Este afectando de esta manera toda la secuencia terciaria y se estima que el salto de la falla varía entre 200 y 300 [ft]. Además existe una continuación hacia el Norte de esta falla que ha sido denominada falla de La Cira Norte la cual se diferencia porque tiene un menor ángulo de buzamiento hacia el Oeste y presenta saltos menores.

1.3.2.2 Estructura de Infantas

Esta estructura es un anticlinal asimétrico alargado, cerrado en los dos extremos y cortado a lo largo de su cresta por la falla de Infantas. El eje del anticlinal es Norte-Sur a N10E y se puede seguir por una distancia aproximada de 12 [km] con un ancho de 2 a 2.5 [km].

El anticlinal de Infantas está fraccionado en bloques por fallas normales de dirección aproximada Este-Oeste, presenta buzamientos entre 80 [°] y 90 [°] y un desplazamiento promedio entre 50 y 150 [ft]. Por otro parte el desplazamiento a lo largo de la zona de la falla es de aproximadamente 1,000 a 1,200 [ft] pero disminuye hacia el Norte en donde además el anticlinal presenta cabeceo. De

forma general se puede establecer que el flanco occidental del anticlinal presenta mayores buzamientos que el flanco oriental.

El sistema de fallas de Infantas es considerado el más extenso del campo y tiene una longitud aproximada de 15 [km]. Este grupo está conformado por un tren de fallas de bajo ángulo cuyos planos buzcan hacia el Este. Asimismo el sistema se puede considerar como la principal barrera estructural al oriente del Campo La Cira Infantas.

1.3.3 Sistema Petrolífero

A continuación se describe el sistema petrolífero del campo.

1.3.3.1 Roca Fuente

El petróleo in situ proviene de las Formaciones Tablazo, Simití y La Luna cuyo kerógeno es de tipo II y están compuestas principalmente de calizas, lutitas negras y delgadas capas de liditas las cuales tuvieron un ambiente de depositación anóxico.

1.3.3.2 Roca Reservorio

Las rocas reservorio del campo son primordialmente las areniscas de las formaciones Colorado (Zona A), las limolitas de la formación Mugrosa (Zona B), la formación Mugrosa (Zona C) y la formación Esmeralda (Zona D). Es importante resaltar que la Zona C es el reservorio más importante del campo.

1.3.3.3 Roca Sello

Las rocas sello del campo varían dependiendo del tipo de reservorio: en la Zona A son las lodolitas masivas, en la Zona B son las arcillas varicoloreadas, en la Zona C son las lodolitas que han tenido un ambiente de depositación en llanuras

fluviales y paleolagos y finalmente en la Zona D son las lutitas grises claro y verdes.

1.3.3.4 Trampa

El petróleo del campo se encuentra entrampado por trampas estructurales dado que las estructuras de La Cira y de Infantas son anticlinales de tipo fallado cuyas fallas son todas de tipo sellante. Es importante recordar que las fallas más representativas son la falla La Cira y todo el sistema de fallas de infantas.

1.3.4 Propiedades de los fluidos

Se encuentran tres zonas productoras denominadas Zonas A, B y C. Cada una de estas zonas presenta características variables y particulares en cuanto al contenido y tipo de fluidos presentes en ellas. Por lo tanto el petróleo, así como el gas asociado y las aguas de formación del campo, presentan variaciones en su composición y propiedades dependiendo de algunos factores como lo son la zona productora, la posición estructural, la localización areal entre otros.

Tabla 1. Propiedades de los fluidos del Campo La Cira Infantas

Propiedad / Área	INFANTAS		LA CIRA		
	B	C	A	B	C
°Tr (°F)	85	95	92	98	105
Ps (Psi)	500	945	640	715	1570
Bo @ Ps y Py (RB/STB)	-	1	1	1,075	1,08
Rs (SCF/STB)	93	200	70	93	181
°API	25	24 - 28	18 - 24	20 - 27	16 - 25
μ (Cp)	11,4 @ 98°F y 650 Psi	5,5 @ 98 °F	580 @ 100 °F	11,4 @ 98°F y 650 Psi	19 @ 105 °F y 1570 Psi
Salinidad-NaCl (ppm)	15000 - 25000	25000 - 40000	10000 - 15000	15000 - 25000	25000 - 40000
Tipo de Crudo	Nafténico-Parafínico		Nafténico		

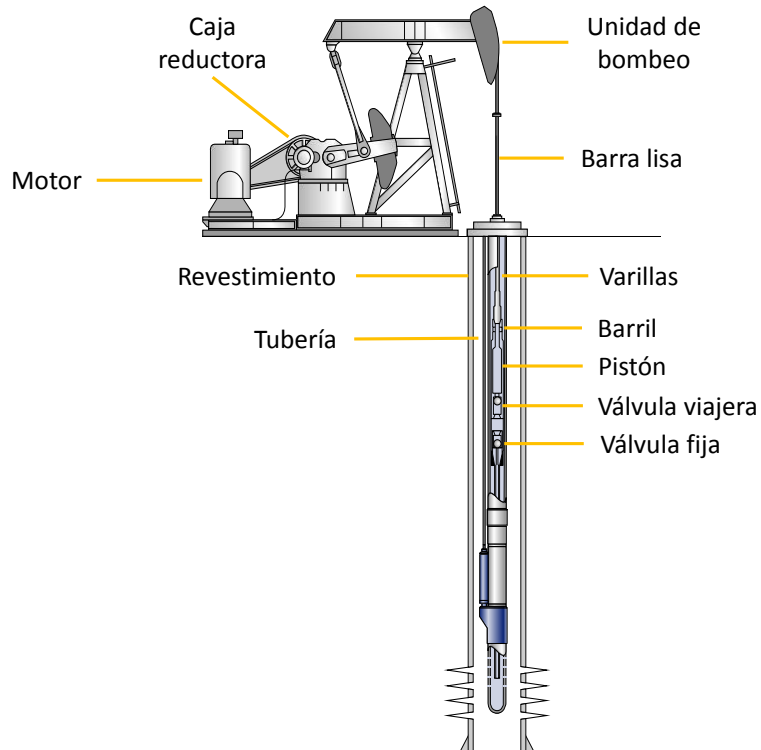
Fuente: GARZÓN, David. "Implementación de una metodología para la determinación de parámetros de automatización a partir del monitoreo del sistema inyección-producción, en pozos de bombeo mecánico del campo La Cira-Infantas". Proyecto de grado. Fundación Universidad de América, Bogotá, D. C. 2012.

2. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DISPONIBLES EN CAMPO

2.1 BOMBEO MECÁNICO (*BEAM PUMP – BP*)

Sistema de levantamiento artificial más frecuente y antiguo en el mundo. Debido a su simplicidad y robustez, es posible su aplicación en casi todos los tipos de pozos que no pueden elevar su columna de fluido naturalmente.⁴ Consta principalmente de tres grandes componentes: bomba de desplazamiento positivo (tipo reciprocante), sarta de varillas de succión y unidad de superficie (potencia).

Figura 3. Sistema de Bombeo Mecánico



⁴ Diseño de instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. Venezuela. 2001, vol. 1, no. 1.

En su configuración más básica la bomba está compuesta por un cilindro (barril) o camisa suspendida en la tubería de producción, un émbolo (pistón) y dos válvulas (fija y viajera).

Su funcionamiento se basa en la conversión y transmisión de energía eléctrica en mecánica a una sarta de varillas acopladas al émbolo. En consecuencia, el movimiento ascendente y descendente de los equipos de subsuelo, permiten la admisión y transporte de fluido dentro de la tubería de producción hasta superficie.

2.1.1 Ventajas

- ✓ Su versatilidad le concede ser aplicado prácticamente durante toda la vida productiva del pozo, incluso en condiciones de bajo soporte de presión (*Pump off production*).
- ✓ Por su amplia disponibilidad de automatización, puede funcionar intermitentemente mediante temporizadores o variadores de frecuencia conectados a una red de monitorización.

2.1.2 Limitaciones

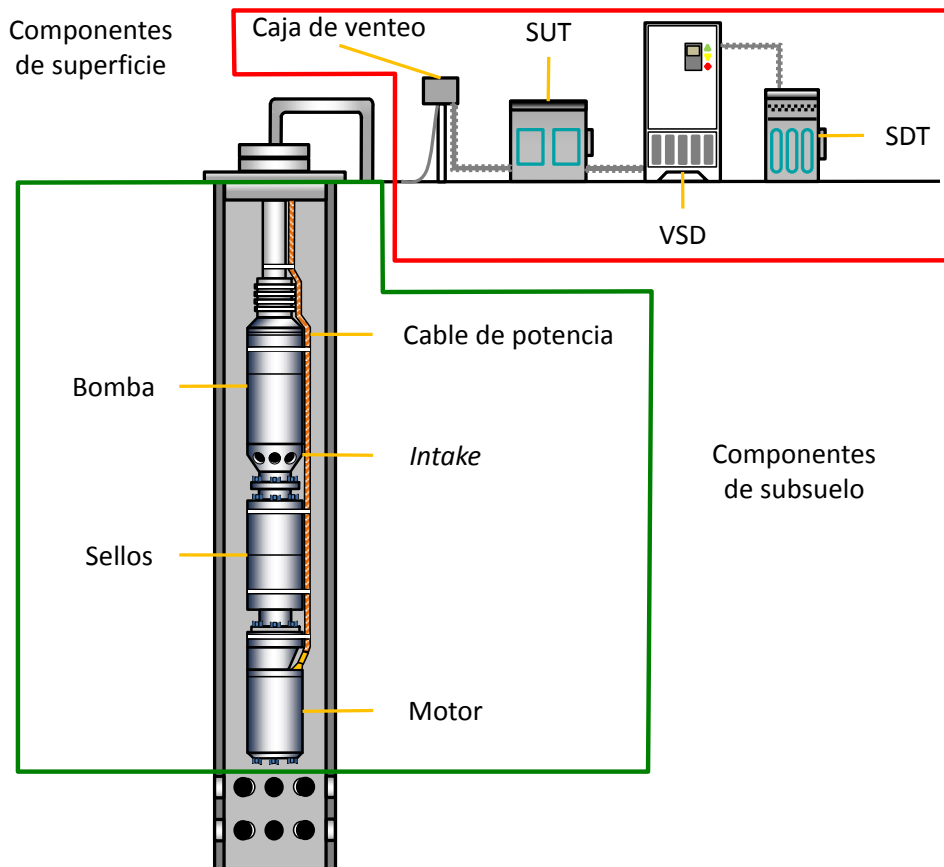
- ✓ En pozos desviados el rozamiento entre la sarta de varillas y la tubería puede inducir roturas del material.
- ✓ Baja tolerancia para la producción de sólidos.
- ✓ Susceptible de presentar bloqueo por excesivo gas libre.
- ✓ La unidad de superficie requiere un amplio espacio y podría ser obstrusiva para el ambiente.⁵

⁵ PARTIDAS, Héctor. Introducción. En: Bombeo Mecánico: Optimización, Diagnóstico y Operación. San Tomé, Edo. Anzoátegui, Venezuela. 2003. p. 2-4.

2.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (*ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP – ESP*)

Es concebido como un medio efectivo para levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo. Si bien tiene mayor aplicabilidad en yacimientos con altos porcentajes de agua y baja relación gas-aceite, en la actualidad se han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, pozos gasíferos, entre otros.⁶

Figura 4. Sistema de Bombeo Electrosumergible



Fuente: PROGRESSIVE CAVITY PUMPING SYSTEMS [documento electrónico]. Baker Hughes Incorporated. Disponible en: https://assets.cmp.bh.mxcloud.com/system/pdfs/pdf/PCP.Kit_low.pdf, 2014 (modificado por los autores).

⁶ Manual de Bombeo Electrosumergible Baker Hughes Centrillift. [traducido]. Claremore. 2009, vol. 1, no. 9.

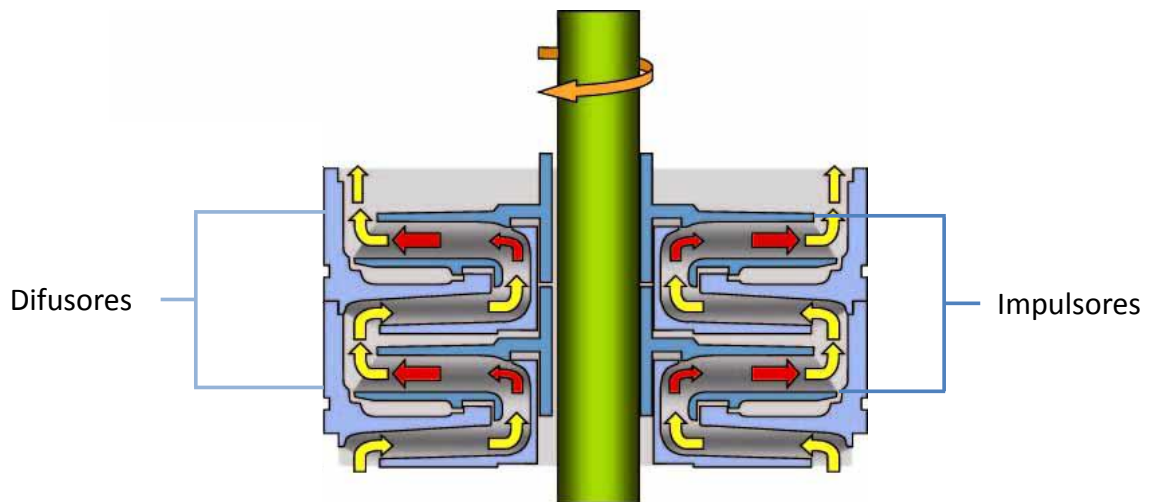
Conforme se muestra en la Figura 4, las partes del sistema pueden ser clasificadas en dos grupos: equipos de subsuelo y superficie.

2.2.1 Equipos de subsuelo

2.2.1.1 Bomba

Arreglo de múltiples etapas de bomba centrífuga. Cada etapa consiste de un impulsor rotativo y un difusor estacionario.

Figura 5. Dirección de flujo en la bomba electrosumergible



Fuente: Manual de Bombeo Electrosumergible Baker Hughes Centrilift. [traducido]. Claremore. 2009, vol. 1, no. 9 (modificado por los autores).

El desplazamiento ocurre gracias al movimiento rotatorio del impulsor, el cual ejerce una fuerza centrífuga al fluido incrementado su velocidad. El difusor

transforma esta energía en presión (altura) y direcciona el flujo al impulsor de la etapa superior.

La producción deseada y la configuración mecánica del pozo determinan las características de la etapa a usar (serie –diámetro–, tipo, cantidad). Asimismo, su proporción define la cabeza total generada [H] y el caballaje [HP] requerido.⁷

2.2.1.2 Entrada a la bomba o *Intake* (succión)

Accesorio de la bomba por donde entra el crudo. Como en este punto se genera alta turbulencia, su diseño incluye cojinetes de alta resistencia a la abrasión que igualmente brindan el soporte necesario para minimizar las vibraciones.⁸

2.2.1.3 Separador de gas

Previendo que la eficiencia de la bomba es afectada notablemente por la presencia de gas libre, en aquellos casos en los que se tengan cantidades superiores al 10% se sugiere instalar este mecanismo.

Dispone en su interior un impulsor de álabes helicoidales que fuerzan al crudo a girar alrededor de un eje central permitiendo la separación de ambas fases bajo el principio de las fuerzas centrífugas (por diferencia en las gravedades específicas), enviando el gas de vuelta al espacio anular entre el revestimiento y la tubería de producción. Su eficiencia está en un rango de 55% a 75%.⁹

⁷ RUBIANO, Edward. Aplicación de Sistemas de Levantamiento artificial. En: Análisis de comportamiento de pozos con Sistemas de Bombeo Electrosumergible. Schlumberger.

⁸ Ibíd., p. 26.

⁹ CIULLA, Francesco. Bomba de Cavidad Progresiva como Método de Levantamiento Artificial. En: Consideraciones de Diseño. Weatherford Artificial Lift Systems, 1999. p. 68-117.

2.2.1.4 Sello (protector)

Puede ser instalado como una unidad sencilla o en tándem (dos o más en serie) entre la parte superior del motor e inferior de la bomba. Está formado por un conjunto de cámaras que pueden ser de laberintos y/o de bolsas por donde circula aceite dieléctrico. Sus principales funciones son:

- ✓ Absorber los esfuerzos axiales causados por el empuje descendente de la bomba y la cabeza del fluido.
- ✓ Proteger el motor de la contaminación de los fluidos del pozo.
- ✓ Admitir la expansión térmica del aceite dieléctrico.
- ✓ Equilibrar la presión interna del motor y del espacio anular.¹⁰

2.2.1.5 Motor

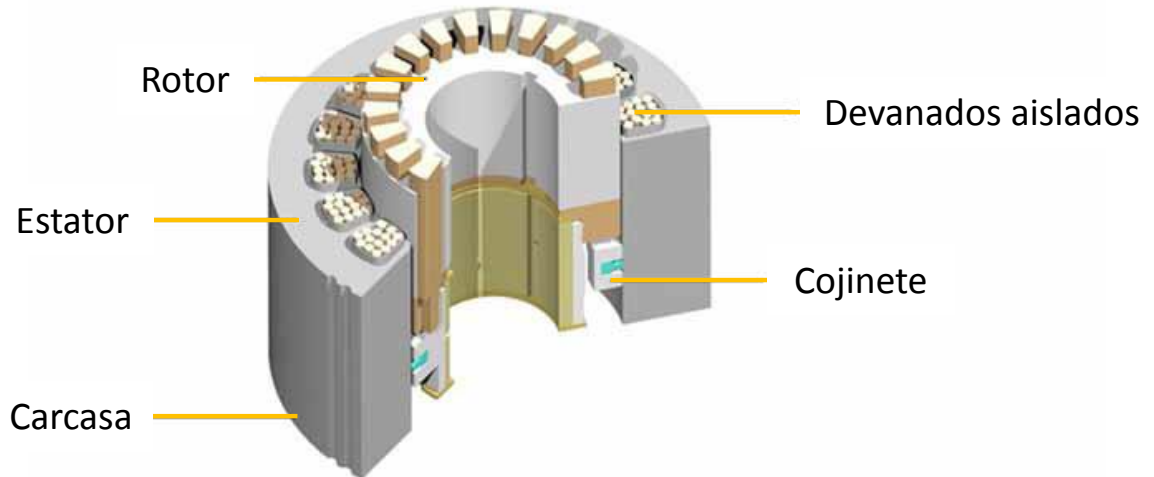
Es un motor eléctrico de inducción tipo jaula de ardilla trifásico de dos polos que suministra la potencia necesaria para mover la bomba. Básicamente se conforma de una carcasa “*housing*” de protección, un estator con tres devanados (uno por cada fase) separados y distribuidos uniformemente en el interior de un cilindro de laminaciones de acero, un rotor (barras de cobre unidas también con láminas de acero, de forma similar a una “jaula de ardilla”) y un eje de alta resistencia mecánica acoplado al rotor.

Los devanados del estator son conectados a fuente trifásica de corriente alterna y generan un campo magnético rotatorio, el cual induce flujo eléctrico en los conductores del rotor estableciendo un segundo campo magnético que interacciona con el primero para producir el giro del rotor.

¹⁰ RUBIANO. Op. cit., p. 26.

Opera a una velocidad entre 3,500 y 3,600 revoluciones por minuto “rpm” a una frecuencia de 60 [Hz] y es llenado de aceite dieléctrico para refrigerar y lubricar las partes móviles.¹¹

Figura 6. Corte transversal del motor de inducción jaula de ardilla



Fuente: Manual de Bombeo Electrosumergible Baker Hughes Centrilift. [traducido]. Claremore. 2009, vol. 1, no. 9 (modificado por los autores).

2.2.1.6 Cable de potencia

Transporta la corriente eléctrica desde superficie a la tensión requerida por el motor y transmite las señales de presión y temperatura registradas por el sensor de fondo. Tiene tres conductores aislados y enchaquetados protegidos por una armadura estándar de acero, cubiertos con una capa galvanizada contra la corrosión e impermeable a la migración de químicos o gases.¹²

¹¹ Manual de Bombeo Electrosumergible Baker Hughes Centrilift [traducido]. Op. cit., p. 54.
¹² RUBIANO. Op. cit., p. 27.

2.2.2 Equipos de superficie

2.2.2.1 Transformador reductor (*Step Down Transformer*)

Reduce el voltaje de la línea de alta tensión al requerido en la entrada del variador de velocidad (480 [V] –constante–). En el caso que se tenga un generador no es necesario su uso.

2.2.2.2 Variador o controlador de frecuencia (*Variable Speed Drive – VSD*)

Regula la frecuencia de trabajo del motor. Recibe corriente alterna de 480 [V] de forma sinusoidal a 60 [Hz] y la convierte a corriente continua (para alimentación del sistema de control y cambio de frecuencia), posteriormente es convertida a corriente alterna de salida rectificadas “sin picos” a una frecuencia variable. Su capacidad viene dada en KVA (Relación KiloVoltio-Amperio).

Por lo anterior, es posible ajustar las mejores condiciones de operación en superficie (corriente, frecuencia) para alcanzar el desempeño óptimo del sistema.¹³

2.2.2.3 Transformador elevador (*Step Up Transformer*)

Incrementa el voltaje a la salida del controlador de frecuencia (VSD) al nominal solicitado por el motor.

¹³ RUBIANO. Op. cit., p. 25.

2.2.2.4 Caja de conexiones

Lugar en donde se une el cable de potencia que energiza el motor con el equipo de superficie. Su cometido es ventear cualquier migración de gas proveniente del pozo a través del cable de potencia.

2.2.3 Ventajas

- ✓ Su adaptabilidad lo hace aplicable en pozos desviados y horizontales.
- ✓ A través de un capilar instalado junto al cable de potencia, posibilita el tratamiento del fluido de producción para el control de la corrosión y formación de escamas (*scale*).
- ✓ Favorece el seguimiento de la presión y temperatura de fondo por medio de un sensor.

2.2.4 Limitaciones

- ✓ Aunque existen equipos especiales, el tiempo de vida esperado se ve afectado severamente por la producción de arena de la formación.
- ✓ El rendimiento de la bomba se ve afectado significativamente por el gas libre que de superar cierto margen provocará un bloqueo del sistema.
- ✓ Su operatividad está condicionada a pozos de profundidad media, principalmente por la degradación del aislamiento del cable y por restricciones de temperatura del motor como del sello.

2.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (*PROGRESSIVE CAVITY PUMP – PCP*)

Pese a que la invención de la bomba de Cavidades Progresivas se dio en 1932, tan sólo a finales de los años 70 se empezó a implementar como método de levantamiento artificial en pozos con alto contenido de arena y bajas gravedades API. Desde entonces los avances en su aplicación han sido considerables puesto que posee ciertas particularidades que lo distinguen de otras técnicas, principalmente por su alta eficiencia total.¹⁴

A continuación, se hará una descripción de los elementos que constituyen este sistema según su ubicación.

2.3.1 Equipos de subsuelo

En líneas generales, la bomba cuenta con un rotor que gira dentro de un estator fijo creando cavidades (volúmenes lenticulares y cerrados) que se desplazan (progresan) helicoidalmente desde la succión hasta la descarga levantando fluido hasta cabeza de pozo.

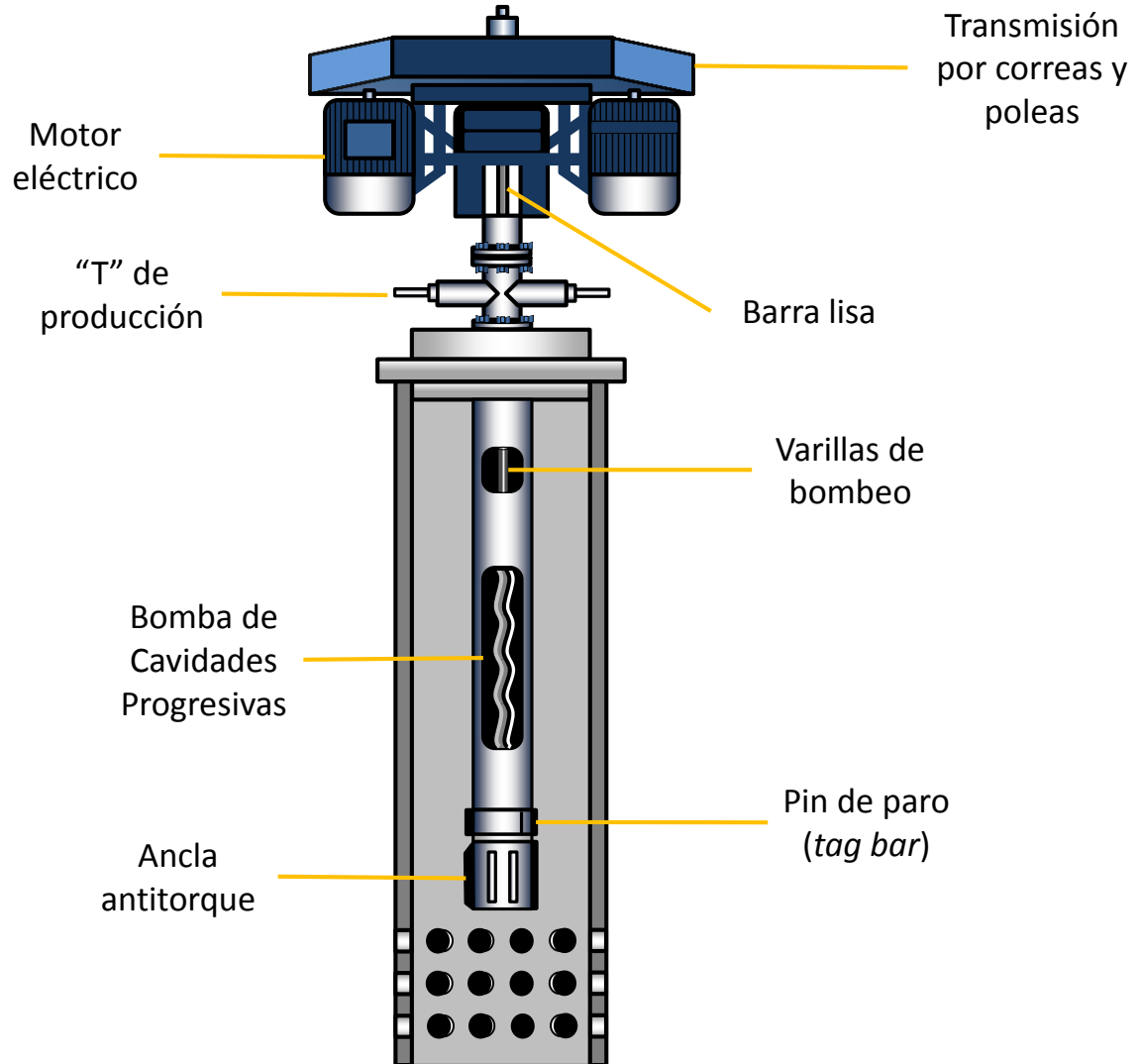
2.3.1.1 Elastómero

Polímero de alto peso molecular con hélices enfrentadas de un lóbulo más que el rotor. Junto con él, genera una de las condiciones más importantes en la ejecución de este sistema: la interferencia (contacto rotor-elastómero) necesaria con el fin de aislar herméticamente las cavidades.¹⁵

¹⁴ CIULLA. Op. cit., p. 3.

¹⁵ CIULLA. Op. cit., p. 22.

Figura 7. Sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas



Fuente: PROGRESSIVE CAVITY PUMPING SYSTEMS [documento electrónico]. Baker Hughes Incorporated. Disponible en: https://assets.cmp.bh.mxmcloud.com/system/pdfs/pdf/PCP.Kit_low.pdf, 2014 (modificado por los autores).

Teniendo en cuenta que será sometido al exigente ambiente de fondo, debe contar con propiedades químicas, térmicas y mecánicas para mitigar los siguientes factores que afectan su desempeño:

- ✓ **Hinchamiento:** Incremento en el volumen del elastómero producto de: absorción de fluido, dilatación térmica y presiones diferenciales. Origina excesiva interferencia que contribuiría a un probable desgarramiento prematuro. Por esta razón se debe diseñar un material resistente al calor, cuyo nivel de compatibilidad (solubilidad similar) entre su composición y la del crudo sea alto dado que en esta condición el fenómeno alcanza un estado de equilibrio.¹⁶

- ✓ **Deformación permanente:** Degradación de la resistencia mecánica por exposición permanente a esfuerzos. Produce escurrimiento entre cavidades (baja interferencia) y por tanto disminución en la eficiencia volumétrica. Para superar esta limitación, la masa elastomérica debe tener la propiedad de presentar cierta flexibilidad para permitir el paso de partículas sólidas a través de la bomba sin causar desgarre o cambios irreversibles en su forma y al mismo tiempo la rigidez suficiente con el objetivo mantener la interferencia, que se conoce como resiliencia.¹⁷

De acuerdo con lo anterior, se puede concluir que de su correcta selección dependerá en gran medida la vida útil de la aplicación.

2.3.1.2 Estator

Carcaza revestida internamente por el elastómero.

2.3.1.3 Rotor

Metal de alta resistencia torneado minuciosamente en forma helicoidal con n lóbulos y cubierto mediante un proceso electroquímico de cromado para hacerlo

¹⁶ CIULLA. Op. cit., p. 39.

¹⁷ CIULLA. Op. cit., p. 23.

fuerte a la abrasión. Convencionalmente, es conectado al extremo inferior de una sarta de varillas de bombeo que le transmite la rotación generada por un accionamiento en superficie.¹⁸

El diámetro final depende del tipo de elastómero diseñado, su correcta estimación del comportamiento en el rango de operación y la composición de la producción (el espesor del recubrimiento está sujeto a la cantidad como a la naturaleza de los elementos abrasivos).¹⁹

2.3.1.4 Pin de paro (*Tag bar*)

Sección corta de tubería instalada en la parte inferior del estator por donde ingresa fluido a la bomba.

Figura 8. Sección interna del pin de paro



Fuente: CHACÍN, Nelvy. Descripción de los equipos. En: Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. El Tigre, Venezuela. 2003. p. 22-49.

¹⁸ CHACÍN, Nelvy. Descripción de los equipos. En: Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. El Tigre, Venezuela. 2003. p. 22-49.

¹⁹ CIULLA. Op. cit., p. 14.

Adicionalmente, cumple las siguientes funciones:

- ✓ Impedir que el sistema de bombeo (varillas y rotor) caiga al fondo del pozo en caso de producirse una rotura o desconexión.
- ✓ Sostener el rotor cuando se realice el espaciado (ajuste en profundidad del sistema de bombeo).
- ✓ Acoplar accesorios como: separadores de gas, anclas antitorque y filtros de arena.
- ✓ Permitir la elongación de la sarta de bombeo.²⁰

2.3.1.5 Separadores de gas

El gas libre incide directamente en el decremento de la eficiencia volumétrica, por consiguiente, si se deben manejar cantidades considerables se recomienda instalar este dispositivo.

Los más usados son del tipo “estático”, cuyo funcionamiento se mencionó anteriormente en los equipos de fondo del sistema ESP.

2.3.1.6 Ancla antitorque

Debido al giro del rotor se corre un riesgo potencial de desenroscar la tubería de producción, el cual aumenta si hay componentes que elevan la fricción entre el rotor y estator (sólidos, fluidos viscosos, parafinas, asfaltenos).

Ante esto, se acostumbra conectar esta herramienta inmediatamente debajo de la bomba (al pin de paro) y por medio de cuñas verticales se fija al revestimiento.

La experiencia en la práctica del sistema PCP sugiere su uso independientemente de las condiciones de producción.²¹

²⁰ CHACÍN. Op. cit., p. 28.

²¹ CIULLA. Op. cit., p. 116.

Figura 9. Ancla antitorque



Fuente: CHACÍN, Nelvy. Descripción de los equipos. *En:* Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. El Tigre, Venezuela. 2003. p. 22-49.

2.3.2 Equipos de superficie

Son los encargados de proveer la energía requerida para activar el sistema y adicionalmente deben:

- ✓ Suspender el accionamiento y soportar la carga axial del equipo.
- ✓ Entregar torque y velocidad suficiente a la barra lisa.
- ✓ Prevenir o retardar el giro inverso “*backspin*” de la sarta de varillas de bombeo.
- ✓ Evitar el derrame de fluidos.

2.3.2.1 Cabezal de rotación

Se instala directamente sobre la cabeza de pozo y está conformado por sistemas de:

- ✓ Rodamientos o cojinetes.
- ✓ Accionamiento.
- ✓ Transmisión.
- ✓ Frenos.
- ✓ Sello “stuffing box”.²²

2.3.2.2 Accionamiento

Pueden utilizarse motores eléctricos y de combustión interna. Los primeros son los más empleados por su mayor eficiencia operativa y facultad de automatización. En aquellas aplicaciones que se deban operar a bajas velocidades, usualmente se instalan cajas reductoras con el fin de prevenir una falla por sobrecalentamiento. Su función es proveer la potencia requerida para generar las revoluciones que se deben suministrar a la bomba.

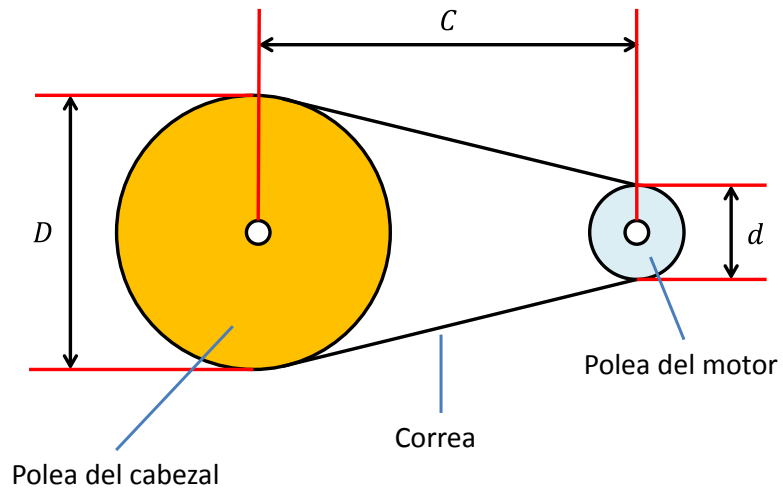
2.3.2.3 Transmisión

Es la herramienta que transfiere la energía desde el accionamiento a la sarta de varillas en aquellas instalaciones que no cuentan con una conexión directa. Usualmente se pueden utilizar tres tipos de sistemas:

²² CIULLA. Op. cit., p. 100.

✓ Poleas y correas

Figura 10. Sistema de transmisión: poleas y correas



C : Distancia entre centros de poleas.
 D : Diámetro polea del cabezal.
 d : Diámetro polea del motor.

Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. Introducción al sistema PCP. En: Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. 1 ed. Argentina, 2008. p. 15 (modificado por los autores).

Gracias a un juego de poleas y correas de diámetro variable se transfiere la velocidad/torque exigido por la bomba, según la siguiente relación:

$$R_{Total} = R_{Caja Reductora} \times R_{Poleas} \quad (\text{Ecuación 1})$$

Donde:

R : Relación de transmisión.

$$R_{Poleas} : \frac{D}{d}$$

Para cabezales sin cajas reductoras internas, se asume relación 1:1 así que la relación total será igual a la relación de poleas. Además, las velocidades de rotación entre el eje del motor y la barra lisa son inversamente proporcionales a la relación total de transmisión, luego:

$$R_{Total} = \frac{D}{d} = \frac{\omega_{barra\ lisa}}{\omega_{motor}} \quad (\text{Ecuación 2})$$

Con:

ω : Velocidad [rpm].

Por el contrario, el torque mantiene una relación directamente proporcional con respecto a la relación de transmisión total, entonces:

$$R_{Total} = R_{Caja\ Reductora} \times \frac{D}{d} = \frac{\tau_{barra\ lisa}}{\tau_{motor}} \quad (\text{Ecuación 3})$$

τ : Torque [lb*ft; N*m].²³

✓ Engranajes

Por otro lado, es factible reemplazar las poleas y correas por discos dentados especialmente diseñados para obtener la relación de transmisión deseada. Sin embargo el cambio en la velocidad del sistema es mucho más lento, considerando

²³ CIULLA. Op. cit., p. 109.

que se debe detener la marcha e implica un trabajo previo de preparación de las piezas.

✓ **Hidráulico**

Se compone principalmente de dos artefactos: un motor hidráulico ajustado directamente a la sarta de bombeo y una bomba unida al accionamiento seleccionado. En esta distribución, el torque es directamente proporcional a la presión de bombeo, siendo la constante de relación una función del modelo específico del motor hidráulico.²⁴

2.3.2.4 Frenos

Durante el funcionamiento normal del sistema PCP, una cantidad significativa de esfuerzos se acumulan en forma de torsión sobre las varillas. Al interrumpirse repentinamente la extracción, el efecto de la tendencia al equilibrio del nivel de fluido entre la tubería de producción y el espacio anular sumado a la liberación del torque almacenado, hacen que la sarta de bombeo gire inversamente “*backspin*”. Este sistema es el responsable de impedir o dilatar que se alcancen velocidades excesivas generadas por el *backspin* y así evitar eventuales daños severos en el equipo de superficie o una desconexión de la sarta de varillas.²⁵

2.3.2.5 Variador de frecuencia (VSD)

Equipo empleado para brindar la flexibilidad de ajustar la velocidad de desplazamiento en corto tiempo y sin recurrir a modificaciones mecánicas.

Rectifica la corriente alterna que alimenta el motor produciendo una señal de salida con frecuencia y voltaje variable. Al cambiar la frecuencia, altera

²⁴ CIULLA. Op. cit., p. 112.

²⁵ CIULLA. Op. cit., p. 103.

proporcionalmente la tasa de rotación y de la misma manera afecta la producción.²⁶

2.3.3 Ventajas

- ✓ Habilidad para producir fluidos con importantes concentraciones de arena, altamente viscosos y con determinado contenido de gas libre.
- ✓ Mínimo requerimiento de espacio físico.
- ✓ Bajo impacto visual y niveles de ruido.

2.3.4 Limitaciones

- ✓ Capacidad de desplazamiento real máxima de hasta 4000 [BFPD/día].
- ✓ El desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería en pozos desviados puede ocasionar la fractura de estas piezas.
- ✓ Capacidad de elevación real máxima de hasta 6000 [ft].
- ✓ Alta sensibilidad del elastómero a los fluidos producidos.²⁷

2.4 ELECTRICAL SUBMERSIBLE PROGRESSIVE CAVITY PUMP (ESPCP)

Sistema que combina las ventajas de la bomba de cavidades progresivas PCP con la confiabilidad de los motores sumergibles y equipos de superficie utilizados en ESP.

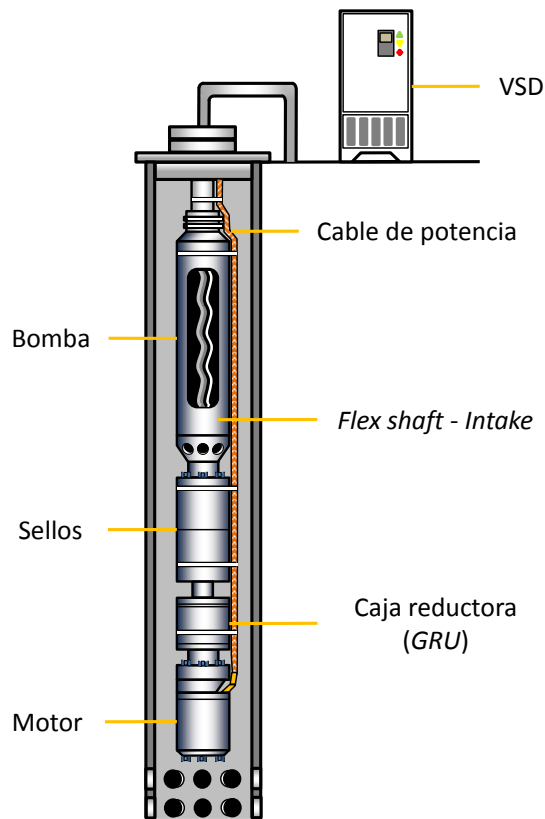
De esta manera, representa una opción pertinente para las siguientes situaciones:

²⁶ CHACÍN. Op. cit., p. 41.

²⁷ CIULLA. Op. cit., p. 4.

- ✓ Pozos verticales, desviados u horizontales con una inclinación máxima de hasta 85 grados a la profundidad de asentamiento de la bomba.
- ✓ Esquemas en donde el uso de varillas no sea viable por: desgaste mecánico generado con la tubería, manejar cargas sobredimensionadas, originar pérdidas friccionales y de flujo en los centralizadores con fluidos viscosos.
- ✓ Locaciones con restricciones de espacio y niveles de ruido (zonas públicas, residenciales, protegidas, entre otras).
- ✓ Áreas ambientalmente sensibles a derrames o fugas de crudo.²⁸

Figura 11. Sistema ESPCP



Fuente: PROGRESSIVE CAVITY PUMPING SYSTEMS [documento electrónico]. Baker Hughes Incorporated. Disponible en: https://assets.cmp.bh.mxmcloud.com/system/pdfs/pdf/PCP.Kit_low.pdf, 2014 (modificado por los autores).

²⁸ LABRADOR, Laura Soraya, et al. Implementation of Bottom-Drive Progressive-Cavity Pumps Technology in La Cira-Infantas Oil Field as a Reliable Artificial Lift Method. En: SPE Artificial Lift Conference-Americas. Society of Petroleum Engineers, 2013.

Su estructura incorpora al ensamble de fondo del Bombeo Electrosumergible (motor y protector) una caja reductora (*Gear Reducer Unit – GRU*) y un eje flexible (*flex shaft*) adaptado a la bomba de cavidades progresivas.

2.4.1 Equipos de subsuelo

Se describirán los dispositivos adicionales a los mencionados en los sistemas ESP y PCP.

2.4.1.1 Caja reductora (GRU)

Doble juego de engranajes tipo planetario capaz de disminuir de nueve (9) a once (11) veces la velocidad de giro del motor (aproximadamente 3,500 [rpm] a 60 [Hz], diseñado para sistemas centrífugos) al rango típico de la bomba (entre 100 y 500 [rpm]) y proporcionar el torque necesario para superar el ajuste de interferencia entre rotor y estator.²⁹

2.4.1.2 Eje flexible (*flex shaft*)

Empalme entre los protectores y la bomba con habilidad de:

- ✓ Convertir la rotación concéntrica del motor, caja reductora y sellos en rotación excéntrica para el rotor.
- ✓ Conceder el ingreso del fluido a levantar (succión).
- ✓ Amortiguar la vibración y ceder los esfuerzos (radiales – axiales) al sello.³⁰

²⁹ Ibíd., p. 3.

³⁰ Ibíd., p. 3.

Figura 12. GRU



2.4.2 Equipos de superficie

Son los mismos equipos encargados de energizar el motor ESP mencionados anteriormente.

2.4.3 Experiencia en campo

A pesar de las ampliamente favorables características de este sistema, en este caso, su implementación ha mostrado que la caja reductora ha fallado en el 33% de las instalaciones con un tiempo promedio de vida de 138 días.

2.5 ELECTRICAL SUBMERSIBLE PROGRESSIVE CAVITY PUMP WITH PERMANENT MAGNET MOTOR (ESPCP-PMM)

Variación del sistema ESPCP que remueve la caja reductora y sustituye el motor de inducción magnética por uno de imanes permanentes (PMM). Se propone como una alternativa apropiada para recuperar la confianza en el sistema tras la incertidumbre que dejó su corto tiempo de operación ante lo esperado.

Mantiene la exigencia de montar un eje flexible pero ahora unido a un sello adicional llamado cámara de empuje “*thrust chamber*”.

2.5.1 Equipos de subsuelo

2.5.1.1 Motor de magnetos permanentes (*Permanent Magnet Motor*)

Motor eléctrico trifásico de diez (10) polos. Al igual que el jaula de ardilla está constituido por una carcasa “*housing*”, un estator con ahora quince (15) devanados -cinco (5) por cada fase- separados y distribuidos uniformemente en el interior de un cilindro de laminaciones de acero, un eje de alta resistencia mecánica acoplado a un rotor provisto con magnetos permanentes en lugar de barras de cobre (Figura 13).

Los devanados del estator son conectados a fuente de corriente alterna (cable de potencia: igual que en ESPCP) y crean un campo magnético rotatorio el cual interacciona con el magnetismo natural del rotor produciendo el giro (Figura 14).

Basado en la velocidad del sincronismo, opera a 720 [rpm] a una frecuencia de 60 [Hz].

2.5.1.2 Cámara de empuje “*thrust chamber*”

Sistema de protección propuesto por el proveedor del sistema. Contiene 3 compartimientos aislados por sellos mecánicos y su función principal es soportar la carga del empuje descendente generado por la bomba PCP.³¹

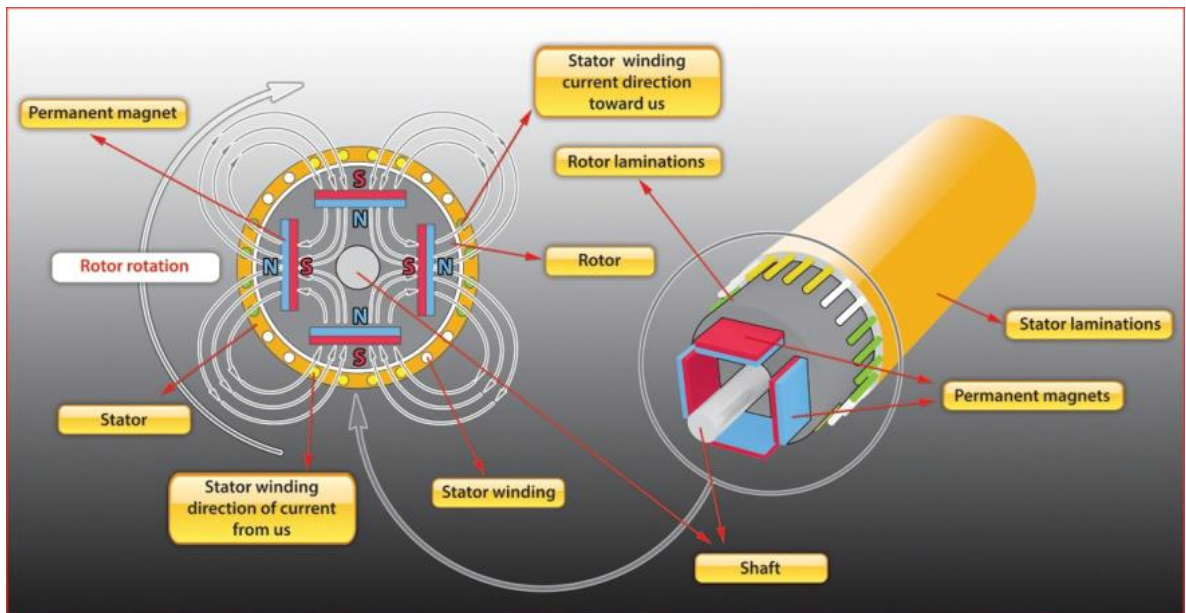
³¹ Ibíd., p. 3.

Figura 13. Rotor del motor de imanes permanentes (PMM)



Fuente: MOTORES DE MAGNETISMO PERMANENTE (PMM) PARA APLICACIONES DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE [documento electrónico]. Borets International LTD Sucursal Colombia. Provisto por: Carlos Rincón, 2014 (modificado por los autores).

Figura 14. Funcionamiento del motor de imanes permanentes (PMM)



Fuente: SAGALOVSKIY, Andrey, et al. Field Experience With the Application and Operation of Permanent Magnet Motors in the ESP Industry: Success Stories and Lessons Learned. *En: SPE Artificial Lift Conference-Americas*. Society of Petroleum Engineers, 2013.

2.5.2 Equipos de superficie

Aunque el motor PMM tenga ciertas diferencias con el convencional, conserva el mismo principio y mecanismo de activación.

2.5.3 Ventajas

En comparación con el sistema ESPCP anterior:

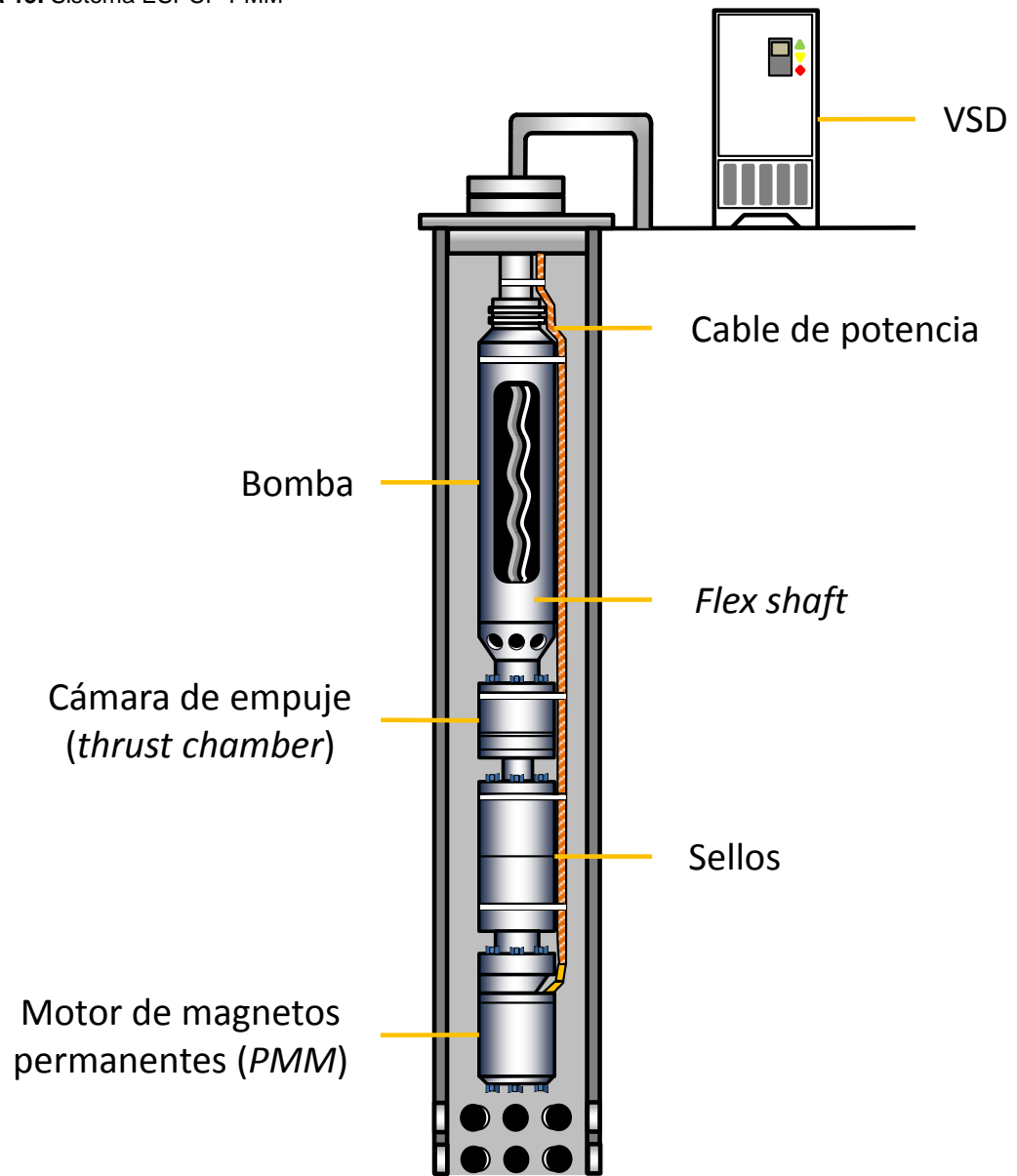
- ✓ Remoción de la caja reductora dado que la disminución de velocidad se realiza gracias al aumento en el número de polos del motor.
- ✓ Funcionamiento sincrónico: el deslizamiento en el flujo magnético entre rotor y estator es cercano a cero (para el motor ESP es cercano al 6%).
- ✓ Según el fabricante habría una reducción en el consumo de potencia cercana al 15%.³²

2.5.4 Limitaciones

- ✓ Falta de experiencia en la utilización del PMM en el país.
- ✓ Bajo suministro de torque al sistema: máximo hasta 500 [lbf-ft].
- ✓ Posible disminución en la eficiencia de la bomba debido a la operación a altas velocidades (250 – 500 [rpm]).
- ✓ No cuenta con un método confiable para el control del *backspin*.
- ✓ La instalación de la cámara de empuje genera dudas en la confiabilidad del sistema.

³² MOTORES DE MAGNETISMO PERMANENTE (PMM) PARA APLICACIONES DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE [documento electrónico]. Borets International LTD Sucursal Colombia. Provisto por: Carlos Rincón, 2014.

Figura 15. Sistema ESPCP-PMM



Fuente: PROGRESSIVE CAVITY PUMPING SYSTEMS [documento electrónico]. Baker Hughes Incorporated. Disponible en: https://assets.cmp.bh.mxcloud.com/system/pdfs/pdf/PCP.Kit_low.pdf, 2014 (modificado por los autores).

3. SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA ESPCP-PMM

El proceso de selección del pozo candidato para la instalación de ESPCP-PMM, se basó en la estimación del rendimiento de los Sistemas de Levantamiento Artificial (*Artificial Lift Systems – ALS*) instalados en campo y en el estudio e identificación de sus causas raíces de falla, como se muestra a continuación:

3.1 EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES DE DESEMPEÑO (*KEY PERFORMANCE INDICATORS – KPIS*) PARA ALS

3.1.1 Índice de Falla (I.F)

“Se define como la relación entre la cantidad de fallas presentadas y el promedio de pozos activos calculado para los últimos doce meses”³³, así:

$$\text{Índice de Falla (I.F)} = \frac{\sum \text{Número de fallas}_{(1 \text{ año})}}{\text{pozos activos}_{(1 \text{ año})}} \quad (\text{Ecuación 4})$$

Es muy útil para evaluar tanto los ALS de manera global como aquellos componentes de fondo que han presentado fallas, lo cual es posible modificando la Ecuación 4:

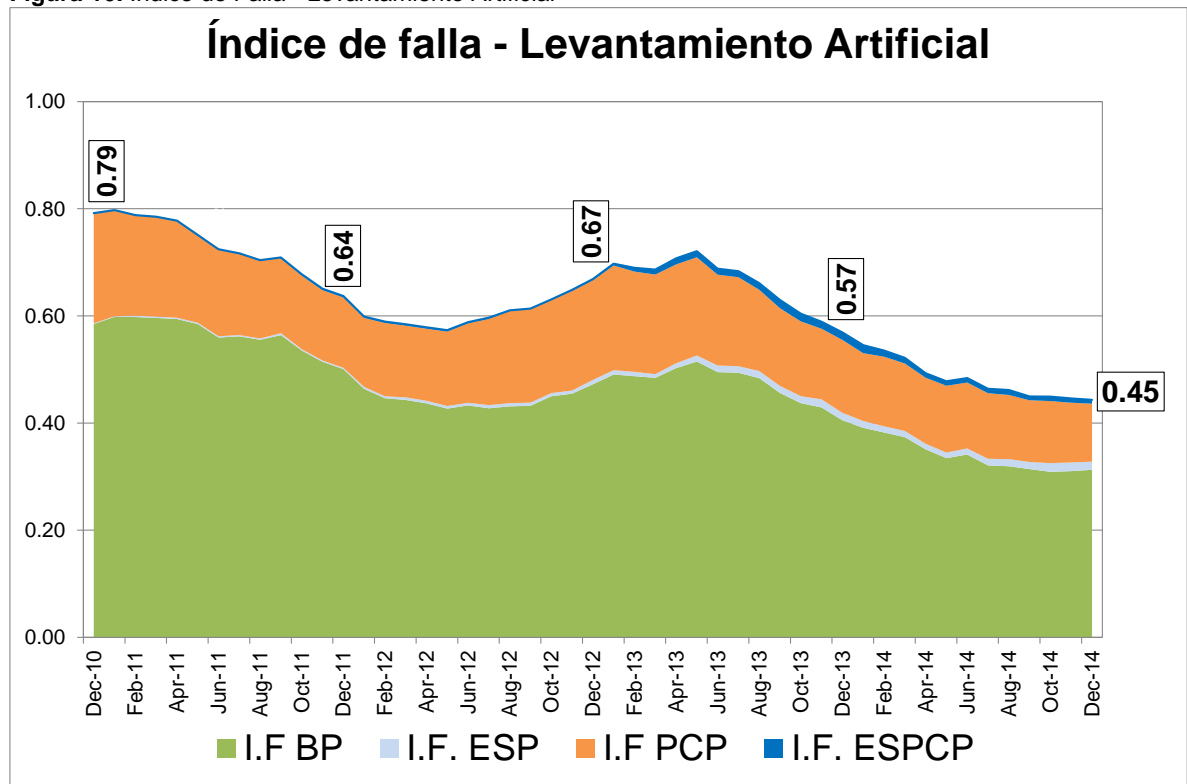
³³ MONROY, Manuel, et al. Failure Index Reduction Strategy for Artificial Lift Systems in Cira Infantas Field. *En*: SPE Artificial Lift Conference—Latin America and Caribbean. Society of Petroleum Engineers, 2015.

(Ecuación 5)

$$\text{Índice de Falla por componente} = \frac{\sum \text{Número de fallas (por componente)}_{(1 \text{ año})}}{\text{pozos activos}_{(1 \text{ año})}}$$

La tendencia en los valores de este coeficiente en el tiempo se presenta en la Figura 16.

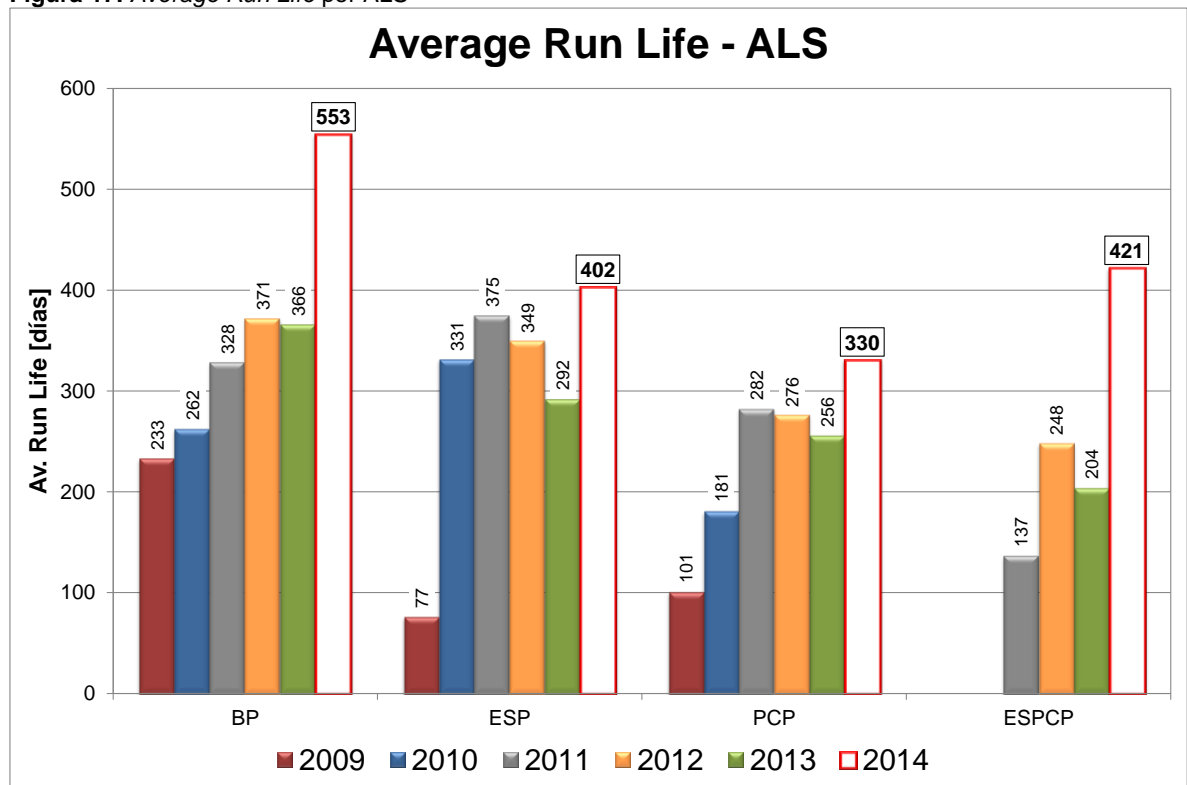
Figura 16. Índice de Falla - Levantamiento Artificial



3.1.2 Tiempo de vida de las instalaciones (*Run Life*)

Corresponde a los días calendario desde la fecha de instalación hasta que se registró el cese de operaciones del ALS.³⁴ Para referirse a una población de sistemas se utiliza el promedio aritmético. El seguimiento de este parámetro puede apreciarse en la Figura 17.

Figura 17. Average Run Life por ALS



³⁴ Ibíd., p. 3.

3.2 ANÁLISIS DE LA CAUSA RAÍZ DE FALLA EN LOS ALS

Conociendo la información general respecto a las fallas, es de gran importancia determinar los factores que las originaron. Para lograrlo, se aplicaron las siguientes metodologías:

3.2.1 RCFA (*Root Cause Failure Analysis*)

Proceso cuyo objetivo es encontrar la causa raíz de falla e identificar soluciones efectivas para prevenir su recurrencia. Consta de las siguientes fases:

- ✓ Diagnóstico inicial y confirmación de la falla.
- ✓ Movilización a superficie de los componentes de fondo instalados (*pulling*).
- ✓ Recopilación de información para el análisis de la falla (condiciones mecánicas del pozo, reportes de ensamble, prueba e instalación, entre otros).
- ✓ Inspección y desarme del equipo.
- ✓ Análisis de falla y determinación de la causa raíz.
- ✓ Formulación de acciones para prevenir la falla.³⁵

3.2.2 RIFTS (*Reliability Information and Failures Tracking System*)

Sistema de manejo, clasificación, estandarización y registro de la información de análisis de causa raíz. Es un estándar internacional establecido para ESP, ESPCP o PCP (para el caso de BP se utiliza una estrategia análoga a la del sistema previo).³⁶

En el anexo A aparecen las tablas para los ALS mencionados.

³⁵ RUBIANO, Edward, et al. Run Life Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification. En: SPE Artificial Lift Conference—Latin America and Caribbean. Society of Petroleum Engineers, 2015.

³⁶ *Ibíd.*, p. 3.

3.2.3 Desempeño de los ALS por causa de raíz de falla

Aplicando el Principio de Pareto o también Principio 80/20, el cual se basa en que: una minoría de razones, insumos, o esfuerzo por lo general conduce a la mayoría de los resultados, productos, o recompensas³⁷; se encontró que 7 de las 31 causas raíz de falla descubiertas representan el 80% de todas las registradas hasta el 2014 (Figura 18).

Y si se excluye del total de causas mostradas en la Figura 18 aquellas generadas por error humano (debido a intervenciones inapropiadas, omisión de procedimientos y desaciertos relacionados con el reuso del material) se obtiene que el 65% ocurre por sólo 4 de ellas:

- ✓ Arena.
- ✓ Corrosión.
- ✓ Fricción.
- ✓ Fricción-Corrosión.

Igualmente se ha encontrado que al menos una (si no todas) de estas causas tiene un *Average Run Life* menor que el promedio anual desde el 2009 (Figura 19) y en conjunto (a excepción de arena) afectan primordialmente a componentes como varilla y tubería, como se muestra en la Figura 20.

³⁷ KOCH, Richard. *Welcome to the 80/20 Principle*. En: *The 80/20 principle: the secret to achieving more with less*. Crown Business, 2011. p. 3-20.

Figura 18. Distribución de causas raíz de falla

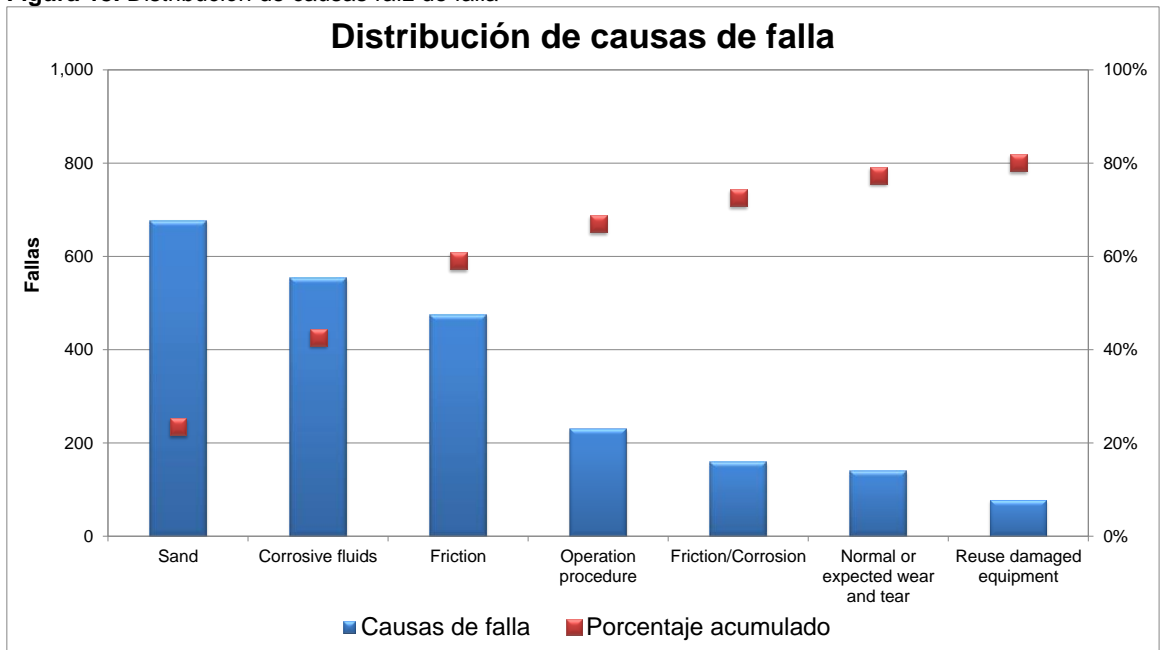


Figura 19. Average Run Life - Causas de falla

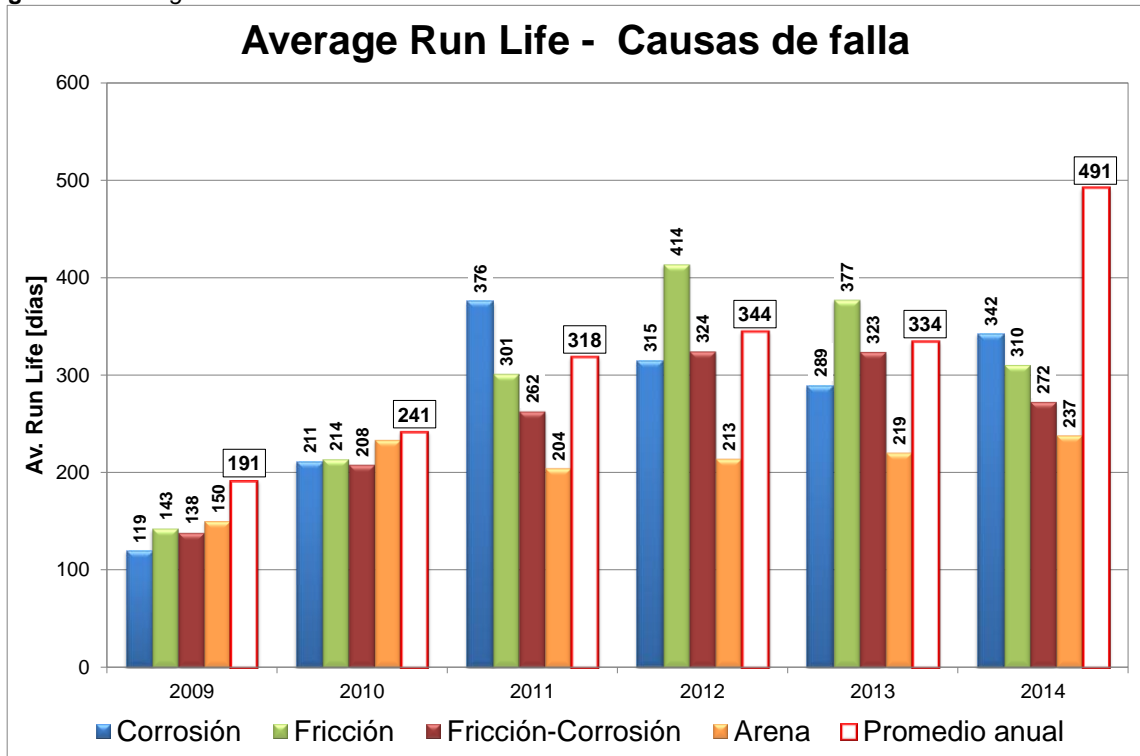
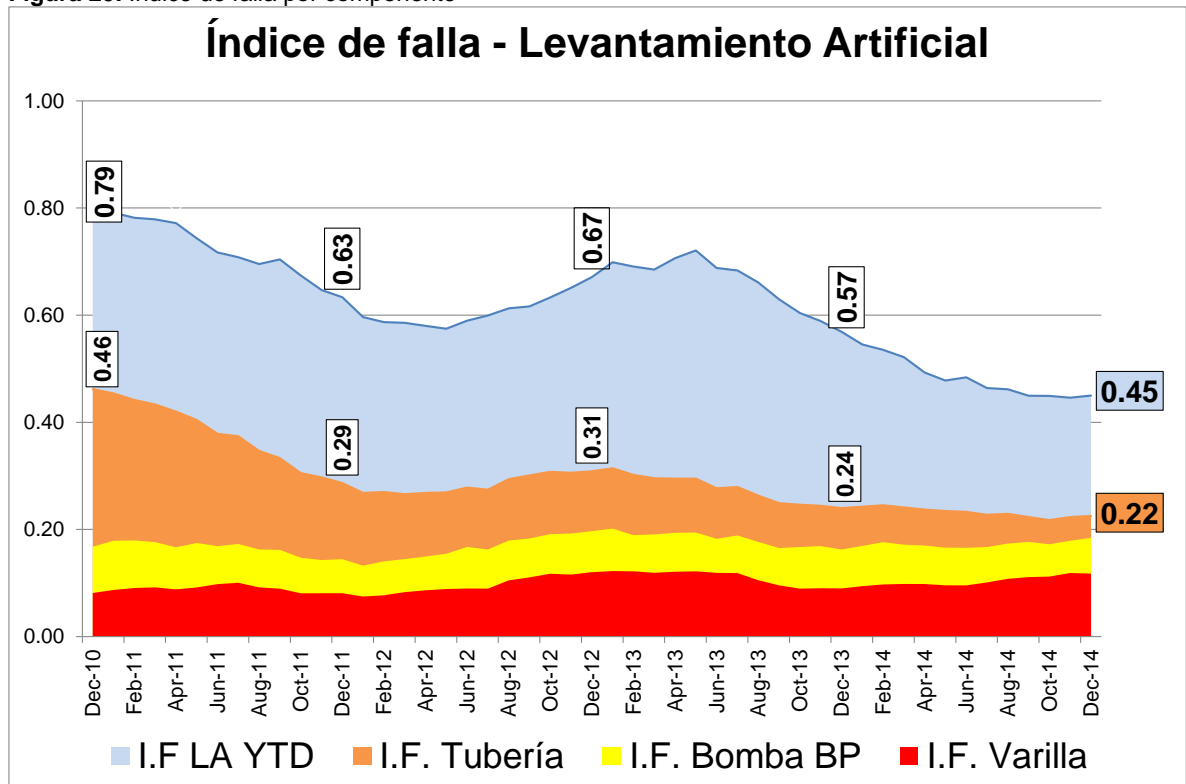


Figura 20. Índice de falla por componente



De los anteriores resultados se puede inferir que con la utilización del sistema ESP se podrían mitigar al menos tres de las causas raíz de falla más frecuentes: corrosión, fricción y fricción-corrosión puesto que elimina el uso de la varilla y adicionalmente con ESPCP sería posible controlar la totalidad de estos factores críticos debido a que la bomba utilizada tiene mayor eficiencia y capacidad para manejar la arena en contraste con la ESP.

3.3 METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL ALS

Como una de las principales conclusiones que han quedado de todo este análisis es que no siempre se ha seleccionado el mejor Sistema de Levantamiento

Artificial aunque las ventajas y limitaciones de cada uno sean ampliamente conocidas.³⁸

Por esta razón, el criterio de selección fue redefinido y de acuerdo con el alcance de la operación los parámetros de diseño estimados se encuentran en la Tabla 2, destacándose especialmente los siguientes:

Tabla 2. Principales factores para la selección de ALS

ALS Parameter	BP	ESP	PCP	ESPCP
Rate [BFPD]	0-800	>400	0-800	400-800
Sand [ppm]	0-100	0-100	>100	>100
GOR [SCF/STB]	0-150	Any Range*	0-150	0-150
Well Geometry	DLS Max: < 6 [deg/100 ft] Intake: DLS < 1 [deg], Inclination < 50 [deg]	DLS Max: < 12 [deg/100 ft] Intake: DLS < 1 [deg], Inclination < 85 [deg]	DLS Max: < 4 [deg/100 ft] Intake: DLS < 1 [deg], Inclination < 50 [deg]	DLS Max: < 12 [deg/100 ft] Intake: DLS < 1 [deg], Inclination < 85 [deg]

*The maximum GOR is over 1200 [SCF/STB]

Fuente: MONROY, Manuel, et al. Failure Index Reduction Strategy for Artificial Lift Systems in Cira Infantas Field. En: SPE Artificial Lift Conference—Latin America and Caribbean. Society of Petroleum Engineers, 2015 (modificado por los autores).

3.3.1 Registro de desviaciones del pozo (*Directional Survey*)

Los altos valores de inclinación de la trayectoria como los continuos cambios que puede tener cada cien (100) [ft]: *Dog Leg Severity* (DLS) generan puntos sensibles de falla en los sistemas que usan sarta de varillas, los cuales se expresan como cargas laterales o de contacto y son calculadas por el software de dimensionamiento respectivo.

A mayor presencia de este tipo de cargas disminuye la probabilidad de éxito del sistema debido a que en poco tiempo de vida la rotura de la varilla y/o tubería sería inminente.

Sin embargo la experiencia ha mostrado que para inclinaciones inferiores a ocho (8) grados las variaciones en el azimuth no afectan la tortuosidad del pozo, por

³⁸ MONROY, et al. Op. cit., p. 6.

tanto, aunque se calculen notables cargas de contacto el criterio definido incluye una revisión detallada del *survey*.³⁹

Para ilustrar este análisis, se tomó como referencia un pozo en estudio de selección del ALS y en la Figura 21 se indican las oscilaciones en la tasa de DLS e inclinación.

Se observa que el promedio del valor de DLS es 1.58 [°/100 ft] alcanzando desviaciones de hasta 4.1 [°/100 ft] y reiterados cambios drásticos (color amarillo) que alcanzan los 2 [°/100 ft] (cuando en promedio es 0.41 [°/100 ft]) entre puntos de medición.

Adicionalmente se señala una franja (color rojo) de 493 [ft] que cubre rangos de DLS por encima de 2 [°/100 ft] y con inclinación por encima de 20 [°] como una zona de notable complejidad en la trayectoria del pozo en donde se podrían concentrar enormes cargas laterales que harían inviable la aplicación de un ALS que requiera varilla.

3.3.2 Caudal esperado

Continuando con la evaluación de parámetros de selección para el pozo anterior, los rangos de producción esperada en un período inicial de quince (15) meses y posterior estabilización (previando el comportamiento del patrón de inyección) se muestran en la Tabla 3.

³⁹ MONROY, et al. Op. cit., p. 7.

Figura 21. Registro de DLS e inclinación del pozo A

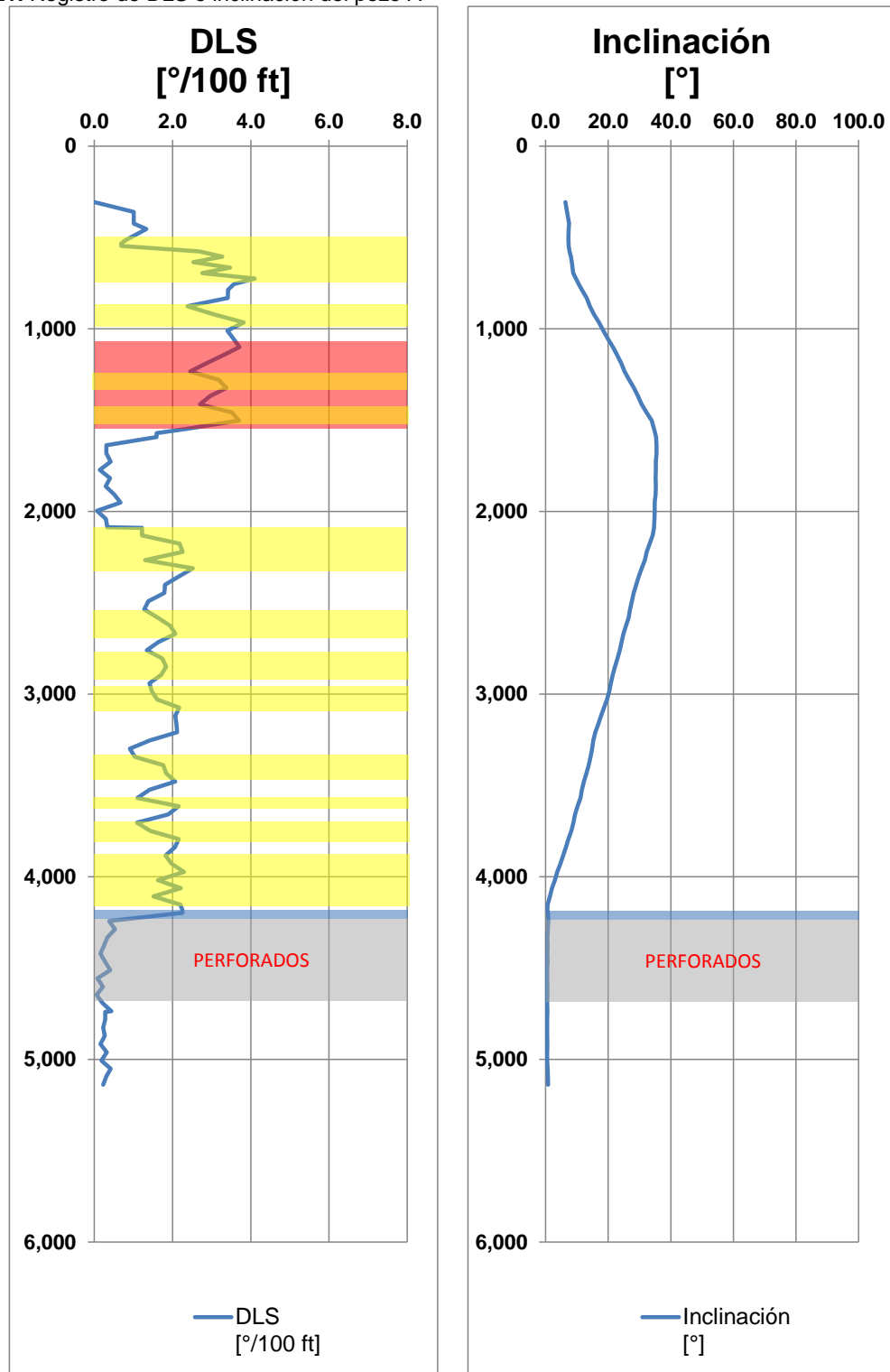


Tabla 3. IPR Pozo A

INITIAL CONDITIONS					LONG TERM CONDITIONS				
Static Pressure (PSIA)	430	At Top of Perf.	4,180	FT-TVD	Static Pressure (PSIA)	429	At Top of Perf.	4,180	FT-TVD
Productivity Index	1.28	BFPD/PSI			Productivity Index	1.22	BFPD/PSI		
Water Cut	77.0	%			Water Cut	80.0	%		
Fluid Rate at Top of Perfs	528	BFPD	Pump Intake at Top Perfs & Pwf = 0		Fluid Rate at Top of Perfs	500	BFPD	Pump Intake at Top Perfs & Pwf = 0	
Expected Fluid Rate	341	BFPD			Expected Fluid Rate	367	BFPD		
Fluid Rate at Bottom of Perfs	637	BFPD	AOF: Absolute Open Flow		Fluid Rate at Bottom of Perfs	604	BFPD	AOF: Absolute Open Flow	

Fuente: POZO A - IPR DESIGN SHEET [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Ángela María Rodríguez, 2014.

Con base en la apreciación preliminar en términos generales se pronostica que el caudal se mantendrá entre 100 a 500 [BFPD] para ambas condiciones, luego para tener una idea de cómo ha sido la operación de los sistemas de levantamiento artificial según el rango de producción, a continuación se exponen los índices de falla por este concepto (Figura 22, Figura 23, Figura 24 y Figura 25).

Bajo esta pauta se tiene que en el rango global de 0 [BFPD] a 800 [BFPD]: el ALS con mayor índice de falla es PCP y Bombeo Mecánico (BP) con 0.29 y 0.28 respectivamente, mientras que en ESP y ESPCP se tienen los mejores resultados con 0.06 y 0.20 junto con un mejor *Run Life* (Figura 17) lo cual quiere decir que se tienen menos fallas y si las hay son con un mayor tiempo de vida.

Figura 22. I.F Bombeo Mecánico por rango de caudal

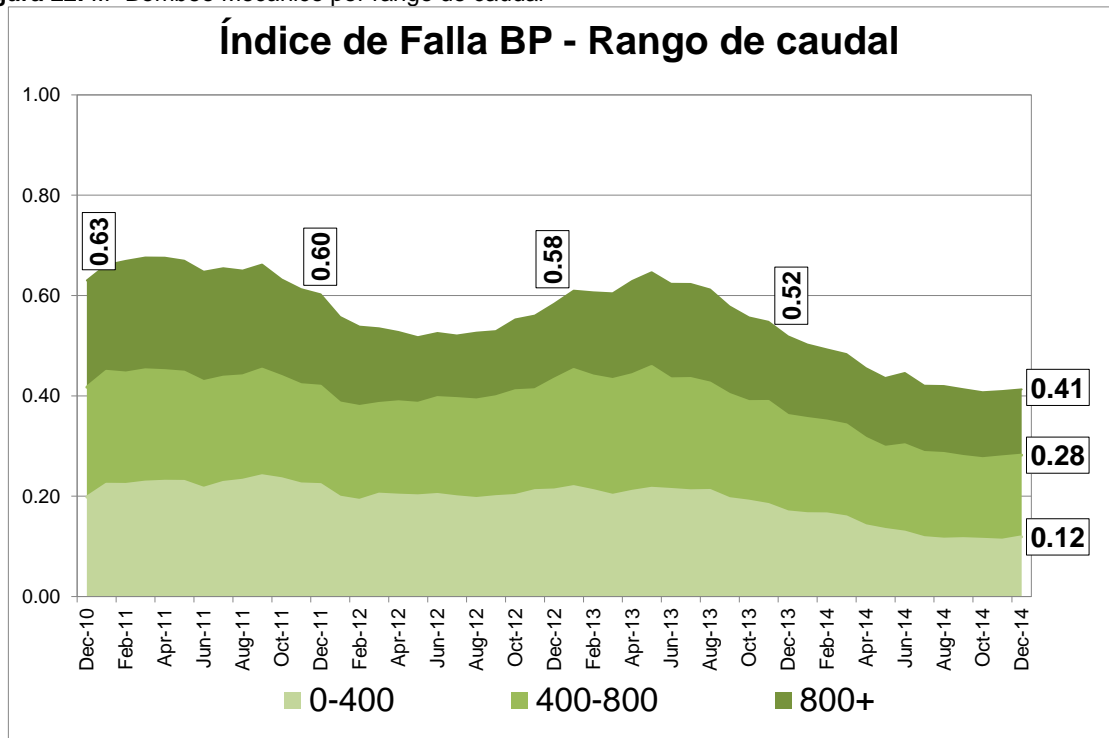


Figura 23. I.F Bombeo Electrosurgible por rango de caudal

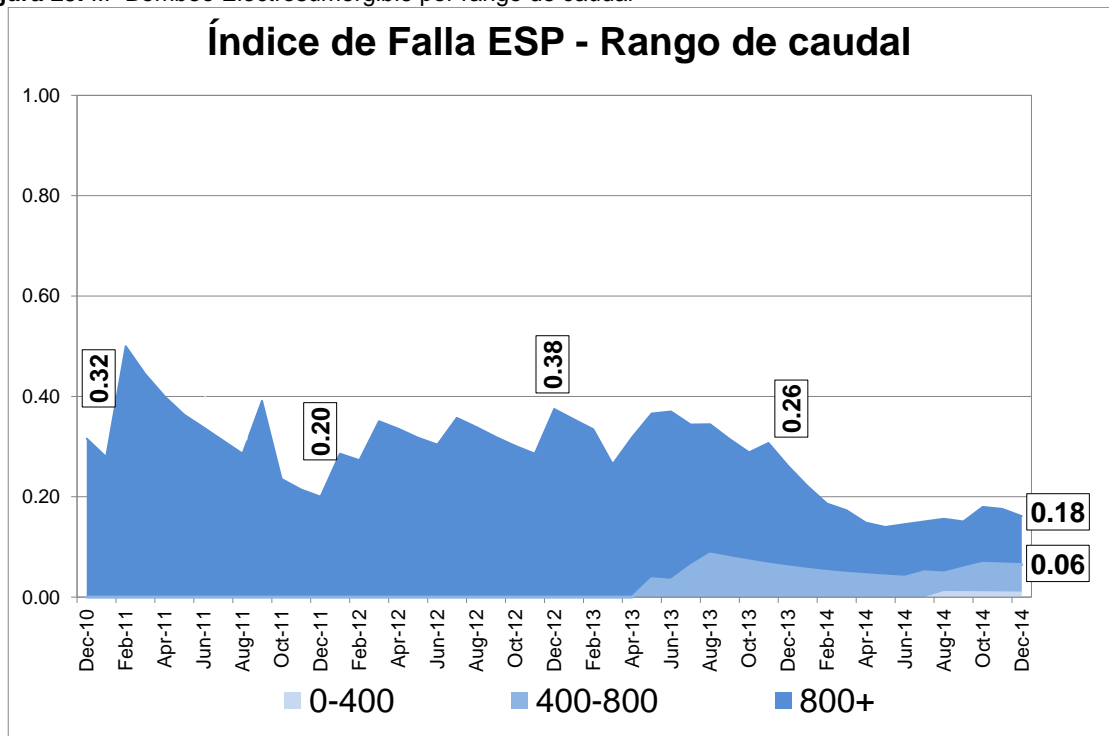


Figura 24. I.F Bombeo por Cavidades Progresivas por rango de caudal

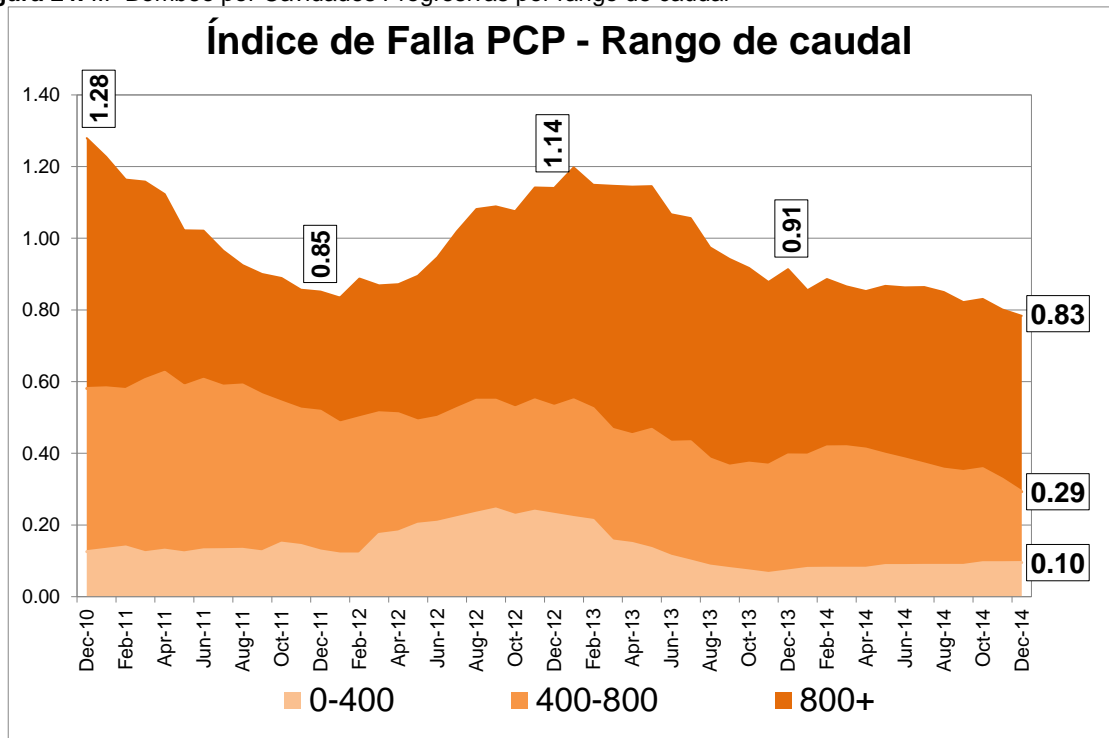
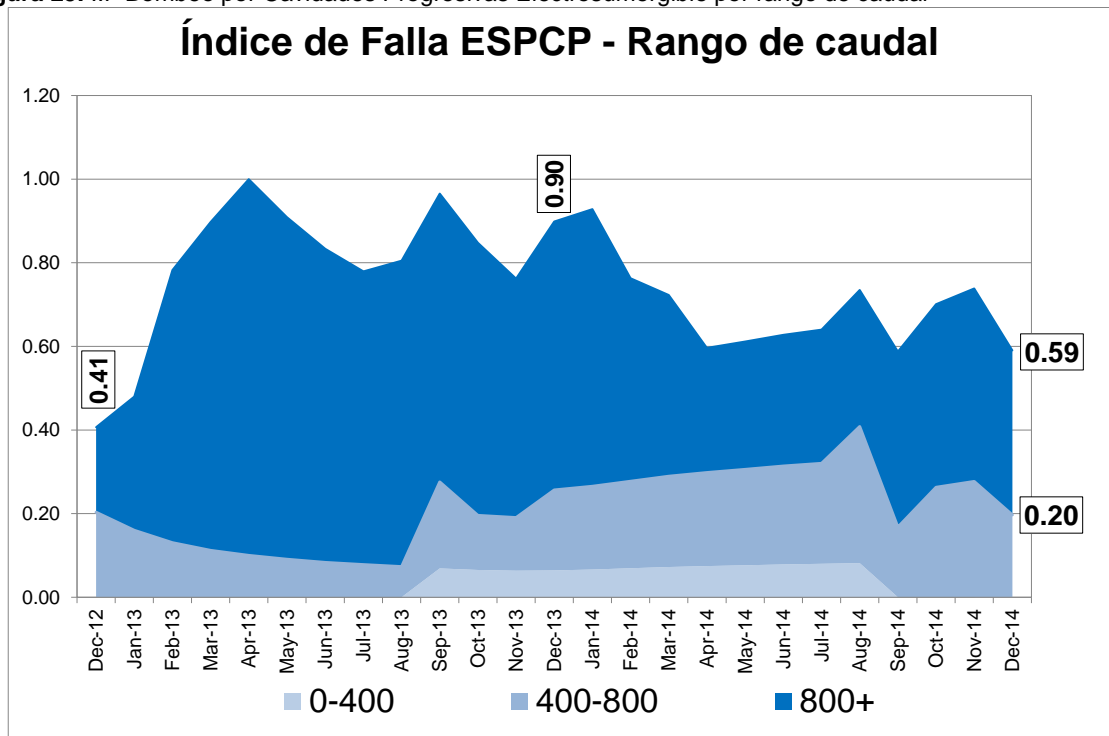


Figura 25. I.F Bombeo por Cavidades Progresivas Electrosumergible por rango de caudal

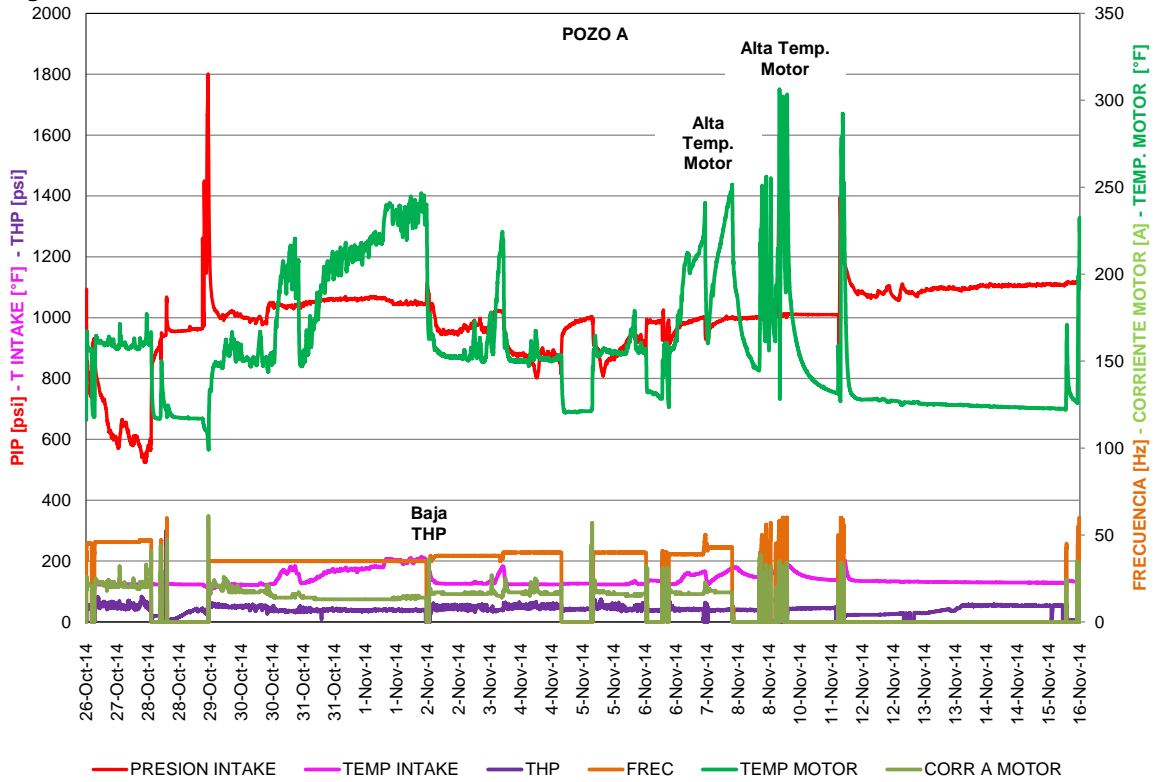


3.4 SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO

El producto obtenido de todo el seguimiento es el reconocimiento del amplio espectro de oportunidad para la implementación del sistema ESPCP-PMM debido a que:

- ✓ El mejor desempeño en términos de índice de falla lo tienen ESP y ESPCP en su participación global (Figura 16) como por separado (Figura 23 y Figura 25 respectivamente) que además sobresalen por la notable alza en *Average Run Life* del año 2013 al 2014 que en ambos casos aumentó mínimo el 37% (108 días para ESP pero en ESPCP se logró el 206%: 206 días más; Figura 17) y se espera que siga en aumento.
- ✓ Constituye una alternativa para la mitigación de las principales causas raíz de falla que se han sufrido en el campo por: fricción (en pozos con trayectorias altamente desviadas e inclinadas), corrosión, fricción-corrosión y arena (Figura 19); porque su configuración sustituye el empleo de la varilla por un cable de potencia y por el principio de funcionamiento de la bomba de cavidades progresivas provee un mejor manejo de sólidos.
- ✓ En el pozo A (referencia utilizada para el desarrollo de la metodología de selección) se decidió instalar ESP con componentes sobredimensionados para manejar una importante producción de arena y gas pero estas medidas no pudieron evitar que el sistema fallara con sólo 24 días de *Run Life*, siendo evidentes los picos de sobrecorriente (alta temperatura del motor y apagados por sobrecarga) generados por la excesiva cantidad de sólidos en las lecturas del sensor de fondo (Figura 26) corroboradas por el estado completamente atascado por la arena en el que se recuperó el equipo en superficie tras el *pulling*, permitió contemplar la opción de evaluar su implementación para estas condiciones.

Figura 26. Lecturas del sensor de fondo



Fuente: PARÁMETROS DE OPERACIÓN POZO A #1 (OCT14 – NOV14) [documento electrónico]. Baker Hughes Incorporated. Provisto por: John Alex Chira Oliva, 2014.

4. EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS DIMENSIONAMIENTOS PROPUESTOS PARA EL POZO A

Con el fin de realizar una evaluación completa y determinar si efectivamente el sistema ESPCP-PMM constituye la mejor alternativa a ser instalada en este pozo, también se presentaron propuestas de dimensionamiento en todos los ALS aplicados en campo, como se evidencia más adelante.

4.1 DATOS DEL POZO

La información requerida para proceder con los cálculos correspondientes incluye datos de: yacimiento, fluido, estado mecánico actual (con el fin de verificar si hay restricciones físicas) y registro de desviación “*survey*” (para identificar velocidades de corrida recomendadas, el cual se mostró en el capítulo anterior) resumidos a continuación:

Tabla 4. Condiciones de yacimiento

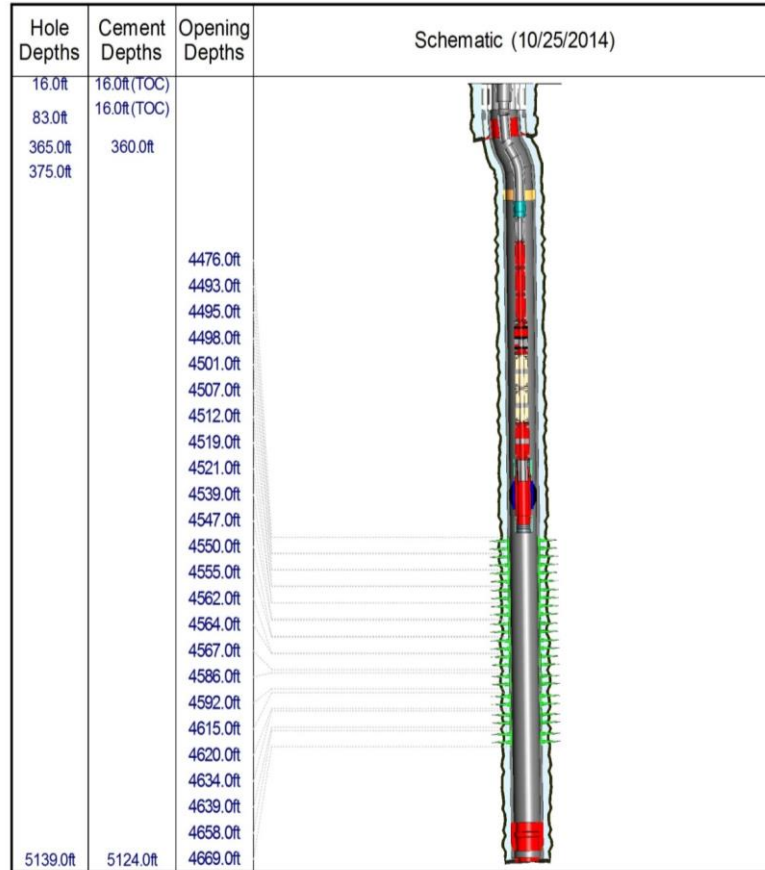
Parámetro	Especificación @ condiciones iniciales (15 meses)	Especificación @ condiciones finales (+ 15 meses)
Presión estática @ tope de perforados 4,476 ft - MD [psi]	430	429
Índice de productividad (IP) [BFPD/psi]	1.28	1.22
Caudal de fluido [BFPD]	341	367
Corte de agua [%]	77	80

Fuente: POZO A - IPR DESIGN SHEET [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Ángela Rodríguez, 2014 (modificado por los autores).

Figura 27. Estado mecánico pozo A

HOLE SECTIONS		
Section	MD Top (ft)	MD Base (ft)
12.25" Hole	16.0	83.0
12.25" Hole	83.0	365.0
8.5" Hole	365.0	375.0
8.5" Hole	375.0	5,139.0

CASINGS									
SURFACE CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
PUP JOINT	16.0	24.9	1	9.625	36.00	K-55		8.921	8.765
CASING JOINT(S)	24.9	358.5	8	9.625	36.00	K-55		8.921	8.765
FLOAT SHOE	358.5	360.0	1	9.625	36.00	K-55		8.921	8.765
PRODUCTION CASING									
Component Name	Top MD (ft)	Btm MD (ft)	Jts	OD (in)	Weight (ppf)	Grade	Connection	Nominal ID (in)	Drift ID (in)
PUP JOINT	16.0	24.5	1	7.000	23.00	N-80		6.366	6.250
CASING JOINT(S)	24.5	3,315.8	87	7.000	23.00	N-80		6.366	6.250
CASING JOINT(S)	3,315.8	4,306.5	26	7.000	26.00	N-80		6.276	6.151
FLAG JOINT	4,306.5	4,325.3	1	7.000	26.00	N-80		6.276	6.151
CASING JOINT(S)	4,325.3	5,083.4	20	7.000	26.00	N-80		6.276	6.151
FLOAT COLLAR	5,083.4	5,084.4	1	7.000	2.00	N-80		6.276	6.151
CASING JOINT(S)	5,084.4	5,122.6	1	7.000	26.00	N-80		6.276	6.151
FLOAT SHOE	5,122.6	5,124.1	1	7.000	26.00	N-80		6.276	6.151



Parámetro	Especificación
Diámetro interno de la tubería de producción [in]	2.441
Intervalo perforado [ft - MD]	4,476 - 4,669
Profundidad de asentamiento de la bomba [ft - MD]	4,430

Fuente: POZO A - Profile [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Sandy Garnica, 2014 (modificado por los autores).

Tabla 5. Propiedades de los fluidos

Parámetro	Especificación
Gravedad API [°]	24
GOR [SCF/STB]	150
Gravedad específica del gas [relativa al aire]	0.7
Temperatura de fondo [°F]	120
Presión de burbuja [psi]	150
Presión en el revestimiento (CHP) [psi]	20
Presión en la línea de superficie (THP) [psi]	120
Viscosidad en fondo [cP]	25

Fuente: POZO A - IPR DESIGN SHEET [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Ángela Rodríguez, 2014 (modificado por los autores).

4.2 BOMBEO MECÁNICO (BP)

Durante su evolución se han desarrollado dos métodos de dimensionamiento, el primero por el API, en la norma 11L y el segundo utilizando el método de ecuación de onda que es la base del desarrollo tecnológico que se usa actualmente en la industria.

Se trabajó en la escogencia de los componentes óptimos para la operación en las condiciones del pozo candidato con el apoyo del software SROD™, (desarrollado por la compañía Lufkin Automation) y con base en los siguientes conceptos:

4.2.1 Diámetro de la bomba y tubería

Se selecciona el diámetro de la bomba a partir de los parámetros de la Tabla 6. Y como en este caso se cuenta con presencia alta de gas, arena y corrosión se maneja una eficiencia del 80%, asumiendo que el llenado es completo.

Se diseña con los valores máximos de carga a los cuales estarán sometidos los equipos, que se consiguen a presiones mínimas estimadas en 20 [psi], eligiendo el tipo de tubería de acuerdo al diagrama de la Figura 28.

Tabla 6. Parámetros de selección el diámetro de la bomba

		Diámetro Nominal Exterior de la Bomba (OD) [in]							
		Anclaje superior, pared delgada (RWA)	Anclaje inferior, pared delgada (RWB)	Barril viajero, pared delgada (RWT)	Anclaje superior, pared gruesa (RHA)	Anclaje inferior, pared gruesa (RHB)	Barril viajero, pared gruesa (RHT)	Bomba tubular (TH)	Bomba tubular sobremedida (THOS)
Diámetro Nominal exterior de la tubería (OD) [in]	2 3/8"	1 1/2"	1 1/2"	1 1/2"	1 1/4"	1 1/4"	1 1/4"	1 3/4"	2 1/4"+
	2 7/8"	2	2	2	1 3/4"	1 3/4"	1 3/4"	2 1/4"	2 3/4"+
	3 1/2"	2 1/2"	2 1/2"	2 1/2"	2 1/4"	2 1/4"	2 1/4"	2 3/4"	3 1/4"+
	4 1/2"	3 1/4"	3 1/4"	-	-	-	-	3 3/4"	4 3/4"+
	5 1/2"	3 3/4"	3 3/4"	-	-	-	-	4 3/4" +	5 1/2"+

Fuente: DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Jahir Gutiérrez, 2014 (modificado por los autores).

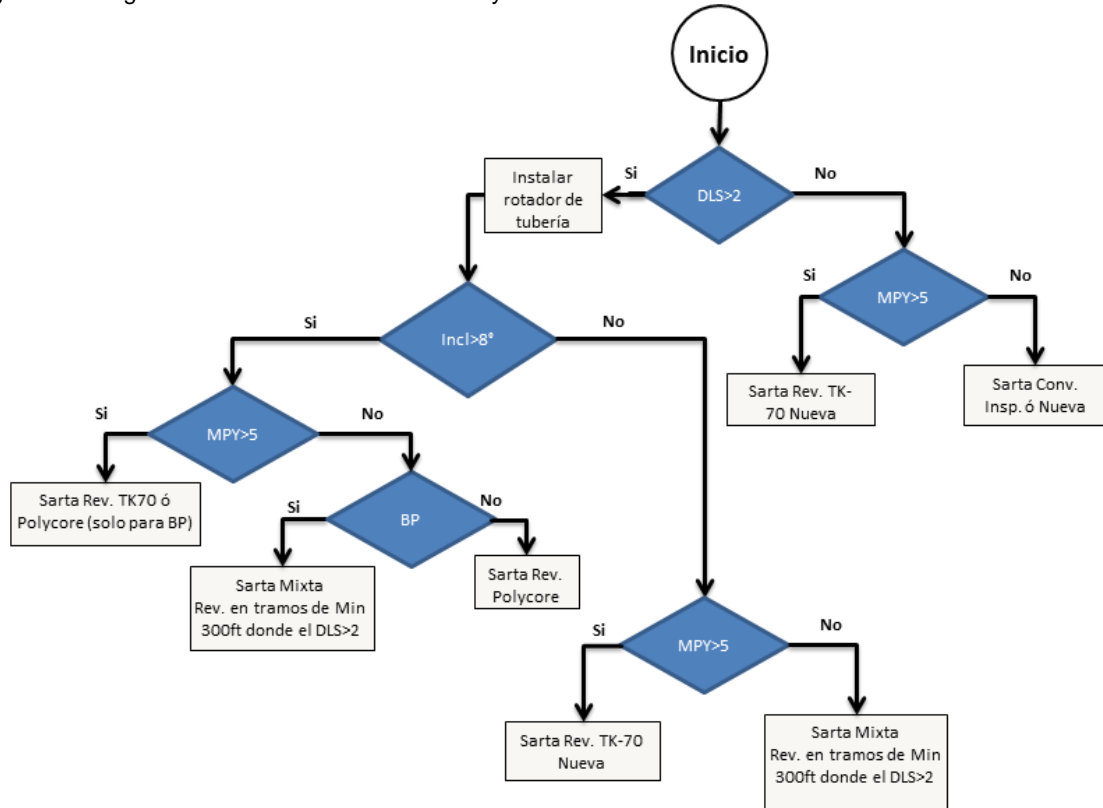
En cuanto a la instalación del ancla de tubería, se debe colocar arriba del *intake* de la bomba, lo más cercano al nivel de fluido dinámico. No se deben instalar por debajo de perforados y cabe aclarar que no siempre es recomendable su uso en campos con alta producción de arena.

Posteriormente, se debe seleccionar la metalurgia y detalle de la bomba a instalar. Este tipo de información no está disponible en el software de diseño, es por eso que se realiza de manera complementaria. A continuación se presentan las principales características de las bombas empleadas en la operación:

4.2.1.1 Pozos con alta presencia de gas

- ✓ Bombas Insertas: Permiten reducir el espacio muerto entre las válvulas fija y viajera.
- ✓ Válvula antibloqueo de gas (VAG): Se instala en la parte superior de la bomba inserta y permite soportar el peso de la columna hidrostática en la carrera descendente, facilitando con ello la apertura de la válvula viajera.
- ✓ Caja válvula fija *High Compression*: Esta caja de menor longitud permite reducir el espacio muerto de la bomba.
- ✓ Válvulas con bola de nitruro de silicio y asiento de carburo de tungsteno.
- ✓ Válvulas con bola de cerámica y asiento de carburo de tungsteno.
- ✓ Doble válvula fija, doble válvula viajera.

Figura 28. Diagrama de selección de tubería BP y PCP



Fuente: DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Jahir Gutiérrez, 2014.

4.2.1.2 Pozos con alta presencia de arena

- ✓ Pistón anillado: Los anillos de este pistón permiten realizar un mejor barrido de la arena, evitando el contacto metal-metal entre el conjunto viajero. Se recomienda utilizar pistones anillados solo en bombas insertas, no en bombas TH, pues se corre el riesgo de que durante la corrida, o en el espaciamiento de la bomba, los anillos se deterioren.
- ✓ Cajas *Full Flow*: Permiten obtener mejores áreas de flujo, lo que a su vez facilita el paso de sólidos.
- ✓ Pistones lisos ajustes grandes (0.005"- 0.007"): cuando no se dispone de pistones anillados se recomienda utilizar este ajuste del pistón, con el fin de que los sólidos no atasquen el contacto barril pistón.
- ✓ Válvula *Sand Check*: Permite que en casos de paradas los sólidos en suspensión no se depositen dentro de la bomba.
- ✓ Válvulas con bomba de cerámica y asiento de tungsteno.
- ✓ Válvulas con bola de nitruro de silicio y asiento de carburo de tungsteno.
- ✓ Válvulas con bola de nitruro de silicio y asiento de carburo de níquel.
- ✓ Metalurgia del barril: el recubrimiento interno que mejor resultado ha dado es Cromo Plateado, se han probado otros como el carburo de níquel sin éxito.
- ✓ Metalurgia Pistón Liso: el recubrimiento del pistón que mejor maneja la arena es el *spray metal*.

4.2.1.3 Corrosión

- ✓ Barril: el que tiene como material base, bronce con recubrimiento interno de cromo plateado ha mostrado el mejor desempeño.
- ✓ Cajas y accesorios: se recomienda que las cajas y accesorios de la bomba sean de acero inoxidable.

- ✓ Válvulas: se recomienda utilizar metalurgias como bolas de titanio, carburo de tungsteno, cerámica y nitruro de silicio. Estas bolas trabajan adecuadamente bajo ambientes corrosivos combinadas con asientos de tungsteno.

4.2.2 Especificaciones de la varilla

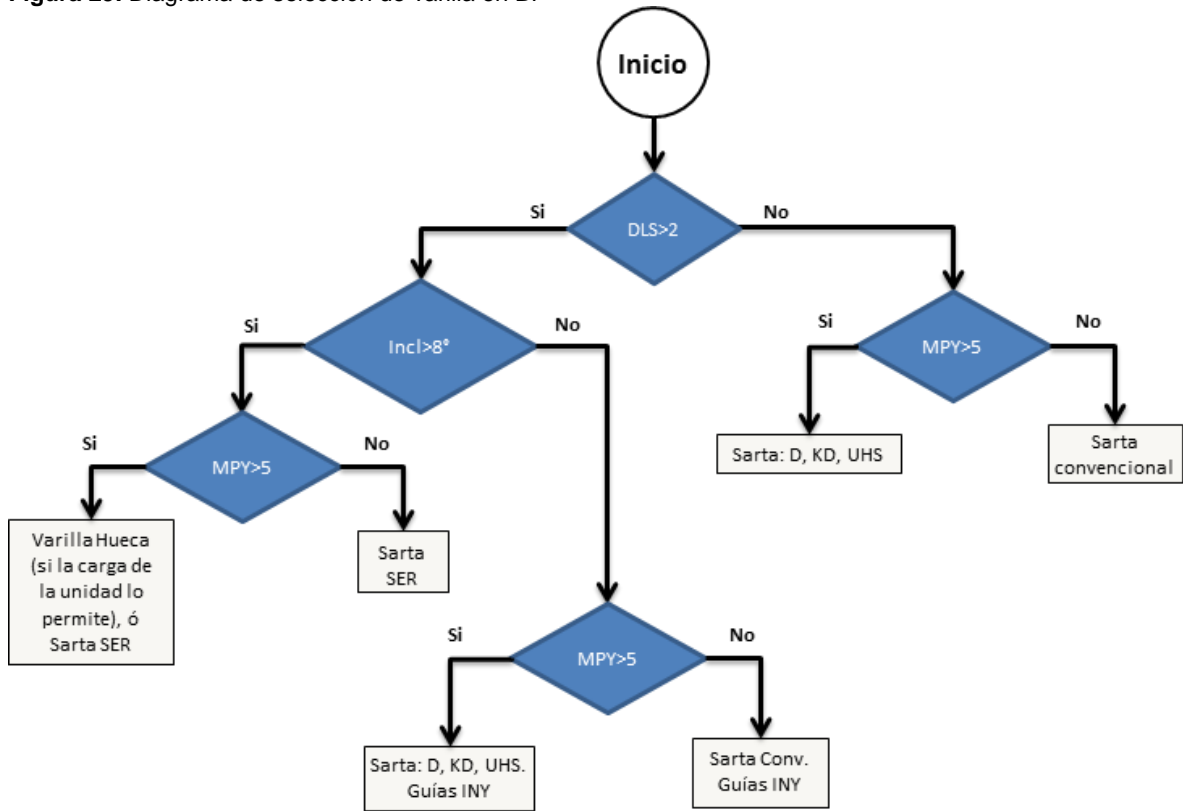
Según las características del pozo y el historial de fallas que se hayan presentado, la varilla se debe seleccionar de acuerdo con los criterios que se presentan en la Figura 29.

4.2.2.1 Diámetro

Se selecciona recordando que el mejor diseño de sarta, es aquel en el que la distribución de diámetros es telescópica, de mayor diámetro en la parte superior, disminuyendo paulatinamente en la parte inferior. Este diseño permitirá tener una sarta más liviana, lo que a su vez disminuye esfuerzos y disminuye cargas en la unidad de bombeo. No obstante, en pozos bastante desviados se usa varilla continua o hueca.

La varilla escogida debe tener un máximo diámetro exterior (OD) de tal manera que pueda ser usada en la tubería seleccionada como se presenta en la Tabla 7 y aunque están fabricadas para trabajar al 100% de su capacidad en esfuerzos, en la medida de lo posible se prefieren accionar con cargas inferiores al 80%.

Figura 29. Diagrama de selección de varilla en BP



Fuente: DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Jahir Gutiérrez, 2014.

4.2.2.2 Carga lateral

Este valor es un indicativo del contacto que va tener la varilla con la tubería de producción por efectos de desviación. En el caso de una sarta convencional, el simulador indica el número de guías inyectadas que debe tener cada varilla y a que profundidad deben estar. Cargas laterales mayores a 100 [lbf] requieren centralización y para las mayores de 300 [lbf] se recomienda, en caso de que esté disponible, instalar varilla continua. Para valores cercanos a los 500 [lbf] se recomienda revisar de nuevo el diseño, y seleccionar unidades que, por su largo recorrido y altas velocidades, se prolonga la vida útil de la varilla.

Tabla 7. Selección diámetro de varilla

Diámetro interno del revestimiento [in]	Diámetro máximo de tubería [in]	Diámetro máximo de varilla [in]
5 [in] 11.5 a 20.3 [lb/ft]	2 7/8	1 con acoples slim-hole
5 1/2 in 14 a 20 [lb/ft]	3 1/2	1 1/8
6 5/8 [in] 20 a 28 [lb/ft]	4 1/2	1 1/8

Fuente: DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Jahir Gutiérrez, 2014 (modificado por los autores).

4.2.2.3 Efecto de pandeo (*buckling*)

Obedece a la acción de cargas negativas de compresión que tienden a manifestarse en cuerpos esbeltos como la varilla. La teoría indica que no se puede trabajar por encima de valores de 200 [lbf] y efectivamente se han generado fallas cuando se supera esta referencia, luego se requiere utilizar barras de peso en fondo, las cuales en la medida de lo posible no deben superar el 5% del total de la longitud de la sarta.

4.2.3 Especificaciones de los equipos de superficie

4.2.3.1 Motor

Se debe verificar la potencia requerida en la barra lisa, de tal manera que la capacidad del motor que se vaya a instalar sea de al menos dos veces el valor de esa potencia.

4.2.3.2 Unidad de bombeo y caja reductora

Se verifica que esté cargada por debajo del 100%. El valor de contrabalance efectivo expresa la cantidad de pesas, en cientos de libras, que se deben instalar.

4.2.4 Propuesta de dimensionamiento en Bombeo Mecánico para el pozo A

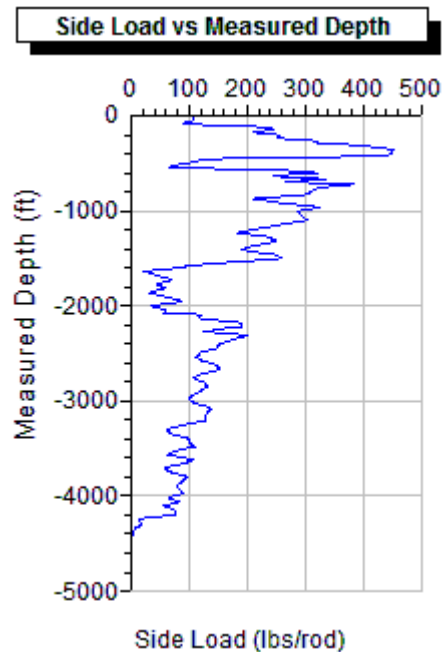
Previendo una alta producción de arena: se recomienda instalar rotador de tubería e utilizar bomba 30 – 225 – RHAC – 24 – 3 con pistón anillado, válvula antibloqueo por gas y barril con metalurgia *Steel Chrome Plated* como se presenta en la Tabla 8.

Tabla 8. Propuesta Bombeo Mecánico

NUEVO DISEÑO DE PRODUCCION				
SARTA DE BOMBEO				
COMPONENTE	CANTIDAD	LONGITUD	TOPE	FONDO
BARRA LISA 1 1/4" X 40' (NEW)	1.0	35.0	15.0	50.0
VARILLA CONTINUA COROD SER 6 (PIN END SER DE 1" X 1") - NUEVA	1.0	4,254.0	50.0	4,304.0
SHEAR COUPLING TIPO JAG DE 1" X 40 KLB - NUEVO	1.0	1.1	4,304.0	4,305.1
CUELLO DE GANSO COROD SER 6 (PIN END DE 1" X 1" SER) - NUEVO	1.0	100.0	4,305.1	4,405.1
BOMBA 30-225-RHAC-24-3 DVF, DVV, CON WIPER Y VAG. BARRIL STEEL CHROME PLATED	1.0	25.0	4,405.1	4,430.1

No obstante, de acuerdo con la Figura 30, se tienen cargas de contacto por encima de las 500 [lbf] luego se debe considerar instalar otro sistema de levantamiento que no sea accionado por varillas.

Figura 30. Cálculo de las cargas laterales para el pozo A



Fuente: LUFKIN Automation SROD™. PREDICTION OF ROD PUMPING SYSTEM PERFORMANCE [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. 2014.

4.3 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP)

De la misma manera que en los sistemas anteriores, se dispuso de un esquema para la elección de los componentes del equipo con base en los resultados obtenidos y lecciones aprendidas en la operación, acoplado al software especializado en el dimensionamiento de este sistema fabricado por la empresa Baker Hughes Incorporated: AutographPC™, que comprende estos principios:

4.3.1 Diámetro de la tubería

Se debe seleccionar de acuerdo al caudal esperado en el pozo y según la Tabla 9, la cual fue elaborada basada en la norma API RP14E, limitando la velocidad erosiva a 10 [ft/s] e incorporando la cantidad y erosividad de arena.

Tabla 9. Selección del diámetro de tubería en ESP

Diámetro externo de la tubería (OD) [in]	Peso de la tubería [lb/ft]	Diámetro interno de la tubería (ID) [in]	Tasa máxima [BFPD]
2 3/8	4.6	1.995	3,317
2 7/8	6.5	2.441	4,965
3 1/2	9.3	2.992	7,460
4 1/2	12.75	3.958	13,055
5 1/2	20	4.778	19,024

Fuente: DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Jahir Gutiérrez, 2014 (modificado por los autores).

Para la instalación en pozos con fluidos corrosivos se deberá utilizar tubería revestida y para velocidades de corrosión menores a 3.0 [mpy] se podría escoger tubería convencional.

4.3.2 Bomba

La elección se hace para satisfacer el caudal requerido realizando ajustes en el número de etapas. El punto de operación de la bomba debe estar lo más cercano al *BEP* (*Best Efficiency Point*) del modelo escogido.

Adicionalmente, debe cumplir con las siguientes condiciones:

- ✓ Frecuencia de operación: debe estar en un rango de 40 – 55 [Hz].
- ✓ Carga en el eje de la bomba: \leq a 90%.
- ✓ Volumen de gas libre a la entrada: máximo 10%.

- ✓ Profundidad de asentamiento: asegurando 200 [ft] de sumergencia y que el fondo del equipo se deje 20 [ft] por encima del tope de perforados. Por otra parte, el punto de instalación no deberá tener un DLS mayor a 1 [°/100 ft]. En caso de superar estos valores se requerirá análisis de los esfuerzos adicionales.

4.3.3 Motor

Se observa la potencia exigida por la bomba para su operación y según disponibilidad de inventario, se elige el motor más indicado garantizando que la carga sea máximo del 80% en el caso más crítico.

4.3.4 Sello / Protector

Se ha establecido que los cojinetes de empuje (*thrust bearing*) y los ejes deben ser de alta carga (tipo *Tilting Pad*), y la expansión del aceite del 80%. Si estas condiciones no se logran, se deberá pasar a equipos de mayor capacidad. Las cargas en el eje y las zapatas deben ser menores o iguales a 90%.

Se emplean cuerpos con tres (3) cámaras que contengan dos (2) bolsas de aflas y un laberinto.

4.3.5 Cable de potencia

Se utiliza cable AWG 4 y AWG 6 con aislamiento de 5 [kV] modelo *EPDM Lead Flat*.

Es importante tener en cuenta al seleccionar el tamaño de cable que la caída de voltaje debe ser menor a 30 [V] por 1,000 [ft] para asegurar la capacidad de transporte de corriente.

4.3.6 Costo de la energía

Inicialmente es necesario calcular el consumo de potencia del equipo, mediante la siguiente ecuación:

$$P_T = \left(\frac{0.746 P_m}{n_m} + \frac{\sqrt{3} (V_s - V_m) I}{1000} \right) \frac{1}{n_v} \quad (\text{Ecuación 6})$$

Donde:

P_T : Potencia total consumida por el sistema ESP [kW].

P_m : Potencia requerida en el motor [HP].

n_m : Eficiencia del motor [%].

V_s : Voltaje requerido en superficie [V].

V_m : Voltaje requerido en superficie [V].

I : Corriente [A].

n_v : Eficiencia del variador. Se asume 0.96 para todos los variadores.

0.746: Factor de conversión [HP] a kW.

1/1000: Factor de conversión de W a kW.

El costo de la energía será entonces:

$$\text{Costo} = P_T * 24 * 30.5 * 0.076 \quad (\text{Ecuación 7})$$

4.3.7 Propuesta de dimensionamiento con equipos ESP ideales para el pozo A

Recordando que la metodología de selección del ALS expuesta en el capítulo pasado arrojó que el mejor sistema a instalar en este pozo había sido ESP, únicamente con fines comparativos se quiso evaluar el desempeño de una configuración ideal (sin problemas asociados a la producción de arena y gas) de estos componentes mencionados en la Tabla 10.

- ✓ Se propone diseño con bomba de 142 etapas de bomba Flex10 (fabricadas por Baker Hughes Incorporated).
- ✓ La profundidad propuesta del separador de gas es 4,432 [ft – MD], donde el DLS es 0.16 [°/100 ft] y el ángulo de inclinación de 0.6 [°]. El fondo del equipo queda a 20 [ft] del tope de perforados.
- ✓ Se recomienda bajar el equipo ESP a 4 [tubos/hora] debido a los altos DLS de hasta 4.1 @ 725 [ft – MD].
- ✓ Se debe arrancar el equipo a 35 [Hz] e incrementar frecuencia hasta observar fluido en superficie.

4.3.8 Propuesta de dimensionamiento con equipos ESP recomendados para el pozo A

Con base en las condiciones en las que se recuperaron los componentes de fondo de la primera corrida, se sugieren los formulados en la Tabla 11.

- ✓ Se propone diseño con bomba manejadora de gas GINSPH y 196 etapas de bomba Flex17.5 (creadas por Baker Hughes Incorporated), la frecuencia sería 53.5 [Hz] a condiciones finales.
- ✓ La bomba estaría fuera de rango en el *down thrust* a condiciones iniciales y finales.

- ✓ La profundidad propuesta del separador de gas es 4,429 [ft –MD], donde se tiene DLS de 0.16 [°/100 ft] y un ángulo de inclinación de 0.6 [°]. El fondo del equipo queda a 20 [ft] del tope de perforados.
- ✓ Se realizó análisis de esfuerzos en el DLS máximo (4.01 [°/100 ft]) e inclinación de 9.66 [°], resultando 16,524 [psi] aceptables.

Tabla 10. Propuesta ESP ideal

DESCRIPCION DEL EQUIPO A INSTALAR							
BOMBA	(71+71) 142 Flex10 SXD			CAPILAR	Si		
SELLO / PROTECTOR	513 / GST3 DB / CENTRILIFT			PACKER & SSSV	No		
MOTOR	562 / MSP1-250 / 63hp 1950V 20A / CENTRILIFT			CHAQUETA	No		
SENSOR	Centinel 3			DISPONIBILIDAD			
VSD (KVA)	66	Por instalar					
DATOS COMPLETAMIENTO							
Asentamiento Bomba (ft-TVD)				4136			
Asentamiento Bomba (ft-MD)				4433			
Longitud del equipo (ft)				52.41			
Cable No. (AWG) [#1 si >70 A]				Plano - AWG 6			
Tubing OD (in)				2 7/8"			
Casing OD & Weight @ intake depth (in-ppf)				7" 26 ppf			
Clearance (in)				0.44			
PARAMETRO	Actual	@ 15 Meses	UNIDADES				
Indice de Productividad	1.28	1.22	BFPD/psi				
Presión estática a PMP	469	468	psi				
DrawDown Calculado	266	301	psi				
Producción Estimada Fluido	341	367	BFPD				
Corte de Agua	77	80	%				
Producción Estimada de Aceite Neto	78	73	BOPD				
Presión en Cabeza de Pozo	120	120	psi				
Frecuencia de Operación	53.3	52.5	Hz				
TDH	4,101	4,187	ft				
Sumergencia	321	227	ft-TVD				
Tensión en las Terminales del Motor	1,502	1,473	V				
Corriente del Motor	12.16	11.97	A				
% Carga del motor por corriente	61%	60%	A de Operación / A Nominal				
% Carga del Motor por potencia	51.5	50.3	hp de Operación / hp Nominal				
Temperatura del motor	187.6	185.1	*F				
Temperatura Máxima que soporta el motor	350	350	*F				
Velocidad del fluido a través del motor	0.751	0.847	ft/s				
Consumo del Variador	32	31	KVA				
% Carga del Variador	49%	48%	KVA de Operación/KVA Nominal				
Consumo del sistema ESP	26.4	25.4	kWh				
Costo de la Energía	2,189	2,111	USD/mes				
CARGAS DE EJES							
% Carga en la Zapata del Sello/Protector		24.15	23.49	hp Operación eje / hp max.eje			
% Bomba con eje H6		11.8	12.2	hp Operación eje / hp max.eje			
% Sello/Protector		4.5	4.4	hp Operación eje / hp max.eje			
% Motor		3.40	3.32	hp Operación eje / hp max. eje			
GAS	GOR (scf/STB)	150	PIP	146.7	110.9	psi	
	Presion de Burbuja (psi)	150	Gas en Bomba	4.23	4.87	%	
Condiciones de arranque:		Frecuencia (Hz)	Tiempo estimado de flujo (minutos)	Caudal estimado (BFPD)	DD (psi) @ Arranque	Potencia eléctrica SUT (V)	Corriente SUT (A)
		52	140	262	205	1,481	11.45
LIMITES DE RANGOS							
Condiciones	Tasa mínima*:	Limitada por:			Tasa máxima*:	Limitada por:	
Iniciales	262	Down thrust @ 52 Hz			390	Sumergencia mínima 200 pies	
Finales	262	Down thrust @ 52 Hz			367	Sumergencia mínima 200 pies	

Fuente: MEMO POZO A #02 (ESP IDEAL) [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: John Chira, 2014.

Tabla 11. Propuesta ESP recomendada

DESCRIPCION DEL EQUIPO A INSTALAR							
BOMBA	16GINSPH + (134+62)196Flex17.5 SXD		CAPILAR	Si			
SELLO / PROTECTOR	513 / GST3 DB / CENTRILIFT		PACKER & SSSV	No			
MOTOR	562 / MSP1-250 / 105hp 1795V 36A / CENTRILIFT		CHAQUETA	No			
SENSOR	Centinel 3		DISPONIBILIDAD				
VSD (KVA)	GCS	200	Instalado				
DATOS COMPLEMENTARIO							
Asentamiento Bomba (ft-TVD)		4133					
Asentamiento Bomba (ft-MD)		4430					
Longitud del equipo (ft)		73.3					
Cable No. (AWG) [#1 si >70 A]		Plano - AWG 6					
Tubing OD (in)		2 7/8"					
Casing OD & Weight @ intake depth (in-ppf)		7" 26 ppf					
Clearance (in)		0.44					
PARAMETRO	Actual	@ 15 Meses	UNIDADES				
Indice de Productividad	1.28	1.22	BFPD/psi				
Presión estática a PMP	469	468	psi				
DrawDown Calculado	266	301	psi				
Producción Estimada Fluido	341	367	BFPD				
Corte de Agua	77	80	%				
Producción Estimada de Aceite Neto	78	73	BOPD				
Presión en Cabeza de Pozo	120	120	psi				
Frecuencia de Operación	50.8	51.4	Hz				
TDH	4,101	4,188	ft				
Sumergencia	317	224	ft-TVD				
Tensión en las Terminales del Motor	1,326	1,363	V				
Corriente del Motor	22.54	23.73	A				
% Carga del motor por corriente	63%	66%	A de Operación / A Nominal				
% Carga del Motor por potencia	53.7	57.6	hp de Operación / hp Nominal				
Temperatura del motor	194.7	197.4	*F				
Temperatura Máxima que soporta el motor	350	350	*F				
Velocidad del fluido a través del motor	0.753	0.85	ft/s				
Consumo del Variador	55	59	KVA				
% Carga del Variador	27%	30%	KVA de Operación/KVA Nominal				
Consumo del sistema ESP	44.4	48.2	kWh				
Costo de la Energía	3,682	4,002	USD/mes				
CARGAS DE EJES							
% Carga en la Zapata del Sello/Protector	10.74	11.01	hp Operación eje / hp max.eje				
% Bomba con eje H6	19.9	21.6	hp Operación eje / hp max.eje				
% Sello/Protector	7.9	8.4	hp Operación eje / hp max.eje				
% Motor	5.91	6.36	hp Operación eje / hp max. eje				
GAS	GOR (scf/STB)	150	PIP	145.5	109.7	psi	
	Presion de Burbuja (psi)	150	Gas en Bomba	4.27	4.92	%	
Condiciones de arranque:		Frecuencia (Hz)	Tiempo estimado de flujo (minutos)	Caudal estimado (BFPD)	DD (psi) @ Arranque	Potencia eléctrica SUT (V)	Corriente SUT (A)
		48	702	52	41	1,419	23.37
LIMITES DE RANGOS							
Condiciones	Tasa mínima*	Limitada por:		Tasa máxima*:	Limitada por:		
Iniciales	390	Sumergencia mínima 200 pies		390	Sumergencia mínima 200 pies		
Finales	367	Sumergencia mínima 200 pies		367	Sumergencia mínima 200 pies		

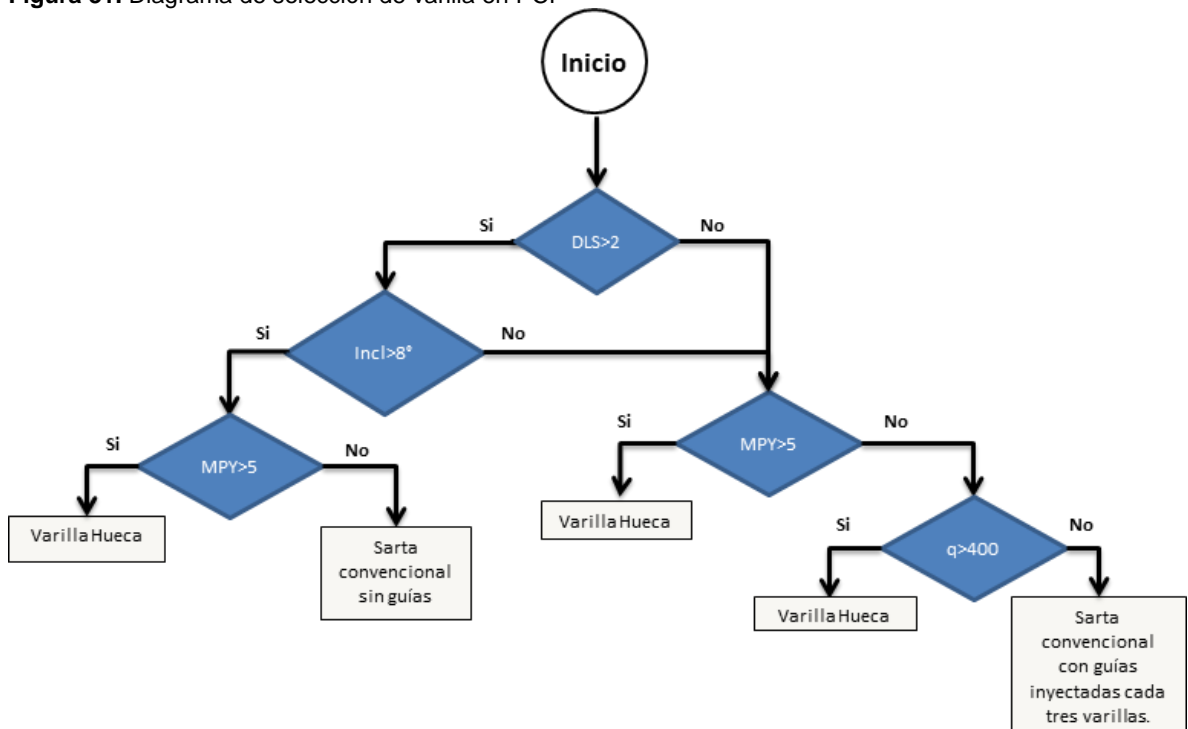
Fuente: MEMO POZO A #02 [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: John Chira, 2014.

- ✓ Se debe arrancar el equipo a 35 [Hz] e incrementar gradualmente hasta 48 [Hz] (debajo de esta frecuencia la bomba se encuentra fuera de rango y no se produce).

4.4 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)

La herramienta empleada específicamente para el dimensionamiento de este sistema fue PC-PUMP® (propiedad de la empresa C-Fer Technologies) en la cual se contemplaron los criterios de selección desarrollados para la tubería de producción (Figura 28 y Tabla 12) como para la varilla (Figura 31).

Figura 31. Diagrama de selección de varilla en PCP



Fuente: DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Jahir Gutiérrez, 2014.

Tabla 12. Selección de diámetro de tubería en PCP

Diámetro externo de la tubería (OD) [in]	Peso de la tubería [lb/ft]	Diámetro interno de la tubería (ID) [in]	Tasa máxima [BFPD]
2 3/8	4.6	1.995	58
2 7/8	6.5	2.441	600
3 1/2	9.3	2.992	896
4 1/2	12.75	3.958	1886
5 1/2	20	4.778	2344

Fuente: DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Jahir Gutiérrez, 2014 (modificado por los autores).

En cuanto a la selección de la bomba, se realizó teniendo en cuenta su desplazamiento, capacidad de levantamiento y tipo de elastómero, que para la operación en el campo los NBRA (alto contenido de acrílico-nitrilo) han mostrado mejor desempeño.

Y la evaluación de los resultados arrojados por el software se llevó a cabo bajo los siguientes parámetros:

4.4.1 Rangos de operación

Son aplicables tanto a los equipos de superficie como al sistema en fondo:

- ✓ Velocidad de rotación: no debe superar las 250 [rpm].
- ✓ Eficiencia volumétrica de la bomba: entre 60 y 80%.
- ✓ La sumergencia mínima: corresponde a 200 [ft].
- ✓ La carga de la bomba (en presión): menor al 80%.
- ✓ La carga máxima en la varilla: inferior al 80%.

- ✓ Presión (THP): corresponda a 250 [psi].
- ✓ Carga en motor: no mayor al 80%.
- ✓ Carga sobre rodamiento principal del cabezal: por debajo del 70%.

4.4.2 Estado mecánico

- ✓ Asegurar que entre el pin de paro (*tag bar*) y el ancla antitorque se instale una o dos juntas de tubería.
- ✓ Instalar ancla antitorque en una profundidad que tenga un *Dog Leg Severity* (DLS) inferior a 1.0 [°/100 ft].
- ✓ La ubicación del ensamble de fondo (*Bottom Hole Assembly – BHA*) debe quedar por encima de los intervalos cañoneados, a menos que la presión de fondo no sea suficiente y se debe asegurar que el BHA quede instalado en una sección lisa si es dentro de perforados. Si la instalación del equipo de fondo debe realizarse por debajo de la base de perforados, se debe contar con al menos 300 [ft] de bolsillo (*rat hole*).
- ✓ Si se instala un separador de gas centrífugo, se debe asegurar que el tag bar a correr no debe ser ranurado.
- ✓ Instalar *shear coupling* si se utiliza varilla continua. Debe instalarse tipo *ToughTorq*, del mismo diámetro del cuerpo de la varilla, en una profundidad que tenga un DLS inferior a 1.0 [°/100 ft]. Igualmente, se debe instalar un tramo entre el rotor y el shear coupling (cuello de ganso) de más o menos 100 [ft], del mismo diámetro del cuerpo de la varilla.

4.4.3 Propuesta de dimensionamiento en PCP para el pozo A

En atención a lo anterior, surgieron las siguientes recomendaciones para la propuesta de diseño validada en el software PC-PUMP®:

- ✓ Profundidad de *intake* (succión) 4,430 [ft]: con el fin de evitar anclaje y ubicación del estator frente a perforados.
- ✓ Aplicación de sarta de varilla PCP ROD 1,500: por las características que presenta este equipo en cuanto a las cargas de contacto estarían distribuidas evitando un desgaste puntual en la sarta de tubería.
- ✓ Se realiza propuesta con bomba NTZ400*240DT66 (3,480 [psi] – 4.1 [BFPD/rpm]).
- ✓ Se recomiendan condiciones de operación del pozo a baja velocidad con el fin de mitigar efectos sobre el sistema (tubería – varilla), para el máximo IP (500 [BFPD]) el pozo operaría aproximadamente a 157 [rpm], consumiendo 782 [lbf*ft] de torque, carga sobre la bomba del 54%, valores óptimos dentro del rango de criterios de diseño.
- ✓ Instalación de un separador de gas en el sistema debido a la ubicación de la bomba.
- ✓ Para los requerimientos de potencia se proponen motor de superficie de 50 [HP] – Cabezal de rotación NDH075DH33 de gran trayectoria y curva de aprendizaje en campo.

En la Tabla 13 se resumen los equipos planteados para la instalación del sistema PCP junto con el comportamiento estimado de operación para las condiciones iniciales y finales.

Tabla 13. Propuesta PCP

PARÁMETRO	CONDICIÓN INICIAL	CONDICIÓN FINAL
Pump	NTZ400*240DT66	NTZ400*240DT66
Drivehead	NDH075DH33	NDH075DH33
Producción estimada [BFPD]	341	367
Sarta de varillas	PCP ROD 1500	PCP ROD 1500
Centralización	N/A	N/A
RPM	142	154
Eficiencia volumétrica [%]	69	70
Nivel de fluido [ft]	3,984	4,088.96
Sumergencia [ft]	431	335
Pump Intake Pressure [psi]	158	126
Pump Discharge Pressure [psi]	1,832	1,843
Pump pressure loading [%]	48	49
Max torque varilla [lb*ft]	720	736
Carga en varilla torque [%]	48	49
Max Axial rod torque [kips]	2,062	20.88
Max effective rod stress [%]	-	-
Drivehead Thrust Bearing [años]	36	32
Drivehead Main Shaft torque loading [%]	49	50

Fuente: VERSION 1 MEMO PCP POZO A [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: José Yepes, 2014.

4.5 ELECTRICAL SUBMERSIBLE PROGRESSIVE CAVITY PUMP (ESPCP)

A grandes rasgos el proceso de dimensionamiento de este sistema guarda las mismas características que para ESP entre las cuales se destaca la utilización del paquete disponible para esta aplicación del software AutographPC™, a excepción de la mayor capacidad de manejo del torque requerida en los sellos como en el eje flexible (*flex shaft*) y lo referido a la bomba y caja reductora (*GRU*).

4.5.1 Bomba

Debe reunir las siguientes especificaciones:

- ✓ Eficiencia volumétrica: entre 60 y 80%.
- ✓ Carga en presión: menor al 90%.
- ✓ Torque: ≤ 1350 [lbf*ft] si se utiliza GRU serie 538.

4.5.2 Gear Reducer Unit – GRU

Tiene la misma serie del motor (diámetro externo) y según la velocidad de operación requerida es posible tener estas tasas de reducción:

✓ Reducción 9:1

@ 60 [Hz]: 3500 [rpm] entrada → 389 [rpm] salida.

@ 50 [Hz]: 2917 [rpm] entrada → 324 [rpm] salida.

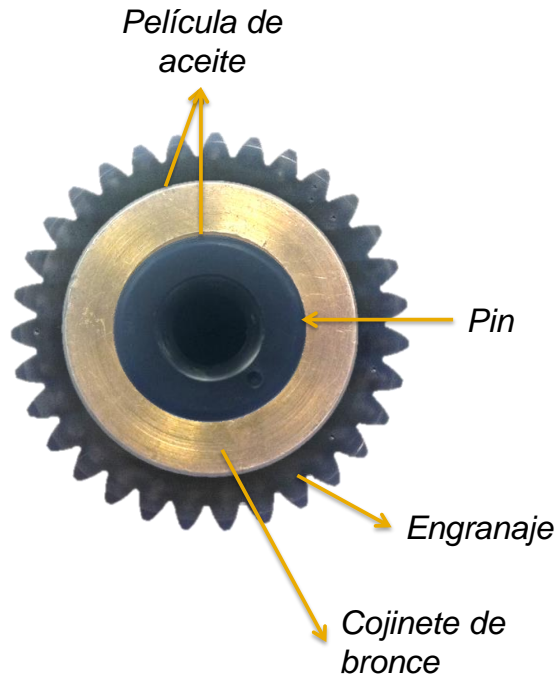
✓ Reducción 11:5:1

@ 60 [Hz]: 3500 [rpm] entrada → 304 [rpm] salida.

@ 50 [Hz]: 2917 [rpm] entrada → 254 [rpm] salida.

Uno de los componentes estándar de este dispositivo son los bujes de bronce que soportan los esfuerzos sobre los engranajes planetarios (Figura 32), sin embargo, la experiencia en campo ha requerido sustituirlos por cojinetes tipo rodamiento de agujas (Figura 33).

Figura 32. Engranaje planetario con cojinete de bronce



Fuente: GRU – How it Works? [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Jesús Prada, 2014 (modificado por los autores).

Figura 33. Conjunto completo de engranaje planetario con rodamiento de agujas



Fuente: TDR POZO B #8 [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Jesús Prada, 2014.

4.5.3 Propuesta de dimensionamiento en ESPCP para el pozo A

Con el objetivo de crear un mismo nivel de referencia para la estimación del consumo de energía, se consideró la misma pieza seleccionada para el sistema PCP, obteniendo los siguientes resultados Tabla 14:

- ✓ Se simuló la bomba NTZ400*240DT66 (3,480 [psi] – 4.1 [BFPD/rpm]; O.D: 4.0 [in]) con una bomba equivalente Baker Hughes 4.5-D-2600 (4.5 [BFPD/rpm], OD 4.0 [in] y 2600 [psi]).
- ✓ El sistema ESPCP con esta bomba PCP de mayor desplazamiento tiene bajas [rpm] y torque de 900 [lbf*ft] aproximadamente.
- ✓ Para condiciones iniciales la eficiencia de la bomba es 60%, la frecuencia es 139 [rpm], carga en presión 48% y el torque del sistema sería 849 [lbf*ft].
- ✓ Para condiciones finales la eficiencia es del 62%, la frecuencia es 149 [rpm], carga en presión 50% y el torque 827 [lbf*ft].
- ✓ La profundidad propuesta del *flex shaft* es 4,422 [ft – MD], donde se tiene un DLS de 0.16 [°/100 ft] y el ángulo de inclinación de 0.6 [°]. El fondo del equipo queda a 20 pies del tope de perforados.

4.6 ELECTRICAL SUBMERSIBLE PROGRESSIVE CAVITY PUMP WITH PERMANENT MAGNET MOTOR (ESPMP-PMM)

A pesar de poseer un motor diferente al del sistema ESPCP conserva los fundamentos básicos para el dimensionamiento y selección de los equipos, soportado en el módulo del software PC-PUMP® para el accionamiento en subsuelo de la bomba de cavidades progresivas.

4.6.1 Motor

Con base en el requerimiento de potencia, se propuso un motor con las siguientes propiedades: 48 [HP]; 1,025 [V] y 27 [A] que opera hasta 500 [rpm] para accionar la bomba PCP sin la instalación de una caja reductora.

Tabla 14. Propuesta ESPCP

DESCRIPCION DEL EQUIPO A INSTALAR							
BOMBA	Bomba Netzsch 400*240DT66 (4.15 BFPD/RPM, OD 4 pulg, 3480 psi)			CAPILAR	Si		
SELLO / PROTECTOR	513 / GST3 4B LS / CENTRspec			PACKER & SSSV	No		
MOTOR	562 / MSP1-250 / 168hp 2295V 44A / CENTRILIFT			CHAQUETA	No		
SENSOR	Centinel 3			DISPONIBILIDAD			
VSD (KVA)	GCS	200	Instalado				
DATOS COMPLEMENTARIO							
Asentamiento Bomba (ft-TVD)				4126			
Asentamiento Bomba (ft-MD)				4422			
Longitud del equipo (ft)				77.97			
Cable No. (AWG) [#1 si >70 A]				Plano - AWG 6			
Tubing OD (in)				2 7/8"			
Casing OD & Weight @ intake depth (in-ppf)				7" 26 ppf			
Clearance (in)				.2 in			
PARAMETRO	Actual	@ 15 Meses	UNIDADES				
Indice de Productividad	1.28	1.22	BFPD/psi				
Presión estática a PMP	469	468	psi				
DrawDown Calculado	266	301	psi				
Producción Estimada Fluido	341	367	BFPD				
Corte de Agua	77	80	%				
Producción Estimada de Aceite Neto	78	73	BOPD				
Presión en Cabeza de Pozo	120	120	psi				
Frecuencia de Operación	28.4	30.1	Hz				
TDH	4,082	4,174	ft				
Sumergencia	310	217	ft-TVD				
Tensión en las Terminales del Motor	864	916	V				
Corriente del Motor	18.80	18.81	A				
% Carga del motor por corriente	43%	43%	A de Operación / A Nominal				
% Carga del Motor por potencia	29.4	29.1	hp de Operación / hp Nominal				
Temperatura del motor	166.8	167.1	°F				
Temperatura Máxima que soporta el motor	350	350	°F				
Velocidad del fluido a través del motor	0.758	0.858	ft/s				
Consumo del Variador	30	32	KVA				
% Carga del Variador	15%	16%	KVA de Operación/KVA Nominal				
Consumo del sistema ESP	22.8	23.9	kWh				
Costo de la Energía	1,892	1,984	USD/mes				
CARGAS DE EJES							
% Carga en la Zapata del Sello/Protector		60.29	62.06	hp Operación eje / hp max.eje			
% Bomba con eje H6		0.0	0.0	hp Operación eje / hp max.eje			
% Sello/Protector		55.7	55.3	hp Operación eje / hp max.eje			
% Motor		5.15	5.11	hp Operación eje / hp max. eje			
GAS	GOR (scf/STB)	150	PIP	142.7	107.0	psi	
	Presion de Burbuja (psi)	150	Gas en Bomba	12.03	13.74	%	
Condiciones de arranque:		<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Tiempo estimado de flujo (minutos)</i>	<i>Caudal estimado (BFPD)</i>	<i>DD (psi) @ Arranque</i>	<i>Potencia eléctrica SUT (V)</i>	<i>Corriente SUT (A)</i>
		30	99	367	287	979	18.81
LIMITES DE RANGOS							
Condiciones	Tasa mínima*:	Limitada por:			Tasa máxima*:	Limitada por:	
Iniciales	367	Frecuencia mínima @ 30 Hz y baja sumergencia			390	Sumergencia mínima 200 pies	
Finales	367	Frecuencia mínima @ 30 Hz			367	Sumergencia mínima 200 pies	

Fuente: MEMO POZO A #02 (ESPCP) [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: John Chira, 2014.

4.6.2 Propuesta de dimensionamiento en ESPCP-PMM para el pozo A

Tabla 15. Propuesta ESPCP-PMM

DESCRIPCION DEL EQUIPO A INSTALAR							
BOMBA	PCP NETZSCH NTZ-350*240ST20		INTAKE	Eje Flexible para bombas de cavidades progresivas			
SELLO / PROTECTOR	Motor seal, ESP B PB92 BSB HL HS MTC - Motor seal, ESP B PB102/5A LSBSB HL MTC HT		CAPILAR	No			
MOTOR	2VEDBK35-117/0,5 B5 - Motor, PCP B 456 PL200P 48HP 1025V 27A 20R S MTC HT		CHAQUETA	No			
SENSOR	Sensor, ESP 5 channel i5 HT w/400 Series System PAW-0867 CS		COSTO EQUIPO				
VSD	Borets-VD105-2121. 105 kw - 150 KVA - Filter 103 Amp	Por instalar	DISPONIBILIDAD				
DATOS COMPLETAMIENTO							
Asentamiento Bomba (TVD)		4100					
Asentamiento Bomba (MD)		4397					
Cable No. (#1 si >70 A)		Cable 4					
Tubing		2 7/8" 6.5 #/ft					
Casing a profundidad de intake		7" 26 #/ft					
Clearance (in)		Drift ID 6.151" Max. OD Pump 4.56"					
PARAMETRO	Actual	@ 15 Meses	UNIDADES				
Indice de Productividad	1.28	1.22	BFPD/PSI				
Presión estática a PMP	468	467	PSI				
Producción Estimada Fluido	341	367	BFPD				
Corte de Agua	77%	80%	%				
Producción Estimada de Aceite Neto	78.43	73.40	BOPD				
Presión en Cabeza de Pozo	120	120	PSI				
Frecuencia de Operación	54.38 / 402.59	57.86 / 444.32	HZ/rpm				
TDH	3974	4087	FT				
Sumergencia	388	290	FT - MD				
Tensión en las Terminales del Motor	1025	1025	V				
Corriente del Motor	21.00	22.00	A				
Porcentaje de carga del motor por corriente	78%	81%	%				
Carga del Motor	60.00%	68%	%				
Temperatura del motor	130	130	F				
Velocidad del fluido a través del motor	0.27	0.28	ft/s				
Consumo del Variador	37.24	39.10	KVA				
Carga del Variador	25%	26%	%				
Consumo del sistema ESP	36.00	37.50	Kw				
Costo de la Energía			US\$/M				
CARGAS DE EJES							
Carga en la Zapata del Sello/Protector - TRUSHT CHAMBER	39%	40%	%				
Bomba con eje H6			%				
Sello/Protector			%				
Motor			%				
Condiciones de arranque:	Frecuencia	Caudal estimado	Voltaje SUT	Amperaje SUT			
	53.97	341	1,128				
Tasa mínima*:	278 BFPD	Limitada por:	RPM OPERACIÓN 250 RPM EN EL PMM	Tasa máxima*:	368 BFPD	Limitada por:	RPM OPERACION 450 RPM EN EL PMM

Fuente: MEMO POZO A (ESCP PMM) [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Carlos Rincón, 2014.

- ✓ El proveedor del sistema mantuvo la posición firme de incluir la instalación de una cámara de empuje para proteger el equipo ante los esfuerzos axiales generados por la bomba PCP que en la práctica (seguimiento de estos valores en el sistema ESPCP) se ha comprobado que no ameritan la inclusión de un componente adicional sobre el cual no se tiene certeza de su confiabilidad.
- ✓ No se cuenta con un mecanismo viable para el control del *backspin* debido a que el ofrecimiento presentado se refería a un elemento que no tuvo el desempeño esperado en la operación.
- ✓ Por los motivos anteriores, no se llegó a un acuerdo con la compañía proveedora de los equipos y se tomó la decisión de no probar esta tecnología hasta tanto no se encuentre una solución técnica que abarque una consideración acertada del consumo de energía y la mitigación de la distorsión armónica generada.

4.7 COMPARACIÓN DE LAS PROPUESTAS DE DIMENSIONAMIENTO EN LOS ALS APLICADOS EN CAMPO

Para facilitar la visualización de los parámetros más importantes en la operación de los sistemas de levantamiento artificial relacionados a lo largo de este capítulo y especialmente evaluar la viabilidad técnica de la aplicación ESPCP-PMM, se construyeron las Tablas 16 y 17 en donde se resumen los cálculos obtenidos para las condiciones iniciales y finales respectivamente.

Y de estos resultados se puede resaltar que:

- ✓ Teóricamente se estima que el consumo de energía del equipo ESPCP-PMM NO es menor que el del sistema ESPCP con motor de inducción y caja reductora.
- ✓ Pese a que en PCP se tienen pérdidas de energía por la eficiencia del juego de correas y poleas o engranajes del cabezal de superficie y el rozamiento entre

tubería-varilla (Figura 34) teóricamente arrojó el menor consumo de potencia al mismo nivel de referencia de la comparación.

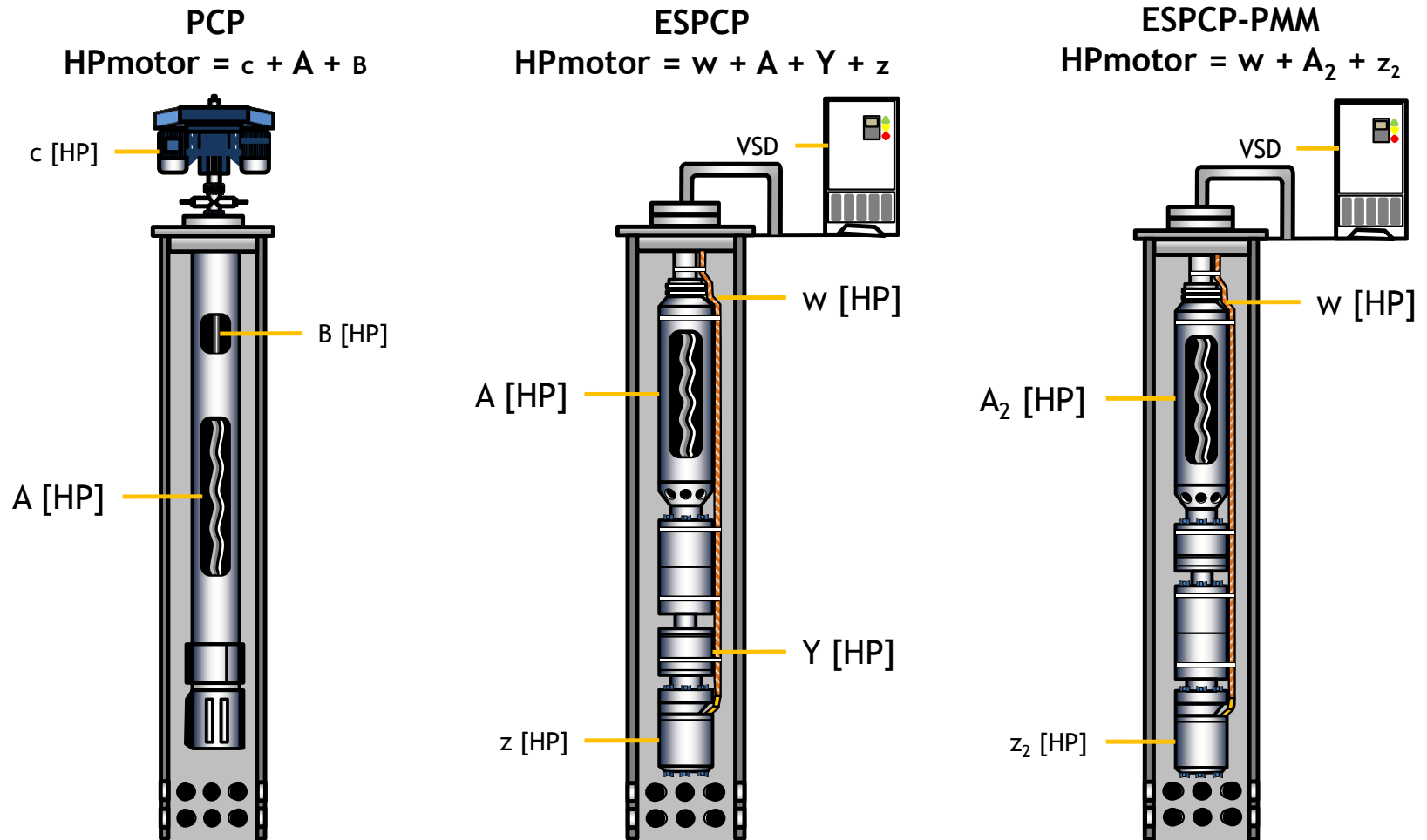
Tabla 16. Comparación de ALS para el pozo A en condiciones iniciales

	BP	ESP - Ideal	ESP	PCP	ESPCP	ESPCP-PMM
Parámetros de diseño						
Índice de Productividad [BFPD/psi]	1.28					
Presión estática [psi]	469 @ 4,573 [ft - MD]					
Caudal [BFPD]	341					
Presión en Cabeza [psi]	120					
Bomba	2 1/4"	Flex10 SXD	Flex17.5 SXD	4.1 [BFPD/rpm/día]	4.1 [BFPD/rpm/día]	0.6 [BFPD/rpm/día]
Asentamiento de la bomba [ft - MD]	4,430	4,433	4,430	4,429	4,422	4,397
Condiciones de Operación						
Frecuencia [Hz]	60	53.3	50.8	30	28.4	54.4
Velocidad [spm] ; [rpm]	4.45	3,107	2,957	142	139	403
Torque [lb*ft]	N/A	669	1,172	720	849	305
Eficiencia de la bomba [%]	80	40	25	69	60	89
Potencia del motor [HP]	100	63	105	50	168	48
Corriente (Operación) [A]	52.4	12.2	22.5	40.1	18.8	21
Carga de motor en A [%]	44.4	61	63	84	43	78
Temperatura del motor [°F]	100	188	195	100	167	130
Consumo en el variador [KVA]	39.6	32	55	15.9	30	37

Tabla 17. Comparación de ALS para el pozo A en condiciones finales

	BP	ESP - Ideal	ESP	PCP	ESPCP	ESPCP-PMM
Parámetros de diseño						
Indice de Productividad [BFPD/psi]	1.22					
Presión estática [psi]	468 @ 4,573 [ft - MD]					
Caudal [BFPD]	367					
Presión en Cabeza [psi]	120					
Bomba	2 1/4"	Flex10 SXD	Flex17.5 SXD	4.1 [BFPD/rpm/día]	4.1 [BFPD/rpm/día]	0.6 [BFPD/rpm/día]
Asentamiento de la bomba [ft - MD]	4,430	4,433	4,430	4,429	4,422	4,397
Condiciones de Operación						
Frecuencia [Hz]	60	52.5	51.4	32	30.1	57.9
Velocidad [spm] ; [rpm]	4.74	3,060	2,992	154	149	444
Torque [lb*ft]	N/A	679	1,158	736	827	312
Eficiencia de la bomba [%]	80	40	25	70	62	89
Potencia del motor [HP]	100	63	105	50	168	48
Corriente (Operación) [A]	53.8	12.0	23.73	41.1	18.8	22
Carga de motor en A [%]	45.6	60	66	86	43	81
Temperatura del motor [°F]	100	185	197	100	167	130
Consumo en el variador [KVA]	40.4	31	59	17.6	32	38

Figura 34. Análisis de las pérdidas de energía en los ALS



5. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS DIMENSIONAMIENTOS PROPUESTOS PARA EL POZO A

La evaluación económica del proyecto se realizó considerando principalmente los siguientes indicadores: Valor Presente Neto (VPN), la relación beneficio-costo, *Payback Time* y el flujo de caja calculado al cierre del año 2014. Estos indicadores se obtienen del procedimiento técnico y cuantitativo que se le realiza al flujo de caja del proyecto.

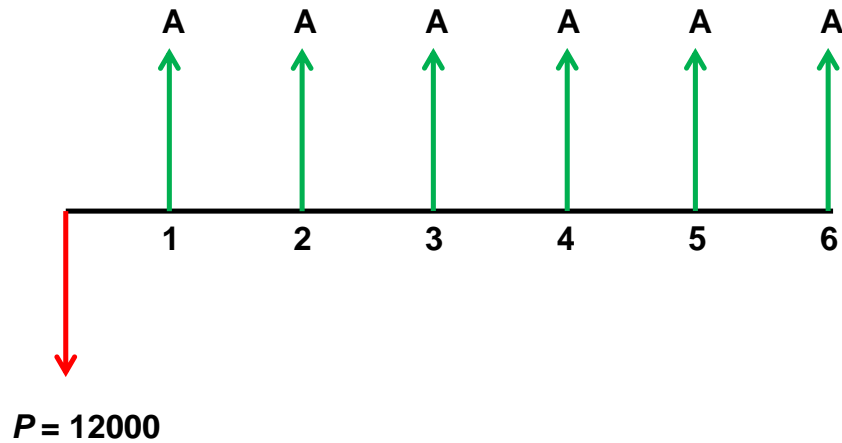
5.1. INDICADORES ECONÓMICOS

5.1.1. Diagrama de flujo de caja

Esta herramienta se representa como una línea horizontal en donde el inicio se considera en el extremo izquierdo y el final en el borde derecho. El dinero es simbolizado con flechas hacia arriba y abajo. Si están ubicadas hacia arriba siempre indicaran ganancia, ahorro, beneficio, ingreso; por otro lado, las que apunten hacia la dirección contraria serán las inversiones, gasto, desembolso, pérdida, costo, entre otros.⁴⁰

⁴⁰ BACA, Gabriel. Fundamentos de ingeniería económica. 4 ed. Bogotá D.C. McGraw-Hill, 2007. p. 13.

Figura 35. Diagrama de flujo de caja



Fuente: BACA, Gabriel. Fundamentos de ingeniería económica. 4 ed. Bogotá D.C. McGraw-Hill, 2007. p. 13 (modificado por los autores).

La ecuación que representa el flujo de efectivo durante un proyecto de inversión es:⁴¹

$$FDC = In - En - Dep \quad (\text{Ecuación 8})$$

En donde:

FDC : flujo de caja.

In : ingresos.

En : egresos.

Dep : depreciación.

⁴¹ CABEZA, Janice y PUELLO Sandra. "Evaluación técnico-económica del resultado de las estimaciones realizadas en el desarrollo del activo Llanito de Ecopetrol S.A". Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2011. p. 209.

5.1.2. Valor presente neto (VPN)

Este indicador permite traer del futuro al presente cantidades monetarias a su valor equivalente, es decir que todos los ingresos y egresos futuros se transforman a la moneda de hoy. “En términos formales de evaluación económica, cuando se trasladan cantidades del presente al futuro se dice que se utiliza una tasa de interés, pero cuando se trasladan cantidades del futuro al presente, como en el cálculo del VPN, se dice que se utiliza una *tasa de descuento*; por ello, a los flujos de efectivo ya trasladados al presente se les llama *flujos descontados*”.⁴²

$$VPN = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n} \quad (\text{Ecuación 9})$$

En donde:

FNE_n : flujo neto de efectivo del año n , que corresponde a la ganancia neta después de impuestos en el año n .

P : inversión inicial en el año cero.

i : tasa de referencia que corresponde a la tasa mínima aceptable de rendimiento.

Por lo anterior, los criterios para tomar una decisión con el VPN son:

- ✓ Si $VPN > 0$, es conveniente aceptar la inversión, ya que se estaría ganando más del rendimiento solicitado.

⁴² BACA. Op. cit., p. 89.

- ✓ Si $VPN < 0$, se debe rechazar la inversión porque no se estaría ganando el rendimiento mínimo solicitado.
- ✓ Si $VPN = 0$, se dice que el proyecto es indiferente.

5.1.3. Tasa interna de retorno (TIR)

También llamada tasa interna de rendimiento, es la tasa de descuento que hace que el valor presente neto (VPN) sea igual a cero. Por lo tanto se puede calcular utilizando la ecuación anteriormente mencionada de la siguiente manera:

$$VPN = 0 = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n} \quad (\text{Ecuación 10})$$

Al igualar el VPN a cero, la única incógnita que queda es la i . Por lo tanto esta tasa se obtiene por iteración o de manera gráfica.

5.1.4. Payback Time

Es el tiempo en el cual se consigue recuperar el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, o en otras palabras es el tiempo necesario para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial. La ecuación que permite calcular el tiempo de recuperación de la inversión es la siguiente:

$$Payback = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Flujo de efectivo anual}} \quad (\text{Ecuación 11})$$

5.1.5. Relación beneficio-costo

Es la relación del valor presente neto de los ingresos con respecto al valor presente de los egresos. Este indicador se puede determinar utilizando la siguiente expresión:

$$RBC = \frac{VPN_{IN}}{VPN_{EG}} \quad (\text{Ecuación 12})$$

En otras palabras es la relación entre el total de dinero que se espera obtener con la ejecución del proyecto y el total de dinero que se requiere invertir en el mismo.

5.1.6. Límite económico

El límite económico sencillamente “es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos en su explotación”.⁴³

5.2. RESULTADOS

Los parámetros que se tuvieron en cuenta en el planteamiento de la evaluación económica para las propuestas de dimensionamiento en los sistemas de levantamiento artificial contemplados durante el desarrollo de este proyecto, se encuentran en la Tabla 18.

⁴³ LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE MÉXICO [documento electrónico]. Pemex. 2011. p. 106.

Tabla 18. Condiciones de la evaluación económica del proyecto

		Parámetros				
		Inversión inicial [USD]	Consumo de energía mensual [USD]		Pronóstico de Average Run Life [días]	Costo de intervención [USD]
			Cond, Iniciales (<15 meses)	Cond, Finales (+15 meses)		
ALS	BP	379,29	1,76	1,79	90	127,91
	ESP	314,89	2,44	2,62	365	272,18
	PCP	260,25	0,7	0,78	120	167,76
	ESPCP	330,14	1,33	1,42	545	287,43
	ESPCP-PMM	263,52	1,64	1,69	545	218,29

*Para las condiciones iniciales se tiene una producción promedio de 341 [BFDP] y para las finales de 367 [BFDP].

✓ **Bombeo Mecánico (BP)**

Representa la mayor inversión inicial con un costo por intervención más bajo que las otras propuestas. Sin embargo, se espera un promedio de tiempo de operación inferior (tres -3- meses) a raíz de la alta producción de arena esperada.

✓ **Bombeo Electrosumergible (ESP)**

Requiere una inversión inicial considerable y debido a la ventaja operativa que implica eliminar el uso de la varilla como por la confiabilidad de sus componentes, la expectativa de *Run Life* sería de un año.

✓ **Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP)**

No se tendría una inversión inicial tal alta y sus costos por intervención escasamente superan a los de Bombeo Mecánico. No obstante, previendo problemas por rotura de varilla o tubería, se le asignó un *Run Life* de cuatro (4) meses.

✓ ESPCP – ESPCP-PMM

Debido a que no es posible utilizar el mismo tipo de bomba para las dos aplicaciones habría una variación en los costos que favorecería al sistema ESPCP-PMM. Y teniendo en cuenta que teóricamente serían las aplicaciones con mejor rendimiento para esta operación, para ambos casos el *Run Life* esperado sería de un año y seis (6) meses.

Y con los cálculos obtenidos se preparó la Tabla 19 que integra una comparación de los métodos evaluados.

Tabla 19. Indicadores económicos para cada ALS

		Indicadores			
		Valor Presente Neto (VPN) [USD]	Relación Beneficio-Costo (RBC) [USD]	<i>Payback Time</i> [meses]	Flujo de caja @ 2014 [USD]
ALS	BP	346,83	1.4	3.0	324,51
	ESP	734,94	2.9	2.0	601,88
	PCP	439,14	1.6	2.0	428,84
	ESPCP	722,75	2.8	2.0	593,81
	ESPCP-PMM	796,53	3.5	3.5	629,05

*Se encontró que el límite económico del proyecto va hasta Diciembre de 2016.

Claramente se puede deducir que la propuesta económica del sistema ESPCP-PMM es la más beneficiosa de las estudiadas, teniendo en cuenta que apenas se toma un mes y medio más para recuperar la inversión inicial (puesto que el consumo de energía teóricamente encontrado no es el más bajo) comparado con

la mejor referencia pero exhibe una amplia ventaja sobre los demás métodos en los indicadores restantes.

6. CONCLUSIONES

- ✓ La posible implementación del sistema ESPCP-PMM con cámara de empuje “*thrust chamber*” constituye un riesgo adicional que aumenta la incertidumbre en la confiabilidad y desempeño de los componentes.

- ✓ La configuración considerada de ESPCP-PMM no cuenta con un mecanismo viable para el control del *backspin* debido a que el ofrecimiento presentado se refería a un elemento que no tuvo el desempeño esperado en la operación.

- ✓ Pese a que en PCP se tienen pérdidas de energía por la eficiencia del juego de correas y poleas o engranajes del cabezal de superficie y el rozamiento entre tubería-varilla, teóricamente obtuvo el menor consumo de potencia al mismo nivel de referencia con el que se hizo la comparación en todos los sistemas de levantamiento artificial aplicados en campo.

- ✓ Según los resultados teóricos, se estima que el consumo de energía del equipo ESPCP-PMM no es menor que el del sistema ESPCP con motor de inducción y caja reductora.

- ✓ Como consecuencia de las inquietudes encontradas durante el análisis técnico de la propuesta del sistema ESPCP-PMM, el beneficio económico identificado no es representativo y por consiguiente se decidió suspender el proceso de aplicación en campo.

7. RECOMENDACIONES

- ✓ Postergar la prueba tecnológica del sistema ESPCP-PMM hasta tanto se identifique una solución satisfactoria a las discrepancias técnicas surgidas durante su análisis.

- ✓ Realizar una evaluación de la precisión del cálculo del consumo de energía que arrojan los software utilizados para el dimensionamiento de los sistemas de levantamiento artificial (SROD™, PC-PUMP® y AutographPC™) en comparación con el consumo real.

BIBLIOGRAFÍA

1. CHACÍN, Nelvy. Descripción de los equipos. En: Bombeo de Cavity Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de Falla y Trouble Shooting. El Tigre, Venezuela. 2003. p. 22-49.
2. CIULLA, Francesco. Consideraciones de Diseño. En: Principios Fundamentales para el Diseño de Sistemas PCP. Weatherford Artificial Lift Systems, 1999. p. 68-119.
3. DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Jahir Gutiérrez, 2014.
4. Diseño de instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico. Venezuela. 2001, vol 1, no. 1.
5. GARZÓN, David. “Implementación de una metodología para la determinación de parámetros de automatización a partir del monitoreo del sistema inyección-producción, en pozos de bombeo mecánico del campo La Cira-Infantas”. Proyecto de grado. Fundación Universidad de América. Bogotá, D. C. 2012.
6. GRU – HOW IT WORKS? [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Jesús Prada, 2014.
7. LABRADOR, Laura Soraya, et al. Implementation of Bottom-Drive Progressive-Cavity Pumps Technology in La Cira-Infantas Oil Field as a Reliable Artificial Lift Method. En: SPE Artificial Lift Conference-Americas. Society of Petroleum Engineers, 2013.

8. LUFKIN Automation SROD™. PREDICTION OF ROD PUMPING SYSTEM PERFORMANCE [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. 2014.
9. Manual de Bombeo Electrosumergible Baker Hughes Centrillift [traducido]. Claremore. 2009, vol. 1, no. 9.
10. MEMO POZO A #02 [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: John Chira, 2014.
11. MEMO POZO A #02 (ESP IDEAL) [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: John Chira, 2014.
12. MEMO POZO A #02 (ESPCP) [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: John Chira, 2014.
13. MEMO POZO A (ESPCP PMM) [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Carlos Rincón, 2014.
14. MONROY, Manuel, et al. Failure Index Reduction Strategy for Artificial Lift Systems in Cira Infantas Field. En: SPE Artificial Lift Conference—Latin America and Caribbean. Society of Petroleum Engineers, 2015.
15. MOTORES DE MAGNETISMO PERMANENTE (PMM) PARA APLICACIONES DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE [documento electrónico]. Borets International LTD Sucursal Colombia. Provisto por: Carlos Rincón, 2014.
16. PARÁMETROS DE OPERACIÓN POZO A #1 (OCT14 – NOV14) [documento electrónico]. Baker Hughes Incorporated. Provisto por: John Alex Chira Oliva, 2014.

17. PARTIDAS, Héctor. Introducción. En: Bombeo Mecánico: Optimización, Diagnóstico y Operación. San Tomé, Edo. Anzoátegui, Venezuela. 2003. p. 2-4.
18. POZO A - IPR DESIGN SHEET [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Ángela Rodríguez, 2014.
19. POZO A - Profile [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: Sandy Garnica, 2014.
20. PROGRESSIVE CAVITY PUMPING SYSTEMS [documento electrónico]. Baker Hughes Incorporated. Disponible en: https://assets.cmp.bh.mxmccloud.com/system/pdfs/pdf/PCP.Kit_low.pdf, 2014.
21. RUBIANO, Edward. Aplicación de sistemas de levantamiento artificial. En: Análisis de comportamiento de pozos con Sistemas de Bombeo Electrosumergible. Schlumberger.
22. RUBIANO, Edward, et al. Run Life Improvement by Implementation of Artificial Lift Systems Failure Classification and Root Cause Failure Classification. En: SPE Artificial Lift Conference—Latin America and Caribbean. Society of Petroleum Engineers, 2015.
23. RUIZ, Adrián y QUINTERO, Nini. “Evaluación técnico – financiera de la implementación de la tecnología AFT (activation flow tool) para la obtención de registro de inyección en los pozos inyectoros del campo la cira infantas”. Proyecto de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2015. p. 16.
24. VERSION 1 MEMO PCP POZO A [documento electrónico]. Occidental de Colombia, LLC. Provisto por: José Luis Yepes, 2014.

25. VILLALBA, María Cristina. “Análisis del desempeño de la válvula reguladora de contrapresión bpr para el manejo de gas en el proceso de extracción de pozos productores con bombeo mecánico del campo la Cira Infantas”. Proyecto de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2014. p. 16.

ANEXOS

ANEXO A. Clasificación RIFTS para ESP y PCP

Tabla 20. Posibles razones del pulling en ESP

<i>Reason for pull: General</i>	<i>Reason for Pull: Specific</i>	Description
Downhole instrumentation Measured/Detected	-High motor winding temperature. -High vibration. -Low motor oil dielectric capacitance. -Unknown	Suspected failure indicated by abnormal downhole instrumentation measurements.
Electrical	-High current. -High voltage. -Low current. -Low impedance/resistance. -Low voltage. -Phase unbalance.	Suspected failure indicated by abnormal electrical measurements or eventos (e.g. relay tripping, blown, fuses, etc).
Flow	-Low flow to surface. -No flow to surface. -Unknown	Suspected failure indicated by abnormal flow rate measurements.
Maintenance / Repair	-Casing repair. -Tubing repair. -Sand control repair. -Other downhole equipment repair. -Clean-out.	System pulled to conduct maintenance or repair on the well or on other downhole equipment.
Recompletion	-Change Artificial Lift Method/Resize ESP system. -Converting well. -Change/modify producing zone. -Stimulation. -Other	System pulled to recomplete the well.
Suspend	-Permanent abandonment. -Temporary abandonment. -Shut in.	System pulled due to well being suspended.
Other	-Other. -Economics. -Logging well.	System pulled due to other reasons.
Unknown	-Unknown	Reason for pull is unknown.

Fuente: C-FER TECHNOLOGIES. ESP Failure Nomenclature. ESP-RIFTS JIP Participants. 4ta ed. Edmonton, Canadá. 2009, 4 p.

Tabla 21. Posibles componentes fallados en ESP

System	Component	Subcomponent		
ESP Assembly	ESP Cable	-Main power cable. -Motor lead extension. -Packer penetrator.	-Pigtail. -Pothead connector. -Splices.	-Wellhead penetrator. -Unknown subcomponent.
	ESP Motor	-Base. -Coupling. -Filter. -Head. -Housing.	-Oil. -O-rings. -Rotor bearing. -Rotors. -Shaft.	-Stators. -Thrust bearing. -Unknown subcomponent. -Varnish.
	ESP Pump	-Base/intake. -Coupling. -Diffusers. -Head/discharge. -Housing.	-Impellers. -O-rings. -Screen. -Shaft. -Shaft support bearings.	-Snap rings. -Thrust washers. -Unknown subcomponent.
	ESP Pump Intake*	-Base. -Coupling. -Diffusers. -Discharge ports/screen. -Head. -Housing.	-Impellers. -Inducer section. -Intake ports/screen. -O-rings. -Radial bearings. -Separation section/rotor.	-Shaft. -Shaft support bearings. -Snap-rings. -Thrust washers. -Unknown subcomponent.
	ESP Seal	-Bag chamber. -Base. -Coupling. -Head. -Housing.	-Labyrinth chamber. -Mechanical seals. -Oil. -O-rings. -Relief valves.	-Shaft. -Thrust bearing. -Unknown subcomponent.
	Other ESP System Component	-Downhole sensors. -Shroud.		
	Unknown	-Unknown		

Fuente: C-FER TECHNOLOGIES. ESP Failure Nomenclature. ESP-RIFTS JIP Participants. 4ta ed. Edmonton, Canadá. 2009, 5 p.

Tabla 22. Posibles descriptores de la falla en ESP

Category	Subcomponent		Comments
Electrical	-Failed hypot test. -High impedance/resistance. -Low impedance/resistance.	-Open circuit. -Short circuit. -Phase unbalance.	Failures related to the supply and transmission of electrical power.
External	-Coated-external. -Coated-internal. -Contaminated	-Stuck closed. -Stuck open. -Plugged.	Failures caused by external events or substances, e.g. paraffin, asphaltene, scale, sand, iron sulphide.
Material	-Brittle. -Bum. -Corroded. -Discoloured. -Eroded/Pressure washed.	-Hardened. -Metted. -Overheated. -Swollen. -Worn.	Usually related to the physical characteristics of the material i.e. colour, hardness, finish, etc.
Mechanical	-Bent. -Broken-fractured. -Buckled. -Burst/ruptured. -Collapsed. -Cracked. -Damaged. -Dented. -Disconnected. -Failed pressure test. -Failed vibration test. -Faulty clearance or alignment.	-Leaking. -Loose/spinning. -Low efficiency. -Punctured. -Scratched. -Squashed/flattened. -Stuck. -Tom. -Twisted. -Vibration/rub marks. -Vibration/unbalanced.	Usually the result of force, pressure or torque.
Other	-Maintenance discard. -Missing.	-Other.	
Unknown	-Unknown.		

Fuente: C-FER TECHNOLOGIES. ESP Failure Nomenclature. ESP-RIFTS JIP Participants. 4ta ed. Edmonton, Canadá. 2009, 7 p.

Tabla 23. Posibles causas de falla en ESP

<i>Failure Cause: General</i>	<i>Failure Cause: Especific</i>		Comments
-System design/selection	-Equipment selection. -Equipment selection-materials. -Improper data used in design/selection.	-Equipment selection-pressure capacity. -Equipment selection-volumetric capacity. -System configuration.	-Improper system design/selection, including use of improper data or errors in calculations. -Inadequate pump flow or head capacity, motor power capacity, etc. -Improper equipment selection. -Improper material selection.
-Manufacturing	-Equipment testing. -Fabrication problem.	-Material selection. -Quality control. -Mechanical design.	-Improper mechanical design or selection of parts or components. -Improper fabrication or assembly of parts or components. -Improper equipment testing or quality control.
-Storage and transportation	-Packaging or restraints. -Storage.	-Transportation.	-Improper or inadequate equipment handling during storage or transportation.
-Installation	-System assembly. -Well cleanout. -Installation - ESP field service.	-Installation - field service rig. -Rerun damaged equipment.	-Improper procedures during installation or well preparation. -Improper system assembly, including cable splices and flange connections.
-Operation	-Enhanced recovery method or production strategy. -Inadequate monitoring.	-Operating procedure. -Operation of other wells in field. -Well treatment.	-Improper operating procedures or inadequate monitoring. -Field management practices.
-Reservoir or fluids	-Asphaltene. -Bottomhole temperature. -Free gas. -Sand. -Reservoir failure.	-Scale. -Paraffin. -Water cut. -High inflow. -Low inflow or no inflow.	-Unexpected reservoir conditions, leading to (1) plugging by scale, paraffin asphaltene, sand, etc, or (2) lower/higher productivity, higher productivity, higher GOR or water cut. -Reservoir fracturing, subsidence, etc.
-Completion	-Failure of perforations/liner/openhole. -Failure or improper sand control system.	-Wellbore completion. -Non-ESP downhole failure.	-Failure of the wellbore completion (e.g. casing, tubing, packer, safety valve, liner).
-Other	-Weather/oceanographic. -Natural disaster. -Power disruption/lightning.	-Poor power quality. -Surface equipment failure.	-Weather, war, terrorist attack, etc. -Power supplies issues. -Failure of instrumentation or control.
-Unknown	-Unknown. -Other.		-Failure cause unknown.
-Normal or expected wear and tear	-Normal or expected wear and tear.		-Equipment run-life met or exceeded expectations.

Fuente: C-FER TECHNOLOGIES. ESP Failure Nomenclature. ESP-RIFTS JIP Participants. 4ta ed. Edmonton, Canadá. 2009, 7 p.

Tabla 24. Posibles razones del *pulling* en PCP

<i>Reason for pull: General</i>	<i>Reason for Pull: Specific</i>	Description
Abnormal operating condition	-No flow to surface. -Low flow to surface. -High torque/high current. -Low torque/low current. -Short circuit or low impedance in downhole ES-PCP component. -Other abnormal operating condition detected.	Symptom/evidence of possible failure, as detected by abnormal operating conditions.
Maintenance / Repair of no Artificial Lift System Component	-Casing repair. -Sand control repair. -Well clean-out. -Other downhole equipment. -Repair.	Suspected failures or maintenance requirements of downhole components outside the Artificial Lift System.
Well optimization or recompletion	-Change Artificial Lift System. -Method/Resize Artificial Lift System. -Convert well. -Change/modify producing zone. -Stimulate well. -Other.	System pulled to optimize the Artificial Lift System or recomplete the well.
Suspension of production	-Permanent abandonment. -Temporary abandonment. -Shut in.	System pulled to suspend the well.
Other	-Economics. -Log well. -Well test. -Other	
Unknown	-Unknown	

Fuente: C-FER TECHNOLOGIES. PCP Failure Nomenclature. PCP Run-Life Improvement JIP. 3ra ed. Edmonton, Canadá. 2009, 6 p.

Tabla 25. Posibles causas de falla en PCP

<i>Failure Cause: General</i>	<i>Failure Cause: Especific</i>	<i>Comments</i>	
-System design/selection	-Equipment selection. -Equipment selection-materials. -Improper data used in design/selection. -Other.	-Equipment selection-pressure capacity. -Equipment selection-volumetric capacity. -System configuration.	-Improper system design/selection, including use of improper data or errors in calculations. -Inadequate pump flow or head capacity, motor power capacity, etc. -Improper equipment selection. -Improper material selection.
-Manufacturing	-Fabrication problem.	-Material selection. -Quality control. -Mechanical design. -Other.	-Improper mechanical design or selection of parts or components. -Improper fabrication or assembly of parts or components. -Improper quality control.
-Storage and transportation	-Packaging or restraints. -Storage.	-Transportation. -Other.	-Improper or inadequate equipment handling during storage or transportation.
-Installation	-System assembly. -Well cleanout. -Installation - field service (vendor).	-Installation - field service (rig). -Reran damaged equipment. -Other.	-Improper procedures during installation or well preparation. -Improper system assembly and installation, including space-out procedures.
-Surface equipment	-Surface drive equipment failure (e.g. drivehead or power transmission equipment). -Electrical equipment failure (e.g. VSD or switchboard).	-Surface flow equipment failure (e.g. plugged flowline). -Other.	-System failure resulting from the failure of equipment at surface (outside the PCP or Tubing System boundaries).
-Operation	-Enhanced recovery method or production strategy. -Inadequate monitoring.	-Operating procedure. -Operation of other wells in field. -Well treatment. -Other.	-Improper operating procedures or inadequate monitoring. -Field management practices.
-Reservoir or fluids	-Asphaltene. -Bottomhole temperature. -Free gas. -Sand. -Reservoir failure. -Corrosive fluids.	-Scale. -Paraffin. -Water cut. -High inflow. -Low inflow. -Other.	-Unexpected reservoir conditions, leading to (1) plugging by scale, paraffin asphaltene, sand, etc, or (2) lower/higher productivity, higher GOR or water cut. -Reservoir fracturing, subsidence, etc.
-Completion	-Failure of perforations/liner/openhole. -Failure or improper sand control system.	-Wellbore completion. -Non-PCP or tubing downhole failure (other).	-Failure of the wellbore completion (e.g. casing, tubing, packer, safety valve, liner).
-Other	-Weather/oceanographic. -Natural disaster. -Power disruption/lightning.	-Poor power quality. -Other.	-Weather, war, terrorist attack, etc. -Power supplies issues. -Failure of instrumentation or control.
-Unknown	-Unknown.		-Failure cause unknown.
-Normal or expected wear and tear	-Normal or expected wear and tear.		-Equipment run-life met or exceeded expectations.

Fuente: C-FER TECHNOLOGIES. PCP Failure Nomenclature. PCP Run-Life Improvement JIP. 3ra ed. Edmonton, Canadá. 2009, 14 p.