

**ANÁLISIS TÉCNICO- ECONÓMICO DE ALGUNOS MATERIALES ESPECIALES
UTILIZADOS PARA EL CONTROL DE LA CORROSIÓN EN POZOS
PRODUCTORES CON BOMBEO MECÁNICO APLICADO AL CAMPO LA CIRA-
INFANTAS**

**ANDRÉS FELIPE CORREA BANDA
YESSICA VANESSA ALBA BELEÑO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2017**

**ANÁLISIS TÉCNICO- ECONÓMICO DE ALGUNOS MATERIALES ESPECIALES
UTILIZADOS PARA EL CONTROL DE LA CORROSIÓN EN POZOS
PRODUCTORES CON BOMBEO MECÁNICO APLICADO AL CAMPO LA CIRA-
INFANTAS**

**ANDRÉS FELIPE CORREA BANDA
YESSICA VANESSA ALBA BELEÑO**

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

**Director:
JOHN ALEXANDER LEÓN PABÓN
M.Sc. Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2017**

DEDICATORIA

Dedico éste libro a Dios que iluminó mi camino en todo momento y al señor de los milagros por todos los favores recibidos.

A mi papá quien me ha enseñado a enfrentar cada reto de la vida con valor; a mi madre, que me ha entregado todo con un amor incondicional y a mi hermana que sigue cada paso que doy. Son toda mi vida.

A los grandes amigos que me deja ésta etapa, quienes estuvieron conmigo en los diferentes momentos compartidos y a los profesores que tanto aportaron a mi formación.

A los integrantes del comité académico de la XV Semana Técnica y del capítulo SPWLA CAFE UIS, que se convirtieron como en hermanos.

A las personas que estuvieron pendiente de mí para que todo saliera siempre perfecto, especialmente a mi segunda mamá: Doña Guille.

A Yessica por darme la oportunidad acompañarla en este proyecto

ANDRÉS

DEDICATORIA

Gracias a Dios por permitirme culminar esta etapa de mi vida, a mis padres por su apoyo y amor incondicional, a mis hermanos Juan David y Cindy gracias por su ayuda y complicidad, a mis sobrinos Milagros y Jerónimo por enseñarme algo nuevo cada día, a mi hermoso hijo Andrés Mauricio por ser mi motorcito, mi motivación y mi alegría para seguir adelante cada día. A mi abuelita Emma que la adoro con todo mi corazón mil gracias por ser mi segunda mamá, por preocuparse tanto por mí, a mis tías, tíos, primos, primas y toda mi familia mil gracias por toda su colaboración, Dios los bendiga siempre.

YESSICA

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a todas las personas y entidades que contribuyeron con la realización de este proyecto.

Al Ingeniero John Alexander León Pabón, director del proyecto, por su guía y colaboración.

A los Ingenieros Camilo Córdoba, Daniel Escamilla y Bibiana Ramírez por su interés y apoyo durante todo el proceso.

Al Ingeniero David Alba Rojas por toda su guía, recomendaciones y colaboración hasta el último momento en este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander, por la excelente formación profesional que hemos recibido durante todo este tiempo.

ANDRÉS Y YESSICA

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA - INFANTAS.....	18
1.1. LOCALIZACIÓN DEL CAMPO.....	18
1.2. RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	19
1.3. PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y LOS FLUIDOS	20
2. GENERALIDADES DEL BOMBEO MECÁNICO.....	22
2.1. NOMENCLATURA BOMBAS DE SUBSUELO	23
2.2. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.....	24
2.2.1. Equipos de Subsuelo.	24
2.2.2. Equipos de Superficie.	26
2.3. CICLO DE BOMBEO	28
2.4. CLASIFICACIÓN DE LAS BOMBAS DE SUBSUELO	29
2.4.1. Bombas Insertables.	29
2.4.2. Bombas de Tubería.	30
2.5. SARTA DE VARILLAS	31
2.5.1 Varillas Convencionales.....	31
2.5.2. Varillas Continuas.	34
2.5.3. Varillas Huecas.	35
2.6. TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO	38
2.6.1. Unidades Convencionales - Clase I.	38
2.6.2. Unidades Mark II – Clase II.....	39
2.6.3. Unidades Balanceadas Por Aire – Clase III.	41
2.7. FALLAS EN EL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO.....	43
2.7.1. Tipos de fallas.....	45
2.7.2. Metodología selección de las fallas.	46
2.7.3. Indicadores de fallas.	47
3. CORROSIÓN EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.....	49
3.1. CAUSAS Y PRINCIPIOS DE LA CORROSIÓN.....	50
3.2. TIPO DE CORROSIÓN SEGÚN SUS CAUSAS.....	51
3.3. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN.....	51
3.4. PROCEDIMIENTOS DE PROTECCIÓN PARA LA CORROSIÓN	52
3.4.1. Protección utilizando recubrimientos metálicos.	52
3.4.2. Protección utilizando recubrimientos por electrólisis.....	53
3.4.3. Protección con recubrimiento por inmersión en baño de metal fundido.....	53
3.4.4. Protección con recubrimiento por metalización.....	54
3.4.5. Protección con recubrimiento por cementación.	54
3.4.6. Protección con recubrimiento por chapado.....	54
3.5. INHIBICIÓN QUÍMICA	56
3.5.1. Según el mecanismo de Inhibición.	56
3.5.2. Según la acción Fisicoquímica.....	56

3.5.3. Según las propiedades Electroquímicas	56
3.6. TIPOS DE CORROSIÓN PRESENTES EN EL CAMPO LA CIRA – INFANTAS	57
3.6.1. Corrosión por Dióxido de Carbono - CO ₂	57
3.6.2. Corrosión influenciada Microbiológicamente – MIC.	58
3.6.3. Corrosión por Sulfuro de Hidrógeno - H ₂ S.	62
3.7. MONITOREO DE LA CORROSIÓN EN EQUIPOS DEL CAMPO	62
3.7.1. Inspección Visual de las Tuberías y Varillas.	63
3.7.2. Uso de Cupones.	63
3.7.3. Análisis del Hierro Disuelto en el Agua Producida.	64
3.8. MATERIALES ESPECIALES IMPLEMENTADOS EN el campo la Cira Infantas	64
4. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO	66
4.1. SELECCIÓN DE LOS POZOS fallados por corrosión	66
4.2. análisis técnico.....	66
4.2.1. Cambio de tubería Standard.	67
4.2.2. Cambio de varillas API D.	69
4.2.3. Cambio de Varillas N 97.	71
4.3. Análisis Económico	74
4.3.1. Relación costo- beneficio.	74
4.3.2. Análisis de la Inversión.	75
4.4. ANÁLISIS DE LOS MACROINDUCTORES DE VALOR.....	75
4.5. PROYECCIÓN FINANCIERA	79
5. CONCLUSIONES	83
RECOMENDACIONES	84
BIBLIOGRAFÍA.....	85
ANEXOS	87

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación del campo La Cira Infantas.	18
Figura 2. División del campo La Cira Infantas.	19
Figura 3. Equipos de superficie y subsuelo del Bombeo Mecánico.	25
Figura 4. Ciclo de bombeo.	29
Figura 5. Pin y caja de una varilla.	32
Figura 6. Conexión entre la sarta de varillas.	33
Figura 7. Tipos de cuplas y subcuplas.	33
Figura 8. Varilla continua.	34
Figura 9. Instalación de varilla continua.	36
Figura 10. Varilla Hueca.	36
Figura 11. Partes de una varilla hueca.	37
Figura 12. Geometría y diseño de la unidad convencional.	39
Figura 13. Partes y diseño de la unidad Mark II.	41
Figura 14. Unidad balanceada por aire.	43
Figura 15. Causas de Falla General en el campo La Cira Infantas.	44
Figura 16. Selección de los pozos fallados.	47
Figura 17. Corrosión Uniforme en tuberías.	58
Figura 18. Efecto de agujero de gusano.	59
Figura 19. Formación de la biopelícula.	59
Figura 20. Tubería corroída debido a la presencia de bacterias.	60
Figura 21. Corrosión por H ₂ S.	62
Figura 22. Histórico de fallas y run life pozo CIRA 0334.	68
Figura 23. Histórico de fallas y run life del pozo CIRA 0931.	69
Figura 24. Histórico de fallas y run life del pozo CIRA 2840.	70
Figura 25. Histórico de fallas y run life del pozo CIRA 2581.	71
Figura 26. Histórico de fallas y run life del pozo CIRA 2677.	72
Figura 27. Histórico de fallas y run life del pozo CIRA 2289.	73
Figura 28. Gráfica Run Life materiales especiales.	73
Figura 29. Flujo de caja proyectado 2013- 2018.	80
Figura 30. Histórico de fallas y run life en el pozo CIRA 0711.	87
Figura 31. Histórico de fallas y run life del pozo CIRA 2923.	88
Figura 32. Flujo de caja proyectado CIRA 2289.	92
Figura 33. Flujo de caja proyectado CIRA 2289.	96

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades Petrofísicas del campo La Cira Infantas	21
Tabla 2. Propiedades del yacimiento	21
Tabla 3. Sistemas de levantamiento artificial en el campo La Cira- Infantas y su respectiva producción.	22
Tabla 4. Nomenclatura para las Bombas.	23
Tabla 5. Requerimientos de varilla según su grado.	32
Tabla 6. Características de varilla continua según su diámetro.	35
Tabla 7. Características de los tipos de varilla hueca.	37
Tabla 8. Materiales especiales para tubería.	64
Tabla 9. Materiales especiales para varillas.	65
Tabla 10. Metodología de Selección de pozos fallados.	66
Tabla 11. Fallas por corrosión.	66
Tabla 12. Relación costo beneficio para los nuevos materiales.	74
Tabla 13. Macroinductores económicos.	75
Tabla 14. GIF	76
Tabla 15. EGO	76
Tabla 16. Margen Operativo	78
Tabla 17. Margen Bruto	78
Tabla 18. Margen Neto	79
Tabla 19. Flujo de Caja libre del pozo CIRA 0334	79
Tabla 20. Margen EBITDA	81
Tabla 21. Análisis de los Macroinductores de valor CIRA 2289	89
Tabla 22. GIF CIRA 2289	89
Tabla 23. EGO CIRA 2289	90
Tabla 24. Margen Operativo CIRA 2289	90
Tabla 25. Margen bruto CIRA 2289	90
Tabla 26. Margen Neto CIRA 2289	91
Tabla 27. Flujo de caja libre CIRA 2289	91
Tabla 28. Margen EBITDA CIRA 2289.	92
Tabla 29. Macroinductores de valor CIRA 2840	93
Tabla 30. GIF CIRA 2840	93
Tabla 31. EGO CIRA 2840	94
Tabla 32. Margen operativo CIRA 2840	94
Tabla 33. Margen bruto CIRA 2840	94
Tabla 34. Margen neto CIRA 2840	95
Tabla 35. Flujo de caja libre CIRA 2840	95
Tabla 36. Margen EBITDA CIRA 2840	96

LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1. Índice de Fallas.....	47
Ecuación 2. Índice de Severidad.....	48
Ecuación 3. Índice de Pulling.....	48
Ecuación 4. Relación Costo- Beneficio.....	74
Ecuación 5. ROA.....	75
Ecuación 6. GIF.....	76
Ecuación 7. EGO.....	76
Ecuación 8. Margen Operativo.....	78
Ecuación 9. Margen Bruto.....	78
Ecuación 10. Margen Neto.....	78
Ecuación 11. EBITDA.....	81
Ecuación 12. Margen EBITDA.....	81

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. POZO CIRA 0711	87
Anexo B. POZO CIRA 2923.....	88
Anexo C. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO CIRA2289	89
Anexo D. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO CIRA 2840	93

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS TÉCNICO- ECONÓMICO DE ALGUNOS MATERIALES ESPECIALES UTILIZADOS PARA EL CONTROL DE LA CORROSIÓN EN POZOS PRODUCTORES CON BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO LA CIRA- INFANTAS*

AUTORES: ANDRÉS FELIPE CORREA BANDA; **
YESSICA VANESSA ALBA BELEÑO**

PALABRAS CLAVE: Campo la Cira Infantas, Corrosión, tuberías, varillas, sistemas de levantamiento artificial, bombeo mecánico.

DESCRIPCIÓN:

En el campo de La Cira Infantas los fluidos corrosivos representan la principal causa de falla en la producción de pozos, lo que provoca pérdidas en la integridad física de las tuberías y varillas de producción. En consecuencia, generará un impacto económico debido al mayor mantenimiento del subsuelo y se reflejará en la producción. El uso de algunos materiales especiales cuya característica principal es la prevención y resistencia al proceso corrosivo se implementa para minimizar este problema. Con la implementación de estos materiales el número de fallos disminuye, pero los costos por pie de estos mismos aumentan. Este proyecto de investigación busca realizar un análisis técnico económico de los materiales implementados, evaluar qué materiales funcionan eficientemente sin que esto represente un costo excesivo en el total. Para lograrlo, se describirá el bombeo mecánico, identificando los principales componentes fallidos y su respectivo factor de fallo, aplicando una metodología de selección de fallas que permita conocer los pozos más representativos, luego se hará una Recopilación de los fundamentos de la corrosión que permitirán caracterizar los tipos de corrosión presentes en el campo teniendo en cuenta cañerías y varillas que presenten más fallos y materiales especiales reemplazados para finalmente realizar análisis técnico económico para determinar el mejor ajuste.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: MSc John Alexander León Pabón

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL ECONOMIC ANALYSIS OF SOME SPECIAL MATERIALS TO CONTROL CORROSION IN PRODUCING WELLS WITH MECHANICAL PUMPING IN LA CIRA INFANTAS FIELD.

AUTHORS: ANDRÉS FELIPE CORREA BANDA;
YESSICA VANESSA ALBA BELEÑO**

KEYWORDS: La Cira Infantas Field, corrosion, tubing, rods, artificial lift systems, mechanical pumping.

DESCRIPTION:

In La Cira Infantas field corrosive fluids represent the main cause of failure in producing wells, this causes losses in the physical integrity of the production pipes and rods. Accordingly, it will generate an economic impact due to increased subsoil maintenance and will be reflected in the production. The use of some special materials whose main characteristic is the prevention and resistance to the corrosive process is implemented to minimize this problem. With the implementation of these materials the number of failures decreases, but costs per foot of these same increase. This investigation project seeks to make a technical economic analysis of the implemented materials, to evaluate which materials perform efficiently without this representing an excessive cost in the total. To achieve this, there will be a description of the mechanical pumping, identifying the main failed components and their respective factor of failure, applying a methodology of selection of faults that allows to get to know the most representative wells, then it will be done a compilation of the basics of corrosion that will allow characterize types of corrosion present in the field taking into account pipes and rods that present more failures and replaced special materials to finally carry out economic technical analysis to determine the best setting.

* Bachelor Thesis

** Physical Chemistry Engineering Faculty, Petroleum Engineering School Advisor MSc John Alexander León Pabón

INTRODUCCIÓN

El campo La Cira Infantas es el más antiguo del país, con casi cien años de historia. Actualmente se encuentra operando con inyección de agua como método de recuperación secundaria y produce con sistemas de levantamiento artificial, de los cuales, el setenta y cuatro por ciento son de tipo bombeo mecánico.

La operación en el campo se ve afectada por varias condiciones, que en su mayoría son propias del ambiente, y en muchas ocasiones representan causas de falla en los sistemas obligando a detenerla. Una de estas condiciones es el ambiente corrosivo en los pozos. En el campo en estudio se evidencian problemas relevantes de corrosión que afectan las operaciones y en el caso específico del bombeo mecánico, las tuberías y varillas sufren estas consecuencias.

La presencia de fallas afecta la integridad estructural de varillas y tuberías, y puede tener consecuencias graves que se ven reflejadas en la producción; la pérdida de fluidos y el incremento en los costos de mantenimiento de subsuelo son algunas de ellas. Por esta razón surgen alternativas que permiten mejorar estas condiciones y una de ellas es la implementación de materiales especiales que contribuyan a reducir estas fallas.

En este trabajo se realiza un análisis de los materiales especiales que son utilizados para prevenir y controlar los efectos de corrosión en tuberías y varillas de pozos productores que utilizan bombeo mecánico, teniendo en cuenta las propiedades que ofrecen en la parte técnica y los beneficios que podrían representar en la parte económica.

En el primer capítulo se realiza una descripción de las generalidades del campo, haciendo referencia a su localización, reseña histórica y propiedades del yacimiento y los fluidos. El segundo capítulo brinda orientaciones respecto al sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico, desde su funcionamiento hasta las causas de falla más generales e índices de seguimiento de éstas. En el tercer capítulo se muestra una recopilación de los fundamentos de corrosión y se realiza una caracterización de los tipos de corrosión presentes en el campo La Cira Infantas.

Finalmente, en el último capítulo se realiza el análisis técnico económico de los materiales especiales para el control de la corrosión y se muestran los resultados

obtenidos por medio de éste, con el objetivo de determinar si la inversión fue viable.

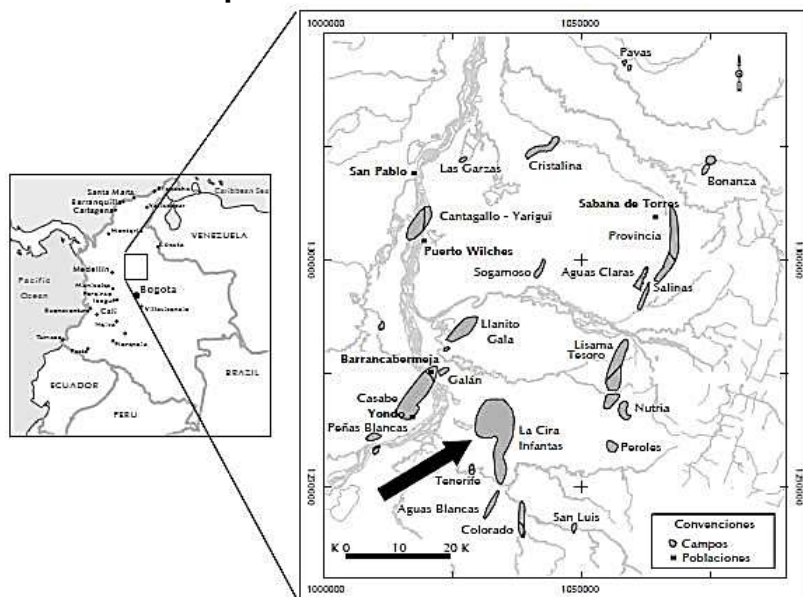
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA - INFANTAS

1.1. LOCALIZACIÓN DEL CAMPO

El campo la Cira Infantas¹ (LCI) está localizado en la sección central de la cuenca del valle medio del magdalena, la cual limita al este con la cordillera oriental, al oeste con la cordillera central, al norte con la población del Banco, Magdalena y al sur con Honda, Tolima.

Se encuentra ubicado a 22 kilómetros del municipio de Barrancabermeja, en el corregimiento El Centro. Actualmente tiene 980 pozos activos en un área de 160 Km² aproximadamente.

Figura 1. Ubicación del campo La Cira Infantas.



Fuente: ECOPETROL S.A

El campo La Cira Infantas se encuentra dividido por bloques como se muestra en la **Figura 2**.

¹ Gutierrez, M. A., Dvorkin, J., & Nur, A. (2000, January 1). Rock-physics Characterization of a Tertiary Fluvial Reservoir, La Cira-Infantas Oil Field (Colombia). Society of Exploration Geophysicists.

Figura 2. División del campo La Cira Infantas.



Fuente: ECOPETROL S.A

1.2. RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

En el año 1916 inició la historia del campo Infantas con la perforación del pozo Infantas-1, más adelante, en diciembre de 1917 fue perforado a una profundidad de 1580 pies el pozo Infantas- 2 considerado como el pozo descubridor del campo y cuya producción fue de 42 barriles de petróleo, toda esta operación a cargo de la empresa Tropical Oil Company (Troco). El incremento en el potencial se hizo notable debido al aumento de la cantidad de pozos perforados en producción, que fueron 17 hacia 1924 y 171 para 1926².

Por otra parte, en el año 1925 el campo La Cira inicia su historia con la perforación del pozo La Cira-58, a cargo de la Tropical Oil Company con colaboración de la Standard Oil, quienes estaban encargadas de la exploración y explotación de ambos campos. El campo La Cira- Infantas alcanzó su máxima producción en el año 1940 con 62000 BOPD.

En agosto 25 de 1951 cuando se firmó la reversión de la concesión de Mares, el manejo de estos campos pasó a la recién creada Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL S.A)³. Después de esto, como consecuencia de la

² ESCORCIA, Hugo. ECOPETROL 60 Años. Bogotá D.C.: Periódico Documento Petroleoenergético, 2011. 6p.

³ BUENO S., R. Historia de los Hidrocarburos en Colombia. Ecopetrol 35 Años. El Espectador, Octubre 11, 1986.

disminución de la producción del campo, se implementaron estrategias de recobro mejorado, inyectando agua hacia el año 1960.

En la década de los noventa⁴, debido a la notable caída en la producción, se hizo evidente que era necesario realizar grandes inversiones para aumentar el factor de recobro incorporando nuevas tecnologías y realizar exploraciones en áreas aledañas. En el caso de La Cira Infantas, es destacable que por cada punto porcentual que aumente el factor de recobro, se adicionan 35 millones de barriles de reservas. Con el fin de suplir esta necesidad, en julio de 2003 ECOPETROL convocó a diversas firmas con reconocida trayectoria y experiencia mundial, seleccionando a Occidental de Colombia para analizar ésta situación y tomar decisiones en conjunto. Se contempló que en ésta alianza ECOPETROL continuaría como operador de las actividades de producción con un 52% de participación.

En la actualidad, como resultado de esta alianza la producción ha aumentado notablemente desde 5.000 BOPD a 40.000 BOPD, con una inyección de agua promedio de 420.000 BWIPD. La proyección de ésta alianza es lograr una producción de 50.000 BOPD⁵, extendiendo la vida del campo, lo cual sería importante para el país, por el aumento de las reservas y producción, y para la región que se beneficiaría de las inversiones que representan mayores oportunidades para la comunidad.

1.3. PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y LOS FLUIDOS

El campo la Cira - Infantas tiene tres zonas productoras “A-B-C” cuyas propiedades se describen a continuación. Ver **TABLA 1**.

⁴ DICKEY, P. A. Development of the La Cira-Infantas Fields, Colombia. IV Simposio Bolivariano Exploración Petrolera de las Cuencas Subandinas. Bogotá, 1991.

⁵ MOLINA A. Plan de recobro para la Cira Infantas ECOPETROL Y OXY se alían para aumentar reservas. Inteligencia Petrolera, Septiembre 16, 2015.

Tabla 1. Propiedades Petrofísicas del campo La Cira Infantas

Parámetros	INFANTAS		LA CIRA		
	B	C	A	B	C
Zona					
Área (acres)	1171	2778	1492	3444	7438
Tope (pies)	900	2390	820	1600	3070
Espesor Neto (pies)	257	290	227	257	290
Porosidad Promedio (%)	21	22	24	21	22
Permeabilidad Promedio (md)	40	95	111	40	95
S _{wi} (%)	45	45	45	45	45

Fuente: ECOPETROL S. A.

El yacimiento se caracteriza por tener un crudo de 22 °API⁶ promedio y posee las siguientes propiedades. Ver **TABLA 2**.

Tabla 2. Propiedades del yacimiento

PROPIEDAD	LA CIRA			INFANTAS	
	A	B	C	B	C
Zona					
T _y (°F)	92	98	105	85	95
P _y (psi)	640	715	1570	500	945
Factor Volumétrico a P _s y P _y (RB/STB)	1067	1075	1,08	0	1
R _s (SCF/STB)	70	93	181	93	200
Gravedad API	18 – 24	20 - 27	16 - 25	25	24 – 28

Fuente: ECOPETROL S. A.

PROPIEDAD	LA CIRA			INFANTAS	
	A	B	C	B	C
Zona					
Viscosidad	58 cps a 100°F	11,4 cps a 98 y 650	19 cps a 105 y 1570	11,4 cps a 98 y 650	5,5 cps
Salinidad (ppm NaCl)	(10 - 15) mil	(15 - 25) mil	(25 - 40) mil	(15 - 25) mil	(20 - 40) mil
Tipo de Crudo	Nafténico			Nafténico – Parafínico	
Mecanismo de Producción	Gas Disuelto			Drenaje Gravitacional Gas Disuelto	

Fuente: ECOPETROL S. A.

⁶ LÓPEZ A, et al. Cuencas sedimentarias en Colombia. Bogotá, Mayo 19 de 2012. 13p.

2. GENERALIDADES DEL BOMBEO MECÁNICO.

Generalmente los pozos de petróleo producen por flujo natural en sus etapas tempranas, pero a medida que la energía del yacimiento se agota es necesario hacer uso de los sistemas de levantamiento artificial, que no son más que una fuente de energía que permite modificar las condiciones de flujo facilitando el movimiento de los fluidos desde el fondo de pozo hasta superficie.

La selección de estos sistemas de levantamiento artificial es de vital importancia y está relacionada con las particularidades que pueda presentar el yacimiento, el pozo o las condiciones propias de cada campo.

En el caso del campo la Cira Infantas, el bombeo mecánico es el sistema de levantamiento más utilizado. En la **TABLA 3** se detalla el número total de pozos de acuerdo a cada sistema presente en el campo, su respectivo porcentaje y su producción diaria.

Tabla 3. Sistemas de levantamiento artificial en el campo La Cira- Infantas y su respectiva producción.

SLA	Número de Pozos Activos	Porcentaje Pozos Activos	Producción diaria [BOPD]
Bombeo Mecánico (BM)	725	74,00	29.160
Electrosumergible (BES)	105	10,70	5.945
Cavidades Progresivas (BCP)	146	14,90	7.410
BES- BCP	4	0,40	184
TOTAL	980	100	43.149

Fuente: ECOPEPETROL S. A.

2.1. NOMENCLATURA BOMBAS DE SUBSUELO

Las bombas de subsuelo poseen una nomenclatura especial basada en el API (instituto americano del petróleo) en la **TABLA 4** se muestra con base en una serie de códigos y letras, la manera de referenciar este tipo de bombas.

Tabla 4. Nomenclatura para las Bombas.

EJEMPLO	XX	XXX	X	X	X	X	X	X	X	X
DESCRIPCIÓN	Diámetro de la tubería conectante o donde se inserta la bomba.	Diámetro del pistón de la bomba.	Tipo de Bomba.	Tipo de pared de barril.	Ubicación del anclaje.	Tipo de anclaje.	Longitud del barril (ft).	Longitud del pistón (ft).	Longitud de la extensión superior (ft).	Longitud de la extensión inferior (ft).
POSIBILIDADES	20: 2-3/8" 25: 2-7/8" 30: 3-1/2"	106: 1-1/16" 150: 1-1/2" 225: 2-1/4" 275: 2-3/4"	R: Bomba Inserta T: Bomba Tubería	X: Delgada	B: Inferior A: Superior	M: mecánico C: copas	Variable	Variable	Variable	Variable

Fuente: BOLLAND Y CIA. S. A. Bombas mecánicas de profundidad. Buenos Aires: Bolland Y Cía. S.A, 2009, versión 2.0, p.17: modificado por el autor.

a) Tipo de bomba

- **R:** Para las bombas insertables o de varilla.
- **T:** Para las bombas de tubería.

b) Tipo de barril de bomba

- **H:** Barril de paredes gruesas y pistón metálico.
- **W:** Barril de paredes delgadas y pistón metálico.
- **S:** Barril de paredes delgadas y pistón suave.
- **P:** Barril de paredes gruesas y pistón suave.

c) Ubicación del anclaje

En la imagen # (ciclo de bombeo) hace referencia a la acción de bombeo en las diferentes ubicaciones en que se puede localizar el mecanismo de asiento, los cuales se identificarán, según el caso, de la siguiente manera:

- **A:** En la parte superior de la bomba.
- **B:** En la parte inferior de la bomba.
- **T:** en la parte inferior de la bomba (barril viajero).

d) Tipo de anclaje

- **C:** asiento de copas.
- **M:** asiento mecánico.

2.2. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.

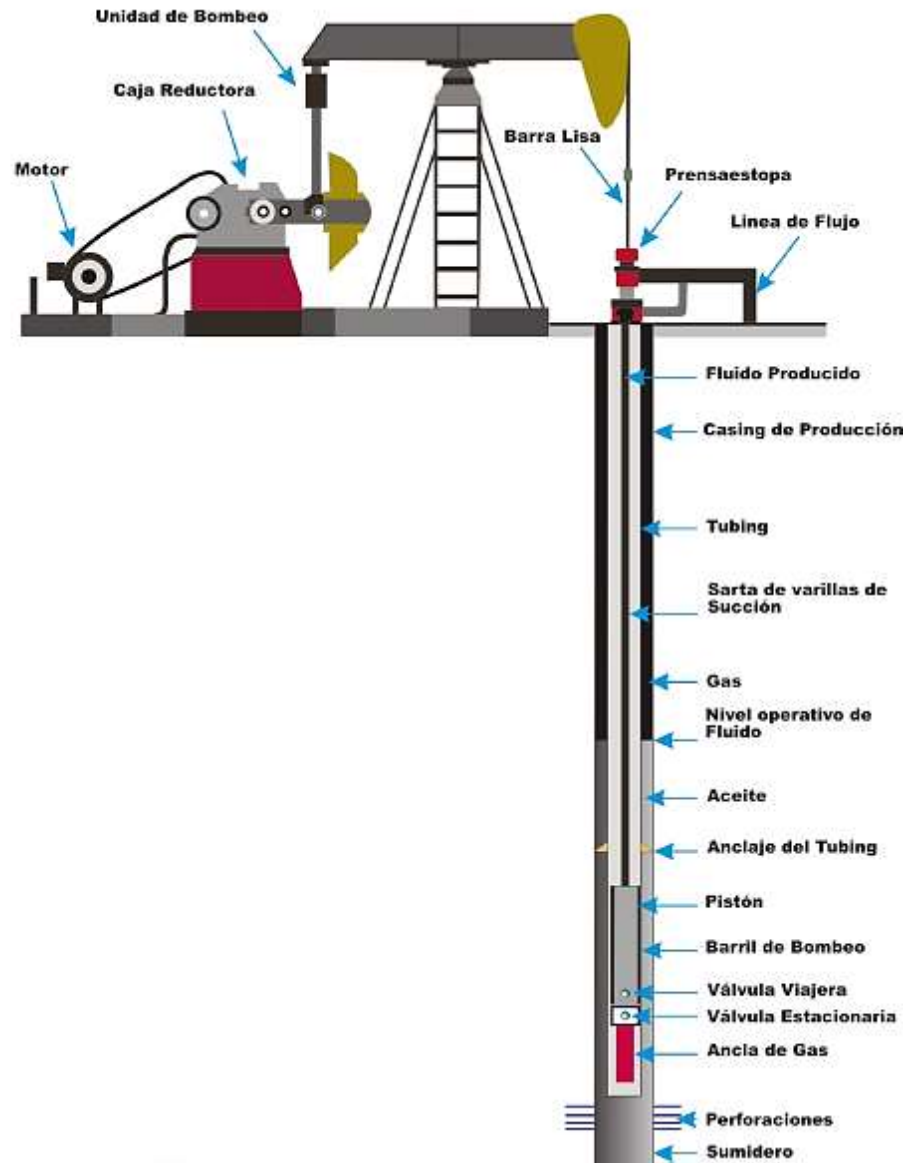
En esta sección se realiza una descripción de los elementos que componen el sistema de levantamiento artificial tipo bombeo mecánico, enfocada sólo a los componentes presentes en el campo La Cira Infantas.

Una unidad de bombeo mecánico puede dividirse de manera global en dos conjuntos: los equipos de subsuelo y los equipos de superficie. Ver en la **FIGURA 3.**

2.2.1. Equipos de Subsuelo.

- **Sarta de varillas:** Provee conexión entre el equipo de superficie y la bomba de subsuelo. Está compuesta por varillas de succión que se disponen dentro de la sarta de tuberías.
- **Bomba pistón:** Es la encargada de recoger el fluido presente en el espacio anular y descargarlo en la sarta de producción para su posterior ascenso a superficie. La bomba está conectada a la sarta de varillas y contiene una válvula de bola (viajera), la cual durante el movimiento ascendente del pistón levanta el líquido que contiene la tubería.

Figura 3. Equipos de superficie y subsuelo del Bombeo Mecánico.



Fuente: Presentación "Selección de sistemas de levantamiento artificial" Curso Métodos de producción.

- **Bomba pistón:** Es la encargada de recoger el fluido presente en el espacio anular y descargarlo en la sarta de producción para su posterior ascenso a superficie. La bomba está conectada a la sarta de varillas y contiene una válvula de bola (viajera), la cual durante el movimiento ascendente del pistón levanta el líquido que contiene la tubería.
- **Barril de bomba:** Es la parte estacionaria de la bomba de subsuelo, en esta se encuentra otra válvula de bola (fija), la cual actúa como válvula de succión para la bomba, y a través de la cual los fluidos del pozo entran al barril de la bomba durante el movimiento ascendente.

2.2.2. Equipos de Superficie.

- **Motor:** Es el encargado de proveer la energía al sistema y puede ser eléctrico o de combustión interna.
- **Manivela, caja de engranaje o caja reductora:** Es la encargada de reducir la alta velocidad de rotación del motor a la velocidad de bombeo requerida, la reducción comúnmente utilizada es 30:1, lo cual significa que la caja de engranaje reduce las revoluciones por minuto (rpm) a la entrada 30 veces, mientras intensifica el torque de entrada 30 veces. La velocidad de la unidad se maneja en strokes por minuto (SPM). Un stroke equivale a una carrera ascendente más una descendente. La velocidad de la unidad es la cantidad de strokes realizados en un minuto.
- **Barra lisa:** Consiste en una barra pulida conectada al balancín con la sarta de varillas, la cual hace sello con la caja de empaques, evitando fluidos del yacimiento dentro del pozo.
- **Cabezal de pozo:** Consta de una prensa-estopa que sella la barra lisa y una pumping three que lleva los fluidos del pozo hacia la línea de flujo. El anular entre el casing y el tubing se conecta usualmente a la línea de flujo, por medio de una válvula cheque.
- **Unidad de bombeo:** Hace referencia al dispositivo mecánico que convierte el movimiento rotatorio de la caja reductora en el movimiento reciprocante requerido para opera la bomba de fondo de pozo. En unidades convencionales el principal elemento es el balancín, el cual trabaja bajo el principio de una palanca mecánica. Es importante tener en cuenta que los componentes de las unidades pueden presentar modificaciones de acuerdo a las condiciones de cada pozo afectando el comportamiento del sistema.

2.3. CICLO DE BOMBEO⁷

a) Movimiento descendente del émbolo cerca del fondo de la carrera.

El fluido se mueve hacia arriba a través de la válvula viajera abierta mientras el peso de la columna del fluido en la tubería de producción está soportado por la válvula fija, la cual en consecuencia está cerrada (si la BHP fluyendo fuera mayor que el peso de la columna del fluido la válvula fija estaría abierta aun cuando el émbolo estuviera cerca del fondo de su carrera y el pozo fluiría o, posiblemente, se pondría en movimiento).

b) Movimiento ascendente del émbolo cerca del fondo de la carrera.

La válvula viajera ahora está cerrada; en consecuencia, la carga debida a la columna del fluido se ha transferido de la tubería de producción a la sarta de varillas. La válvula fija se abre tan pronto como la presión abajo excede la presión de arriba; la posición en la carrera hacia arriba, en la cual ocurre esto, depende del espaciamiento de la bomba, es decir, del volumen incluido entre las válvulas fija y viajera al fondo de la carrera y el porcentaje de gas libre atrapado en el volumen del fluido.

c) Movimiento descendente del émbolo cerca de la parte superior de la carrera.

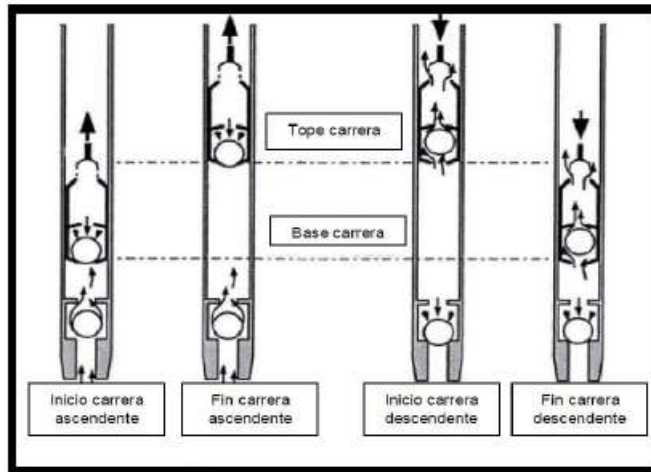
La válvula estacionaria está cerrada por el aumento de presión que resulta de la compresión de los fluidos en el volumen entre las válvulas fija y viajera. La válvula viajera está abierta en la figura mostrada pero el punto de la carrera hacia abajo en el cual se abre depende del porcentaje de gas libre en los fluidos atrapados, ya que la presión debajo de la válvula debe exceder a la presión de arriba (es decir, la presión debida a los fluidos en la tubería de producción arriba del émbolo) antes de que la válvula viajera se abra.

d) Movimiento ascendente del émbolo cerca de la parte superior de la carrera.

Si en el pozo hay producción obtenida con bombeo, la válvula fija debe estar abierta en este tiempo, permitiendo que la formación entregue producción a la tubería de producción. La válvula viajera está cerrada.

⁷ Fuente: NIND, T. E.W; _Fundamentos de producción y Mantenimientos de Pozos Petroleros, Editorial Limusa; Ontario, Canadá, 1987.

Figura 4. Ciclo de bombeo.



Fuente: SVIN OS, John G. Optimización de bombeo mecánico. Bakersfield: Theta Enterprise, Inc, 2005.

2.4. CLASIFICACIÓN DE LAS BOMBAS DE SUBSUELO

Las bombas son clasificadas por la norma API⁸ (Instituto Americano del Petróleo) se dividen en dos grandes grupos: bombas insertables y bombas de tubería.

2.4.1. Bombas Insertables. Este tipo de bombas se bajan y suben del pozo con la sarta de varillas, lo que representa una ventaja ya que se puede realizar con una unidad pequeña. Se ubican dentro de la tubería de producción, por lo cual es necesaria una bomba con diámetro menor al de la tubería. La bomba se fija con ayuda de un anclaje llamado “niple” de asiento, dentro del cual ensambla el anclaje de la bomba.

A su vez este tipo de bombas se dividen en varios tipos, dependiendo de su anclaje: superior o inferior.

- **Bombas insertables con anclaje superior:** Se usan en ambientes donde hay gran presencia de arena, ya que, en caso de decantación, la cantidad de arena acumulada en el niple de asiento será mínima y se evitará un posible atascamiento. No se recomienda para pozos que presenten golpe de fluido ni

⁸ API Production Department, API Bulletin “Sucker rod pumping system design book” API Bulletin MC GHI, 1981.

que estén a grandes profundidades ya que la presión interior durante la carrera descendente es superior a la exterior, creando riesgo de estallido del barril.

- **Bombas insertables con anclaje inferior:** Su uso principal es para pozos que tienen bajo nivel dinámico, ya que favorece la condición de tener el intake de la bomba cerca a la válvula fija⁹. Esto marca una gran diferencia con las bombas insertables con anclaje superior, ya que no tienen problemas a grandes profundidades, gracias a que las presiones dentro y fuera del barril en la carrera descendente son iguales. También se usa en pozos donde esté instalada un ancla de gas.

No se debe usar en pozos que presenten alta presencia de arena, ya que al ubicarse el niple de asiento en la zona inferior, el espacio anular entre la tubería y el barril de la bomba será de fácil acceso para dicha arena, lo cual podría provocar atascamiento, y así eliminar la posibilidad de extraer la bomba a través de la sarta de varillas, generando la necesidad de extraer también la sarta de tubería o el uso de un equipo de Workover.

2.4.2. Bombas de Tubería. Este tipo de bombas se usan principalmente cuando el caudal a manejar es significativamente alto¹⁰. El barril de estas bombas hace parte de la sarta de tubería, mientras que el único componente que va conectado a la sarta de varillas es el pistón. Aquí se utiliza niple de asiento únicamente para sentar la válvula fija, que se baja con ayuda del pistón. El barril de este tipo de bombas es de pared gruesa (TH).

Las bombas de tubería no van por dentro de la tubería de producción, sino que son parte integral de esta y tienen la ventaja de ofrecer una mayor capacidad de bombeo, debido a que su diámetro es mayor. Sin embargo, presentan la desventaja de que, en caso de una falla en la bomba, se hará necesario sacar toda la tubería de producción para recuperarla, lo que ocasiona un elevado costo en las intervenciones al pozo, si se compara con las bombas insertables.

En el campo la Cira-Infantas la tubería más empleada en los pozos productores con sistema de levantamiento artificial Bombeo Mecánico es la standard, esta tubería es usada principalmente para la recuperación de gas y petróleo, inyección de agua, acidificación y fracturamiento en el pozo, entre otras. La tubería de petróleo puede llevar o no revestimiento, cuenta con propiedades muy similares,

⁹ Ibíd. 17p.

¹⁰ BOLLAND Y CIA. S. A. Bombas mecánicas de profundidad. Buenos Aires: Bolland Y Cía. S.A, 2009, versión 2.0.

para proveer altos niveles de calidad en los productos, se garantiza un diámetro constante en el largo total del tubo.

2.5. SARTA DE VARILLAS

Se encarga de comunicar la bomba de subsuelo con la unidad de superficie, y así, transmitir movimiento al pistón para desplazar el fluido. Esta sarta debe ser resistente a todas las fuerzas axiales que interactúan sobre ella, además de fenómenos como la corrosión, fricción y desgaste.

La sarta de varillas se une con la unidad de superficie, a partir de una varilla especial denominada barra lisa. Esta varilla es normalmente de un diámetro mayor al de la sarta de varillas. Posee composición y propiedades especiales, ya que es un punto sobre el cual actúan fuerzas considerables.

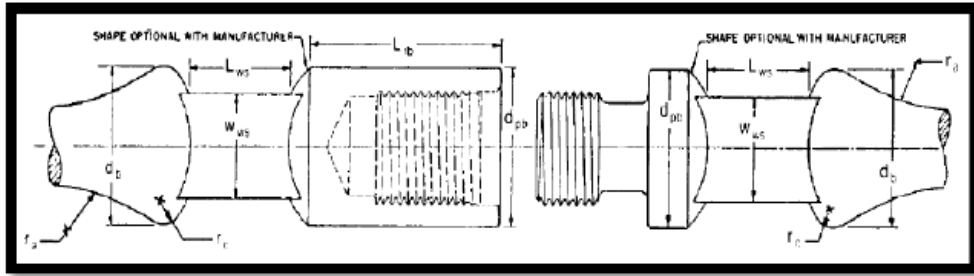
En el campo la Cira-Infantas las varillas más utilizadas son las API-D y las N-97, ya que son las óptimas para cargas moderadas en pozos corrosivos, sirven para bombeo mecánico sus dimensiones oscilan entre 5/8" y 1 1/2", con longitudes de 25 o 30 pies.

Los diferentes tipos de varillas presentes en los pozos, se describen a continuación.

2.5.1 Varillas Convencionales. Son varillas de metal de aproximadamente 25ft. Se unen entre sí para formar la sarta de varillas. El número de estas depende de la profundidad a la cual se desee llegar. Según el API¹¹ (Instituto Americano del Petróleo), la sarta de varillas debe tener las características en el pin y la caja, dependiendo del diámetro. Ver **FIGURA 5**.

¹¹ HERMANSON, Dean. Sucker Rods. En: BRADLEY, Howard B. Petroleum Engineering. 3 ed. Richardson: SPE, 1987.

Figura 5. Pin y caja de una varilla



Fuente: HERMANSON, Dean. Sucker Rods. En: BRADLEY, Howard B. Petroleum Engineering. 3 ed. Richardson: SPE, 1987.

El problema de diseñar una sarta de varillas consiste en cómo determinar la sarta más liviana y la más económica que pueda usarse sin exceder el esfuerzo unitario máximo permisible de las varillas. Este esfuerzo depende de la composición de cada tipo de varilla y del fluido en el cual va a estar sumergida¹². Teniendo en cuenta valores teóricos, se aconseja que dicho esfuerzo este por debajo de los 30000 psi. En la **TABLA 5** se muestra el requerimiento de los diferentes tipos de varillas.

Tabla 5. Requerimientos de varilla según su grado.

Varilla	Requerimiento
API grado D	Cargas moderadas en pozos corrosivos
UHS - Norris	Muy altas cargas en pozos no corrosivos
Hueca	Disminución de fallas
Continua	

Fuente: TENARIS SIDERCA. Asistencia técnica división varillas de bombeo. P.1.

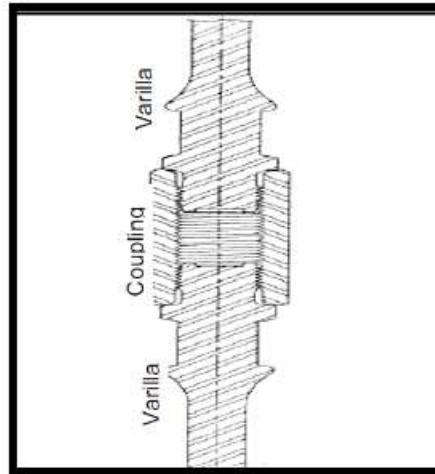
Las varillas se unen entre sí a través de accesorios llamados cuplas, que pueden ser de dos tipos: Slim Hole y Full size¹³, ver **FIGURA 6**.

¹² Ibíd. 3p.

¹³ HERMANSON, Dean. Sucker Rods. En: BRADLEY, Howard B. Petroleum Engineering. 3 ed. Richardson: SPE, 1987.

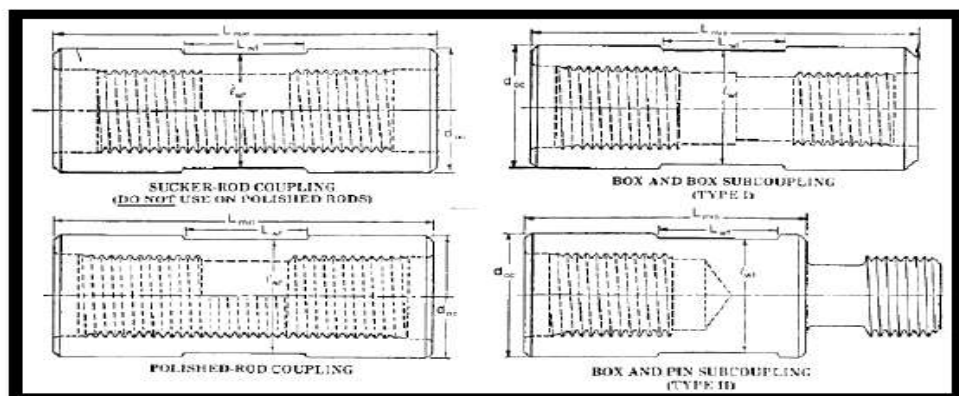
- **Slim Hole:** Tienen un diámetro similar al diámetro nominal del pin de la varilla. También se conoce como cupla “de diámetro reducido”.
- **Full Size:** Su diámetro es mayor al diámetro nominal del pin de la varilla. También se conoce como cupla “de diámetro normal”.

Figura 6. Conexión entre la sarta de varillas.



Fuente: HERMANSON, Dean. Sucker Rods. En: BRADLEY, Howard B. Petroleum Engineering. 3 ed. Richardson: SPE, 1987.

Figura 7. Tipos de cuplas y subcuplas



Fuente: HERMANSON, Dean. Sucker Rods. En: BRADLEY, Howard B. Petroleum Engineering. 3 ed. Richardson: SPE, 1987.

Las cuplas varían según el tipo de varillas que se vayan a unir, por ejemplo, la cupla para unir dos varillas es diferente al que une una varilla con la barra lisa¹⁴. Ver **FIGURA 7**.

2.5.2. Varillas Continuas. Es un tipo de varilla, en el cual la sarta se compone por un cuerpo continuo, la cual está diseñada para bombeo rotatorio y reciprocante en profundidad, pozos con altos caudales, con ambientes ligeramente corrosivos y aún más corrosivos que estén efectivamente inhibidos¹⁵. Se transporta en un carrete especial, como se puede apreciar en la **FIGURA 8**.

Figura 8. Varilla continua



Fuente: Fotografía en el campo la Cira – Infantas.

Las ventajas de este tipo de varillas son¹⁶:

- Al existir pocas conexiones (en esta sarta se hacen a través de soldaduras), se reducen las posibilidades de fallas en estas.

¹⁴ Ibíd.

¹⁵ WEATHERFORD. COROD Continuous rod and Flushbys.2011. 1p.

¹⁶ Ibíd. 2p.

- La sarta es más liviana con respecto a una sarta de varillas convencional, lo cual reduce el peso sobre la unidad de bombeo.
- El espacio anular al ser más grande, contribuye a una disminución de las pérdidas de presión en este lugar.
- Al ser un solo cuerpo, las cargas de contacto se distribuyen de manera equitativa en toda la sarta, por lo cual se reduce el desgaste tanto de la varilla como de la tubería de producción.

En pozos de bombeo mecánico del campo, se ha usado este tipo de varillas para pozos con problemas frecuentes de falla por varilla partida. La tabla 6 muestra las características para los diferentes diámetros de este tipo de varillas. La **FIGURA 9** muestra la instalación de varilla continua.

Tabla 6. Características de varilla continua según su diámetro.

Diámetro	Peso Mínimo (lb/ft)	Área Mínima (in ²)	Torque Máximo (lb-ft)
13/16	1.76	0.518	700
07-ago	2.04	0.601	900
1	2.67	0.785	1300
1 5/32	3.57	1.05	2000

Fuente: WEATHERFORD. COROD SWR High – Strength Continuous Rod. Houston: Weatherford, 2011.

2.5.3. Varillas Huecas. Es un tipo de varilla especial, que como su nombre lo dice es hueca, diferenciándose así de las varillas convencionales¹⁷ (macizas). Esta característica le permite tener un comportamiento especial, ya no como varilla, sino como un “tubo de diámetro pequeño”.

¹⁷TENARIS. PCPRod. Houston: Tenaris, 2009

Figura 9. Instalación de varilla continua.



Fuente: WEATHERFORD. Weatherford Sucker Rods. Houston: Weatherford, 2003 – 2009.

Figura 10. Varilla Hueca



Fuente: TENARIS. PCPRod. Houston: Tenaris, 2009.

Las ventajas de este tipo de varillas son:

- Aumentan la eficacia en la inhibición de corrosión o la acción de cualquier otro diluyente cuando se inyecta a través de la varilla hueca.
- Minimiza fallas prematuras del pin, a raíz de sobre-torque en el mismo.
- Reducen los problemas de maniobra, dado que su instalación no requiere herramientas especiales.

- Su unión tipo “flush” ver figura # minimiza la posibilidad de contacto entre las varillas y la tubería de producción.
- Reduce la velocidad de flujo, y por ende las pérdidas de carga.

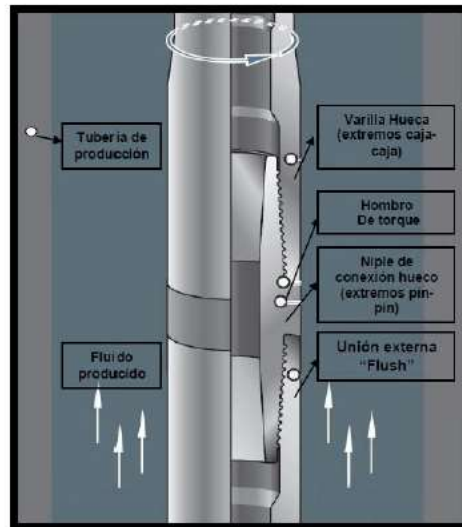
Las características de la varilla hueca según su diámetro, se presentan en la siguiente tabla. Ver **TABLA 7**. En la **FIGURA 11** se pueden observar las partes de una varilla hueca.

Tabla 7. Características de los tipos de varilla hueca.

Tipo	Diámetro Externo (in)	Espesor de la pared (in)	Diámetro del upset (in)	Torque Máximo (lb-ft)
1	1 23/25	0.264		1000
2	1 33/50	0.196	1 24/25	1500
3	1 23/25	0.264	2 9/25	2500

Fuente: TENARIS. PCPRod. Houston: Tenaris, 2009. P.6.

Figura 11. Partes de una varilla hueca.



Fuente: TENARIS. PCPRod. Houston: Tenaris, 2009. P.7.

2.6. TIPOS DE UNIDADES DE BOMBEO

Las unidades de Bombeo según la norma API 11E, pueden tener distintas disposiciones geométricas de sus partes. Usualmente ellas se clasifican de acuerdo con el criterio de si el balancín opera como palanca de doble brazo (clase I) o una palanca de un solo brazo¹⁸ (clase III).

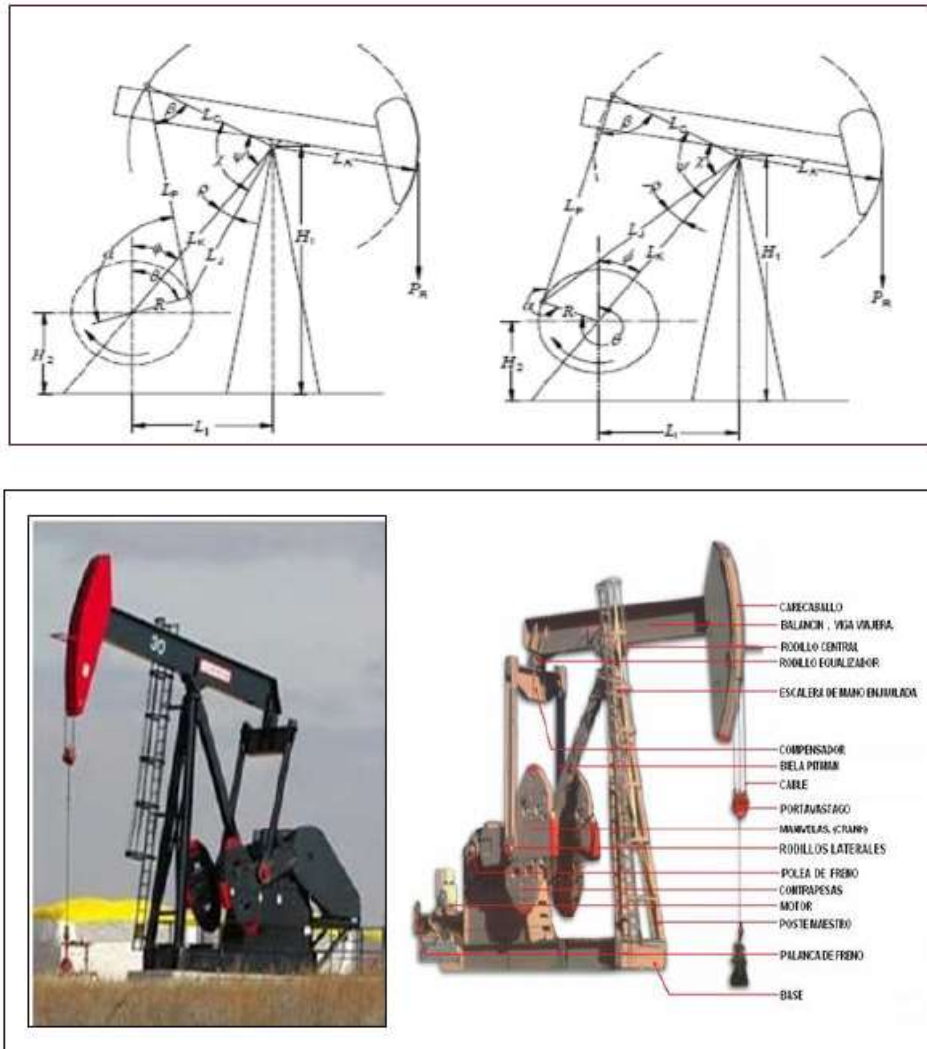
El brazo de la manivela de la unidad de bombeo se puede girar en dos direcciones: en el sentido de las manecillas del reloj (CW) o en el sentido anti horario (CCW).

2.6.1. Unidades Convencionales - Clase I. Son de fácil operación y están basadas en la transmisión del movimiento rotativo del motor por medio de correas a la caja de transmisión, la cual reduce la velocidad a través del sistema de engranajes. Este movimiento angular más lento (conexión biela – manivela), lo convierte en alternativo vertical, que se refleja en el ascenso y descenso de la barra pulida. Estas unidades son balanceadas generalmente en la manivela. La capacidad de la caja de engranaje es de 25 a 912 MLbs-pul, y la longitud de las carreras está entre 12 y 192 pulgadas. Una representación esquemática se puede apreciar en la **FIGURA 12** en la cual se pueden encontrar características básicas de la unidad de bombeo. En el balancín actúa como una palanca de doble brazo, siendo impulsada desde su extremo superior e impulsa la sarta de varillas en su extremo frontal (Clase I), también es llamada sistema de palancas “empuje ascendente”. En el campo la Cira – Infantas hay unidades convencionales de todos los tamaños.

- a. Cuando el balancín queda en posición horizontal, el cojinete nivelador y el árbol del cigüeñal quedan aproximadamente sobre la misma línea del cigüeñal.
- b. Las contrapesas quedan ubicadas sobre el extremo posterior del balancín (unidades balanceadas en el balancín) o sobre el brazo de la manivela (unidades balanceadas en la manivela).
- c. La unidad puede impulsarse en ambas direcciones.

¹⁸ PEÑA DUARTE Cristian David. Estudio técnico financiero para la implementación de unidades de bombeo mecánico no convencionales en el campo La Cira Infantas. Bucaramanga, 2014. 46p.

Figura 12. Geometría y diseño de la unidad convencional.



Fuente: PARTIDAS Héctor. Bombeo Mecánico Optimización, Diagnóstico y Operación. International Workshop, ESP Oil International Training Group. Venezuela, Noviembre 2003.

2.6.2. Unidades Mark II – Clase II. Estas unidades son las más utilizadas en el campo la Cira – Infantas. Son las más eficientes. Por cuestiones de diseño, únicamente pueden girar en sentido anti horario y no pueden exceder velocidades de 8 SPM (strokes por minuto).

Otro aspecto relevante de su diseño es su mayor velocidad durante la carrera descendente. Las contrapesas se ubican en una manivela de doble brazos separados, que se encuentran de forma opuesta a la manivela donde se ubican los pines, formando un ángulo de desfase entre 19° y 28° . Dicho desfase genera

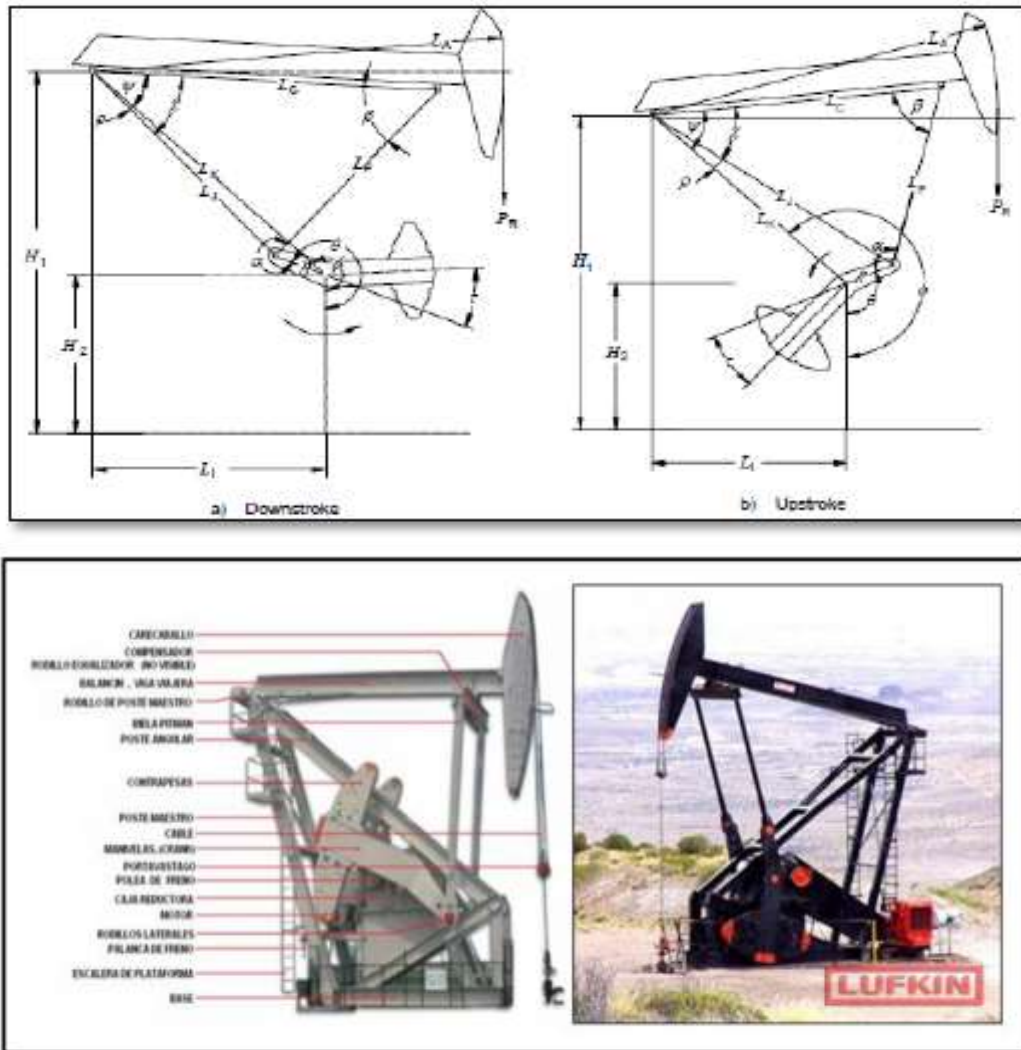
un atraso del torque de las pesas, con respecto a la carga de los fluidos en el inicio de la carrera ascendente, y que por el contrario, se adelanta al inicio de la carrera descendente¹⁹. Esto además de aumentar la velocidad en la carrera descendente “garantiza una variación más uniforme del torque neto durante todo el ciclo completo de bombeo”. Ver **FIGURA 13**.

En cuanto al aspecto de seguridad, un factor que se debe tener muy en cuenta al momento de hacer trabajos cerca de la unidad, es su condición de tener una manivela en dos secciones, lo cual genera que dicha manivela en un stroke pase dos veces por el mismo lugar. En el campo la Cira – Infantas, las unidades Mark II van desde las M-912-427-192, hasta unidades mucho más pequeñas. Sus principales características básicas son:

- a. Utiliza un sistema de palancas (empuje ascendente).
- b. El cojinete nivelador (chumacera de centro) está localizado sobre el balancín muy cerca del cabezal del balancín, haciendo que la dimensión L_c sea superior que la de L_i . Esta es la única característica de las unidades Mark II que mejora el funcionamiento disminuyendo las velocidades a diferencia de las geometrías anteriores.
- c. Las contrapesas de rotación están colocadas sobre un brazo de equilibrio separado, que está dirigido hacia el costado opuesto del brazo de la manivela y que tiene una fase dada por un ángulo (aproximadamente 24°). Esta característica exclusiva, garantiza una variación más uniforme dl torque neto durante todo el ciclo completo de bombeo.
- d. Esta es una unidad de bombeo unidireccional (unitorque), que siempre debe ser impulsada hacia una dirección específica.

¹⁹ Ibíd. 44p.

Figura 13. Partes y diseño de la unidad Mark II.



Fuente: PARTIDAS Héctor. Bombeo Mecánico Optimización, Diagnóstico y Operación. International Workshop, ESP Oil International Training Group. Venezuela, Noviembre 2003.

2.6.3. Unidades Balanceadas Por Aire – Clase III. El diseño compacto y liviano relativamente de la unidad la hace conveniente para todo tipo de instalaciones, incluyendo instalaciones de plataforma y para unidades móviles de ensayos montadas sobre remolques. Un compresor de aire suministrado con la unidad, provee la presión de aire necesaria de contrabalanceo. En las unidades impulsadas por motores a gas el compresor está impulsado por una correa accionada por un embrague neumático. El compresor funciona solamente cuando

el sistema necesita aire²⁰. En las unidades impulsadas por motor eléctrico, el compresor es accionado por un motor separado controlado por un regulador, ajustable de presión. Ver **FIGURA 14**.

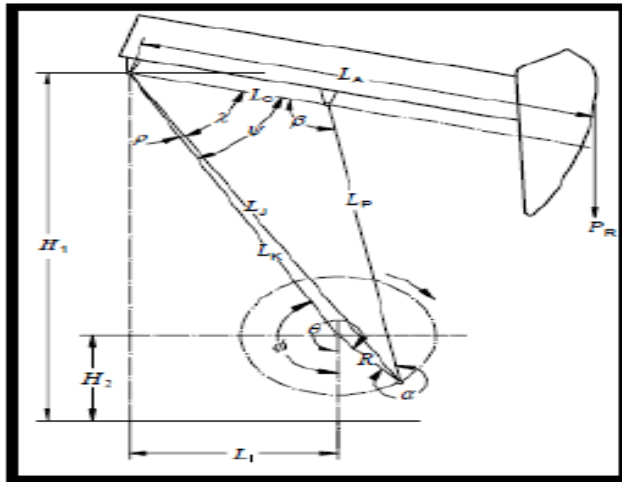
El conjunto del tanque de aire contrabalanceo es compuesto de un cilindro, émbolo y un conjunto de vástago cerrado en un recipiente o un tanque de aire. El tanque de aire está fijado a la base de la unidad de bombeo. Durante la carrera descendente de la unidad, el aire en el sistema se comprime más, de tal modo que se acumula energía para desengancharse en la carrera ascendente durante el tiempo que se levantan los vástagos y el fluido. La presión del aire en el sistema se ajusta para dar el contrabalanceo óptimo necesario para balancear la carga de torsión sobre el reductor de engranajes durante la carrera ascendente y la carrera descendente.

Las principales características de la disposición geométrica son:

- a. El balancín trabaja como una palanca de un solo brazo (empuje ascendente o sistema clase III), ya que el cabezal del balancín y la biela quedan sobre el mismo costado del balancín.
- b. Las dimensiones L_i y L_c son aproximadamente iguales como en las unidades convencionales.
- c. El contrapeso queda asegurado por la fuerza de presión del aire comprimido contenido en un cilindro, que actúa sobre un pistón conectado al balancín.
- d. La unidad puede trabajar en ambas direcciones.

²⁰ GÓMEZ VELASCO Jimmy Anderson. Análisis Técnico- Financiero del desempeño de las unidades de bombeo mecánico sobredimensionadas del campo La Cira Infantas. Bucaramanga, 2014. 42p.

Figura 14. Unidad balanceada por aire.



Fuente: PARTIDAS Héctor. Bombeo Mecánico Optimización, Diagnóstico y Operación. International Workshop, ESP Oil International Training Group. Venezuela, Noviembre 2003.

2.7. FALLAS EN EL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

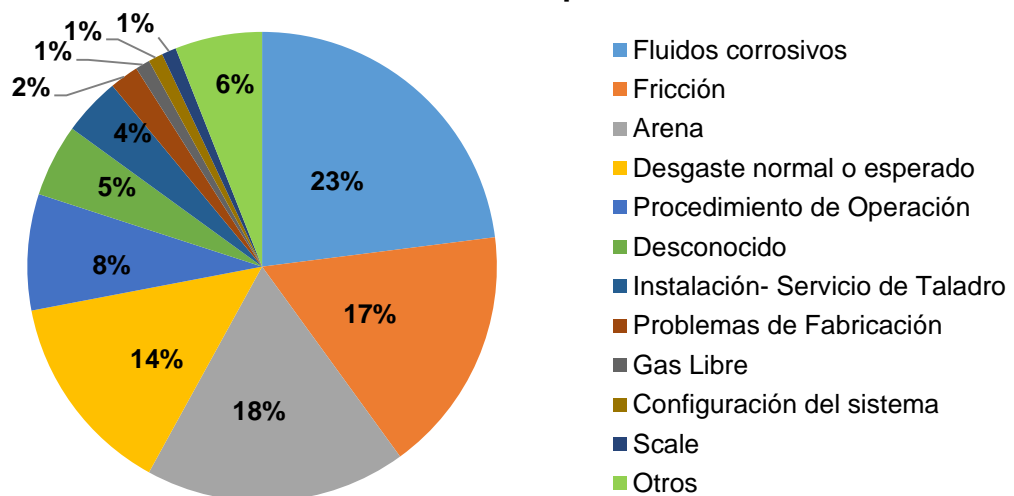
Las fallas en los sistemas de levantamiento artificial, en general, hacen referencia a uno o más problemas que afectan las operaciones. La norma ISO 14224 define una falla como el estado de un aparato que se caracteriza por su incapacidad para cumplir una función requerida; permitir que un sistema llegue hasta este llamado estado de incapacidad es algo que puede controlarse desde que se realiza el diseño, puesto que también se considera una falla la condición en la cual un sistema no puede cumplir la función para la cual fue diseñado aun en el momento en que se encuentre en operación.

Las fallas se pueden generar por diferentes motivos, y en el caso específico del campo La Cira Infantas (como se muestra en la figura 1), los fluidos corrosivos son los responsables del mayor número de fallas²¹, pues el deterioro causado al material por el fenómeno electroquímico conduce a la inoperatividad del sistema. Cuando se presentan fallas de este tipo, resulta imposible eliminarlas por completo, especialmente si el estado es avanzado; para esto se utilizan estrategias, que serán descritas más adelante, las que acuerdo al tipo de corrosión presente, brindan control y retardan su efecto.

Dentro de los componentes que hacen parte del sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico, las varillas y tuberías al presentar exposición al ambiente corrosivo resultan afectadas en gran medida. Dependiendo de su composición, la resistencia al proceso corrosivo varía y hace que ésta sea una característica indispensable a la hora de evaluar la instalación de un sistema. Ver **FIGURA 15**.

En este sentido, conocer las condiciones a las que están sometidos los componentes del sistema de levantamiento permitirá que se tomen las medidas de prevención necesarias para evitar y reducir el número de fallas, lo cual implica un aumento en la vida útil de los mismos componentes y una disminución en los costos ocasionados por intervenciones y producción diferida. Además, es relevante tener presente cualquier efecto que pudiera tener una condición de inoperatividad, por más mínima que sea.

Figura 15. Causas de Falla General en el campo La Cira Infantas



Fuente: ECOPELROL S. A.

²¹ ECOPELROL S. A. Cierre de fallas 2016.

2.7.1. Tipos de fallas. Como se mencionó anteriormente, las fallas pueden presentarse por distintos motivos que no solo incluyen las características del material del que están hechos los componentes, sino también al diseño del sistema que debe ser acorde a las condiciones en las que opera. Algunos tipos de fallas son descritos a continuación:

- **Fallas por tensión:** Este tipo de fallas se presenta cuando la carga aplicada al material excede la resistencia del mismo y como consecuencia, al concentrarse la carga en un punto, se reduce el área transversal hasta que esta sección no es lo suficientemente fuerte para sostener la carga que sostiene y se presenta la falla²².
- **Fallas por fatiga:** Las fallas por fatiga ocurren por la disminución en la resistencia del material, debido a esfuerzos repetitivos que pueden ser mayores o menores que la resistencia a la cedencia del mismo²³. Estas fallas inician con pequeñas grietas que se propagan hasta llevar el material al “colapso catastrófico”. De esta forma, como la carga aplicada está distribuida casi de manera uniforme sobre la superficie transversal de la sarta, al reducir el área transversal, se aumentan los esfuerzos. En el caso de las varillas, por ejemplo, al reducir su zona transversal efectiva no queda suficiente metal para sostener la carga y el material se fractura.

Es importante tener en cuenta que las fallas por fatiga son inducidas por una multiplicidad de elevadores de esfuerzo, que son discontinuidades (visibles o microscópicas) que ocasionan el aumento en el esfuerzo local durante la carga.

- **Fallas mecánicas:** Las fallas mecánicas incluyen, en su conjunto, todas las fallas relacionadas con varillas, tuberías de producción y bombas teniendo en cuenta cualquier tipo de imperfección debido a la fabricación y otros tipos de falla como los de fatiga por esfuerzo. También, dentro de las fallas mecánicas se encuentran problemas asociados al diseño, que a su vez tiene que ver con el ambiente operativo, el esfuerzo máximo. Este tipo de fallas también pueden ser causadas por procedimientos incorrectos de preservación y enrosque o desenrosque o malas combinaciones de objetos²⁴.
- **Fallas por daños superficiales:** Este tipo de fallas pueden estar relacionadas con daños mecánicos superficiales a los componentes del sistema de levantamiento artificial, lo que provoca un aumento en los esfuerzos cuando se aplican cargas sobre los materiales. De acuerdo a la orientación y el tipo de

²² ÁLVAREZ F. et al. Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del campo cantagallo. UIS. 2008. 91p.

²³ Ibíd. 92p.

²⁴ Ibíd. 92p.

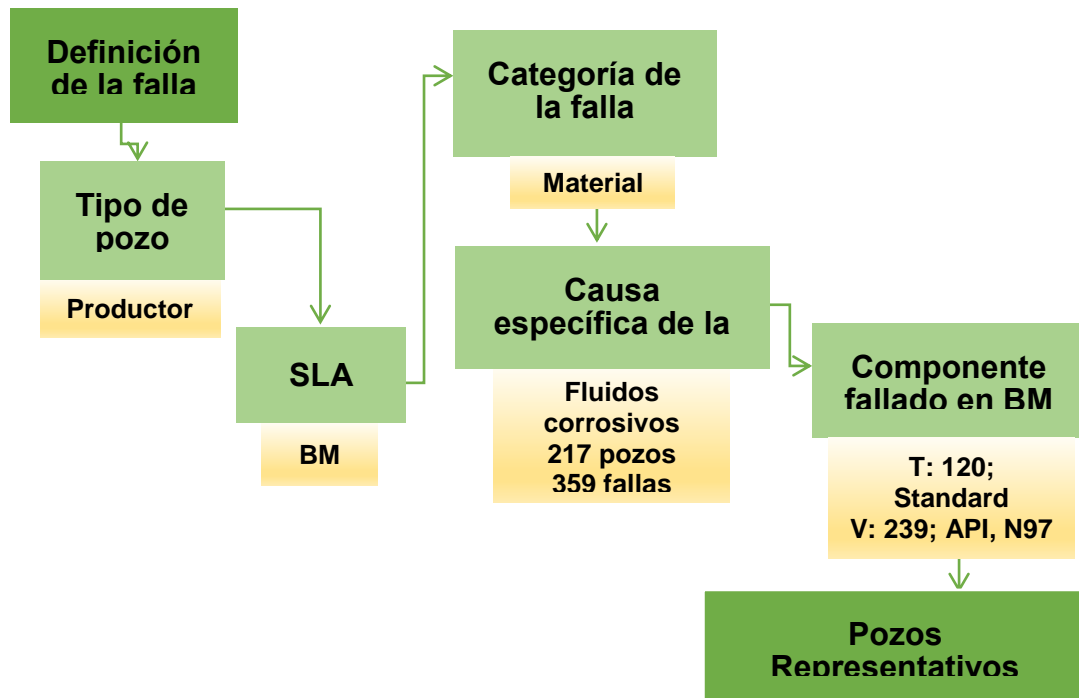
daño en la superficie, pueden aumentar los esfuerzos asociados al daño longitudinal. Una picadura, por ejemplo, puede crear una mayor concentración del esfuerzo, generando también otro tipo de daños que pueden desencadenar las fallas.

- **Fallas por defectos de fabricación:** Las fallas debido a defectos de fabricación son muy poco comunes, pues el material pasa por varias pruebas antes de ser comercializado²⁵. Cuando ocurren, algunas de ellas pueden ser identificadas a simple vista ya que están asociadas a la forma o aspecto normal de la misma. Es por esta razón que cualquier componente que vaya a ser instalado debe inspeccionarse previamente con especial cuidado, especialmente cuando se trata de los componentes de subsuelo.
- **Fallas por corrosión:** Estas fallas son ocasionadas por el daño de los materiales como resultado de una reacción electroquímica al estar sometidos a ambientes corrosivos, lo cual puede llevar a la pérdida parcial o total del material. La corrosión está presente en todas partes y en mayor medida en el subsuelo, todo esto por varios factores que serán descritos en el siguiente capítulo.

2.7.2. Metodología selección de las fallas. Luego de aplicar la metodología planteada, se pudo determinar la cantidad de pozos que presentaban fallas en algunos de sus componentes, lo que permitió clasificar la falla y definir el grupo de estudio. La **FIGURA 16** muestra un diagrama del proceso de selección.

²⁵ Ibíd. 93p.

Figura 16. Selección de los pozos fallados.



2.7.3. Indicadores de fallas. Los casos de falla que se presentan brindan información útil para analizar y se convierten en indicadores de rendimiento, que a su vez, pueden representar variables medibles que guían en la toma de decisiones²⁶. Los indicadores y las variables están ligados a las condiciones de cada campo y no resulta conveniente tomarlos como una referencia general.

- **Índice de falla:** El índice de falla permite medir el desempeño en la gestión de la frecuencia de las fallas en cada sistema de extracción.

Ecuación 1. Índice de Fallas.

$$\text{Índice de Fallas} = \frac{\# \text{ Fallas en los últimos 12 meses (acumulado)}}{\# \text{ Pozos activos promedio de los últimos 12 meses}}$$

- **Índice de severidad:** El índice de severidad permite identificar los pozos con fallas repetitivas o malos actores. El índice de severidad ideal es 1, e indica que los sistemas solo fallan una vez en el lapso de tiempo evaluado.

²⁶ ECOPELROL S.A. Guía de Fallas 2014.

Ecuación 2. Índice de Severidad.

$$\text{Índice de Severidad} = \frac{\# \text{ Fallas en los últimos 12 meses (acumulado)}}{\# \text{ Pozos fallados acumulados en los últimos 12 meses}}$$

- **Índice de pulling:** Éste indicador correlaciona el número de desinstalaciones (pulling) de los sistemas de extracción con el número de promedio de pozos activos durante 10 meses²⁷.

Ecuación 3. Índice de Pulling.

$$\begin{aligned} & \text{Índice de pulling} \\ & = \frac{\# \text{ Servicios por desinstalación del sistema en los últimos 12 meses}}{\# \text{ Pozos activos promedio en los últimos 12 meses}} \end{aligned}$$

²⁷ *Ibíd.*

3. CORROSIÓN EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

La corrosión es un término que suele aplicarse al deterioro de los metales por un proceso electroquímico. Dicho deterioro puede provocar daños de magnitudes considerables de acuerdo a como se permita su avance, causando desintegración y pérdida parcial o total del material que está afectando. Algunos autores indican que la corrosión produce pérdidas anuales tan altas que llegan a representar entre tres y cuatro por ciento del producto interno bruto en países industrializados; teniendo en cuenta esto, es de esperar el hecho de que la corrosión sea la responsable de que entre un cuarto y un tercio de la producción mundial de acero se dedique a la reposición de estructuras metálicas deterioradas²⁸.

En este sentido, entendiendo que la corrosión es un problema tan frecuente y que está relacionado con reacción entre los materiales y el medio que los rodea, la industria del petróleo no está exenta de ella y los efectos que causa en instalaciones y equipos son muy elevados. Se estima que de todas las fallas que ocurren en operaciones de la industria del petróleo y gas, la corrosión tiene el primer lugar. En el caso del campo La Cira Infantas las fallas asociadas a fluidos corrosivos son de alrededor del 23% de las fallas totales.

De acuerdo a lo anteriormente descrito se puede, entonces, dar un concepto más claro de corrosión que desde un punto de vista general se define como la destrucción lenta y progresiva de un metal por la acción de un agente exterior.²⁹ Es importante aclarar que la corrosión no hace referencia solamente al proceso de oxidación; la principal diferencia radica en que el oxígeno tiene principalmente dos agentes colaboradores que son el calor y la humedad. En el primer caso, el oxígeno con el calor produce la oxidación de los metales y en el segundo caso el calor con la humedad produce corrosión.

Cada medio al que se encuentra expuesto un material ofrece un determinado nivel de corrosividad, lo cual convierte a la corrosión en un proceso tan complejo que involucra muchas variables³⁰. De acuerdo a como ocurra el proceso, la corrosión presentará una clasificación. Todas estas clasificaciones se presentarán a lo largo de éste capítulo, haciendo especial énfasis en los tipos que afectan las operaciones en el campo La Cira Infantas.

²⁸ CUESTA F. Francisco. "Análisis del fenómeno de la corrosión en materiales de uso técnico: Metales. Procedimientos de protección", 6p. Noviembre, 2009

²⁹ *Ibíd.*, p. 4

³⁰ *Ibíd.* 4p.

3.1. CAUSAS Y PRINCIPIOS DE LA CORROSIÓN

La mayoría de los medios ofrecen una determinada corrosividad, como por ejemplo: El aire y la humedad, el agua destilada, el agua dulce y el agua salada, las atmósferas rurales y urbanas, el vapor y otros gases como el amoníaco, el cloro, el ácido sulfhídrico, el anhídrido sulfuroso, los gases de petróleo, el ácido clorhídrico, sulfúrico y nítrico, el ácido nafténico, acético y fórmico, los álcalis, los suelos, el alcohol y otros solventes orgánicos, los aceites y los aceites vegetales.

En general, los materiales inorgánicos son más corrosivos que los orgánicos. Mientras ocurren las fallas puramente mecánicas de las tuberías, tales como colapso, estallido, falla por tracción, etc., estas son menos comunes que las fallas por corrosión³¹. Hasta hace poco, el manejo de la corrosión en la producción de petróleo se realizaba con recubrimientos plásticos e inhibidores químicos, pero como la industria empezó a utilizar temperaturas y presiones más altas ha hecho posible el desarrollo de procesos nuevos y el perfeccionamiento de los anteriores. Así por ejemplo, se obtienen mejores rendimientos, mayores velocidades de reacción y costos operacionales más bajos, pero estas condiciones de operación acarrear un proceso de corrosión más intenso.

Las tasas de corrosión pueden ser del orden de varias decenas de milímetros por año y el ataque por picado, el causante de las formas de falla más catastróficas tales como agrietamiento por sulfuro bajo esfuerzo y en el caso de la tubería de acero inoxidable, el agrietamiento por corrosión por cloruro bajo esfuerzo. Los inhibidores son aún el método principal para el control de la corrosión en los pozos corrosivos. Cuando este método no es satisfactorio o no es efectivo, el próximo paso es escoger una mejor aleación.

En la parte superior del hueco del pozo donde la sarta puede estar cercana a la temperatura ambiente, la falla por agrietamiento por sulfuro bajo esfuerzo (SSC) es más eminente, mientras en el fondo del hueco del pozo donde la temperatura es mayor, el agrietamiento por cloruro es de principal importancia. Entre estos dos extremos, la falla puede ocurrir por uno u otro mecanismo o por ambos. El ataque por picadura y la corrosión general por pérdida de peso será mayor cerca al fondo de la sarta debido a la temperatura.

³¹ RUIZ TIBACUY Andrea Johanna y GARCÍA SANTAMARÍA Camilo Andrés. Mejoramiento del tratamiento químico "Down- Hole" para el control de corrosión en pozos del campo Guando. Bucaramanga, 2008. 17p.

3.2. TIPO DE CORROSIÓN SEGÚN SUS CAUSAS

La corrosión es un fenómeno muy complejo, cuyas verdaderas causas no se conocen aún por completo. En la actualidad, se admite que la corrosión se produce por dos clases de acciones fundamentales: acción electroquímica y acción química.

- **Corrosión por acción Electroquímica:** se refiere a los casos en los que el metal es atacado por el agente corrosivo en presencia de un electrolito. Esta clase de corrosión cuando se produce sin fuerza electromotriz exterior, constituye la **corrosión galvánica**, y por la acción de una fuerza electromotriz exterior constituye la **corrosión electroquímica**. Esta corrosión ocurre sobre los metales expuestos a la atmósfera húmeda, sumergidos en agua o enterrados.
- **Corrosión Química:** producida por los ácidos y álcalis, es importante en la construcción de aparatos resistentes a la corrosión de los productos químicos que intervienen en el proceso de fabricación.
- **Corrosión Bioquímica:** producida por bacterias, suele presentarse en objetos metálicos enterrados. Es especial para cada tipo metal o aleación. Las bacterias no atacan directamente al metal, pero pueden estimular reacciones que destruyen capas protectoras de la corrosión.

3.3. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN

Los principales factores que se deben tener en cuenta en el estudio de las protecciones contra la corrosión³² y la oxidación son los siguientes:

- **Clase y estado del metal**
En esta parte se debe conocer muy bien ciertos aspectos del metal: la composición química, constitución, estructura, impurezas, procedimientos de elaboración, tratamientos térmicos que ha sido sometido, tratamientos mecánicos, etc.
- **Estado de la pieza**
Se debe observar el estado de la superficie de la pieza (ya que las rayas, grietas, orificios, etc., favorecen la corrosión, mientras que si la pieza está

³² Ibíd 17p.

perfectamente pulida la dificulta), su radio de curvatura y orientación con relación a la vertical, la naturaleza de las piezas en contacto y el esfuerzo al que está sometida.

- **Medio en el que se encuentra**

El ataque al material se debe al medio en que se encuentre, por eso entre mejor se conozca su naturaleza química, su concentración, el porcentaje de oxígeno disuelto, el pH, presión, temperatura, etc., más fácil será prevenir la clase de corrosión que se pueda producir y la forma para evitarla.

- **Clase de contacto entre el metal y el medio en que se encuentra**

Este contacto queda definido por la forma de la pieza, el estado de la superficie, las condiciones de inmersión, entre otras.

3.4. PROCEDIMIENTOS DE PROTECCIÓN PARA LA CORROSIÓN

Como se ha mencionado, la corrosión involucra muchos factores que, en gran medida, están relacionados con el medio en el que ocurre el proceso. Esto indica que no es posible encontrar una solución general para la corrosión, sino que cada clasificación debe tratarse de manera individual.

Los procedimientos para proteger materiales de la corrosión, tienen en cuenta los parámetros anteriormente descritos. Se pueden diferenciar seis grandes grupos que mediante su uso adecuado pueden ofrecer prevención. Es relevante destacar que la aplicación de estos procedimientos debe realizarse teniendo en cuenta las condiciones a las que está sometido material pues de esta manera brindará una mayor protección.

3.4.1. Protección utilizando recubrimientos metálicos. El uso de recubrimientos metálicos es uno de los procedimientos más empleados para combatir la oxidación y la corrosión. Lo que se realiza es realizar un recubrimiento de la superficie que se desea proteger con una capa de metal auto protector, procurando que sea lo más compacta y adherente posible³³.

Cuando se usan recubrimientos metálicos, sucede que si el metal protegido es menos electronegativo (catódico) que el protector (anódico), la protección tiene lugar aún en el caso de agrietamiento o descascarillado de la capa protectora. Si el recubrimiento es catódico, sucede lo contrario, en este caso sería necesario que el recubrimiento fuera perfecto, es decir, sin porosidad.

³³ CUESTA F. Francisco. Op. Cit. 9p.

Para elegir el metal que se emplea en el recubrimiento se tiene en cuenta el metal que se va a proteger, el objeto que va a recubrir y el espesor que tendrá la capa protectora. Puede aplicarse por electrólisis, por inmersión en el baño del protector, por metalización, por cementación o por chapado.

3.4.2. Protección utilizando recubrimientos por electrólisis. En el caso de los recubrimientos por electrólisis se emplea un electrolito de una solución del metal protector que se deposita en forma de sulfatos o cianuros con algunas sustancias orgánicas, este metal protector como se usa como ánodo para obtener películas de metal protector cuyo espesor varía en el orden de 0,001 a 0,1 milímetros, y la pieza que se desea recubrir se utiliza como cátodo³⁴. Esta pieza que actúa como cátodo se coloca en un recipiente electrolítico y sobre ella se deposita el material protector; ejemplo de ello son el niquelado, el cromado, el dorado y el plateado, entre otros.

Los metales más empleados para el recubrimiento electrolítico son el níquel y el cromo. En el caso de las piezas de acero, se aplican comúnmente tres capas intercaladas, una de cobre seguida de una de níquel y luego otra de cromo, aunque también puede presentarse primero una de níquel, luego cobre, níquel y finalmente cromo.

3.4.3. Protección con recubrimiento por inmersión en baño de metal fundido. Este método consiste en sumergir la pieza que se desea proteger durante un breve tiempo en un baño de metal protector fundido. Luego del baño la pieza se somete a una especie de “enjuagado” para disminuir y uniformar el espesor de la capa de metal adherido. Los recubrimientos por inmersión en baño de metal fundido más comunes son el galvanizado y el estañado.

- **Galvanizado:** Hace referencia al recubrimiento de acero con cinc. Como el hierro es catódico con respecto al cinc, queda protegido aunque se produzca un poro o una fisura en la capa protectora pero en el cinc será quien sufra la corrosión, es por esto que la capa de cinc debe ser gruesa; un valor estimado es de al menos 0,05 gramos por centímetro cuadrado de superficie para lograr una protección efectiva.
- **Estañado:** El estañado se utiliza para protección por inmersión en baño de estaño fundido. Se utiliza principalmente para fabricar hojalata, que tiene una

³⁴ Ibíd. 12p.

película de estaño de aproximadamente 0,005 milímetros. El estaño es catódico respecto al acero, por lo cual, en los poros o fisuras del recubrimiento se producirá corrosión del metal base, más intensa que si estuviera el metal desnudo.

3.4.4. Protección con recubrimiento por metalización. Este tipo de recubrimiento consiste en la proyección sobre una superficie de partículas en estado plástico o fundido de un metal con una pistola para metalizar. Es un proceso de tratamiento superficial de los metales y su principal ventaja es que se puede aplicar a objetos de varias formas y tamaños, como por ejemplo a gasómetros³⁵.

El recubrimiento por metalización mejora las propiedades de la superficie del metal base. Usualmente, el metal que se proyecta es más poroso que el metal laminado o fundido y esto facilita la absorción de aceites o grasas lubricantes en piezas de algunas máquinas.

3.4.5. Protección con recubrimiento por cementación. Este método consiste en la aleación de la capa superficial del metal con otro más noble y resistente a la corrosión. La cementación empleada para la protección contra la corrosión es diferente al empleado tratamiento térmico también llamado cementación, aunque su operación es similar no se tratan de lo mismo.

El proceso para recubrir materiales por cementación requiere calentar las piezas que se desean proteger en presencia de polvo del metal protector y por difusión se crea una capa superficial resistente.

3.4.6. Protección con recubrimiento por chapado. El recubrimiento por chapado o también llamado plaquetado consiste en superponer placas de un metal noble por una de las placas que se desea proteger. Se laminan las chapas de hacer junto con las del metal protector, lo que produce una difusión de los metales en la zona de contacto.

El recubrimiento por chapado generalmente se hace con láminas de cobre, latón, níquel y cupro-níquel aunque en la actualidad se realiza con chapas de acero inoxidable. Cabe destacar que los objetos fabricados con acero chapado tienen buenas propiedades mecánicas y excelente resistencia a la corrosión³⁶.

³⁵ Ibíd. 16p.

³⁶ Ibíd. 22p.

3.5. INHIBICIÓN QUÍMICA

En la protección de la tubería de producción de petróleo tradicionalmente se han utilizado inhibidores de corrosión en razón a su gran rendimiento, menor costo y facilidad para su dosificación en los pozos productores.

Un inhibidor puede definirse como una sustancia química, que adicionada en pequeñas cantidades a un medio, retarda o desacelera la reacción del metal con el medio corrosivo.

Los inhibidores de corrosión se clasifican generalmente en 3 grupos según el mecanismo de inhibición, según la acción fisicoquímica y según las propiedades electroquímicas³⁷.

3.5.1. Según el mecanismo de Inhibición. Cuando no hay interacción directa del inhibidor con la superficie metálica, este crea condiciones favorables de precipitados protectores, removiendo algún constituyente agresivo del medio. Cuando ocurre interacción directa del inhibidor con la superficie metálica actúa mediante la absorción de una película delgada visible creada por la formación de precipitados visibles, orientando de esta manera la corrosión a formar capas pasivantes, conformadas por compuestos entre el inhibidor y los precipitados.

3.5.2. Según la acción Fisicoquímica. Físicamente son los que bloquean la superficie del metal a proteger, simplemente por el fenómeno de absorción. La superficie no sufre en este caso cambios químicos. Químicamente reaccionan con la superficie del metal o con los componentes agresivos del medio corrosivo, formando sobre la superficie la película protectora y eliminada los productos agresivos por precipitación, neutralización o formación de complejos.

3.5.3. Según las propiedades Electroquímicas. Los inhibidores de corrosión son sustancias que producen cambios o inducen en el medio un potencial de electrodo más noble, estos se dividen en anódicos que son los que dificultan la reacción anódica, catódicos dificultan la reacción catódica y mixtos actúan sin preferencias sobre ambos procesos.

³⁷ RUIZ TIBACUY Andrea Johanna y GARCÍA SANTAMARÍA Camilo Andrés. Op. cit. 25p.

3.6. TIPOS DE CORROSIÓN PRESENTES EN EL CAMPO LA CIRA – INFANTAS

En las operaciones de campos petroleros, es necesario producir hidrocarburos de yacimientos que contienen cantidades significativas de H_2S y CO_2 , además de aguas de formación. Cuando estos compuestos están presentes en el medio, puede ocurrir la degradación corrosiva de los materiales expuestos de muchas formas, por ejemplo: picadura, corrosión por aireación diferencial y corrosión general, fragilidad inducida por el ambiente (agrietamiento bajo esfuerzos por H_2S , agrietamiento inducido por hidrógeno, fragilidad por hidrógeno y agrietamiento bajo esfuerzos por corrosión).

3.6.1. Corrosión por Dióxido de Carbono - CO_2 . Es común que el CO_2 sea producido por el combustible en llamas en la generación de energía para los automóviles, pero es menos conocido como un subproducto de la producción de petróleo crudo y gas. El CO_2 es altamente ácido, puede desgastar parcial o totalmente las tuberías de producción y transporte, afectar la producción y dañar el medio ambiente.

El CO_2 y el H_2S son los tipos de corrosión más importantes y contra las cuales es necesario utilizar revestimientos que las resistan, y a la temperatura, presión, abrasión y al impacto que en una u otra medida están involucradas en la utilización de tuberías y equipos.

El CO_2 es un ácido débil, que se convierte en agente corrosivo cuando se disuelve en agua y es una especie química que está en equilibrio con las fases del petróleo, agua y gas.

En el caso particular del CO_2 , las concentraciones en equilibrio en la fase petróleo son mayores a las del agua en relación 3 a 1, por efecto del contenido de CO_2 , el agua se vuelve ácida, dependiendo del pH, de la presión parcial y de la concentración de sales disueltas, en particular CO_3Ca .

El dióxido de carbono (CO_2) se absorbe en salmueras y puede causar un ataque corrosivo severo del acero. Las tasas de corrosión por CO_2 pueden ser teóricamente de 1.000 a 10.000 milímetros por año, si no son detenidas por productos para prevenir corrosión o inhibidores. La corrosión uniforme toma la forma de colinas y valles con muy poca área que no es atacada. (Ver **FIGURA 17**).

La acidez del medio no sólo está influenciada por la presión parcial sino también en forma importante por efecto de sales disueltas. El CO_2 disuelto en salmuera forma ácido carbónico, y el ácido carbónico es extremadamente corrosivo para el acero, con altas tasas de corrosión.

Los productos de este tipo de corrosión son carbonato de hierro (Siderita). La Siderita puede ser protectora en ciertas condiciones, como: elevadas temperaturas, incremento en el pH y ausencia de turbulencia para que la incrustación de Siderita sea inalterada. La Siderita no es conductiva por lo cual, la corrosión galvánica no tendrá lugar. (Ver **FIGURA 18**).

Figura 17. Corrosión Uniforme en tuberías



Fuente: ECOPETROL S. A.

3.6.2. Corrosión influenciada Microbiológicamente – MIC. La vida microscópica, se encuentra presente en la gran mayoría de ambientes acuosos existentes en el mundo. Desde ambientes marinos hasta fuentes de agua subterránea, allí gran variedad de microorganismos convive e interactúan entre sí. Estos microorganismos, especialmente los de tipo bacteriano, son conocidos principalmente por su gran capacidad de adaptación y supervivencia en condiciones críticas, por lo que pueden encontrarse, incluso, en zonas de alta presión y temperatura como en los yacimientos petrolíferos.

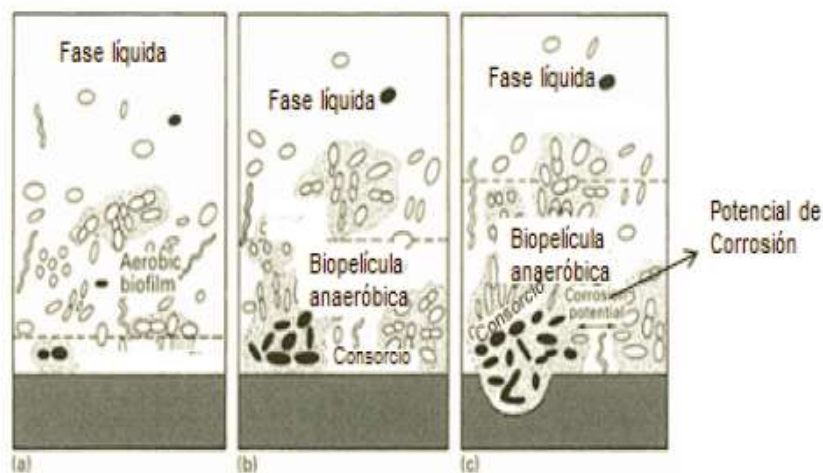
Figura 18. Efecto de agujero de gusano.



Fuente: ECOPEPETROL S. A.

La corrosión influenciada microbiológicamente puede definirse como el proceso que ocurre mediante el crecimiento de microorganismos que intervienen directa, o indirectamente, en la cinética del proceso corrosivo de un material. Cuando el agua de formación entra en contacto con la superficie metálica, estos microorganismos se adhieren formando una película bacteriana, comúnmente conocida como biopelícula (ver **FIGURA 19**), generando productos corrosivos como parte de su proceso metabólico.

Figura 19. Formación de la biopelícula.



Fuente: Modificado de BORENSTEIN Susan W, "Microbiologically influenced corrosion handbook". Woodhead Publishing Ltd. Cambridge CB1 6AH, England, 1994.

El efecto de este proceso suele resultar en la corrosión altamente localizada de la pieza metálica (ver **FIGURA 20**) agravada por la formación de zonas anódicas y catódicas no uniformes al interior de la película bacteriana, lo cual incrementa aún más la severidad y velocidad de la corrosión.

En algunos casos, las bacterias producen ácidos, que causan la corrosión. En otros casos, se produce H₂S, que puede causar corrosión por H₂S. En el caso del CO₂, algunos ataques típicos de CO₂ pueden ocurrir debido a la descomposición de la película por las bacterias.

Con el paso del tiempo se han identificado ciertas etapas en la formación de la biopelícula, como lo son:

- Las bacterias, al entrar en contacto con el metal, comienzan a adherirse formando una biopelícula.

Figura 20. Tubería corroída debido a la presencia de bacterias.



Fuente: DAVIS, J.R. "Corrosion Understanding the Basics", ASM International. Estados Unidos de América, 2000.

- Estos microorganismos empiezan a formar colonias e interacciones complejas, generando compuestos corrosivos como producto de actividades metabólica.

- Estos productos corrosivos se acumulan en diferentes zonas de la biopelícula como formando celda electroquímica que termina en la corrosión localizada normalmente presentada en forma de pits o picadura.

Formación de la Biopelícula.

Durante los primeros años de desarrollo de la microbiología, los microorganismos fueron estrictamente estudiados de forma aislada, es decir, analizados únicamente aquellos presentes de manera dispersa en el medio. Luego del desarrollo tecnológico del microscopio, se descubrieron grandes interacciones simbióticas de diversas colonias bacterianas presentes en un mismo ecosistema³⁸.

El término biopelícula nace por primera vez en estudios odontológicos, donde científicos analizaron microscópicamente colonias bacterianas adheridas en ciertas zonas de los dientes de la boca humana. Actualmente se sabe que, aunque algunas bacterias pueden vivir en condiciones aisladas, éstas tienden a aglomerarse como un medio de supervivencia que les permite resistir condiciones adversas, optimizar los recursos que el ambiente le proporciona e incluso resistir ataques químicos externos.

En el desarrollo de la MIC la formación de la biopelícula es muy importante pues es allí donde se encuentra la mayor concentración de organismos vivos del sistema y donde se presenta la actividad más agresiva de éstos. El proceso ocurre debido a la capacidad de estos microorganismos de adherirse a las superficies formando colonias, alterando la interacción entre el metal y el medio de manera compleja.

La biopelícula puede definirse como una solución “mucosa” principalmente compuesta por agua (aproximadamente por un 95%), por matriz cementante de sustancias poliméricas extracelulares (EPS), por elementos como metales pesados, y otras partículas inorgánicas atrapadas del ambiente. Este proceso comienza con la absorción de ciertas macromoléculas y/o materiales orgánicos presentes en la fase acuosa como proteínas, polisacáridos, ácidos grasos y lípidos que serán la materia prima para la formación de estos polímeros (EPS), que

³⁸ RODRIGUEZ MAYORGA Marco Daniel y VALBUENA LUNA Leonardo Andrés. Desarrollo de una metodología para la detección y el control de crecimiento de las bacterias responsables de la corrosión en campos petrolíferos. Bucaramanga, 2014. 23p.

actuarán como el material cementante que proveerá la integridad estructural necesaria para su correcto desarrollo³⁹.

3.6.3. Corrosión por Sulfuro de Hidrógeno - H₂S. El sulfuro de hidrógeno (H₂S) es importante en la producción de petróleo y gas por dos motivos: porque es un fuerte agente de picado y porque induce al agrietamiento en muchas aleaciones. El H₂S aumenta el ataque por picadura de muchas aleaciones, especialmente de los aceros. (Ver **FIGURA 21**).

El H₂S forma una incrustación que a bajas temperaturas puede actuar como una barrera para disminuir la corrosión, mientras que a altas temperaturas esta incrustación es catódica en relación con el casing y la corrosión galvánica puede presentarse. Uno de los grandes problemas que hoy en día enfrenta la industria es el agrietamiento de las aleaciones en medios que contienen H₂S, por ejemplo, en la producción de hidrocarburos ácidos que resulta en fallas a esfuerzos menores que la resistencia a la fluencia del material⁴⁰.

Figura 21. Corrosión por H₂S.



Fuente: ECOPETROL S. A.

3.7. MONITOREO DE LA CORROSIÓN EN EQUIPOS DEL CAMPO

Las fallas ocasionadas por la corrosión pueden tener un impacto significativo en los costos a futuro de producción de aceite y en los trabajos de workover en el campo. La vida remanente de la tubería de producción (tubing) y la tubería de

³⁹ VIDELA, H.A., L.K. "Studies in surface science and catalysis" Publicado por Elsevier B.V. 2004.

⁴⁰ RUIZ TIBACUY Andrea Johanna y GARCÍA SANTAMARÍA Camilo Andrés. Op. cit. 32p.

revestimiento (casing), se pueden ver afectadas por el poder corrosivo del fluido producido por el pozo, por esta razón, es necesario realizar la inspección del completamiento para saber si hay presencia de corrosión. Para ello existen varios métodos empleados para medir la eficacia del control de la corrosión instalada en cada pozo.

3.7.1. Inspección Visual de las Tuberías y Varillas. Es el mejor de los métodos, pero es el menos utilizado ya que para poder valorar el grado de corrosión es necesario retirar la sarta de producción, lo que conlleva al cierre del pozo generando un aumento en los costos. Gracias a los avances en la tecnología se ha podido implementar el uso de herramientas Down-Hole, como las videocámaras, las cuales transmiten su señal por fibra óptica a superficies y son introducidas en el pozo, lo que evita su cierre.

Se debe inspeccionar observando directamente en la sarta de producción las zonas corroídas antes de limpiarlas, es decir, antes de retirar los depósitos de corrosión. En el análisis de los depósitos de corrosión, se puede conocer el agente corrosivo causante del problema. La localización de la falla también es importante, pues con ella se puede saber si la corrosión es por el régimen de producción del pozo.

3.7.2. Uso de Cupones. Los cupones metálicos permiten obtener una información cualitativa y cuantitativa de la corrosión debido a que dan una información visual del tipo de corrosión que está ocurriendo, si es localizado o uniforme, cuantificando así la tasa de corrosión en el fluido al que está expuesto. El material con que se fabrica debe ser del mismo tipo de metal de la tubería y se coloca a lo largo de la sarta de producción en número que depende de la exactitud deseada en los datos.

El cupón se debe limpiar y pesar cuidadosamente antes de instalarse. Se mide el tiempo de exposición el cual debe ser mínimo de 30 días con el fin de obtener datos apreciables. La clasificación de los cupones se realiza por medio del NACE Standard, por observación visual según el porcentaje de superficie cubierta de óxido.

A= sin óxido
B⁺⁺=menos de 0.1%
B⁺= menos de 5%
B= 5-25%
C= 25-50%

D= 50-75%
E= 75-100%

La velocidad de corrosión se determina por la pérdida de peso y el tiempo de exposición. Esta velocidad se mide en milésimas de pulgadas de penetración por año (mpy). De acuerdo al aspecto que tenga el cupón se puede determinar la causa de la corrosión. Por ejemplo, un depósito negro sobre el cupón indica la presencia de H₂S; óxido férrico indica que hay oxígeno presente. La corrosión por CO₂ se puede detectar por depósitos de carbonato de hierro sobre la superficie del cupón.

3.7.3. Análisis del Hierro Disuelto en el Agua Producida. Otra forma para monitorear y llevar un control de la corrosión, es medir la cantidad de hierro presente en el agua producida. Si el contenido de hierro sube, respecto al nivel que tendría el agua de formación antes de que comience la corrosión, es probable que la corrosión esté aumentando; si disminuye, quiere decir que el sistema para el control de la corrosión está trabajando eficientemente.

3.8. MATERIALES ESPECIALES IMPLEMENTADOS EN el campo la Cira Infantas

Tabla 8. Materiales especiales para tubería.

	TK-15	TK-70	POLYCORE
Color	Verde Oscuro	Café	Negro
Temperatura	Hasta 300°F (149°C)	Hasta 225°F (107°C)	Hasta 160°F (41,1°C)
Espesor Aplicado	10-18 ml	10-20 ml	16,76 – 21,08 ml
Aplicaciones Principales	Tubería producción, inyección de agua y CO ₂ y líneas de flujo.		
Aplicaciones Secundarias	Aceite, gas natural, agua, corrosión por CO ₂ y H ₂ S	Presencia de CO ₂ , sistemas de manejo de agua, soluciones salinas y aceite	Aceite, gas natural, agua y presencia de CO ₂
Servicio Limitado	La temperatura máxima de funcionamiento y el	Debería ser limitado a bajas concentraciones	No se recomienda para los pozos

	nivel de H2S dependerán del entorno operativo total.	de H2S.	con concentraciones elevadas de CO2.
--	--	---------	--------------------------------------

Tabla 9. Materiales especiales para varillas.

	UHS	MMS	COROD SER
Aleación	Acero aleado con níquel-cromo y molibdeno	Aleación de acero, cromo-molibdeno, sin presencia de níquel	Acero aleado con: Fósforo, níquel, Cromo, Molibdeno, Aluminio.
Tratamiento Térmico	Normalizado y revenido	Normalizado y revenido	Templado y revenido
Recomendación	Pozos con corrosión leve y cargas elevadas muy	Pozos profundos con cargas elevadas	Pozos con corrosión mediana con aplicación de inhibidores.
Desempeño Corrosión	Su composicional del cromo no incide en mayor grado en su resistencia a la corrosión.	%Su composicional del cromo no incide en mayor grado en su resistencia a la corrosión.	%Su contenido de cromo incide en el aumento de la resistencia a la corrosión.

4. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

4.1. SELECCIÓN DE LOS POZOS fallados por corrosión

Utilizando la metodología de selección descrita en el capítulo 2 se procedió a escoger los pozos con bombeo mecánico que han presentado fallas relacionadas con fluidos corrosivos, de la siguiente forma:

Tabla 10. Metodología de Selección de pozos fallados.

Parámetro de Selección	Parámetro a evaluar
Sistema de levantamiento artificial	Bombeo mecánico
Tipo de Pozo	Productor
Primer Componente Fallado	Tuberías y Varillas
Causa específica de la falla	Fluidos Corrosivos

Fuente: ECOPETROL S. A.

Luego de realizar esto se obtuvo la siguiente información:

Tabla 11. Fallas por corrosión.

Fallas presentadas ⁴¹	359
Pozos Fallados	217

Fuente: ECOPETROL S. A.

4.2. análisis técnico

Como se ha mencionado en el capítulo dos, en el campo la Cira Infantas se utilizan comúnmente tuberías standard y varillas tipo API D y N 97 en sistemas de levantamiento artificial tipo bombeo mecánico. Para efectos de éste análisis se tendrán en cuenta solamente los pozos representativos en los que se realizó un cambio de material especial para control de la corrosión, puesto que en algunos casos se tomaron otras medidas para solucionar el problema.

⁴¹ ECOPETROL S. A. "Cierre de Fallas 2016".

Se pueden diferenciar tres grandes grupos teniendo en cuentas las condiciones generales de pozos con tubería Standard y varillas tipo API D o N 97.

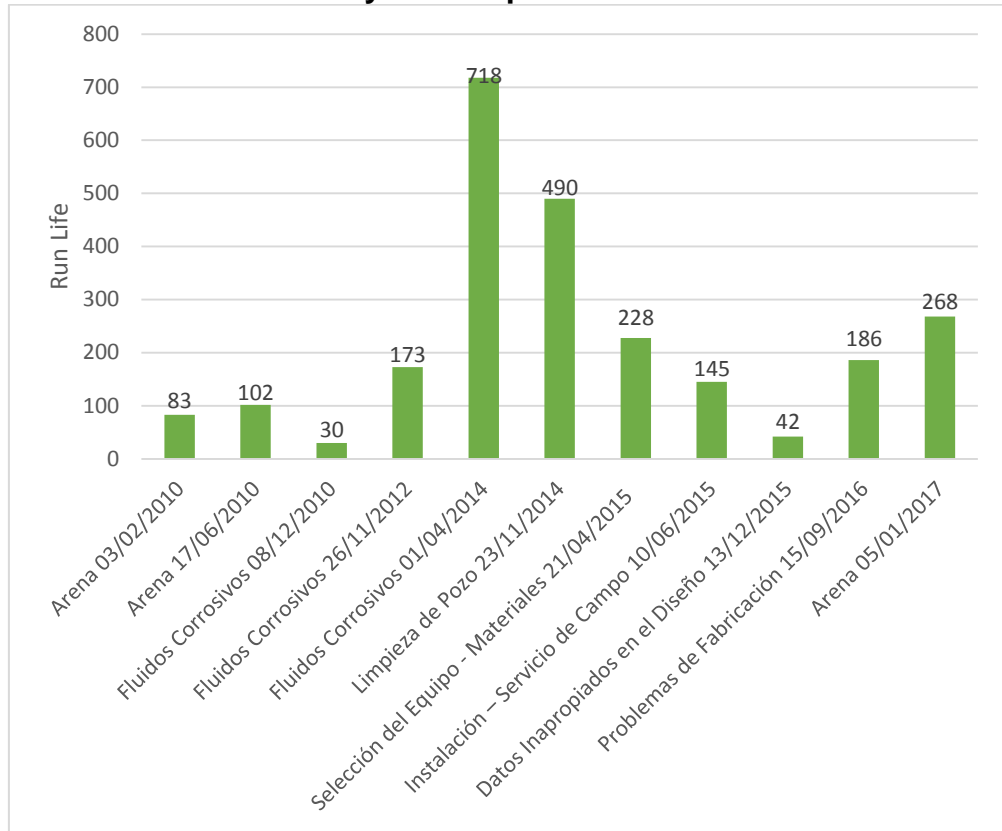
4.2.1. Cambio de tubería Standard. Las fallas por tubería se presentan en menor medida que las de varillas, aunque esto no representa que no estén presentes. Dentro de los casos presentados, en algunos, fue necesario realizar un cambio de tubería utilizando un material que brindara mayor confiabilidad para trabajar en ambientes corrosivos. A continuación, se puede observar los casos más representativos teniendo en cuenta las fallas asociadas a esta causa.

- **Pozo CIRA 0334**

Pozo perforado en agosto de 2007 y completado con bombeo mecánico. Presentó una falla asociada a fluidos corrosivos en el año 2010 y luego de ésta se decidió seguir utilizando tubería standard. Hacia el año 2012 volvió a presentarse una falla que afectó el cuerpo de la tubería, lo cual ocasionó ausencia de flujo en superficie, encontrándose esta corroída; en esta ocasión se cambió la tubería por otra de las mismas características y el run life aumentó de 30 a 173 días con una producción de 31,5 BOPD.

Hacia el año 2014 se volvió a presentar una falla que implica corrosión en el material y se decide utilizar **tubería Polycore**, la cual ofreció un run life de 718 días, que se vio reflejado en el aumento de la producción hasta 108,5 BOPD. Luego de ésta falla, no se registraron situaciones de inoperatividad asociadas a la corrosión.

Figura 22. Histórico de fallas y run life pozo CIRA 0334.



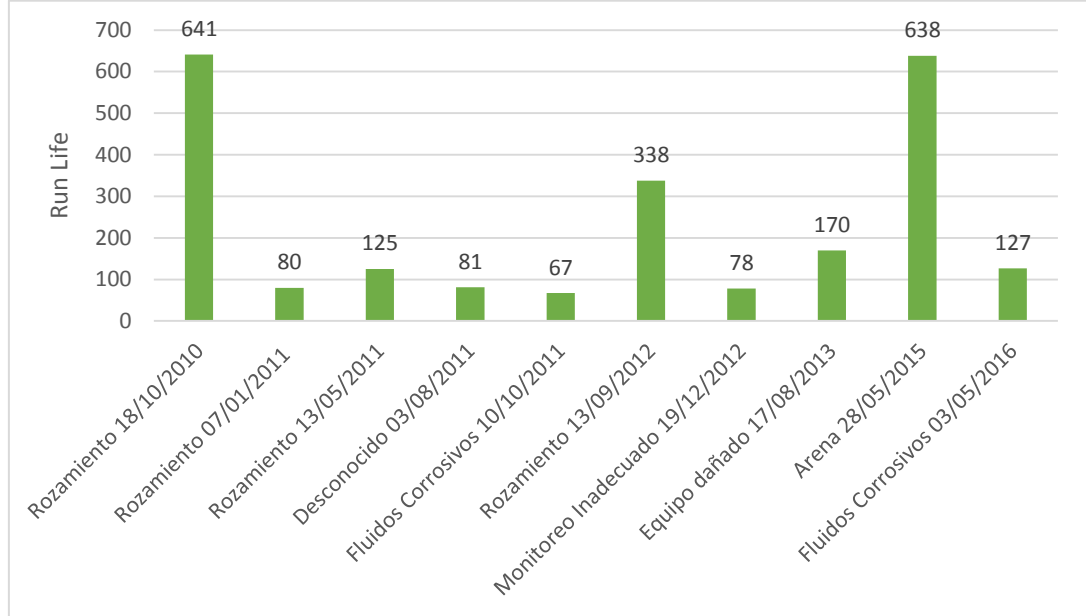
Fuente: ECOPETROL S. A.

- **Pozo CIRA 0931**

Fue perforado en enero de 2008 y presentó fallas asociadas a fluidos corrosivos a los tres años de la perforación, que ocasionaron ausencia de fluido en superficie pues el cuerpo de la tubería falló y se encontraba corroído. En ese momento se utilizó tubería standard y el run life fue de 67 días con producción de 68 BOPD.

En el año 2016 se volvió a presentar una falla por corrosión que volvió a afectar el cuerpo de la tubería y se decidió instalar una **tubería TK- 70** que tiene un recubrimiento epóxico y buen desempeño en ambientes corrosivos, esta tubería ofreció una mejora en el run life llevándolo a 127 días y la producción alcanzó 90,5 BOPD.

Figura 23. Histórico de fallas y run life del pozo CIRA 0931.



Fuente: ECOPETROL S. A.

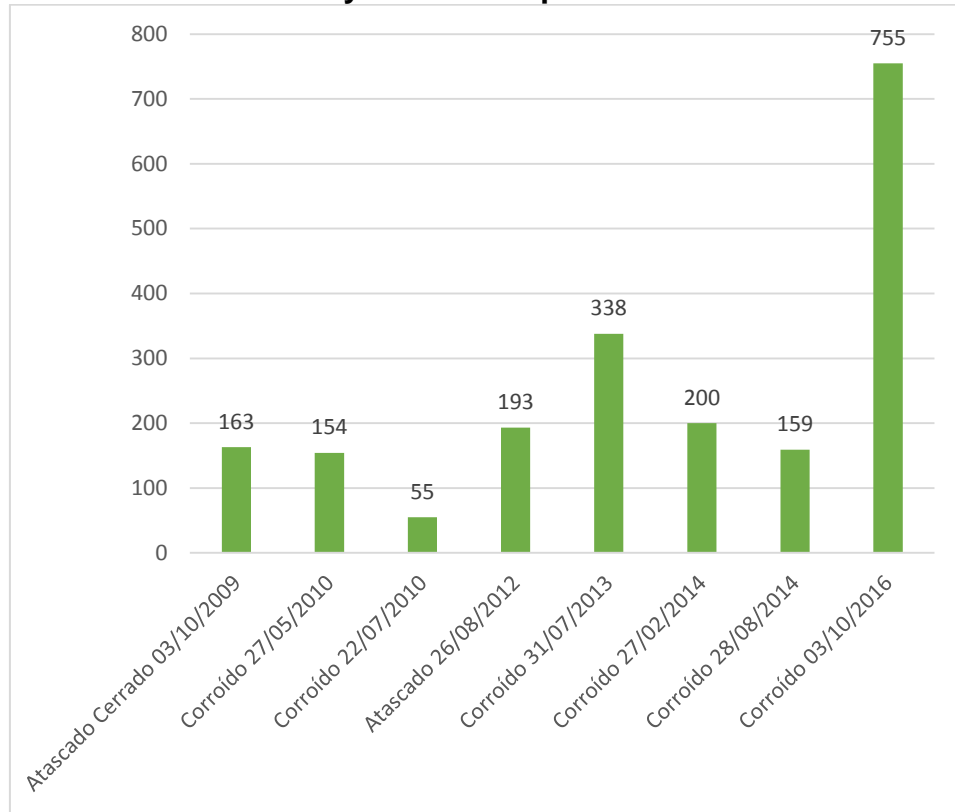
4.2.2. Cambio de varillas API D. Las varillas más empleadas para sistemas de bombeo mecánico en el campo son las API D, sin embargo han presentado inconvenientes para su uso en ambientes corrosivos, por esta razón se han implementado otros materiales, que buscan una reducción en las fallas de este tipo, entre ellas la SWR, SER o la PROROD 960 mencionadas en el capítulo anterior. A continuación se muestra el análisis del cambio realizado en dos pozos representativos.

- **Pozo CIRA 2840**

Pozo perforado en abril de 2009 y completado con bombeo mecánico, al año de ser perforado presentó dos fallas consecutivas asociadas a la corrosión, en las cuales se utilizó varillas tipo API D que ofreció un run life de 154 días. En la segunda falla se reemplazó por varillas nuevas del mismo tipo obteniéndose run life de 55 días.

En el año 2013 se implementaron varillas de tipo UHS que causaron un aumento significativo en el run life, llevándolo a 388 días. Aunque fue un aumento destacable, en octubre de 2015 se volvió a presentar una falla, ésta vez volvió a ser necesario cambiar el tipo de varilla a una MMS y el run life llegó hasta 755 días.

Figura 24. Histórico de fallas y run life del pozo CIRA 2840.

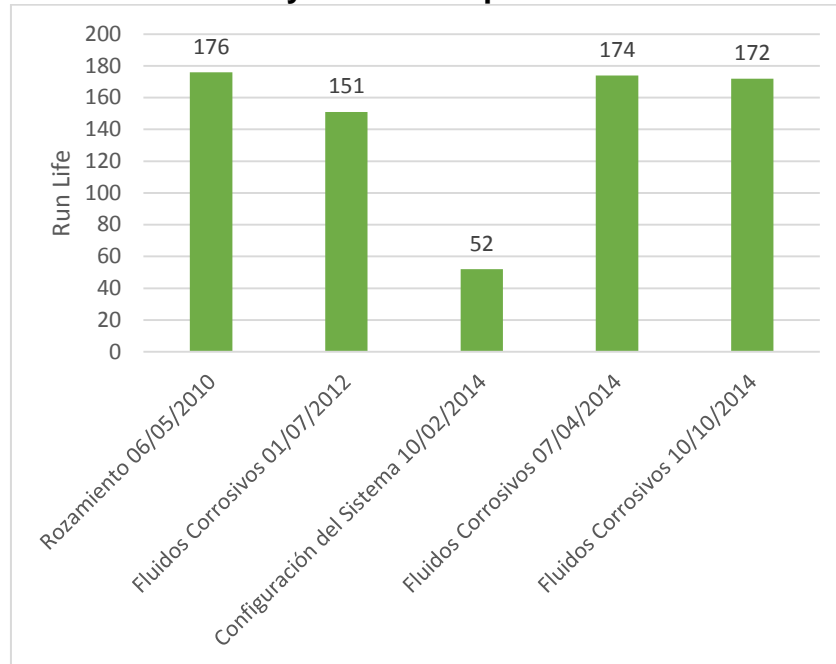


Fuente: ECOPEL S. A.

- **Pozo CIRA 2584**

Este pozo fue perforado en marzo de 2009. Luego de ser completado con bombeo mecánico presentó fallas asociadas a la corrosión en las varillas hacia julio de 2012. El pozo contaba con tubería API D cuyo run life estimado era de 151 días. En el año 2014 el pozo presentó dos fallas consecutivas por la misma causa de la anterior. En la primera de estas fallas en abril de 2014 se decidió instalar varilla UHS que ofreció un run life de 174 días. Para la falla presentada el mismo año en octubre, se cambió el material a varilla tipo MMS y aunque el run life fue de 172 días, el pozo no registró más fallas por esta causa.

Figura 25. Histórico de fallas y run life del pozo CIRA 2581.



Fuente: ECOPETROL S. A.

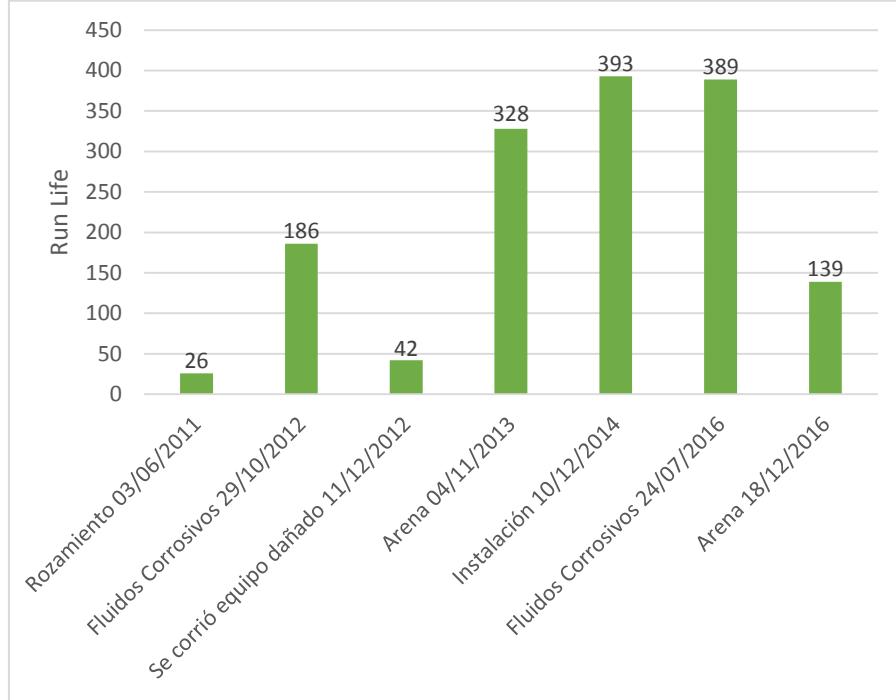
4.2.3. Cambio de Varillas N 97. El otro tipo de varillas usado convencionalmente en el campo la Cira Infantas es la N97. En ambientes corrosivos éste tipo de varillas también ha presentado problemas, especialmente con el cuerpo, lo que ha ocasionado ausencia de fluido en superficie e incremento el número de intervenciones. En este último grupo, se analiza al igual que los anteriores dos pozos que representan las fallas comunes en este tipo de varillas.

- **Pozo CIRA 2677**

Este pozo fue perforado en el año 2010 y completado con bombeo mecánico. Presentó fallas por rozamiento en las varillas en el año 2011, pero hasta octubre 2012 se generó la primera falla por corrosión, también en las varillas; en esa ocasión el pozo utilizaba varillas N97, cuyo cuerpo resultó corroído, pero se cambiaron por tuberías nuevas del mismo tipo.

En el año 2016, el pozo presentó una nueva falla asociada a fluidos corrosivos que ocasionó que la varilla se partiera, generando pérdida de flujo en superficie y material corroído. Se tomó la decisión de reemplazar la varilla N97 por la varilla continua COROS SER por su resistencia a la corrosión y se obtuvo un run life de 389 días, que representa una gran ventaja respecto al otro material que se venía utilizando.

Figura 26. Histórico de fallas y run life del pozo CIRA 2677



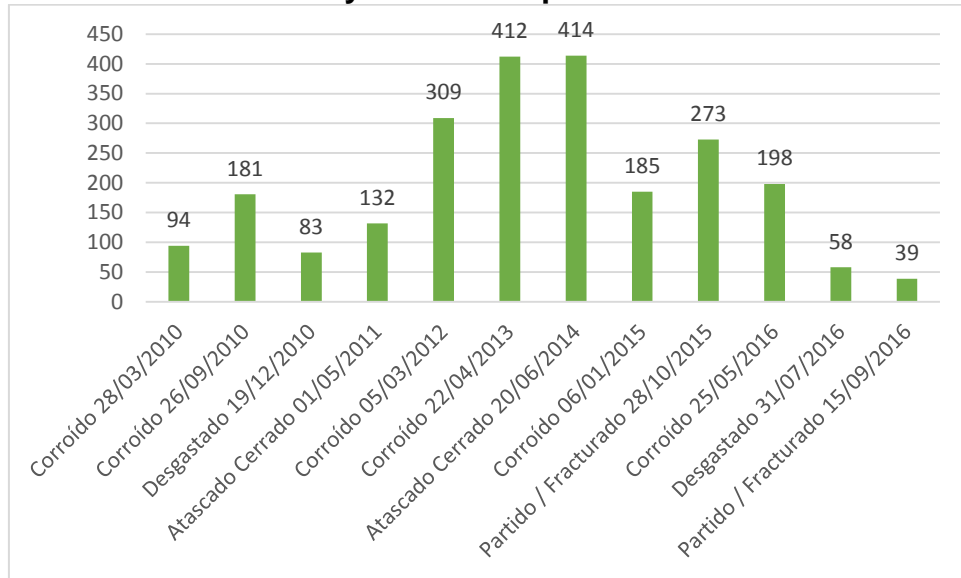
Fuente: ECOPETROL S. A.

- **Pozo CIRA 2289**

Pozo perforado en julio de 2009 y completado con bombeo mecánico, empezó a presentar problemas asociados a la corrosión en marzo de 2010 cuando la varilla N97 se encontró corroída y no había flujo de fluido en superficie, puesto que el cuerpo de la misma se encontraba partido. Se decide seguir utilizando este tipo de varilla en las dos ocasiones de falla presentadas ese mismo año en las que el run life promedio fue de 138 días. Más adelante, en los años 2012 y 2013 se realizaron cambios del material por la misma causa y en estas ocasiones se reemplazó por varillas MMS que tuvieron mayor duración (309 y 412 respectivamente).

Hacia 2015 se presentó falla en estas varillas y se tomó la decisión de volver a utilizar las N97, por esta razón el run life disminuyó, aunque de manera tan baja como en la primera ocasión.

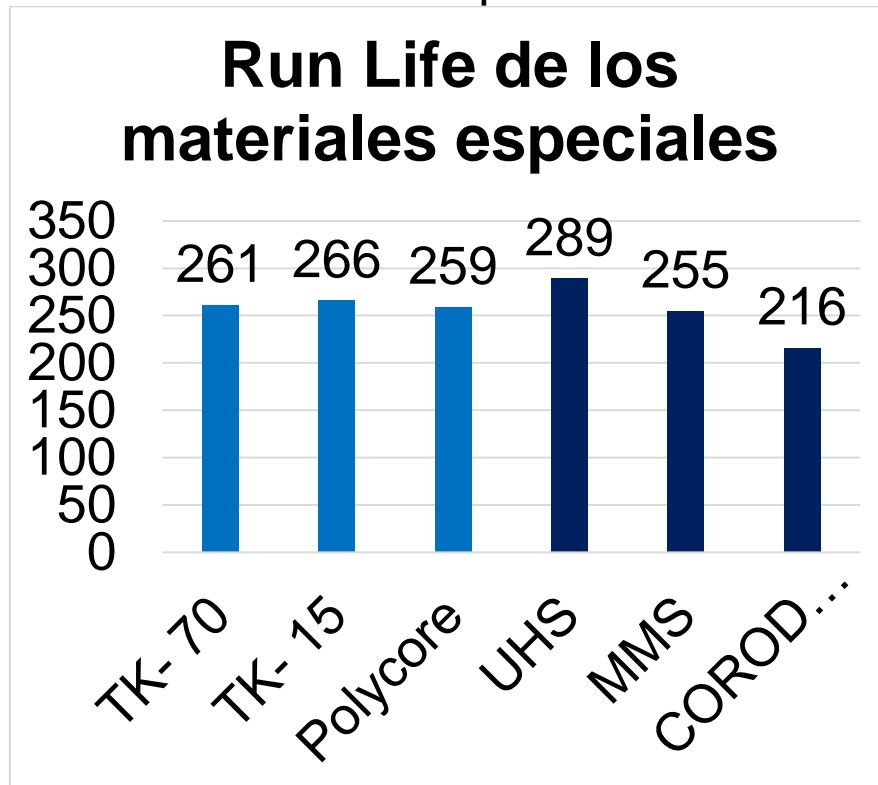
Figura 27. Histórico de fallas y run life del pozo CIRA 2289



Fuente: ECOPETROL S. A.

Luego de aplicar la metodología de análisis a todos los pozos y determinar el comportamiento de los materiales, se obtuvo el siguiente resultado:

Figura 28. Gráfica Run Life materiales especiales.



Como resultado, la tubería que ofreció un mejor comportamiento fue la TK- 15 y la varilla con mejor desempeño fue UHS.

4.3. Análisis Económico

4.3.1. Relación costo- beneficio. El objetivo principal del análisis económico es realizar el cálculo de la relación costo- beneficio de los materiales presentados. Para esto, la relación se define de la siguiente forma:

Ecuación 4. Relación Costo- Beneficio

$$RCB = \frac{\text{Costo Incremental}}{\text{Costo promedio de Intervenciones}}$$

Teniendo el valor de los costos de intervención promedio, se hace posible determinar la relación para cada tipo de tubería, partiendo de que al utilizar un material especial, se espera reducir una intervención por pozo al año. Además se tienen en cuenta otros elementos o accesorios especiales, cuyos costos se consideran fijos para efectos de relacionar el análisis:

Tabla 12. Relación costo beneficio para los nuevos materiales.

Material	Costo convencional	Costo Especial	Costo base [USD]	Costo [USD]	Costo incremental [USD]	RCB
Rotador Tub.	0	8.000	0	8.000	8.000	0,1
Rotador Var.	0	1750	0	1.750	1.750	0,02
Varilla	4 [USD/ft]	12 [USD/ft]	13.200	39.600	26.400	0,32
Tubería	6 [USD/ft]	18,48 [USD/ft]	18.150	60.984	42.834	0,52
Bomba	6.000 [USD]	8.000 [USD]	6.000	8.000	2.000	0,02
Cambio total			37.350	118.298	80.984	0,98

4.3.2. Análisis de la Inversión. En esta parte se realiza el análisis del beneficio económico que podría ofrecer la implementación de los nuevos materiales, teniendo en cuenta los macro inductores económicos que permitirán conocer el índice EBITDA y posteriormente el flujo de caja. A continuación se muestra el análisis del pozo CIRA 0334; el análisis de los demás pozos se encuentra en los anexos.

4.4. ANÁLISIS DE LOS MACROINDUCTORES DE VALOR

Tabla 13. Macroinductores económicos.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
UTILIDAD BRUTA	1.112.137,74	3.521.454,30	1.454.782,21	1.119.447,29	981.513,21	904.855,98
UTILIDAD NETA	644.237,12	3.070.414,13	1.186.827,80	878.319,67	749.712,00	1.052.523,66
INVERSION	33.000,00	64.350,00	29.716,65	23.415,17	20.442,59	18.568,62
ROA	19,52	47,71	39,94	37,51	36,67	56,68
COSTO DE VENTAS	0,90	0,89	0,80	0,78	0,78	0,79
GIF	647.372,12	3.066.950,79	1.186.197,65	878.022,41	749.524,60	1.052.336,27
EGO	616.022,12	3.101.584,15	1.192.499,12	880.995,00	751.398,57	1.054.210,24
MARGEN OPERATIVO	0,57	0,85	0,71	0,66	0,65	1,00
MARGEN BRUTO	0,90	0,89	0,80	0,78	0,78	0,79
MARGEN NETO	0,52	0,78	0,65	0,61	0,60	0,92

- El ROA, hace referencia a la rentabilidad financiera de la inversión, midiendo la eficiencia de los nuevos activos para que estos generen renta y no pérdidas. La fórmula es la siguiente:

Ecuación 5. ROA

$$ROA = \frac{\text{utilidad neta}}{\text{inversión}}$$

Para el año 2014, se obtuvo un ROA de 47.71%, es decir, la utilidad que obtuvo la empresa por los activos utilizados o por las inversiones generadas fue de 47%. Lo que implica un aumento de la eficiencia en la rentabilidad de 28.19% respecto a 2013, año en el que se obtuvo solo 19.52% de rentabilidad.

- El GIF, es la generación interna de fondos, es decir, los recursos que se obtienen por las operaciones normales de la empresa, en este caso se encontró que con la inversión en los nuevos materiales se generaron 78.89% más fondos que los generados con los anteriores materiales. Para el cálculo de esta cifra se usó la siguiente fórmula:

Ecuación 6. GIF

$$GIF = Utilidad Neta + Depreciaciones$$

Tabla 14. GIF

	2013	2014
UTILIDAD NETA	644237,121	3070414,13
DEPRECIACIONES	3135	-3463,34
GIF	647.372,12	3`066.950,79

- El EGO, es el efectivo generado en las operaciones, se puede observar que después de la inversión se generó un aumento en el efectivo generado de 80% calculado de la siguiente manera:

Ecuación 7. EGO

$$EGO = Flujo de Caja Bruto + Inv. KWNO$$

Tabla 15. EGO

	2013	2014
FCB	647372,121	3066950,79
INV KWNO	31350	-34633,3543
EGO	616.022,121	3`101.584,15

- El Margen Operativo, dio como resultado 0.8480 es decir, que por cada dólar que se vendió en el 2014, se obtuvo una utilidad operativa de 84.80 centavos. En el año 2013 el margen operativo era de 0.5664, representando una utilidad operativa por cada dólar vendido de 56.64 centavos, es decir que la utilidad operativa aumento un 33.2%. Margen que se calculó de la siguiente manera:

Ecuación 8. Margen Operativo

$$\text{Margen Operativo} = \frac{\text{Utilidad de Operación}}{\text{Ventas}}$$

Tabla 16. Margen Operativo

	2013	2014
U. OPERACIONAL	700257,74	3337406,66
VENTAS	1236184,74	3935399,16
MARGEN OPERATIVO	0,5664669	0,84804782

- Para el Margen Bruto, se obtuvo un valor de 0.5175, es decir, por cada dólar que se vendió, se obtuvo una utilidad bruta de cada de 51.75 centavos. Calculándose así:

Ecuación 9. Margen Bruto

$$\text{Margen Bruto} = \frac{\text{Utilidad Bruta}}{\text{Ventas}}$$

Tabla 17. Margen Bruto

	2013	2014
UTILIDAD BRUTA	1112137,74	3521454,3
VENTAS	1236184,74	3935399,16
MARGEN BRUTO	0,89965335	0,89481503

- Por último, el Margen Neto para el 2013 dio un valor de 0.521, es decir, por cada dólar vendido, se obtuvo una utilidad neta de 52.11 centavos, y para el año 2014 dio un valor de 0.7802, es decir, por cada dólar vendido, se obtuvo una utilidad neta de 78.02 centavos; valor que representa un aumento en el margen neto luego de la inversión de un 33.2%. El cálculo se realizó de la siguiente forma:

Ecuación 10. Margen Neto

$$\text{Margen Neto} = \frac{\text{Utilidad Neta}}{\text{Ventas}}$$

Tabla 18. Margen Neto

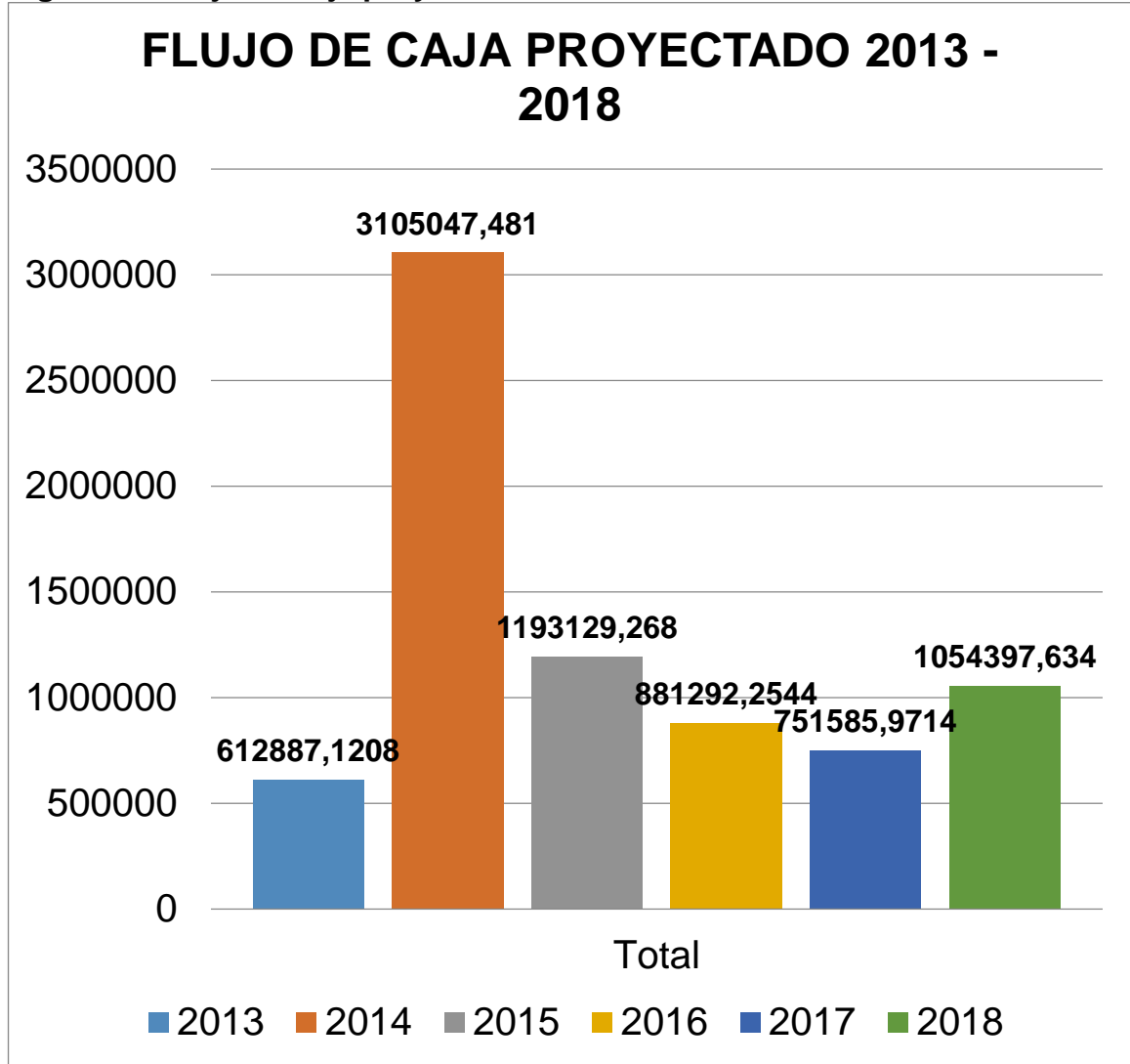
	2013	2014
UTILIDAD NETA	644237,121	3070414,13
VENTAS	1236184,74	3935399,16
MARGEN NETO	0,52114955	0,78020399

4.5. PROYECCIÓN FINANCIERA**Tabla 19. Flujo de Caja libre del pozo CIRA 0334**

FLUJO DE CAJA LIBRE						
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ventas	1.236.184,74	3.935.399,16	1.827.369,04	1.439.871,97	1.257.078,43	1.141.842,06
EBITDA	703.392,74	3.333.943,32	1.289.400,07	954.398,03	814.716,95	1143860,064
Depreciaciones	3.135	-3.463	-630	-297	-187	-187
UAI	700.257,74	3.337.406,66	1.290.030,21	954.695,29	814.904,35	1.144.047,46
Impuestos	56.020,62	266.992,53	103.202,42	76.375,62	65.192,35	91.523,80
Utilidad neta	644.237,12	3.070.414,13	1.186.827,80	878.319,67	749.712,00	1.052.523,66
Depreciaciones	3.135,00	-3.463,34	-630,15	-297,26	-187,40	-187,40
FCB	647.372,12	3.066.950,79	1.186.197,65	878.022,41	749.524,60	1.052.336,27
KWNO	33.000,00	64.350,00	29.716,65	23.415,17	20.442,59	18.568,62
Inv KWNO	31.350,00	-34.633,35	-6.301,47	-2.972,59	-1.873,97	-1.873,97
FCL	612.887,12	3.105.047,48	1.193.129,27	881.292,25	751.585,97	1.054.397,63

Para realizar el análisis de la valoración del pozo CIRA0334 se tomó el 2013 como año base, proyectándose a cuatro años, es decir hasta el 2018. Para llevar a cabo este análisis se realizó en primer lugar el Flujo de Caja Libre, que es el mecanismo de medición que sirve hallar el valor que genera el pozo en cuestión. Es importante reconocer el cálculo de esta herramienta, ya que los factores que la conforman influyen significativamente sobre las decisiones que se toman en la empresa. Al margen de esto, coherentemente se afirma que las medidas asociadas al crecimiento de la empresa, la atención del servicio a la deuda y el reparto de utilidades, entre otras, se toman bajo la premisa de que hay caja para soportarlas.

Figura 29. Flujo de caja proyectado 2013- 2018.



A partir del gráfico anterior, puede mencionarse que la inversión hecha en el cambio de nuevos materiales ha proyectado unos flujos de caja libre positivos para los próximos cuatro años. Esto indica que la empresa tendrá un desempeño sobresaliente en la medida en que a partir de su generación de caja, tiene posibilidades para atender los servicios de deuda y los dividendos de sus socios. El flujo de caja elaborado fue de tipo indirecto, donde a partir del EBITDA presentado en el 2013 y 2014 se calcularían el resto de años. El EBITDA son las utilidades antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones, este indicador es la producción bruta de caja que se destina después de cubrir los impuestos, a la atención del servicio de la deuda, al reparto de utilidades, a la inversión en capital de trabajo y al apoyo de la financiación de inversiones en activos fijos. Este indicador constituye, entonces, una herramienta fundamental

para percibir el verdadero potencial que posee la empresa para cumplir con los objetivos propuestos. La fórmula del EBITDA aplicada fue:

Ecuación 11. EBITDA

$$EBITDA = Utilidad Operacional + Depreciaciones + Amortizaciones$$

Posteriormente se calculó el Margen EBITDA, que se obtuvo dividiendo esta utilidad entre los ingresos. De esta forma se muestra lo que de cada dólar de ingresos se convierte en caja bruta que se destina para cubrir los impuestos, atender el servicio a la deuda, el reparto de utilidades, apoyar las inversiones para la reposición de activos y el crecimiento de la empresa.

Ecuación 12. Margen EBITDA

$$Margen EBITDA = \frac{EBITDA}{Ventas}$$

En otras palabras, el Margen EBITDA es el que muestra en términos de porcentaje, la capacidad que tiene la empresa para generar efectivo por cada dólar de ventas; lo ideal para una organización es presentar en este indicador un valor alto, ya que acá se refleja que los ingresos superan los desembolsos en efectivo, por esta razón, lograr el crecimiento de este margen es importante.

Tabla 20. Margen EBITDA

	2013	2014
EBITDA	703392,74	3333943,32
MARGEN EBITDA	0,5690	0,8472

En el análisis hecho se encuentra que para el año 2013 antes del cambio de materiales, la capacidad que se tenía para generar efectivo por cada dólar de ventas era del 56.90% y en el año 2014 tras la inversión esta capacidad aumento al 84.72% resultados que nos permiten inferir que fue positiva y rentable ya que este margen aumentó en 27.82 puntos porcentuales.

Como se demostró en el análisis técnico, el uso de materiales especiales tiene un efecto positivo en el run life del pozo, pues disminuye la periodicidad de las fallas.

Con la reducción de las intervenciones se tienen mayores ingresos incrementales pues a partir del octavo mes se puede se retorna el valor de la inversión inicial.

Teniendo en cuenta el análisis realizado, se puede decir entonces que el uso de materiales especiales para control de la corrosión resulta viable, siempre que se mantenga la tasa de producción, los precios permanezcan estables y las condiciones del pozo permitan la instalación de estos.

5. CONCLUSIONES

- Luego de identificar las fallas generadas por corrosión en tuberías y varillas en el campo la Cira Infantas, se obtuvieron 216 pozos con 359 fallas, de las cuales 120 fueron por tuberías y 239 por varillas, además el área que más fallas presentó por corrosión fue la Cira Sur con 86 fallas y la que menos presentó fue Infantas Central con 2 fallas.
- Con el análisis de los distintos materiales para el control de la corrosión se evidencia que al hacer un cambio en la tubería o varilla, el promedio del run life en Bombeo Mecánico aumenta de 118 a 155 días aproximadamente y se disminuyó el número de fallas de 5 a 2, lo que optimiza los servicios a pozo y disminuye pérdidas por producción diferida.
- Económicamente la inversión en los nuevos materiales representa un aumento en la capacidad de generar efectivo, ya que con la implementación de estos se observa un aumento de aproximadamente 25% en esta característica.
- La inversión realizada en el cambio de nuevos materiales proyectó flujos de caja libre positivos, incrementando estos en un 58,12%, lo cual indica que a partir de la generación de caja se podrá atender los gastos de servicio e intervención.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un estudio similar, teniendo en cuenta que existen otras causas de falla, como la fricción, arenas, entre otros.
- Realizar un análisis que permita evaluar el uso de inhibidores de corrosión pues el campo aún se encuentra en etapa de inyección y por ende la corrosión aumentará con el transcurrir de los años siendo la principal causa de fallas.
- Evaluar factores que reducen el tiempo de vida de las tuberías y varillas como el desgaste de las varillas y las cargas a las que se encuentran sometidas.

BIBLIOGRAFÍA

BOLLAND Y CIA. S. A. Bombas mecánicas de profundidad. Buenos Aires: Bolland Y Cía. S.A, 2009, versión 2.0, p.17.

BORENSTEIN Susan W, "Microbiologically influenced corrosion handbook". Woodhead Publishing Ltd. Cambridge CB1 6AH, England, 1994.

CUESTA FERNANDEZ Francisco Luis. Análisis del fenómeno de la corrosión en materiales de uso técnico: Metales. Procedimientos de protección. Santiago de Chile, 2009. Pontificia Universidad Católica de Chile. Grupo de investigación Eduinnova.

DAVIS, J.R. "Corrosion Understanding the Basics", ASM International. Estados Unidos de América, 2000.

EMBUS, Luis A.; MARTINEZ, Jorge A. Curso Generalidades Bombeo Mecánico: I Parte Conceptos Básicos. PARKOSERVICES, 2009

GÓMEZ VELASCO Jimmy Anderson. Análisis Técnico- Financiero del desempeño de las unidades de bombeo mecánico sobredimensionadas del campo La Cira Infantas. Bucaramanga, 2014. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico- Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

GUTIERREZ, M. A., Dvorkin, J., & Nur, A. Rock-physics Characterization of a Tertiary Fluvial Reservoir, La Cira-Infantas Oil Field (Colombia). Society of Exploration Geophysicists, (Jan 1. 2000).

HERMANSON, D. Sucker Rods. En: BRADLEY, Howard B. Petroleum Engineering. 3 ed. Richardson: SPE, 1987.

MALDONADO PÉREZ Lelis Aylim. Análisis del comportamiento y vida útil de las varillas en los sistemas de levantamiento artificial tipo BCP Y Bombeo Mecánico en el campo La Cira Infantas. Bucaramanga, 2012. Trabajo de grado (Ingeniero de

Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

MUÑOZ CANTILLO Lina Raquel y SANTAMARIA DIAZ Shirley. Evaluación de los métodos de control de arenas implementados en el campo La Cira Infantas. Bucaramanga, 2016. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

PEÑA DUARTE Cristian David. Estudio técnico financiero para la implementación de unidades de bombeo mecánico no convencionales en el campo La Cira Infantas. Bucaramanga, 2014. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

RODRIGUEZ MAYORGA Marco Daniel y VALBUENA LUNA Leonardo Andrés. Desarrollo de una metodología para la detección y el control de crecimiento de las bacterias responsables de la corrosión en campos petrolíferos. Bucaramanga, 2014. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

RUIZ TIBACUY Andrea Johanna y GARCÍA SANTAMARÍA Camilo Andrés. Mejoramiento del tratamiento químico “Down- Hole” para el control de corrosión en pozos del campo Guando. Bucaramanga, 2008. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

SVIN OS, John G. Optimización de bombeo mecánico. Bakersfield: Theta Enterprise, Inc, 2005.

TILLIS W., DESCH P. y DILLON J. Corrosion in the petroleum industry. Nalco Company. USA. 2004.

WEATHERFORD. COROD SWR High – Strength Continuous Rod. Houston: Weatherford, 2011.

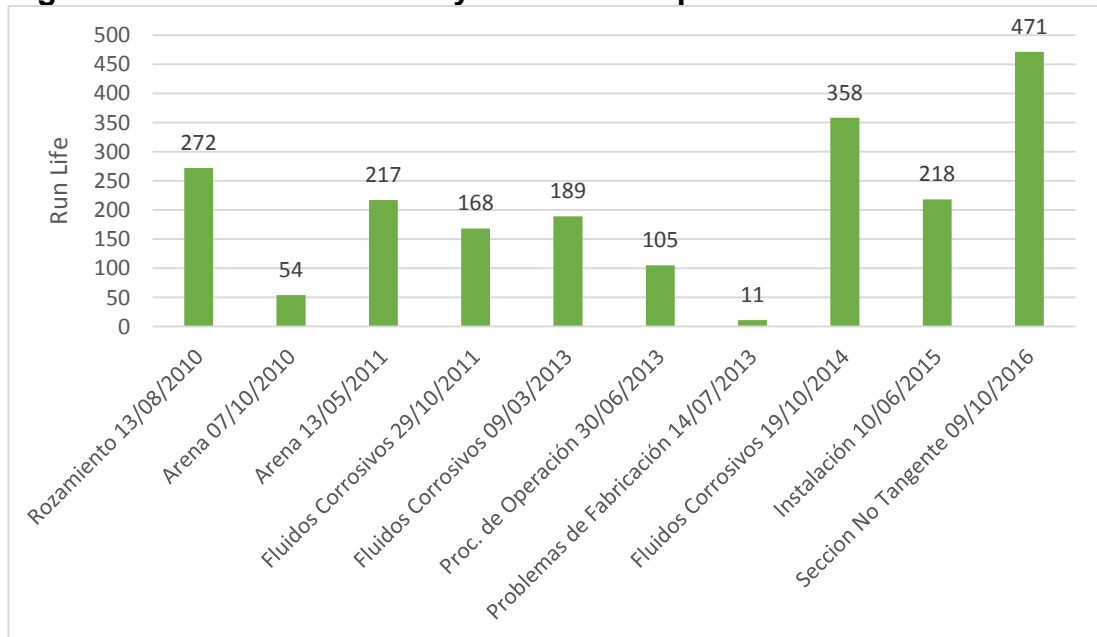
ANEXOS

Anexo A. POZO CIRA 0711

El pozo fue perforado en el año 2006 y completado con bombeo mecánico. Durante sus primeros años no presentó fallas asociadas a la corrosión, sólo hasta octubre de 2011, cuando se notó que la falta de fluido en superficie era causa de la varilla partida que se encontraba corroída en el cuerpo. En ese momento el pozo utilizaba varilla tipo API D, la cual tenía un run life de 168 días en los que la producción era 42,91 BOPD.

Más adelante el pozo vuelve a presentar una falla por corrosión en la cual se decide implementar varilla N 97; en esta ocasión el run life aumentó a 168 días, pero volvió a presentarse una falla por las mismas razones, una vez más se cambió el tipo de varilla y se instaló la tipo MMS que es del alta resistencia a la corrosión, logrando obtener un run life de 358 días, con producción de 55 BOPD. Luego de la intervención, no se volvió a presentar fallas por corrosión en éste pozo.

Figura 30. Histórico de fallas y run life en el pozo CIRA 0711



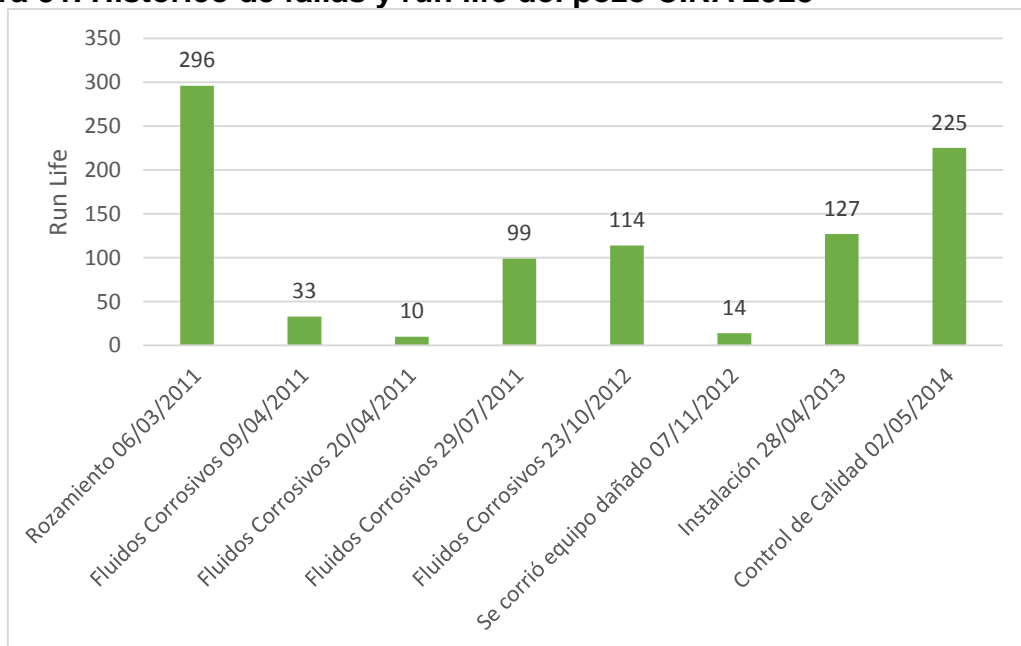
Fuente: ECOPELROL S. A.

Anexo B. POZO CIRA 2923

Éste pozo se perforó en mayo de 2010 y casi un año después de ser completado con bombeo mecánico presentó la primera falla asociada a fluidos corrosivos, encontrándose el cuerpo de la varilla corroído y partido lo que ocasionó ausencia de flujo en superficie; el pozo tenía varilla N97. Luego de la primera falla, en el mismo mes se presentó una nueva falla con características similares, en la cual se decidió instalar varilla inspeccionada del mismo tipo, obteniéndose un run life de 10 días. En el mismo año el pozo volvió a presentar falla por corrosión y se instaló varilla nueva de tipo N97, como consecuencia el run life aumentó a 99 días y la producción fue de 49,8 BOPD.

Al siguiente año, el pozo volvió a fallar y para ésta ocasión se instaló varilla continua COROD SWR; ésta varilla tiene una composición que la hace resistente a la corrosión. En este caso el run life fue de 114 días y la producción alcanzó los 152 BOPD.

Figura 31. Histórico de fallas y run life del pozo CIRA 2923



Fuente: ECOPETROL S. A.

Anexo C. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL POZO CIRA2289

ANALISIS DE LOS MACROINDUCTORES DE VALOR

Tabla 21. Análisis de los Macroinductores de valor CIRA 2289

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
UTILIDAD BRUTA	1.349.040,73	1.936.677,60	804.487,86	619.049,19	542.772,28	500.381,18
UTILIDAD NETA	862.187,87	1.630.171,55	588.556,99	417.953,42	347.778,66	308.778,85
INVERSION	33.000,00	64.350,00	29.880,37	23.544,18	20.555,22	18.670,92
ROA	26,13	25,33	19,70	17,75	16,92	16,54
COSTO DE VENTAS	0,90	0,89	0,80	0,78	0,78	0,79
GIF	865.322,87	1.626.724,59	587.923,37	417.654,52	347.590,23	308.591,45
EGO	833.972,87	1.661.194,22	594.259,56	420.643,49	349.474,53	310.465,42
MARGEN OPERATIVO	0,62	0,81	0,63	0,57	0,54	0,53
MARGEN BRUTO	0,90	0,89	0,80	0,78	0,78	0,79
MARGEN NETO	0,57	0,75	0,58	0,52	0,50	0,49

- El ROA para el año 2013 la utilidad que obtuvo la empresa por los activos utilizados o por las inversiones generadas fue de 26.13% y para el año 2014 fue de 25.33% resultado que implica una disminución de la eficiencia en la rentabilidad de 0.8 puntos porcentuales respecto a 2013. Esta tendencia se mantiene a lo largo de la proyección y puede ser explicado por la disminución de la tasa de inyección.
- El GIF para este pozo en el año 2014 luego de implementar el uso de los nuevos materiales fue de 1626724,59 USD valor que representa un aumento de 4.31% en la generación de fondos respecto a 2013.

Tabla 22. GIF CIRA 2289

	2013	2014
UTILIDAD NETA	862187,873	1630171,55
DEPRECIACIONES	3135	-3446,96262
GIF	865322,873	1626724,59

- El EGO vemos que después de la inversión se generó un aumento en el efectivo generado de 49.7%.

Tabla 23. EGO CIRA 2289

	2013	2014
FCB	647372,121	3066950,79
INV KWNO	31350	-34633,3543
EGO	833972,873	1661194,22

- El Margen Operativo, dio como resultado 0.81 es decir, que por cada dólar que se vendió en el 2014, se obtuvo una utilidad operativa de 81 centavos. En el año 2013 el margen operativo era de 0.62, representando una utilidad operativa por cada dólar vendido de 62 centavos, es decir que la utilidad operativa aumento un 23.45%.

Tabla 24. Margen Operativo CIRA 2289

	2013	2014
U. OPERACIONAL	937.160,73	1.771.925,60
VENTAS	1.499.511,71	2.176.257,60
MARGEN OPERATIVO	0,62	0,81

- Para el Margen Bruto, se obtuvo un valor de 0,89, es decir, por cada dólar que se vendió, se obtuvo una utilidad bruta de cada de 89 centavos.

Tabla 25. Margen bruto CIRA 2289

	2013	2014
UTILIDAD BRUTA	1.349.040,73	1.936.677,60
VENTAS	1.499.511,71	2.176.257,60
MARGEN BRUTO	0,90	0,89

- Por último, el Margen Neto para el 2013 dio un valor de 0.57, es decir, por cada dólar vendido, se obtuvo una utilidad neta de 57 centavos, y para el año 2014 dio un valor de 0.75, es decir, por cada dólar vendido, se obtuvo una utilidad neta de 75 centavos; valor que representa un aumento en el margen neto luego de la inversión de un 24%.

Tabla 26. Margen Neto CIRA 2289

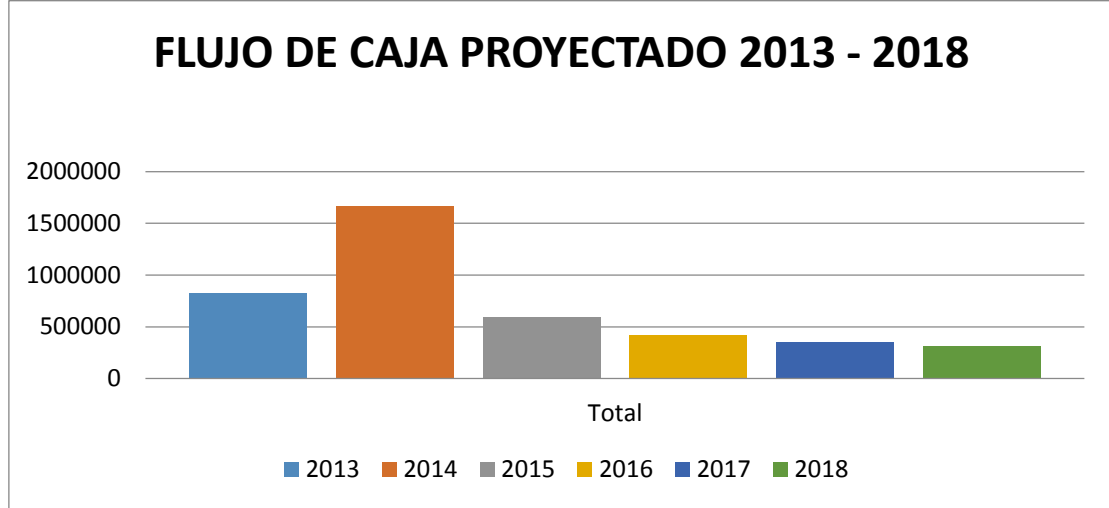
	2013	2014
UTILIDAD NETA	862.187,87	1.630.171,55
VENTAS	1.499.511,71	2.176.257,60
MARGEN NETO	0,57	0,75

PROYECCIÓN FINANCIERA**Tabla 27. Flujo de caja libre CIRA 2289**

FLUJO DE CAJA LIBRE						
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ventas	1.499.511,71	2.176.257,60	1.010.526,66	796.242,56	695.158,58	631.433,40
ebitda	940.295,73	1.768.478,64	639.102,24	453.998,30	377.831,85	335.441,79
depreciaciones	3.135	-3.447	-634	-299	-188	-187
UAI	937.160,73	1.771.925,60	639.735,86	454.297,19	378.020,28	335.629,18
impuestos	74.972,86	141.754,05	51.178,87	36.343,78	30.241,62	26.850,33
utilidad neta	862.187,87	1.630.171,55	588.556,99	417.953,42	347.778,66	308.778,85
depreciaciones	3.135,00	-3.446,96	-633,62	-298,90	-188,43	-187,40
FCB	865.322,87	1.626.724,59	587.923,37	417.654,52	347.590,23	308.591,45
kwno	33.000,00	64.350,00	29.880,37	23.544,18	20.555,22	18.670,92
inv kwno	31.350,00	-34.469,63	-6.336,19	-2.988,96	-1.884,30	-1.873,97
FCL	830.837,87	1.664.641,18	594.893,18	420.942,38	349.662,96	310.652,82

Para realizar el análisis de la valoración del pozo CIRA2289 se tomó el 2013 y 2014 como años base, proyectándose a cuatro años, es decir hasta el 2018.

Figura 32. Flujo de caja proyectado CIRA 2289.



A partir del gráfico anterior, puede mencionarse que la inversión hecha en el cambio de nuevos materiales ha proyectado unos flujos de caja libre positivos para los próximos años.

Tabla 28. Margen EBITDA CIRA 2289.

	2013	2014
EBITDA	940.295,73	1.768.478,64
MARGEN EBITDA	0,62706795	0,81262376

En el análisis hecho encontramos que para el año 2013 antes del cambio de materiales, la capacidad que se tenía para generar efectivo por cada dólar de ventas era del 62.7% y en el año 2014 tras la inversión esta capacidad aumento al 81.26% resultados que nos permiten inferir que fue positiva y rentable ya que este margen aumentó en 18.56 puntos porcentuales.

Anexo D. ANÁLISIS ECONÓMICO POZO CIRA 2840

ANÁLISIS DE LOS MACROINDUCTORES DE VALOR

Tabla 29. Macroinductores de valor CIRA 2840

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
UTILIDAD BRUTA	1.217.349,50	2.582.236,80	1.072.650,48	825.398,93	723.696,38	667.174,91
UTILIDAD NETA	741.031,94	2.224.086,02	835.266,60	607.795,17	514.228,83	462.229,08
INVERSION	33.000,00	64.350,00	29.880,37	23.544,18	20.555,22	18.670,92
ROA	22,46	34,56	27,95	25,82	25,02	24,76
COSTO DE VENTAS	0,90	0,89	0,80	0,78	0,78	0,79
GIF	744.166,94	2.220.639,05	834.632,98	607.496,27	514.040,40	462.041,68
EGO	712.816,94	2.255.108,68	840.969,17	610.485,24	515.924,69	463.915,65
MARGEN OPERATIVO	0,60	0,83	0,67	0,62	0,60	0,60
MARGEN BRUTO	0,90	0,89	0,80	0,78	0,78	0,79
MARGEN NETO	0,55	0,77	0,62	0,57	0,55	0,55

- El ROA para el año 2013 la utilidad que obtuvo la empresa por los activos utilizados o por las inversiones generadas fue de 22.46% y para el año 2014 fue de 34.56% resultado que implica un aumento de la eficiencia en la rentabilidad de 12.10 puntos porcentuales respecto a 2013.
- El GIF para este pozo en el año 2014 luego de implementar el uso de los nuevos materiales fue de 2.220.639,05 USD valor que representa un aumento de 66.4% en la generación de fondos respecto a 2013.

Tabla 30. GIF CIRA 2840

	2013	2014
UTILIDAD NETA	741.031,94	2.224.086,02
DEPRECIACIONES	3.135,00	-3.446,96
GIF	744.166,94	2.220.639,05

- El EGO vemos que después de la inversión se generó un aumento en el efectivo generado de 68.39%.

Tabla 31. EGO CIRA 2840

	2013	2014
FCB	744.166,94	2.220.639,05
INV KWNO	31.350,00	-34.469,63
EGO	712.816,94	2.255.108,68

- El Margen Operativo, dio como resultado 0.83 es decir, que por cada dólar que se vendió en el 2014, se obtuvo una utilidad operativa de 83 centavos. En el año 2013 el margen operativo era de 0.60, representando una utilidad operativa por cada dólar vendido de 60 centavos, es decir que la utilidad operativa aumento un 27.71%.

Tabla 32. Margen operativo CIRA 2840

	2013	2014
U. OPERACIONAL	805.469,50	2.417.484,80
VENTAS	1.353.131,74	2.901.676,80
MARGEN OPERATIVO	0,60	0,83

- Para el Margen Bruto, se obtuvo un valor de 0.89, es decir, por cada dólar que se vendió, se obtuvo una utilidad bruta de cada de 89 centavos.

Tabla 33. Margen bruto CIRA 2840

	2013	2014
UTILIDAD BRUTA	1.217.349,50	2.582.236,80
VENTAS	1.353.131,74	2.901.676,80
MARGEN BRUTO	0,90	0,89

- Por último, el Margen Neto para el 2013 dio un valor de 0.57, es decir, por cada dólar vendido, se obtuvo una utilidad neta de 57 centavos, y para el año 2014 dio un valor de 0.75, es decir, por cada dólar vendido, se obtuvo una utilidad neta de 75 centavos; valor que representa un aumento en el margen neto luego de la inversión de un 24%.

Tabla 34. Margen neto CIRA 2840

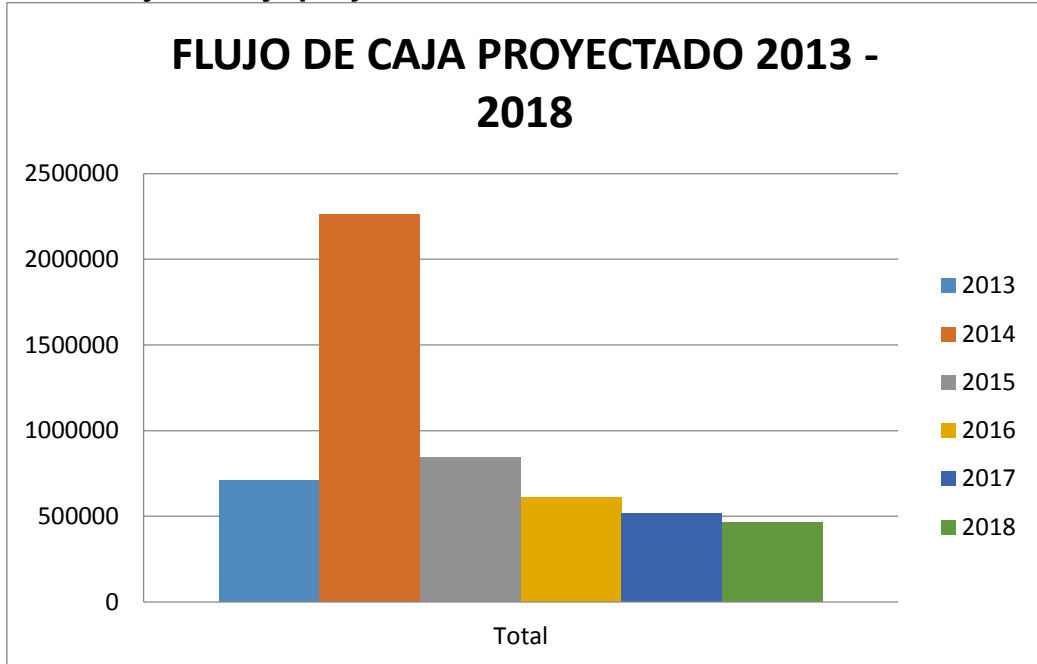
	2013	2014
UTILIDAD NETA	862.187,87	1.630.171,55
VENTAS	1.353.131,74	2.901.676,80
MARGEN NETO	0,57	0,75

PROYECCIÓN FINANCIERA**Tabla 35. Flujo de caja libre CIRA 2840**

FLUJO DE CAJA LIBRE						
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ventas	1.353.131,74	2.901.676,80	1.347.368,88	1.061.656,75	926.878,10	841.911,20
ebitda	808.604,50	2.414.037,84	907.264,86	660.348,03	558.755,95	502.235,52
depreciaciones	3.135	-3.447	-634	-299	-188	-187
UAll	805.469,50	2.417.484,80	907.898,48	660.646,93	558.944,38	502.422,91
impuestos	64.437,56	193.398,78	72.631,88	52.851,75	44.715,55	40.193,83
utilidad neta	741.031,94	2.224.086,02	835.266,60	607.795,17	514.228,83	462.229,08
depreciaciones	3.135,00	-3.446,96	-633,62	-298,90	-188,43	-187,40
FCB	744.166,94	2.220.639,05	834.632,98	607.496,27	514.040,40	462.041,68
kwno	33.000,00	64.350,00	29.880,37	23.544,18	20.555,22	18.670,92
inv kwno	31.350,00	-34.469,63	-6.336,19	-2.988,96	-1.884,30	-1.873,97
FCL	709.681,94	2.258.555,64	841.602,79	610.784,13	516.113,12	464.103,05

Para realizar el análisis de la valoración del pozo CIRA2840 se tomó el 2013 y 2014 como años base, proyectándose a cuatro años, es decir hasta el 2018.

Figura 33. Flujo de caja proyectado CIRA 2289.



A partir del gráfico anterior, puede mencionarse que la inversión hecha en el cambio de nuevos materiales ha proyectado unos flujos de caja libre positivos para los próximos años.

Tabla 36. Margen EBITDA CIRA 2840

	2013	2014
EBITDA	940295,732	1768478,64
MARGEN EBITDA	0,62706795	0,81262376

En el análisis hecho se encuentra que para el año 2013 antes del cambio de materiales, la capacidad que se tenía para generar efectivo por cada dólar de ventas era del 62.7% y en el año 2014 tras la inversión esta capacidad aumento al 81.26% resultados que nos permiten inferir que fue positiva y rentable ya que este margen aumentó en 18.56 puntos porcentuales.