

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA OPTIMIZACIÓN  
DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL CAMPO RUBIALES  
PARA LA DISMINUCIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO**

**CLAUDIA VIVIANA SÁCHICA ÁVILA  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
2018**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA OPTIMIZACIÓN  
DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL CAMPO RUBIALES  
PARA LA DISMINUCIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO**

**CLAUDIA VIVIANA SÁCHICA ÁVILA  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**DIRECTOR**

**MSc. NICOLAS SANTOS SANTOS**

**CO DIRECTOR**

**MENG, MBA JORGE ANDRÉS SÁCHICA AVILA**

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

**2018**

## DEDICATORIA

*Agradezco a Dios quien me dio fortaleza y la oportunidad de seguir en este camino cada día plenamente, dándome fuerza en los momentos difíciles y a no desfallecer. A mis padres, Jorge y Lucila, quienes me brindaron todo el apoyo para lograr este objetivo, quienes, con su ejemplo, me enseñaron a no desfallecer en los sueños y metas que día a día se proponen, enseñándome que el camino sin retos y sin tropiezos, es sin éxito.*

*A mi hermano Jorge Andres, quien desde siempre me ha dado lo que más ha podido de apoyo, de ejemplo y convertirse en el pilar a seguir. Enseñándome que nada es imposible, y quien es persistente consigue lo que se quiere. Por ser ese excelente profesional, excelente hermano y darme el apoyo para culminar este proceso.*

*A mi abuela, Lucila, quien siempre ha confiado en mí, estando en todo momento y con sus consejos de motivación y de su larga experiencia de vida a seguir adelante.*

*A mis amigos Jonathan Rojas, Daniel Piza, Daniel López y Felipe Castillo, por su incondicionalidad durante esta etapa de mi vida, dándome el apoyo y convirtiéndose en esas personas que siempre están para todo momento de mi vida.*

*A esas personas que aparecieron al último momento de este camino, quienes se convirtieron en apoyo incondicional para culminar esta etapa.*

*A todas aquellas personas que directa o indirectamente estuvieron a mi lado brindándome todo su apoyo.*

*A mis Tíos Bernardo y Ofelina, quienes siempre estuvieron pendientes en este proceso, que, con sus oraciones y amor desde el Ecuador, supieron alentarme en cada momento que la vida me ha presentado. Un amor incondicional que siempre me acompañara en cada meta que venga desde hoy.*

*A mi Tía Abuela Encarnación, quien se fue de este mundo partiendo con la esperanza de verme culminar este sueño, que hoy desde el cielo me acompaña y con su compañía incondicional siempre estará en mi corazón guiándome y protegiéndome.*

## **AGRADECIMIENTOS**

*A la Universidad Industrial de Santander, por su calidad brindada en mi formación profesional y personal.*

*A la Sede Barrancabermeja de la Universidad Industrial de Santander, quien abrió las puertas a este camino, dando las mejores bases para culminar este proceso con éxito, donde crecí como persona y profesional, brindándome la oportunidad de conocer excelentes personas.*

*Y a todas y cada una de las personas de la Universidad Industrial de Santander, que durante esta etapa me brindaron el apoyo y el profesionalismo para salir adelante en cada momento.*

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	16
1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA .....	18
2. MARCO DE REFERENCIA.....	21
3. METODOLOGÍA PARA MEDIR ANALIZAR Y COMPARAR EL CONSUMO ENERGÉTICO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL APLICADO EN EL CAMPO RUBIALES.....	25
3.1 MEDICIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UTILIZADOS EN EL CAMPO RUBIALES. ....	27
3.1.1 Metodología para el Monitoreo y Mediciones Eléctricas. ....	28
3.2 ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL .....	34
3.2.1 Estado Mecánico. ....	34
3.2.2 Capacidad, y tipo de Sistema de Levantamiento .....	39
3.2.3 Caracterización del Fluido Producido. ....	44
3.2.4 Curva del Índice de Productividad (IPR). ....	46
3.2.5 Metodología para Analizar y Comparar el Consumo Energético de los Sistemas de Levantamiento Artificial. ....	48
4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA MEDIR, ANALIZAR Y COMPARAR EL CONSUMO ENERGÉTICO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL CAMPO RUBIALES.....	20
4.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL IMPLEMENTADOS EN EL CAMPO RUBIALES. ....	20

4.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	26
4.2.1 Medición de la Energía.....	26
4.2.2 Estado Mecánico del Campo Rubiales.....	36
4.2.3 Analisis del Índice de Productividad del Campo Rubiales.....	39
4.2.4 Analisis de los Fluidos Producidos del Campo Rubiales.....	40
5. PROPUESTAS DE OPTIMIZACIÓN.....	44
5.1 PROPUESTA DE REDISEÑO DE POZOS.....	20
5.2 PROPUESTA DE NUEVOS PILOTOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO.....	23
5.2.1 Piloto Bombeo Mecánico.....	23
5.2.2 Piloto de Implementación de Bombeo Electro PCP.....	27
5.2.3 Piloto de Cabezal Magnético PCP.....	29
6. ANALISIS FINANCIERO.....	31
6.1 EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA DE REDISEÑOS.....	32
6.2 EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA DE NUEVOS PILOTOS.....	36
6.2.1 Piloto de Bombeo Mecánico.....	36
6.2.2 Piloto de Bombeo Electro-PCP O ESPCP.....	38
6.2.3 Piloto de Cabezal Magnético PCP.....	41
6.3 ANALISIS GLOBAL DE LAS ALTERNATIVAS PLANTEADAS.....	43
7. CONCLUSIONES.....	45
8. RECOMENDACIONES.....	47
BIBLIOGRAFÍA.....	49

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Ventajas y desventajas del sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico. ....	40
Tabla 2. Ventajas y desventajas del sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible. ....	41
Tabla 3. Ventajas y desventajas del sistema de levantamiento artificial por Bombeo de Cavidades Progresivas. ....	43
Tabla 4. Características de operación a nivel óptimo de los sistemas de levantamiento artificial. ....	43
Tabla 4. Ventajas y desventajas del sistema acorde con la operación del campo.	27
Tabla 5. Hallazgos del consumo energético en el campo Cajua.....	28
Tabla 6. Análisis de aplicación del bombeo mecánico en Campo Castilla.....	30
Tabla 7. Consumo de energía de los pozos con bombeo de cavidades progresivas del campo Rubiales. ....	32
Tabla 8. Consumo de energía de los pozos con bombeo electrosumergible del campo Rubiales. ....	33
Tabla 9. Análisis de aplicación del bombeo electrosumergible en Campo Castilla. ....	33
Tabla 10. Análisis de aplicación del bombeo mecánico y bombeo electrosumergible en Campo Castilla.....	34
Tabla 11. Análisis de inversión de la aplicación del bombeo mecánico y bombeo electrosumergible en Campo Castilla. ....	34
Tabla 12. Análisis comparativo del consumo de energía en el campo Cajua y Rubiales con los respectivos sistemas de levantamiento. ....	35
Tabla 13. Características de fluidos producidos del campo Rubiales. ....	41
Tabla 14. Propiedades del elastómero. ....	42
Tabla 15. Pozos seleccionados con consumo de energía alto. ....	22

Tabla 16. Comparación de los diferentes sistemas de levantamiento artificial. (Nota: entre más “+” es mejor la eficiencia del sistema).....	28
Tabla 17. Ítem asociado al petróleo producido .....	31
Tabla 18. Índice de falla PCP.....	32
Tabla 19. Inversión rediseño electrosumergible.....	33
Tabla 20. Inversión rediseño PCP. ....	33
Tabla 21. Flujo de caja caso rediseño a Bombeo Electrosumergible.....	34
Tabla 22. Flujo de caja caso rediseño a Bombeo de Cavidades Progresivas. ....	35
Tabla 23. Flujo de caja caso Piloto de Bombeo Mecánico caso 800 BPD.....	37
Tabla 24. Flujo de caja caso Piloto de Bombeo Mecánico caso 2000 BPD.....	38
Tabla 25. Inversión Piloto ESPCP 2000 BPD. ....	39
Tabla 26. Caso consumo de energía ESPCP 2000 BPF. ....	39
Tabla 27. Índice de falla ESPCP.....	40
Tabla 28. Flujo de caja caso Piloto de ESPCP caso 2000 BPD. ....	40
Tabla 29. Inversión Piloto Cabezal Magnético.....	41
Tabla 30. Caso consumo de energía Cabezal Magnético PCP. ....	42
Tabla 31. Flujo de caja caso Cabezal Magnético PCP. ....	42
Tabla 32. Análisis global de las alternativas. ....	43

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Condiciones actuales de los sistemas de levantamiento.....	25
Figura 2. VPN versus Eficiencia de la Inversión. ....	44

## LISTA DE GRAFICAS

	<b>Pág.</b>
Gráfica 1. Producción histórica de petróleo y agua del campo Rubiales. ....	19
Grafica 2. Sistemas de levantamiento utilizados en Ecopetrol S.A.....	20
Gráfica 3. Relación entre pozos perforados y producción acumulada de petróleo. .....	22
Gráfica 4. Relación producción acumulada y número de pozos por campaña. ....	22
Grafica 5. Distribución del costo de producción del campo Rubiales.....	26
Gráfica 6. Variables del pozo visualizadas en la interface. ....	31
Gráfica 7. Salida del WOS.....	32
Gráfica 8. Toma de variables dinámicas.....	33
Gráfica 9. Ejemplo del estado mecánico de pozo exploratorio vertical. ....	36
Gráfica 10. Estado mecánico de pozo vertical con gravel pack en hueco abierto. ....	37
Gráfica 11. (a) Estado mecánico de pozo infill horizontal. (b) Configuración de un clúster de pozos horizontales.....	38
Gráfica 12. Sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico con producción tipo cascada. ....	44
Gráfica 13. Patrón de agotamiento típico de un yacimiento con empuje por agua	45
Gráfica 14. Patrón de agotamiento típico de un yacimiento con empuje por capa de gas. ....	45
Gráfica 15. Patrón de agotamiento típico de un yacimiento con empuje por gas en solución.....	46
Grafica 16. Curvas de comportamiento del yacimiento (IPR). ....	47
Gráfica 17. Diagrama de la metodología para la medición del consumo de energía. .....	20
Grafica 18. Estado mecánico del pozo Ambar.....	21
Grafica 19. Estado mecánico típico de un pozo con bombeo de cavidades progresivas en el campo Rubiales. ....	22

Grafica 20. Estado mecánico pozo horizontal con bombeo electrosumergible. ....	24
Grafica 21. Unidades Maxistroke de Halliburton y VSH-2 de Weatherford. ....	27
Grafica 23. Análisis de la aplicación del bombeo mecánico en el campo Castilla. ....	31
Grafica 24. Consumo de energía del BES versus caudal. ....	36
Grafica 25. Consumo de energía del PCP versus caudal. ....	36
Gráfica 27. Índice de productividad con la aplicación de empaquetamiento con grava. ....	40
Grafica 28. Metodología de la medición del consumo de energía. ....	20
Grafica 29. Estado mecánico de campo Rubiales con modelo de Single Well. ....	25
Grafica 30. Simulación de candidato con 2000 BFPD. ....	26
Grafica 31. Simulación de candidato con 800 BFPD. ....	26
Grafica 32. Unidad de Bombeo Electro-PCP. ....	27

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO - ECONÓMICA DE LA OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL CAMPO RUBIALES PARA LA DISMINUCIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO.<sup>1\*</sup>

**AUTOR:** CLAUDIA VIVIANA SÁCHICA ÁVILA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** factibilidad técnica, factibilidad económica, optimización de sistemas de levantamiento, consumo energético, campo Rubiales.

**DESCRIPCIÓN:** El aumento de los precios de petróleo en la década pasada llevo a la producción acelerada de importantes campos de Hidrocarburos, buscando un análisis completo de optimización, un ejemplo de ello es el campo más grande de crudo pesado en Colombia, Campo Rubiales, el cual en el año 2013 inicio la declinación de producción junto con el precio de referencia internacional del petróleo, es por ello por lo que se requirió iniciar diversas actividades para mantener dicho activo, entre ellas dando relevancia a la optimización del consumo energético.

Durante la historia de producción del Campo Rubiales, se utilizaron diferentes sistemas de levantamiento artificial como el inicio desde Bombeo Mecánico, pasando por Bombeo de Cavidades Progresivas hasta el Bombeo Electrosumergible, es por ello, que se requiere de una metodología donde podamos analizar tanto técnico como financieramente las mejores opciones para una optimización en el consumo energético. La medición no solamente se realiza para obtener el consumo de energía y por ende el costo asociado a la misma, también permite identificar comportamientos anómalos que pueden prevenir distintos escenarios, hasta en algunos casos monitorear la eficiencia de extracción.

La metodología para analizar y comparar el consumo energético de los sistemas de levantamiento artificial permite estudiar las diferentes variables que pueden afectar la optimización, dicha metodología aplicada en los sistemas utilizados en el Campo Rubiales. Las proyecciones que nos genera la metodología deben incluir el índice de falla y el consumo energético medido junto con un análisis financiero para concluir cual es el sistema más eficiente tanto técnica como económicamente, y así finalizar con recomendaciones para la optimización del campo.

Después de un análisis generado por la metodología implementada para la comparación de los diferentes sistemas de levantamiento con sus respectivas variables, se generan como se mencionó unas recomendaciones de optimización desde el punto de vista técnico; sin embargo, estas recomendaciones deben ser evaluadas financieramente con el objetivo de evidenciar si las mismas generan valor.

---

<sup>1</sup> Monografía.

<sup>\*\*</sup> Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc. Nicolás Santos Santos. Co-Director: MENG, MBA Jorge Andres Sáchica Ávila.

## ABSTRACT

**TITLE:** STUDY OF TECHNICAL-ECONOMIC FEASIBILITY OF THE OPTIMIZATION OF ARTIFICIAL LIFTING SYSTEMS OF THE RUBIALES FIELD FOR THE REDUCTION OF ENERGY CONSUMPTION.\*

**AUTHOR:** CLAUDIA VIVIANA SÁCHICA ÁVILA\*\*

**KEYWORDS:** technical feasibility, economic feasibility, optimization of survey systems, energy consumption, Rubiales Field.

**DESCRIPTION:** The increase in oil prices in the last decade led to the accelerated production of important hydrocarbon fields, seeking a complete optimization analysis, an example of which is the largest field of heavy crude in Colombia, Campo Rubiales, which in In 2013, the decline in production began along with the international reference price for oil, which is why it was necessary to start various activities to maintain this asset, including giving relevance to the optimization of energy consumption.

During the production history of the Rubiales Field, different artificial lift systems were used, such as the start from Mechanical Pumping, through Pumping of Progressive Cavities to Electrosumergible Pumping, that is why a methodology is required where we can analyze both technical and financially the best options for optimizing energy consumption. The measurement is not only done to obtain the energy consumption and therefore the cost associated with it, it also allows to identify anomalous behaviors that can prevent different scenarios, even in some cases monitor extraction efficiency.

The methodology to analyze and compare the energy consumption of the artificial lift systems allows to study the different variables that can affect the optimization, this methodology applied in the systems used in the Rubiales Field. The projections generated by the methodology must include the failure rate and energy consumption measured together with a financial analysis to conclude which is the most efficient system both technically and economically, and thus end with recommendations for field optimization.

After an analysis generated by the methodology implemented for the comparison of the different survey systems with their respective variables, some optimization recommendations are generated from the technical point of view; However, these recommendations must be evaluated financially in order to demonstrate whether they generate value.

---

\* Degree Thesis.

\*\* Physico-Chemical Engineering Faculty, Tutor: Msc. Nicolás Santos Santos. Co-Tutor: MENG, MBA Jorge Andres Sáchica Ávila.

## INTRODUCCIÓN

A partir del 1 de Julio de 2016, Ecopetrol S.A. asumió la operación directa del campo Rubiales. Después de alcanzar el objetivo de garantizar la continuidad operativa de este importante activo para el País, su segundo objetivo es generar acciones de optimización necesarias para mantener o mejorar los ingresos de este activo.

El aumento de los precios del petróleo en la década pasada llevó a la producción acelerada de importantes campos de Hidrocarburos, primando los volúmenes diarios de extracción, sobre un análisis completo de optimización.

En el caso del campo más grande de petróleo pesado en Colombia, el desarrollo ejecutado entre los años de 2007 y 2013 llevó a este a niveles de producción muy altos, superando los 240,000 Barriles de petróleo por día. Posterior al año 2013, inició la declinación de la producción de petróleo del Campo Rubiales, de forma paralela a la disminución del precio de referencia internacional del petróleo, por lo que iniciaron diversas actividades de optimización de costos para sostener la rentabilidad del activo.

El campo Rubiales creció en producción paralelamente con el crecimiento del precio internacional del petróleo. Por esta razón, muchos pozos fueron perfilados y completados con capacidades del diseño de extracción muy superiores al potencial real de producción de petróleo.

Una de las actividades importantes de optimización se encuentra en la revisión de la eficiencia energética de los sistemas de levantamiento artificial. El desarrollo acelerado en producción del campo Rubiales generó que varios de los sistemas de extracción quedaran sobredimensionados. Esta oportunidad ha sido identificada a

partir del cambio del operador del campo, por lo cual se requieren estudios que soporten la toma de decisiones para tal fin.

La ubicación geográfica del campo, la cantidad de energía que requiere para su operación, y los precios de la misma, le dan relevancia a la optimización del consumo energético.

## 1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El aumento de los precios del petróleo en la década pasada llevó a la producción acelerada de importantes campos de Hidrocarburos, primando los volúmenes diarios de extracción, sobre un análisis completo de todas las variables de producción. Los resultados de las acciones tomadas se reflejaron en el recobro de petróleo por pozo, y, por ende, se derivaron buenas prácticas, o por el contrario importantes lecciones por aprender.

A partir del año 2006, en lo que se podría llamar el tercer desarrollo del campo Rubiales, inició la implementación de la perforación de pozos horizontales con una sección productiva de 1200 pies, lo que permitió alcanzar picos de producción de más de 3000 Barriles de petróleo por día, muy superiores a los 600 Barriles de petróleo por día que se conseguían con los pozos verticales perforados en los desarrollos anteriores; sin embargo, así mismo se incrementó la producción de agua, generando la necesidad de alcanzar un rápido incremento en la capacidad de almacenamiento, tratamiento y disposición de fluidos (El campo pasó de tener capacidad para tratar 1 millón de barriles de fluidos por día en 2010, a 3.2 millones de barriles de fluidos por día a finales del año 2013)<sup>2</sup>.

Los pozos horizontales fueron completados con el Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Electrosumergible (BES), implementando con el paso de las campañas de perforación equipos con mayor capacidad de desplazamiento, lo que incremento el consumo energético y la llegada de mayor cantidad de agua producida (Ver Grafica 1).

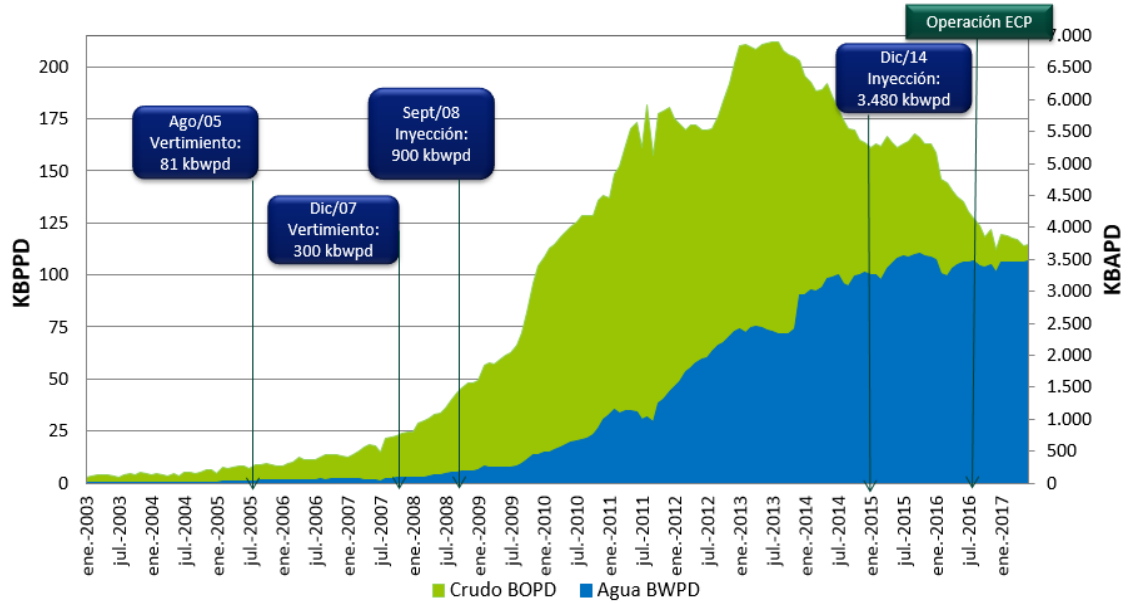
---

<sup>2</sup> FLOREZ, Alberto, y otros. Improved Heavy Oil Recovery by Drilling Horizontal Wells in Rubiales Field, Colombia. SPE 153581. Mexico City, Mexico, 2012.

Gráfica 1. Producción histórica de petróleo y agua del campo Rubiales.

**HITOS HISTORICOS**

- ◆ 1981 Anuncio de descubrimiento del campo Rubiales (Rb-1, Intercol-Exxon Mobil).
- ◆ 1988 Primer contrato de E&P.
- ▲ 1988-2005 Perforación de 37 pozos verticales y 1 horizontal.
-  2006 Entra a participar Ecopetrol en el contrato (Solo riesgo) con Metapetróleo.
- ◆ 2007 Pacific Rubiales adquiere Metapetroleum.
- ▲ 2007-2015 Perforación de más de 1000 pozos, 70% horizontales.
- ◆ 2016 1ro de Julio, Ecopetrol opera el campo Rubiales.
- ◆ 2016 2 de Septiembre, se firma el Proyecto de Producción Incremental con la ANH (Res 639).



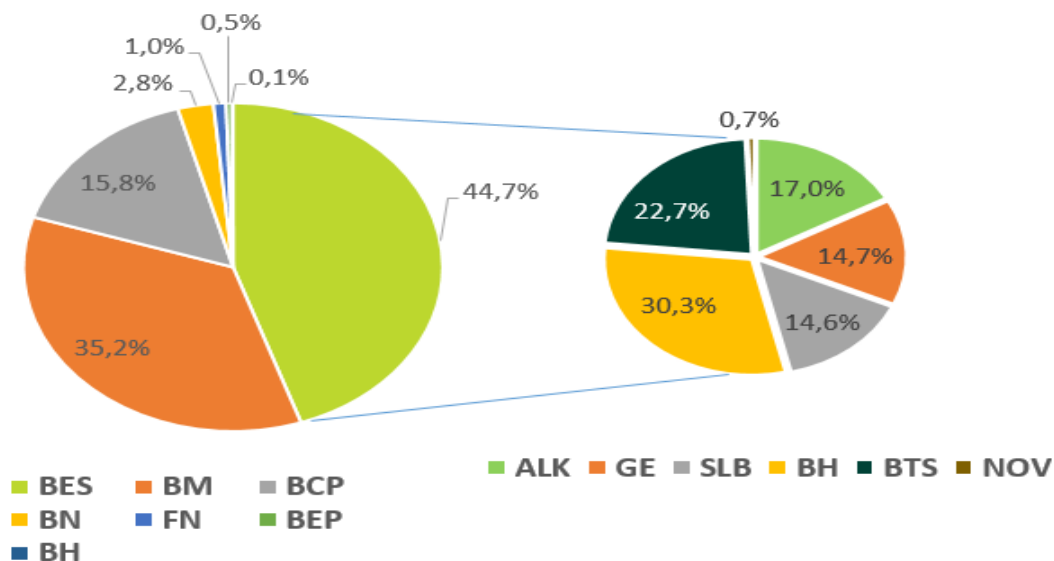
- ✓ Producción más alta de petróleo: 214 KBPPD el 8 de Agosto de 2013 (BSW 91,6%. WOR 11).
- ✓ El BSW actual: 96,8% (WOR 30). Desde Dic de 2014 no hay incremento en la capacidad de disposición de agua. Se tiene licenciamiento para entrega de agua a terceros desde Ago /14 por 1.500 KBWPD.
- ✓ En Oct de 2015 finalizó campaña de perforación con el anterior operador; se reanudó por ECP en Oct de 2016.

Fuente. El autor, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

Los principales rubros que alimentan el costo de levantamiento del campo Rubiales están asociados al consumo energético y al tratamiento y disposición de agua (80%). Este estudio permitiría disminuir el costo de levantamiento generando la optimización del consumo de energía en pozos con sistema BES que se encuentran sobredimensionados.

Actualmente el sistema más utilizado en el Campo Rubiales es el BES, siendo el sistema que más se utiliza en Ecopetrol S.A., acorde con la siguiente gráfica.

Grafica 2. Sistemas de levantamiento utilizados en Ecopetrol S.A.



Fuente. Ecopetrol S.A.

Ecopetrol S.A. al cierre del año 2017 reportó un 44,7% de pozos activos con Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Electrosumergible, lo cual representa el 80,2% de la producción de Ecopetrol.

## 2. MARCO DE REFERENCIA

Desde el año 2007 cuando inició el desarrollo acelerado del campo Rubiales se implementó como principal sistema de levantamiento artificial, el Bombeo Electrosumergible. A partir de dicho año, este sistema se convirtió en el medio por el cual se permitió alcanzar altos volúmenes de producción en el campo.

A partir del crecimiento del campo, el consumo energético de estos equipos igualmente se incrementó paralelamente avanzaba la capacidad de extracción, por esta razón fueron implementados algunas optimizaciones para mejorar su eficiencia.

Debido a la disminución del precio internacional de referencia del petróleo, en diversos campos iniciaron estudios similares que buscan la optimización del consumo energético. Para el campo Rubiales no se tiene registro de un estudio de este tipo. Algunos de los estudios realizados en otros campos son:

- Análisis técnico económico para el ahorro de cable de potencia, tubería de producción y consumo energético para un bloque en pozos maduros con un sistema de Bombeo Electrosumergible en el área de Arauca<sup>3</sup>.
- Evaluación del comportamiento y optimización del sistema Electrosumergible en el Campo Cantagallo<sup>4</sup>.

A medida que el Campo Rubiales se ha venido desarrollando, la producción acumulada de petróleo promedio por pozo ha venido disminuyendo, razón por la cual se han requerido campañas de perforación más agresivas. En la Gráfica 2 se

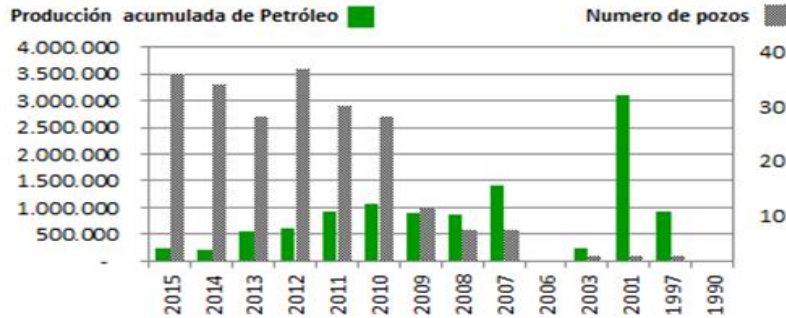
---

<sup>3</sup> POLANIA, Angel. Análisis técnico económico para el ahorro de cable de potencia, tubería de producción y consumo energético para un bloque en pozos maduros con un sistema de bombeo electrosumergible en el área de Arauca. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2016. 77 p.

<sup>4</sup> SARMIENTO, Luis Enrique. Evaluación del comportamiento y optimización del sistema electrosumergible en el Campo Cantagallo. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2012. 97 p.

puede observar la disminución de producción acumulada por campaña versus la cantidad de pozos productores perforados (No se tuvieron en cuenta pozos con muy baja productividad o con un corte muy alto de agua que no permitiera su producción estable).

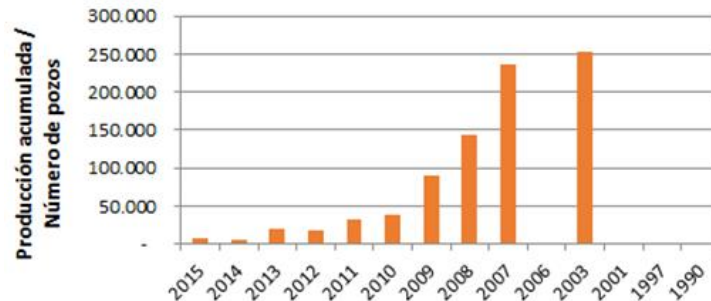
Gráfica 3. Relación entre pozos perforados y producción acumulada de petróleo.



Fuente. El autor, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A.

Si se obtiene un indicador como resultado de dividir la producción acumulada de petróleo entre el número de pozos perforados por campaña, se evidencia la disminución de este a medida que se desarrolla el campo. Esto indica que se requiere optimizar el costo de levantamiento para continuar con la operación rentable del Campo.

Gráfica 4. Relación producción acumulada y número de pozos por campaña.



Fuente. El autor, información de la Vicepresidencia Regional Oriente, Ecopetrol S.A. El sistema de Bombeo Electrosumergible es uno de los sistemas más usados de Colombia, especialmente en los campos de petróleo ubicados en los departamentos

del Meta y Arauca debido al mecanismo de producción que predomina (empuje por acuífero activo). Este representa uno de los procesos más importantes y de mayor impacto económico en la industria de los hidrocarburos.

Las bombas Electrosumergibles fueron creadas en el año 1930 por la empresa REDA: Russian Electric Dynamo of Arutunoff en la ciudad de Bartlesville en 1930. El sistema debe su nombre debido al bombeo que genera por medio de fuerzas centrífugas. Principalmente en fondo este sistema está compuesto por la bomba centrífuga, compuesta por una serie de impulsores que transforman la energía cinética en energía potencial. Igualmente cuenta con un motor eléctrico, una sección sellante y un cable de extensión o de potencia. En superficie el sistema se opera con un variador de frecuencia, un transformador y una caja de venteo.

La optimización de los sistemas de levantamiento se puede realizar desde diferentes puntos de vista. El más común está asociado a la disminución de las intervenciones en los equipos de fondo del sistema. Comúnmente es conocido como la disminución del índice de fallas y se analiza a partir del tiempo medio entre estas. Otro punto de vista es la reducción de los servicios operativos para su correcto funcionamiento. Este ataca todo lo asociado al mantenimiento y la operación de los equipos, como lo es la reducción del consumo energético en el caso específico del Bombeo Electrosumergible.

El tiempo medio entre fallas se viene analizando en la industria a partir del modelo de supervivencia propuesto por Herd & Johnson. Es un parámetro estadístico conocido como MTBF (Mean Time Before Failure) que permite a partir de una función de probabilidad estimar el tiempo de operación de los sistemas instalados.

$$f(t) = \frac{1}{MTBF} e^{-\frac{t}{MTBF}}$$

El consumo energético de los sistemas de levantamiento depende de diferentes variables como lo son la capacidad de extracción, la profundidad de extracción, la

potencia instalada, las pérdidas del sistema, el tipo de fluido que se extrae, entre las más importantes.

De igual forma se pueden hacer comparativos entre diferentes variables como lo son los Kilovatios de consumo por hora, los kilovatios de consumo por barril de fluido que se extrae, o los kilovatios de consumo por barril de petróleo producido. Estos comparativos permiten hacer recomendaciones que pueden generar mejoras u optimizaciones.

### **3. METODOLOGÍA PARA MEDIR ANALIZAR Y COMPARAR EL CONSUMO ENERGÉTICO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL APLICADO EN EL CAMPO RUBIALES**

En 2002, el sistema de levantamiento artificial en el campo Rubiales era el Bombeo Mecánico, lo cual, era apropiado para sus características de producción, con 6 pozos activos y producción máxima de 900 BOPD y 5200 WBPD. Para el mes de diciembre de dicho año inicia una campaña de workover, instalándose en 7 pozos el sistema de levantamiento artificial de Cavidades Progresivas mostrando un buen desempeño, por lo cual se implementó en otros 13 pozos para alcanzar en total 20 pozos con Bombeo de Cavidades Progresivas para diciembre de 2003, con esta campaña y la entrada del CPF se logró un incremento en producción del campo a 5000 BOPD.

En 2004 para noviembre se implementaron 6 sistemas de Bombeo Electrosumergible reactivando algunos pozos cerrados, mostrando excelentes resultados a los esperados, alcanzando 8000 BOPD para mediados del 2005 y al 2006 los 12000 BOPD con 14 pozos completados con Bombeo Electrosumergible y cambiados por completo del Bombeo Mecánico, para un total de 28 pozos<sup>5</sup>.

Durante el primer desarrollo del Campo Rubiales entre 1998 y 2005 donde se perforaron 37 pozos verticales y un primer pozo horizontal, y gracias a las pruebas de presión realizadas, se identificó que el mecanismo de producción principal del campo es por medio de acuífero activo. Por esta razón, el sistema de levantamiento artificial que mejor se ajustó fue el Bombeo Electrosumergible.

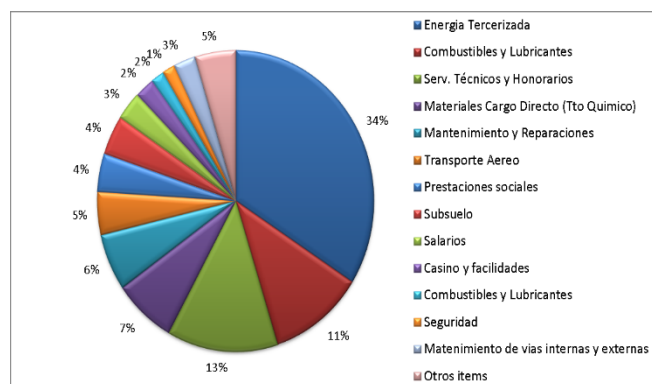
---

<sup>5</sup> AVILA, Efraín. Experiencia técnico-económica del cambio de sistema de levantamiento en crudo pesado campo Rubiales. Universidad Industrial de Santander, 2012. Bucaramanga. 14 p.

En el año 2006, Ecopetrol ingresó a participar en el contrato de explotación bajo la modalidad de solo riesgo con Metapetróleo, y en 2007 Pacific adquirió esta empresa. Entre estos dos años el vertimiento permitido alcanza los 300,000 Barriles de agua por día, y la inyección como disposición alcanza los 900,000 Barriles de agua por día, permitiendo el inicio del denominado segundo desarrollo en el cual hasta el año 2015 se perforan más de 1000 pozos, de los cuales el 70% fueron horizontales, todos estos completados con Bombeo Electrosumergible. Durante este segundo desarrollo, más exactamente en el año 2010, el corte de agua supera el 80%, en el año 2012 el 90%, llegando al 2015 a alcanzar el 96%. Actualmente el corte de agua oscila entre el 96,5% y 98%.

A continuación, se presenta una gráfica donde se menciona que el 34 % del costo de producción del campo Rubiales está asociado a la energía tercerizada, que es la energía la cual proviene de un contrato donde se genera energía tanto para los sistemas de levantamiento como para las bombas de inyección de agua. Se puede identificar que es el principal rubro asociado al costo de producción por lo cual es foco importante de optimización.

Grafica 5. Distribución del costo de producción del campo Rubiales.



Fuente. Identificación y Evaluación de alternativas de optimización del consumo de energía, Ecopetrol S.A.

En este Capítulo desarrollaremos una metodología que permita comparar el consumo energético de estos tres sistemas de levantamiento mencionados, Bombeo Mecánico, Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP) y Bombeo Electrosumergible (BES).

### **3.1 MEDICIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UTILIZADOS EN EL CAMPO RUBIALES.**

La medición del consumo energético no solamente se realiza para obtener el consumo de energía y por ende el costo asociado a la misma, también permite identificar comportamientos anómalos que pueden prevenir daños en los equipos, e inclusive, en algunos casos monitorear la eficiencia de extracción.

El registro de variables operativas y la toma de medidas eléctricas en los variadores de velocidad para los diferentes sistemas de levantamiento, aplica visitas técnicas y monitoreo ejecutado en campo, actuando de forma directa con los Variadores de Frecuencia, Skid, WOS, Transformadores Elevadores, y demás equipos que sean requeridos.

Las herramientas e instrumentos por utilizar para la toma de medidas eléctricas son:

- ✓ Divisor de tensión
- ✓ Multímetro
- ✓ Analizador de calidad de energía
- ✓ Pinza Amperimétricas
- ✓ Medido de aislamiento 5000VDC
- ✓ Cámara termografía
- ✓ Herramienta de mano

Para el desarrollo de registro de variables operativas y toma de medidas eléctricas en los variadores de velocidad deben ser desarrolladas por un mínimo de 2

personas a condiciones secas, tanto en clima como de cuerpo. Se debe disponer de los elementos de protección personal como es establecido en las políticas para las personas que trabajen en esta área.

**3.1.1 Metodología para el Monitoreo y Mediciones Eléctricas.** Para el monitoreo y mediciones eléctricas se ejecutan unos pasos a seguir durante la ejecución al monitoreo y visitas técnicas a los equipos localizados en campo. También en la ejecución de los pasos se identifica los comportamientos y anomalías que se puedan mitigar a tiempo y así mismo garantizar un funcionamiento correcto y operatividad de las bombas Electrosumergibles.

El proceso para la toma de medidas eléctricas y registro de variables operativas en variadores de velocidad para sistemas de levantamiento artificial permite un alcance de aplicabilidad para monitoreo y visitas a los equipos en campo.

El primer paso por seguir es el alistamiento de herramientas y documentos. Se debe contar con la trazabilidad e información completa de los equipos localizados en el campo con sus respectivos cronogramas de actividades a ejecutar. También debemos contemplar los riesgos que se pudiesen generar y por los cuales realizar una socialización con el personal involucrado, contando con los permisos, análisis y certificados pertinentes siendo responsabilidad del auxiliar y técnico del variador de velocidad.

Seguido se debe inspeccionar la herramienta la cual no debe presentar daños mecánicos para así obtener el buen funcionamiento y desarrollo de las actividades, se debe contar con certificado de inspección y vigencia los instrumentos de medición eléctricas. También los guantes deben contar con su protección, no presentar ningún tipo de daño o desgaste y la careta facial de igual manera, esto para proteger la integridad física del auxiliar y técnico de variador de velocidad.

Toda anomalía evidenciada, debe quedar registrada respectivamente en el documento de custodia e inspección de estado de equipos y/o herramientas.

El segundo paso es el desplazamiento dentro de las locaciones y por el campo. Se deben cumplir las normas viales nacionales y las establecidas dentro del campo por donde se realicen las actividades de monitoreo. Recordar como normas establecidas el no uso de drogas, alcohol y la prohibición total del desarrollo de las actividades bajos efecto de medicamentos que generen somnolencia. Los vehículos de desplazamiento dentro del campo deben cumplir las normas establecidas como lo son luces frontales encendidas, parquear en reversa en las zonas indicadas; identificar los puntos de encuentro y salidas de emergencia.

Como tercer paso, está el acceso al Skid de Variador de Velocidad o WOS. Cuenta con un control de acceso por lo cual se debe contar con una tarjeta que habilita el ingreso y salida de este. Para tener el acceso adecuado, se debe contar con los elementos de protección personal adecuados a la actividad que se ejecutara. Al ingresar se debe realizar una inspección visual del área de trabajo, la cual se encuentre libre de obstáculos e identificar los riesgos locativos, eléctricos y biológicos al que se pueda estar expuesto durante la ejecución de la actividad. También al momento de ingresar se debe verificar la ausencia de tensión entre carcasa y tierra mediante la utilización de un multímetro con divisor de tensión y la utilización de elementos de protección personal.

Se debe identificar y verificar la placa del Variador que esté acorde con la información suministrada, comportamientos eléctricos y mecánicos de las diferentes etapas del variador de velocidad para un correcto funcionamiento y adecuado del equipo de fondo, con optimización y calidad de la energía.

En el cuarto paso se tiene la navegación de interfaces de los equipos a intervenir, por lo cual se debe identificar el equipo a intervenir según su serie número,

nomenclatura o nombre del pozo lo cual debe ser visible en la interface o físicamente en los gabinetes. Para acceder a la navegación de la interface se debe registrar el usuario o contraseña, seguidamente, diligenciar el formato de monitoreo y medidas eléctricas u otros, suministrando toda la información generada o indicada según el formato. La información recolectada puede ser obtenida en la interfaz del variador u otros equipos.

El paso por seguir es la recopilación de datos eléctricos y dinámicos del pozo, en dicho paso, es la responsabilidad del operario conocer la importancia y rangos de operatividad correctos de las variables a revisar. Algunas de las variables que se deben conocer son:

- ✓ THP: Total Head Pressure
- ✓ THT: Total Head Temperature
- ✓ TI: Temperatura de Intake
- ✓ TM: Temperatura de Motor
- ✓ Corriente de variador
- ✓ Corriente de motor
- ✓ Otras variables.

Gráfica 6. Variables del pozo visualizadas en la interface.



Fuente. Procedimiento para el monitoreo y mediciones eléctricas, SLACOL.

Seguidamente como sexto paso es la salida del Skid y/o WOS. Una vez finalizada la actividad, el personal debe salir de la misma manera que ingreso, registrando su salida en el control de acceso a través de su tarjeta. Finalizada la actividad se debe garantizar que todo esté debidamente asegurado para evitar filtraciones de humedad o animales que puedan ocasionar en el buen funcionamiento de los equipos.

Gráfica 7. Salida del WOS.



Fuente. Procedimiento para el monitoreo y mediciones eléctricas, SLACOL.

Por último, se hace la toma de variables dinámicas en cabeza de pozo – THT y THP. El especialista toma la medida de temperatura y presión por medio del termómetro y manómetro respectivamente instalado. Como normas de seguridad y recomendaciones tenemos:

- ✓ No utilizar el teléfono móvil en el contrapozo
- ✓ No ubicarse sobre las rejas del contrapozo
- ✓ No usar objetos que puedan caer dentro del contrapozo
- ✓ Informar cualquier anomalía observada
- ✓ Evitar cualquier contacto con fluidos
- ✓ No debe acercarse el vehículo al contrapozo

- ✓ Debe contar con puesta a tierra desde el cabezal, caja de venteo y de la misma manera en el skid donde los componentes deben tener un común para garantizar las medidas del sensor de fondo
- ✓ Uso de equipos de protección personal respectivos

Gráfica 8. Toma de variables dinámicas.



Fuente. Procedimiento para el monitoreo y mediciones eléctricas, SLACOL.

En el anexo A documentan los peligros, riesgos y controles para la toma de datos operativos.

## 3.2 ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Una vez realizada la medición de consumo de energía, se debe proceder a recolectar la información restante asociada al pozo para hacer un análisis completo. Con el consumo de energía medido se pueden obtener conclusiones preliminares, ya que por medio de este se pueden detectar comportamientos anómalos del funcionamiento del Sistema de Levantamiento y su relación con la productividad del pozo; sin embargo, es importante tener en cuenta las variables que afectan dicha medición.

Entre las variables más importantes del sistema de levantamiento se tienen:

- ✓ Estado Mecánico.
- ✓ Capacidad, y tipo de sistema de levantamiento.
- ✓ Caracterización del fluido producido.
- ✓ Curva del índice de productividad (IPR).

Con estas características se puede tener un concepto completo de la eficiencia del sistema de levantamiento y su relación con la productividad del pozo.

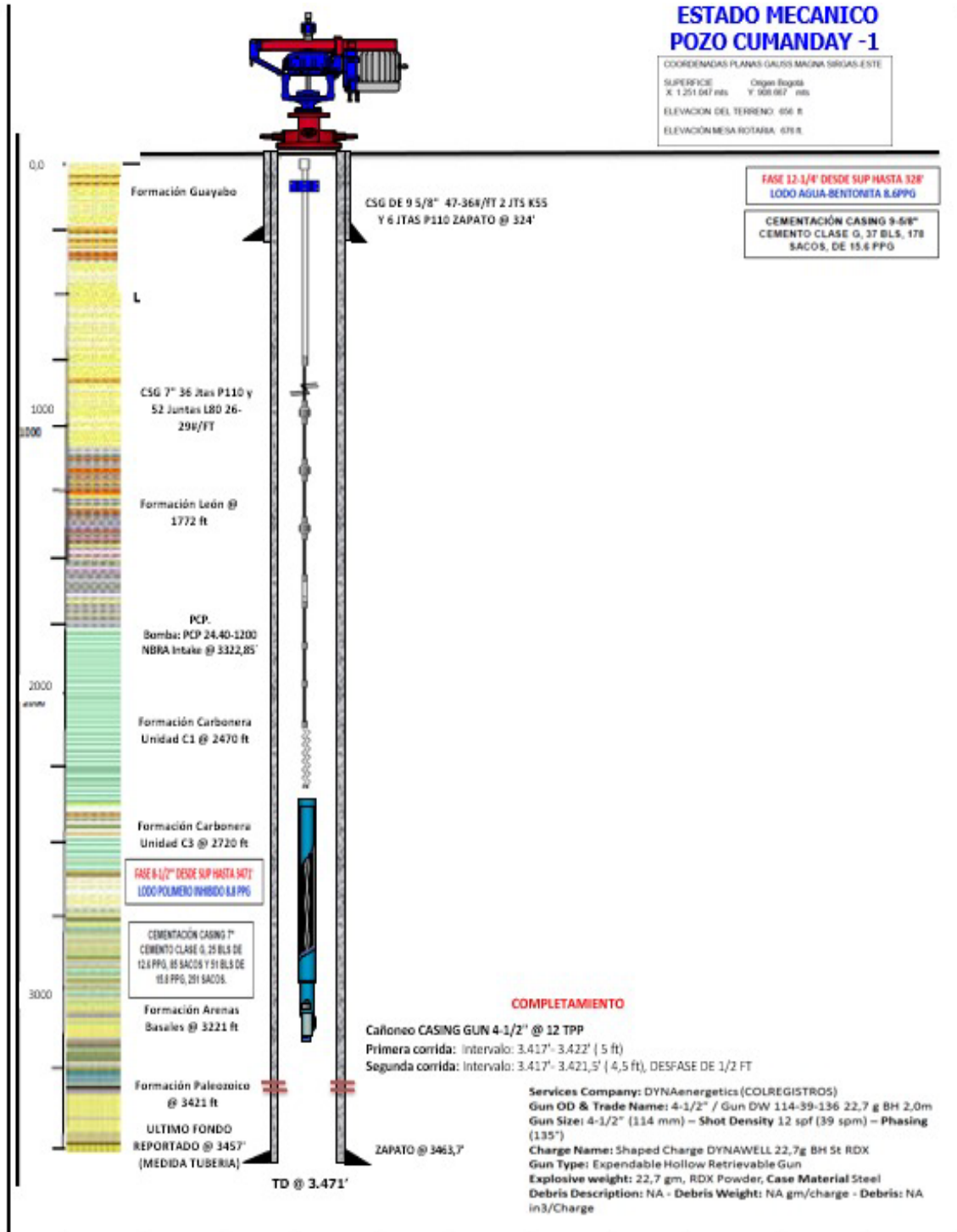
**3.2.1 Estado Mecánico.** El estado mecánico de un pozo es seleccionado a partir del conocimiento del yacimiento que se va a explorar o explotar. En el caso de pozos exploratorios, generalmente los estados mecánicos son sencillos iniciando su estructura a partir de un pozo vertical con los revestimientos suficientes para asegurar el control adecuado del pozo, y la llegada al yacimiento objetivo. A partir de la información que se va adquiriendo durante la perforación se pueden realizar cambios al mismo en caso de ser requeridos.

La Grafica 9 presenta un ejemplo de este tipo de estado mecánico; en este caso, se puede observar un completamiento sencillo con un cañoneo realizado en un intervalo que se encuentra en prueba de producción.

En el caso de yacimientos ya explorados, que se encuentran en explotación, los pozos de desarrollo conocidos también como pozos infill van optimizando su estado mecánico a partir que se genera conocimiento en las condiciones de productividad, es decir el comportamiento de los fluidos, producción de sólidos o condiciones geomecánicas entre las más importantes. La Gráfica 10, presenta un ejemplo de un estado mecánico de un pozo infill ya optimizado. Como se puede observar, como en la etapa de desarrollo ya se conocen aspectos como la granulometría del yacimiento, se incluye dentro del completamiento el sistema de control de arena, haciendo más favorable el manejo del pozo.

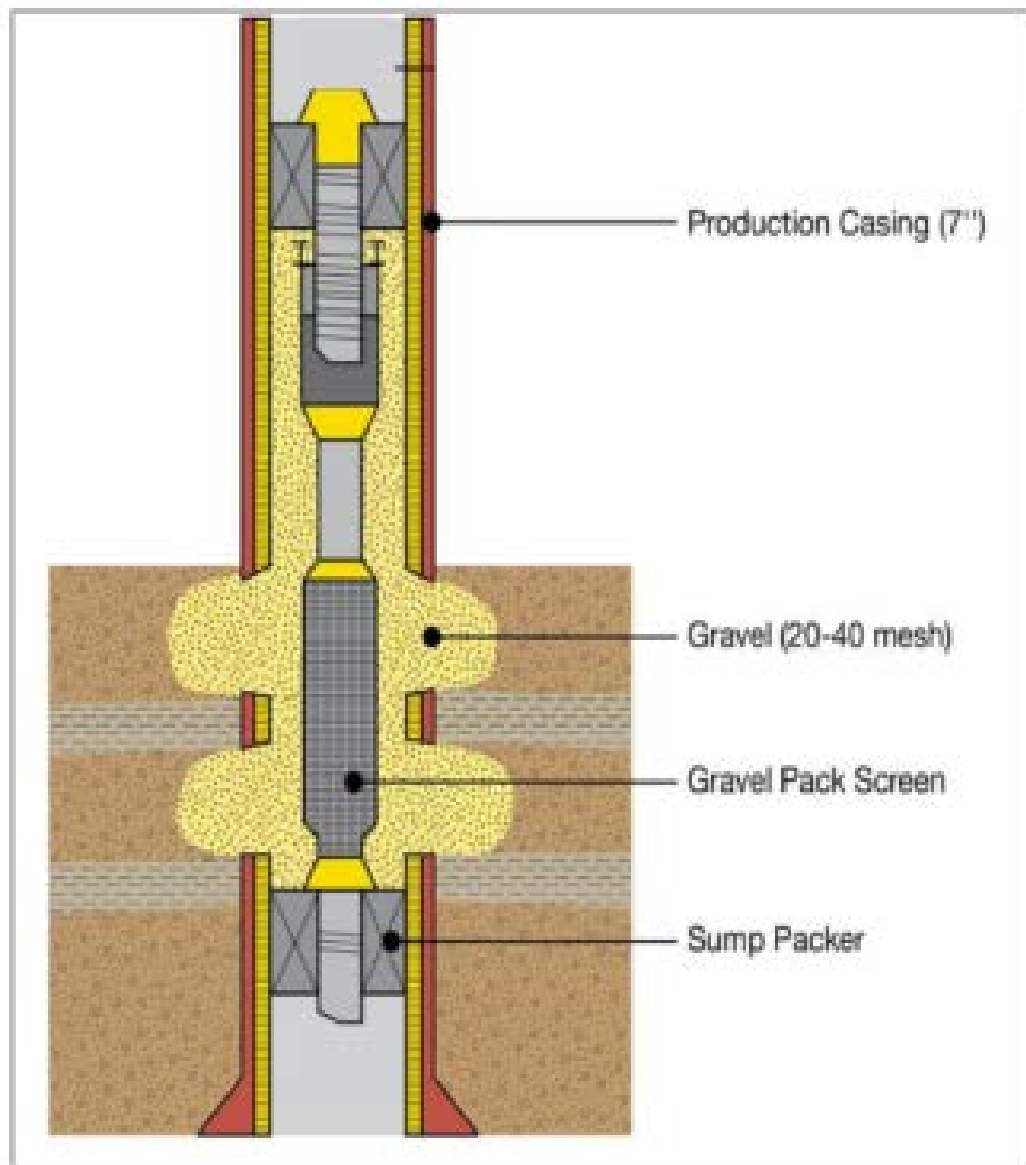
La Grafica 11 presenta el desarrollo infill, también conocido como perforación de relleno en forma de cluster con pozos horizontales que drenan todo el sector ya previamente caracterizado a nivel de yacimientos.

Gráfica 9. Ejemplo del estado mecánico de pozo exploratorio vertical.



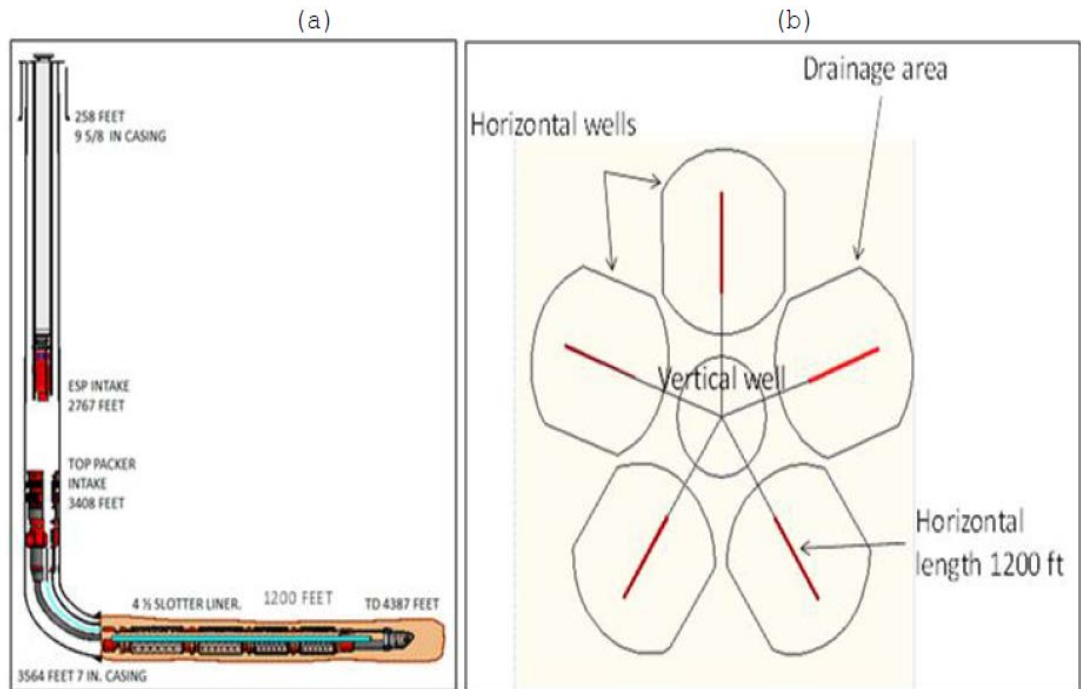
Fuente. Vicepresidencia regional Oriente, Ecopetrol S.A.

Gráfica 10. Estado mecánico de pozo vertical con gravel pack en hueco abierto.



Fuente. FLOREZ, Alberto, A successful Gravel-Packing Technique in Vertical and Deviated Wells with Enlarged Open Hole in Cased Completions: A case Study, Rubiales and Quifa Fields. SPE 171094-MS. Society of Petroleum Engineers. 2014.

Gráfica 11. (a) Estado mecánico de pozo infill horizontal. (b) Configuración de un clúster de pozos horizontales.



Fuente. FLOREZ, Alberto, et al. Improved Heavy Oil Recovery by Drilling Horizontal Wells in Rubiales Field, Colombia. SPE 153581. Mexico City, Mexico, 2012. 14 p.

La productividad del yacimiento asociada al mecanismo de producción es otro de los factores que genera cambios en el estado mecánico. A medida que decrece la presión de yacimiento por el drenaje de este, o se genere el redesarrollo del mismo por medio de procesos de recobro mejorado, se optimiza el estado mecánico. En muchos campos de hidrocarburos los estados mecánicos son la imagen de su desarrollo, iniciando con pozos verticales, pasando a desviados, horizontales o multilaterales.

De igual forma, el sistema de levantamiento se debe adaptar a la condición del estado mecánico, y a los cambios que surjan asociados a los puntos anteriormente mencionados.

**3.2.2 Capacidad, y tipo de Sistema de Levantamiento.** El sistema de levantamiento de un pozo es seleccionado a partir de los resultados alcanzados en la etapa de pruebas iniciales de producción, acorde al comportamiento presentado en condiciones multi-tasa y en las pruebas de presión que se realizan.

Algunos pozos son capaces de fluir naturalmente y bajo esta condición se realizan dichas pruebas; en otros pozos se utilizan sistemas de levantamiento como el Bombeo Hidráulico, y el Bombeo Electrosumergible principalmente para poder ejecutar las pruebas y aportar la energía necesaria para llevar los fluidos a superficie. Una vez realizadas las pruebas se selecciona el sistema de levantamiento más adecuado.

Cuando el pozo no tiene la energía suficiente para un flujo natural del fluido desde fondo a superficie, se hace necesario el uso de una fuente de energía externa que permita facilitar el movimiento de los fluidos en el pozo, es así llamado esta energía externa como levantamiento artificial. El objetivo de los sistemas de levantamiento es minimizar el uso de energía en la cara de la formación productora, maximizando el diferencial de presión y logrando así la mayor afluencia de fluidos.

A nivel mundial se utilizan diferentes tipos de levantamiento artificial, pero cabe resaltar que algunos son más utilizados que otros, en Colombia y más exactamente en el campo Rubiales, los más utilizados son el Bombeo Electrosumergible, Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas, por lo cual, este estudio se remitirá a estos tres sistemas de levantamiento artificial.

**a) Bombeo Mecánico.**

El primer sistema de levantamiento artificial fue Bombeo Mecánico, es por ello, que es uno de los métodos de levantamiento artificial más utilizados a nivel mundial. El Bombeo Mecánico, es un sistema que permite una facilidad de operación,

practicidad, bajo costo y buen desempeño en pozos con baja producción lo hace ser atractivo.

El Bombeo Mecánico consta de las siguientes componentes de subsuelo:

- ✓ Sarta de varillas
- ✓ Tubería de producción
- ✓ Barril
- ✓ Pistón
- ✓ Válvulas
- ✓ Otros opcionales

Y los siguientes componentes de superficie

- ✓ Unidad
- ✓ Motor
- ✓ Caja reductora
- ✓ Contra pesas
- ✓ Barra lisa
- ✓ Equipo de cabeza de pozo

Tabla 1. Ventajas y desventajas del sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Facilidad de ajuste de tasa en superficie	Limitado por profundidad
Manejo de altas temperaturas	Baja resistencia al contenido de H <sub>2</sub> S
Aplicable a completamientos múltiples	Poca tolerancia a producción de sólidos
Levantamiento de crudos con altas viscosidades	Presenta desgaste de varillas en pozos desviados
Maneja una alta confiabilidad y un bajo mantenimiento	Puede llegar a presentar formación de parafinas
Alta eficiencia total entre un 45 – 60%	Ocupa gran espacio en superficie
Produce crudos de cualquier gravedad	Caudales bombeados bajos

Fuente. MUNOZ, Álvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Universidad Industrial de Santander, 2007. Bucaramanga.

**b) Bombeo Electrosumergible.**

El sistema de Bombeo Electrosumergible comprende el uso de una bomba centrífuga, la cual se encuentra ubicada en el subsuelo aportando la energía suficiente para mover los fluidos hasta la cabeza del pozo. El Bombeo Electrosumergible en Colombia ha masificado su uso por ser un atractivo a las diferentes empresas. El Bombeo Electrosumergible consta de las siguientes componentes de subsuelo:

- ✓ Motor eléctrico sumergible
- ✓ Protector o Sello
- ✓ Bomba Centrífuga
- ✓ Entrada de la bomba
- ✓ Cable de potencia
- ✓ Separador de gas

Y los siguientes componentes de superficie

- ✓ Fuentes de energía
- ✓ Cabezal de pozo
- ✓ Transformadores
- ✓ Controlador de frecuencia
- ✓ Caja de venteo

Tabla 2. Ventajas y desventajas del sistema de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Facilidad de control y operación	Alto consumo eléctrico
Largo periodo de vida útil	Poca capacidad para gas libre
Aplicabilidad en pozos con baja presión de fondo	Poca tolerancia a producción de solidos
Levantamiento de altos volúmenes a bajo costo	Poca tolerancia a altas temperaturas
No afectación por desviación	Inversión inicial elevada
Alta eficiencia total del 70%	Fallas eléctricas asociadas al cable
Altas profundidades y caudales	No practico en pozos someros

Fuente. MUÑOZ, Álvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Universidad Industrial de Santander, 2007. Bucaramanga.

**c) Bombeo de Cavidades Progresivas.**

El sistema de levantamiento artificial de Cavidades Progresivas fue implementado por las industrias canadienses en 1979 para crudo pesado y con un alto manejo de arena. El Bombeo de Cavidades Progresivas consta de un rotor que gira dentro de un estator formado con un elastómero con doble lineal helicoidal, formando cavidades, por lo cual, su resultado es el flujo continuo mediante un desplazamiento positivo.

El Bombeo de Cavidades Progresivas consta de las siguientes componentes de subsuelo:

- ✓ Ancla anti-torque
- ✓ Bomba de cavidades progresivas
- ✓ Pin de paro
- ✓ Rotor
- ✓ Estator
- ✓ Sarta de varillas
- ✓ Tubería de producción

Y los siguientes componentes de superficie

- ✓ Cabezal de rotación
- ✓ Motor eléctrico
- ✓ Barra lisa
- ✓ Transformadores
- ✓ Fuentes de energía
- ✓ Variador de frecuencia

Tabla 3. Ventajas y desventajas del sistema de levantamiento artificial por Bombeo de Cavidades Progresivas.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Bajos costos de operación e inversión	No compatibilidad con aromáticos
Alta tolerancia a producción de sólidos	No compatibilidad con CO <sub>2</sub>
Operación silenciosa de equipo	Compleja detección de fallas en subsuelo
Tolerancia a gas libre	Poca tolerancia a altas temperaturas
Produce crudos de cualquier gravedad	Tasas de producción limitadas
Alta eficiencia total entre un 50 – 60%	Requiere unidad de mantenimiento
Eficiencia buena de energía	Velocidad limitada para crudos pesados

Fuente. MUÑOZ, Álvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Universidad Industrial de Santander, 2007. Bucaramanga.

Para tener una selección óptima del sistema de levantamiento artificial es preciso tener en cuenta las diferentes características que cada uno presenta en sus óptimas condiciones para su funcionamiento.

Tabla 4. Características de operación a nivel óptimo de los sistemas de levantamiento artificial.

VARIABLE	BOMBEO MECÁNICO	BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE	BOMBEO CAVIDADES PROGRESIVAS
Tasa de producción (BPD)	50 - 300	10001 - 20000	1501 - 2000
Pwf (PSI)	51 - 100	> 500	500 a 1000
BSW (%)	0.1 - 15	0.1 – 70	0.1 a 6
Viscosidad del fluido (cP)	101 - 500	0.1 - 10	5001 a 6000
GOR (scf/stb)	0 - 100	0 - 50	0 - 50

Fuente. MUÑOZ, Álvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Universidad Industrial de Santander, 2007. Bucaramanga.

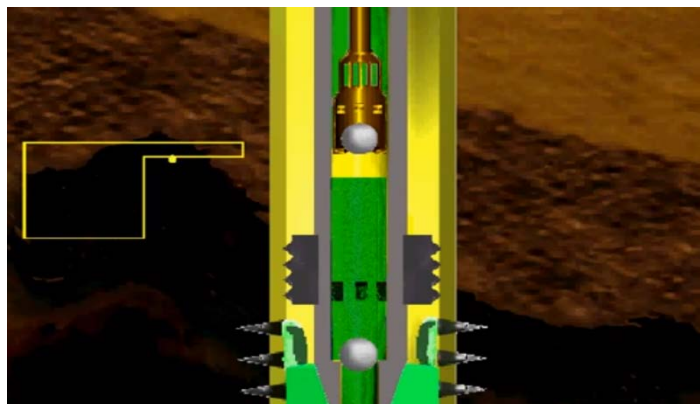
Como se observa en la Tabla 4, cada uno de los sistemas de levantamiento tiene asociado un rango de caudal determinado que a través de los años se ha venido ampliando. Este caudal determinado es conocido técnicamente como la capacidad

de desplazamiento. La capacidad de desplazamiento seleccionada depende de la caracterización del fluido producido y de las condiciones de productividad del pozo (índice de productividad).

**3.2.3 Caracterización del Fluido Producido.** Como se presentó anteriormente en el punto 3.2.2 los sistemas de levantamiento son más eficientes dependiendo del tipo de fluido producido; ejemplo de estos es el buen funcionamiento de la bomba de Cavidades Progresivas con crudos extrapesados y pesados, o el sistema de Bombeo Electrosumergible en presencia de altos cortes de agua.

Algunos campos con alta producción de gas optan por utilizar este como mecanismo de levantamiento implementando gas lift, y otros campos a medida que se desarrollan evolucionan en el sistema de levantamiento implementado principalmente por cambios en el mecanismo de producción; por ejemplo, en un campo cuyo mecanismo de producción es gas en solución, a medida que la energía decrece se utiliza bombeo mecánico aprovechando el buen funcionamiento en producción tipo cascada.

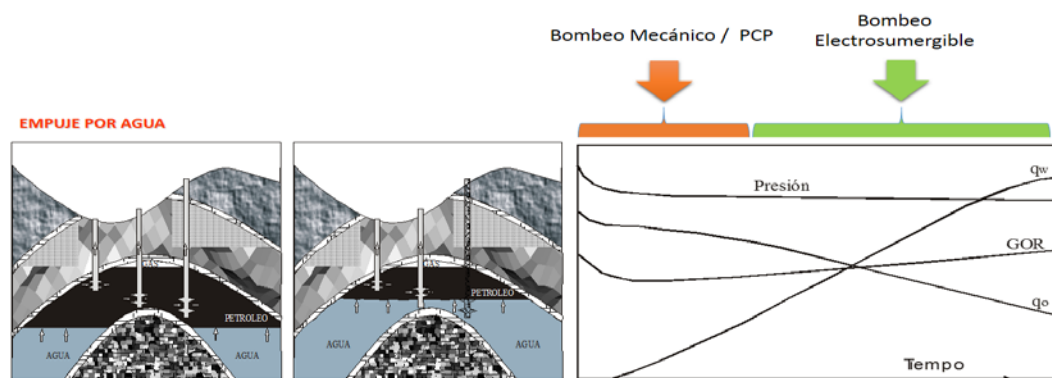
Gráfica 12. Sistema de levantamiento por Bombeo Mecánico con producción tipo cascada.



Fuente. <https://oilworldtoday.wordpress.com/2017/04/27/golpe-de-fluido-en-bombeo-mecanico/>

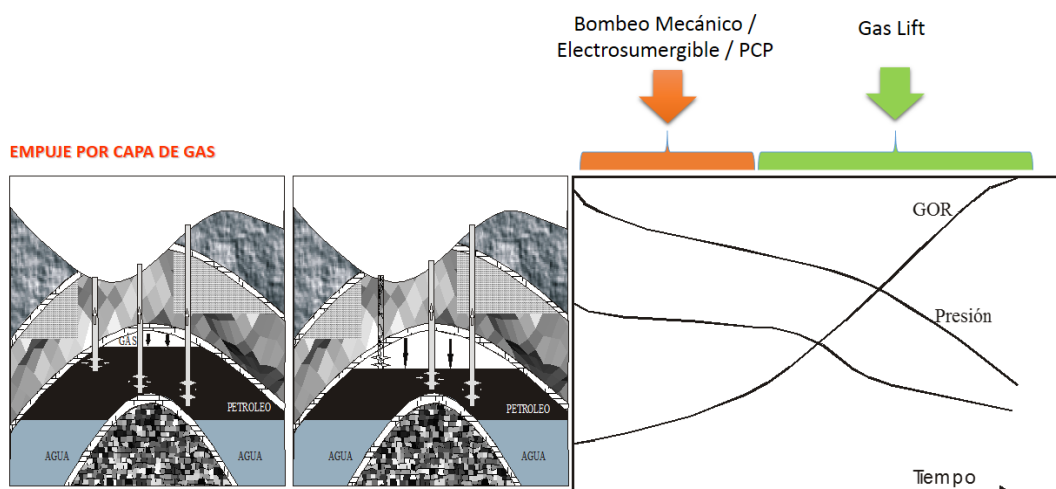
En campos con mecanismo de producción de acuífero activo la implementación de los sistemas de levantamiento exige sistemas con alta capacidad de extracción debido al empuje que genera el acuífero; un ejemplo de estos es el campo rubiales cuyas bombas Electrosurgibles implementadas cada vez son de mayor capacidad y estas reemplazaron a muchos equipos de Bombeo por Cavidades Progresivas, que, a su vez, habían desplazado al Bombeo Mecánico como se mencionó en la introducción de este capítulo.

Gráfica 13. Patrón de agotamiento típico de un yacimiento con empuje por agua



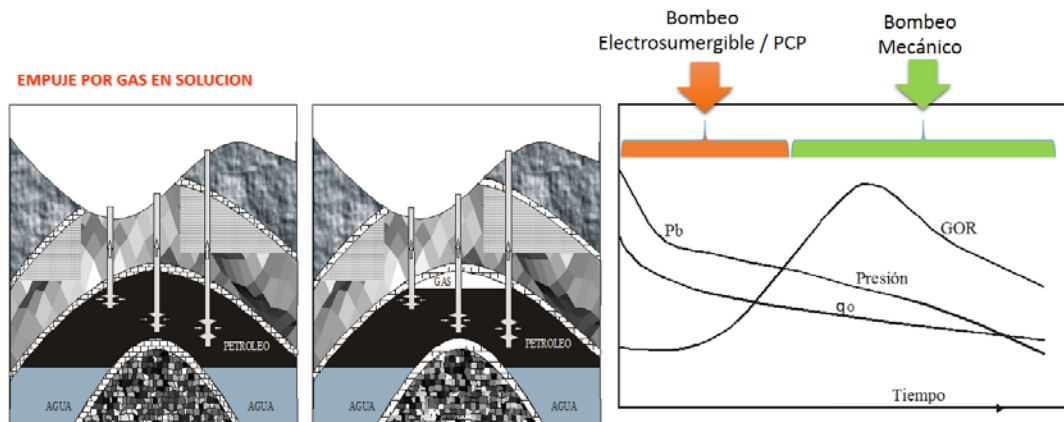
Fuente. Presentación mecanismos de producción, UIS. Modificada por el autor.

Gráfica 14. Patrón de agotamiento típico de un yacimiento con empuje por capa de gas.



Fuente. Presentación mecanismos de producción, UIS. Modificada por el autor.

Gráfica 15. Patrón de agotamiento típico de un yacimiento con empuje por gas en solución.



Fuente. Presentación mecanismos de producción, UIS. Modificada por el autor.

En el caso de yacimientos con poca presión o cuya declinación es muy fuerte se genera una alta producción de arena a medida que el campo se desarrolla, por esta razón se implementa la bomba de Cavidades Progresivas en el mayor de los casos.

Se puede concluir de acuerdo con lo anterior, que el tipo de fluido producido por el yacimiento es fundamental caracterizarlo no solamente desde el inicio del desarrollo del campo sino, durante el mismo hasta el agotamiento para implementar el sistema de levantamiento más adecuado tanto técnica como económicamente.

**3.2.4 Curva del Índice de Productividad (IPR).** El índice de productividad es conocido como la razón entre la tasa de producción y el diferencial de presión, siendo una medida de gran potencial para la medida de su capacidad para producir fluidos desde el fondo hasta superficie.

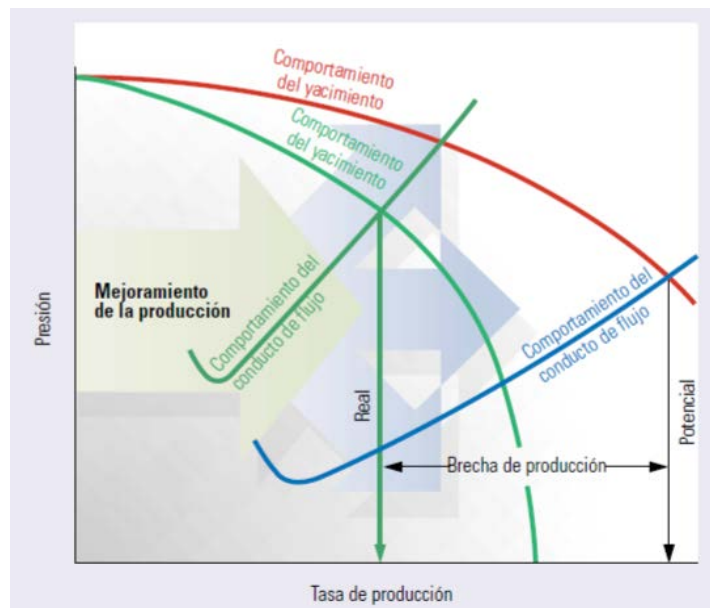
La curva de índice de productividad por sus siglas en inglés (IPR) o también llamadas como curva de comportamiento de afluencia siendo de vital importancia para conocer el comportamiento de la formación productora indicando la presión que presenta en el fondo del pozo y la cantidad de fluido producido a dicha presión

de fondo. El índice de productividad se afecta de acuerdo con el estado mecánico del pozo teniendo en cuenta que se generan restricciones entre la comunicación del yacimiento y superficie.

Para analizar el índice de productividad, generalmente, se realiza una gráfica de la relación de afluencia que a continuación se presenta este tipo de análisis.

La implicación del índice de productividad en el sistema de levantamiento es un parámetro esencial porque puede generar la optimización de este, ya sea a medida que el yacimiento aumenta su productividad como en el caso de los acuíferos activos o cuando disminuye su productividad como en el caso de los mecanismos de producción de gas en solución, por esta razón el índice de productividad es un factor clave para el diseño del sistema de levantamiento.

Grafica 16. Curvas de comportamiento del yacimiento (IPR).



Fuente. BRUCE LOWE, W, TROTTER, Gary, Nuevas técnicas para el manejo de la producción. Oilfield Review. EE. UU. Otoño de 1999.

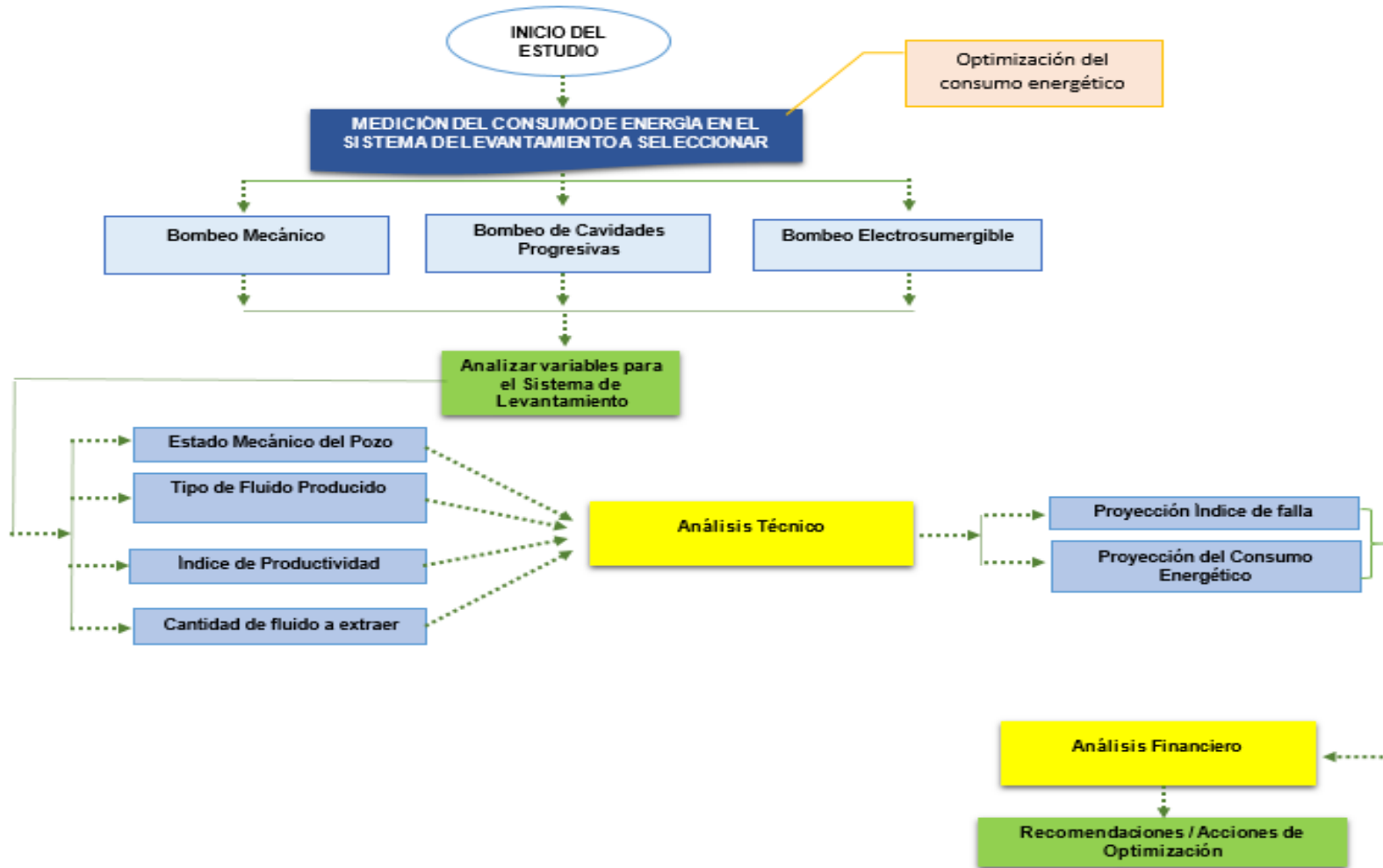
**3.2.5 Metodología para Analizar y Comparar el Consumo Energético de los Sistemas de Levantamiento Artificial.** Con las variables anteriormente descritas que pueden afectar la optimización de un sistema de levantamiento, se estructuró una metodología para analizar y comparar el consumo energético, en este caso cuya aplicación se realizará a los sistemas de levantamiento artificial utilizados en el campo Rubiales.

Acorde con lo que se mencionó en el punto 3.1 se inicia con la medición del consumo de energía del sistema de levantamiento artificial que se tenga implementado en el campo, el cual se espera que sea seleccionado acorde con la eficiencia del mismo y sus características, posteriormente se realiza la caracterización del sistema de levantamiento que contiene entre otros la capacidad de desplazamiento, el estado mecánico, caracterización del fluido producido y el índice de productividad.

Si no existen cambios en el estado mecánico, o en los fluidos producidos, o en el índice de productividad, que generen otras recomendaciones, se puede pasar a la proyección del comportamiento del sistema en un periodo de tiempo elegido.

Las proyecciones deben incluir aspectos importantes como el índice de falla, así como del consumo energético que se midió. Estas proyecciones deben ir acompañadas de un análisis financiero para concluir cual es el sistema más eficiente tanto técnica como económicamente, y finalmente se pueden hacer recomendaciones como cambios entre estos sistemas o acciones de optimización para mejorar el consumo de energía. La siguiente Gráfica presenta el esquema mencionado.

Gráfica 17. Diagrama de la metodología para la medición del consumo de energía.



Fuente. El autor.

#### **4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA MEDIR, ANALIZAR Y COMPARAR EL CONSUMO ENERGÉTICO DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DEL CAMPO RUBIALES**

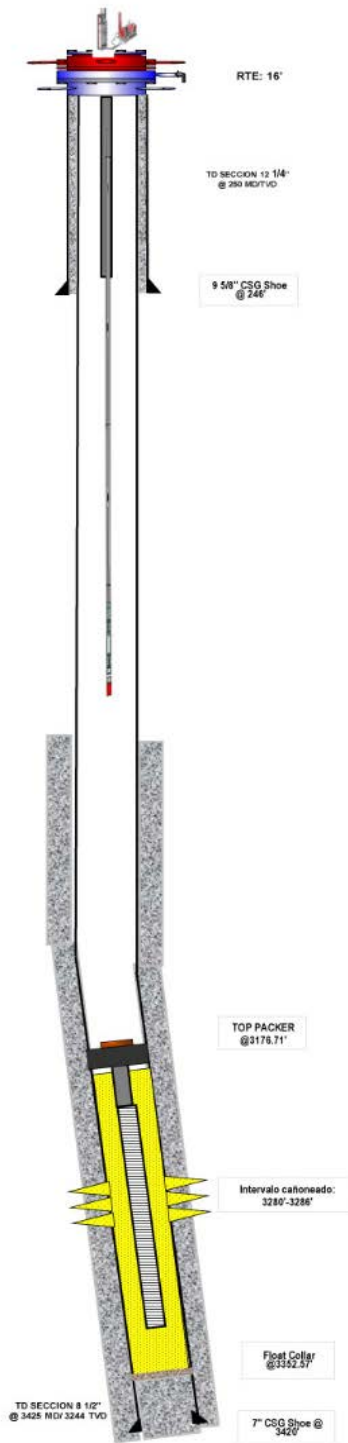
Acorde con información de Ecopetrol S.A del año 2017, el campo Rubiales aporta el 14% de la producción de petróleo de Colombia y el 22% de la producción interna de Ecopetrol S.A, lo que en términos financieros se acerca a un 8 % de ingresos antes de los impuestos, por lo tanto, la optimización de sus costos es parte fundamental de su operación. El consumo promedio de energía eléctrica es cercano a 184 MW que corresponde al 26 % de Ecopetrol S.A.

El consumo de energía en los sistemas de levantamiento es parte fundamental del campo Rubiales, por lo cual, se hace necesario aplicar este tipo de metodología para poder generar una optimización importante que puede ser una herramienta para darle la continuidad operativa al campo en casos de escenarios de precios bajos.

##### **4.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL IMPLEMENTADOS EN EL CAMPO RUBIALES.**

A partir del año 2002 cuando inicia el desarrollo del campo Rubiales se implementa el sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, teniendo en cuenta que no se conocían muchas de las propiedades de este yacimiento tanto de fluidos como del mecanismo de producción. El Bombeo Mecánico se implementó en 7 pozos activos con una producción entre 900 barriles de petróleo y 5200 barriles de agua. La siguiente Grafica presenta un ejemplo del estado mecánico con el sistema de levantamiento utilizado. Actualmente este esquema se utiliza en Cajúa, un campo que colinda con Rubiales.

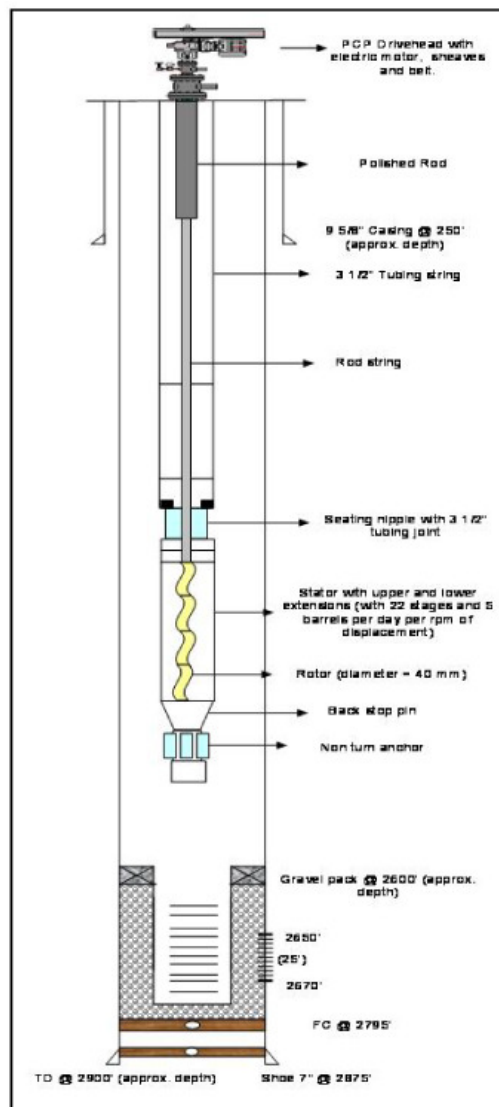
Grafica 18. Estado mecánico del pozo Ambar.



Fuente. Frontera Energy.

Posteriormente a una campaña de workover se implementó como piloto el sistema de levantamiento de Cavidades Progresivas teniendo en cuenta que se abría una ventana al casing de producción para poder producir unas arenas superiores. La siguiente Gráfica presenta esta aplicación.

Grafica 19. Estado mecánico típico de un pozo con Bombeo de Cavidades Progresivas en el campo Rubiales.



Fuente. RUBIO, C, A Heavy-Oil Colombian Example of Excellent Operative PCP Systems Development. SPE 107953. Buenos Aires, Argentina. 2007.

El sistema de levantamiento artificial de Bombeo de Cavidades Progresivas presento un mejor desempeño que el Bombeo Mecánico, teniendo en cuenta las condiciones de producción de crudo pesado y cierta producción de arena proveniente a la formación productora que se caracterizó como una zona friable. El sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas alcanzo un total de 20 pozos para diciembre de 2003 mejorando la producción del campo a 5000 barriles de petróleo por día.

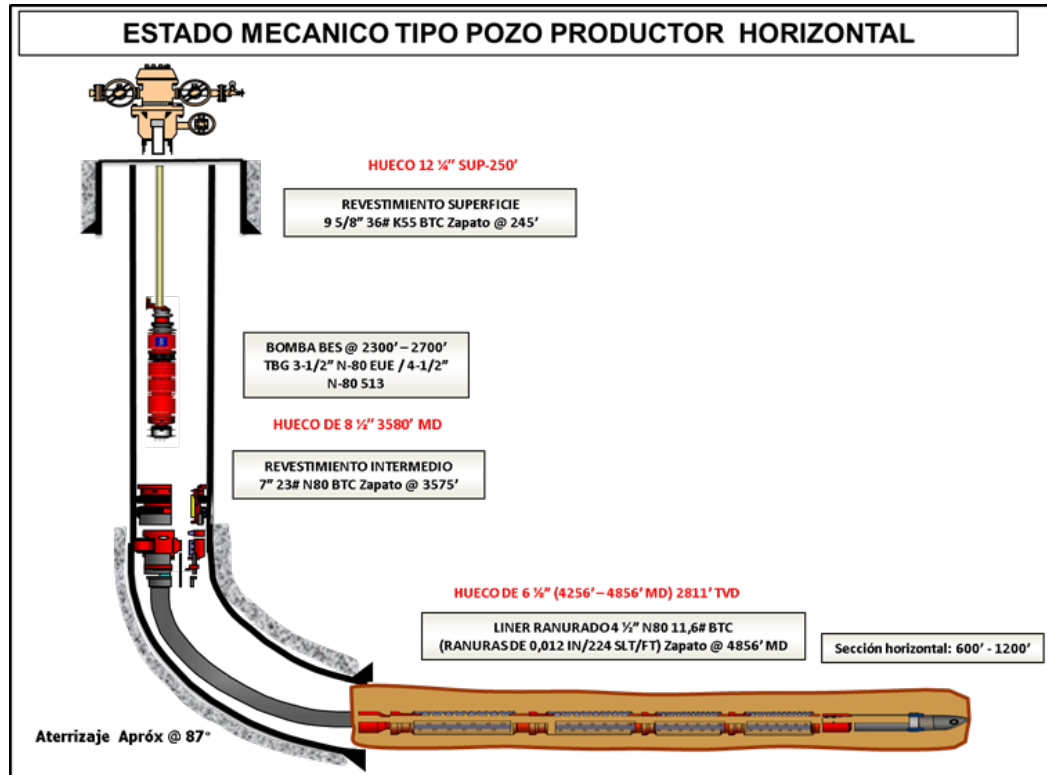
Para 2004 inicia la implementación del Bombeo Electrosumergible reactivando algunos pozos cerrados e incrementando la producción hasta 8000 barriles de petróleo por día. Finalmente, el operador de dicho momento realiza el cambio de los 28 pozos que se encontraban con Bombeo Mecánico por Bombeo Electrosumergible debido a la facilidad con la que este sistema se desempeñaba acorde con el alto corte de agua que el campo iniciaba a presentar lo cual facilitaba el desempeño de la bomba Electrosumergible acorde a lo que se vio en el capítulo 3.2.2.

El estado mecánico de la Gráfica 19, es un ejemplo de la aplicación de Bombeo Mecánico, en este caso es del pozo Ambar del campo Quifa que se encuentra aledaño al campo Rubiales productor de la misma formación Carbonera y con el mismo tipo de fluidos, lo cual es muy representativo y muestra como fue el desarrollo de Bombeo Mecánico del campo Rubiales desde sus inicios.

A continuación, se presenta el estado mecánico de un pozo de Bombeo Electrosumergible cuyas ventajas principales en el campo Rubiales se afianzaron debido al alto corte de agua y a la gran cantidad de volúmenes de fluido que empezaron a requerirse muy superiores a los que podían aportar el Bombeo Mecánico y el Bombeo de Cavidades Progresivas, sin embargo, para pozos de bajo

caudal en el campo Rubiales se continuó utilizando las bombas de Cavidades Progresivas.

Grafica 20. Estado mecánico pozo horizontal con Bombeo Electrosumergible.



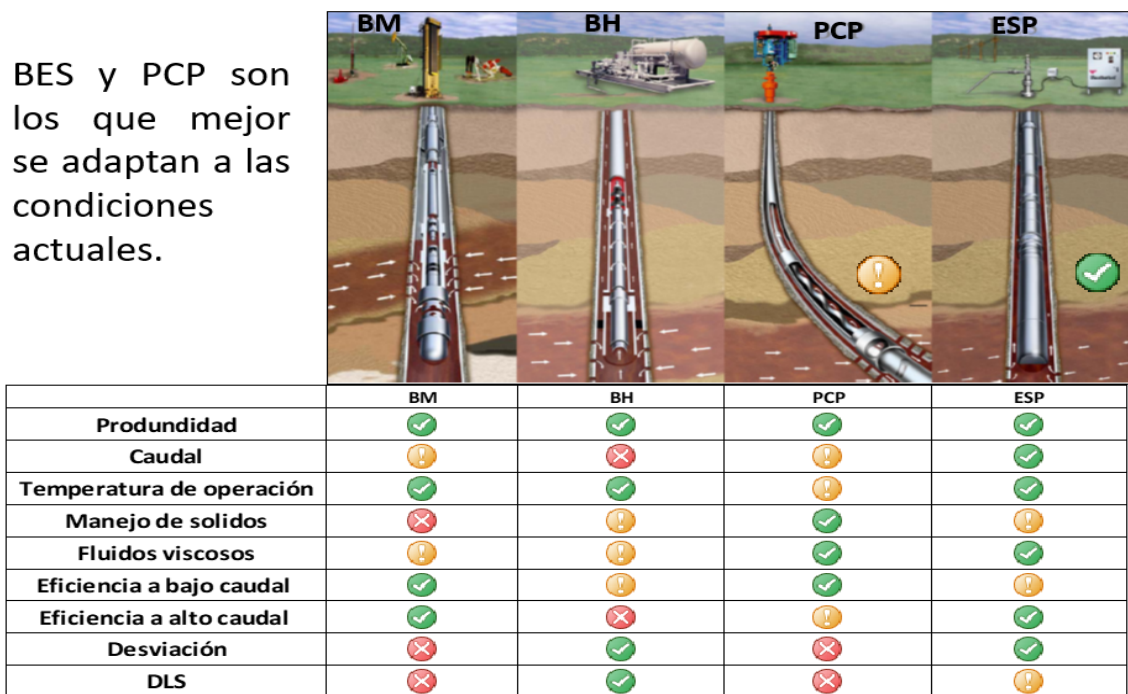
Fuente. Vicepresidencia regional Oriente, Ecopetrol S.A.

Como se puede observar es el estado mecánico de un pozo horizontal completado para evitar la alta producción de arena, razón por la cual se utiliza el completamiento con grava y, sobre el empaque que sostiene el liner de producción se encuentra la bomba Electrosumergible, la cual, como se comentó anteriormente tiene la ventaja de alcanzar altos caudales de acuerdo a los pronósticos de producción que se utilizan actualmente en el campo.

Actualmente los sistemas de levantamiento artificial utilizados en el campo Rubiales son el Bombeo Electrosumergible y Bombeo de Cavidades Progresivas. En la

siguiente figura se encuentra una tabla que menciona y compara algunas de las características como son la profundidad, el caudal, la temperatura de operación, el manejo de sólidos, los fluidos viscosos, la eficiencia a bajo caudal y a alto caudal, la desviación y el Dog Leg Severity ( severidad de la desviación por cada 100 pies medidos de profundidad) como se puede observar los sistemas de levantamiento Electrosumergible y de Cavidades Progresivas son los que mejor se adaptan a las condiciones que tiene actualmente de productividad el campo, sin embargo, es importante la optimización acorde al consumo energético que es el objetivo de este estudio.

Figura 1. Condiciones actuales de los sistemas de levantamiento.



Fuente. Vicepresidencia regional Oriente, Departamento de Ingeniería Ecopetrol S.A.

## **4.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.**

Acorde a la Gráfica 17, en este capítulo se mencionará todo el proceso desde la medición del consumo de energía para los sistemas de levantamiento como la caracterización de este y el análisis técnico que se ejecuta junto con el análisis financiero para poder tomar la decisión de cuales acciones se deben tomar con el objetivo de disminuir el consumo de energía optimizando los sistemas de levantamiento.

**4.2.1 Medición de la Energía.** En el capítulo 3 se mencionó el procedimiento para la medición de energía, esta actividad se realizó en diferentes sistemas de levantamiento para poder observar y concluir cual es el consumo de energía acorde a la aplicación que se realiza en el campo Rubiales.

Para este trabajo se realizó la medición en sistemas de levantamiento artificial de Bombeo Mecánico para lo cual se realizó la medición en el campo Cajúa aprovechando que este campo análogo a Rubiales se desarrolla actualmente con Bombeo Mecánico.

**Medición del Consumo de Energía en Unidad de Bombeo Mecánico.** Teniendo en cuenta que hace varios años fue retirado el Bombeo Mecánico del Campo Rubiales, se tomó como alternativa realizar la medición en el campo Cajúa. El Campo Cajúa como se mencionó anteriormente es desarrollado a partir de pozos desviados, con Bombeo Mecánico debido a su menor potencial de producción respecto a Rubiales, lo cual genera una menor inversión en cuanto a geometría de pozos y sistema de levantamiento artificial.

Cajúa cubre cerca de 38.000 acres, ubicado a 20 km de Rubiales hacia el norte y a 30 km al noreste de Quifa SW. El campo Cajúa hace parte del bloque Quifa, junto con Quifa SW y Quifa Norte. Para este campo, se estima una disminución en la

inversión del sistema de levantamiento artificial de Bombeo Mecánico entre 10% y 20%, siendo comparado respectivamente con el Bombeo de Cavidades Progresivas y el Bombeo Electrosumergible. A nivel de fluidos y condiciones del yacimiento es un campo similar a Rubiales.

El campo Cajúa tiene instaladas 31 unidades de sistema de levantamiento de Bombeo Mecánico de las cuales 19 están operando, estas unidades que están en operación entre 2,5 y 6,5 SPM (Strokes Por Minuto). Hay unidades de Weatherford “VSH-2” y de Halliburton “Maxistroke”.

Grafica 21. Unidades Maxistroke de Halliburton y VSH-2 de Weatherford.



UNIDADES MAXISTROKE LS-180  
HALLIBURTON



UNIDADES VSH-2 WEATHERFORD

Fuente. Visita Campo Cajúa, Ecopetrol S.A.

A continuación, se describen algunas ventajas y desventajas de este sistema de levantamiento artificial acorde con la operación del campo para tener una mejor descripción de este.

Tabla 4. Ventajas y desventajas del sistema acorde con la operación del campo.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Fácil operación, seteo de los SPM sencillo	Presentan constantes fugas por el stuffing box. 10 de los 19 pozos fueron reportados por fugas
No producen distorsión en la red eléctrica	Requiere un seguimiento diario debido a la presentación de fugas y desbalanceo, por lo cual, es requerido personal idóneo

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Fácil movilización	Todos los dispositivos de monitoreo y control de las unidades VSH-2 presentan Wellpilot
En las VSH-2 se pueden realizar reparaciones y mantenimiento haciendo aun lado el mástil	Los PIT (dispositivos inalámbricos de presión) presentan fallas debido al uso de baterías
Ambas unidades mencionadas son de fácil movilización y de tamaño pequeño	La unidad Maxistroke de Halliburton requieren Manlift para mantenimiento del mástil
La unidad Maxistroke presenta un diseño de electrónica más confiable con respecto a la VSH-2	La Maxistroke presentan un aumento de falla de mangueras, debido al retorno con golpe de ariete en las mangueras hidráulicas
La unidad Maxistroke no requiere de vientos debido a su diseño más robusto	La unidad de superficie no se puede instalar a más de 3 metros del contrapozo, debido a la distancia de las mangueras lo cual ocasiona un incumplimiento en la norma de áreas clasificadas NTC-2050 y NFPA-70.

Fuente. Presentación de caso de negocio Piloto de Bombeo Mecánico, Ecopetrol S.A.

La siguiente Tabla (5), presenta la medición del consumo energético realizada en el campo Cajúa. En la tabla se coloca la medición tanto del recorrido ascendente, como el recorrido descendente que tiene la unidad. Posteriormente se promedian y se obtiene el factor asociado al consumo en Kilovatio (KW) por barril de líquido producido (Bl). La medición se realizó en tres pozos con Bombeo Mecánico y un pozo con Bombeo Electrosumergible.

Tabla 5. Hallazgos del consumo energético en el campo Cajúa.

F	MAX. SUBIDA		MAX. BAJADA		BFPD	Nivel	Sumergencia	PIP	KW/B	FONDO	%
	KW	PF	KW	PF							
POZO AMBAR - 84D											
6 SPM	34,8	0,87	14,7	0,55	771	221,5	2623	1128	<b>1,08</b>	VSH-2	89%
POZO AMBAR - 83D											
6 SPM	31,9	0,59	-5	-0,11	742	389,7	2301	989	<b>1,03</b>	LS-180	85%
POZO AMBAR - 85D											
6 SPM	47,8	0,86	-0,3	0,02	719	909	1917	824	<b>1,60</b>	VSH-2	132%
POZO OPALO - 34											
50,5 HZ	25,7	0,92			545	416	2843	1214	<b>1,13</b>	GE OIL & GAS	93%
									1,21		100%

Fuente. Presentación de caso de negocio Piloto de Bombeo Mecánico, Ecopetrol S.A.

PF es el Factor de potencia. Este es el resultado de dividir los Kilovatios (KW) entre la medición de calidad de energía (KVA). Este Factor de Potencia se midió con el personal especializado, y con este se pueden calcular los KVA que consumen los equipos medidos desde el Variador de Velocidad.

En el campo Cajúa, se encontraron los siguientes hallazgos:

- ✓ En promedio, las unidades de Bombeo Mecánico consumen 1,2 KW/B
- ✓ La unidad de Halliburton es más eficiente que la VSH-2.
- ✓ La unidad del pozo Ambar – 85D esta desbalanceada. Es la de mayor consumo KW/Barril, a pesar de tener un motor de menos HP.
- ✓ Las unidades VSH-2 tienen motores de 75 HP y las Halliburton tienen de 100 HP; Los sistemas de levantamiento de Cavidades Progresivas tienen motores normalmente de 50 HP.
- ✓ Si se dividen los KW/Barril entre el Factor de Potencia, podemos encontrar que el Bombeo Electrosumergible de Ópalo 34 consume 1,22 KVA por barril, mientras que el Bombeo Mecánico de Ambar 85D (Factor de potencia promedio de 0,44) consume 3,6 KVA por barril debido al estar desbalanceado.
- ✓ El pozo Opalo 34 tiene un equipo Electrosumergible, el cual tiene un consumo similar al Bombeo Mecánico (1,22 KVA por barril de Ópalo 34 versus 1,52 KVA de Ambar 84D).

De acuerdo con la visita se evidenciaron las siguientes observaciones respecto a las unidades ya mencionadas anteriormente:

Es importante señalar que el Factor de Potencia indica que existe la oportunidad de balancear los equipos de Bombeo Mecánico para conseguir un mejor consumo energético. Los pozos Ambar 93D y 84D consume menos KW/Barril que el sistema Electrosumergible del pozo Ópalo 34, sin embargo, teniendo en cuenta el Factor de Potencia bajo que presentan, la calidad de energía es inferior y genera que desde la vista del variador en KVA el consumo sea mayor.

Otras observaciones del Bombeo Mecánico fueron:

- ✓ Requieren de alto mantenimiento.
- ✓ Presentan contaminación por fugas en el stuffing box o caja de empaques.
- ✓ El ingreso de esta tecnología de Bombeo Mecánico genera la necesidad de tener stock de repuestos, personal especializado y equipos, lo que genera un aumento en el OPEX (costos operativos) debido a su mantenibilidad.

De la misma forma se realizó la medición de energía en el campo Castilla en pozos de Bombeo Mecánico que se vienen instalando, este campo tuvo su aplicación de Bombeo Mecánico hace varios años durante sus primeros desarrollos, sin embargo, posteriormente migro hacia el Bombeo Electrosurgible; actualmente, debido al alto consumo de energía se está volviendo a realizar la aplicación del Bombeo Mecánico para encontrar algunas diferencias o acciones de optimización.

Algunas de las observaciones de la aplicación de Bombeo Mecánico en Castilla son:

- ✓ El tiempo de parada de las unidades luego de la falla es bajo debido a que los técnicos están basados en Bogotá y se tiene respuesta rápida.
- ✓ Las unidades Hidráulicas implementadas en Castilla presentan menos de 3 fallas por año.
- ✓ El mantenimiento de las unidades ha estado a cargo de la empresa fabricante.

Tabla 6. Análisis de aplicación del Bombeo Mecánico en Campo Castilla.

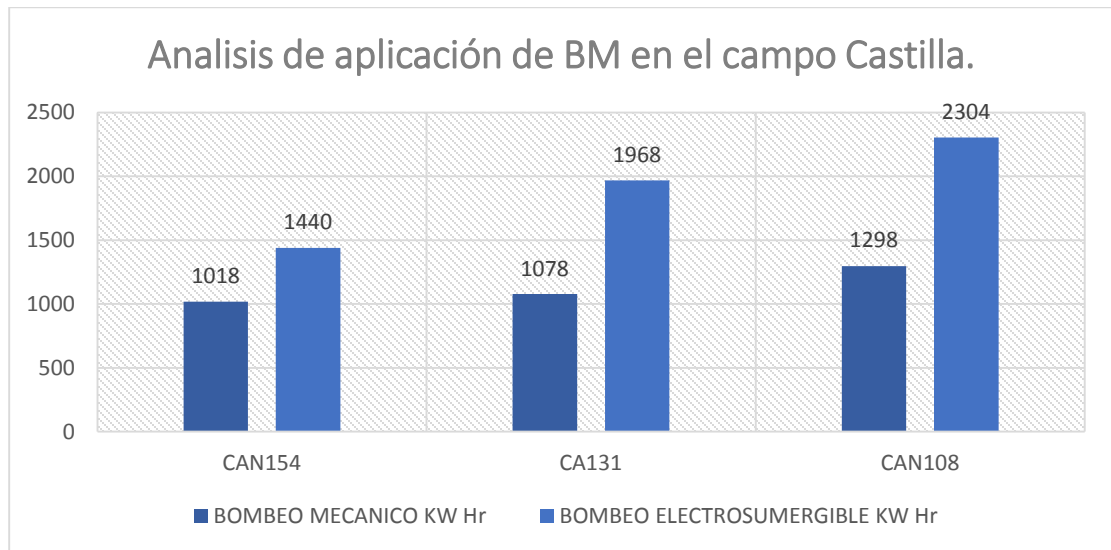
POZO	KW	KW Hr
CAN154	42	1018
CA131	45	1078
CAN108	54	1298
<b>TOTALES</b>	<b>141</b>	<b>3394</b>

Fuente. Presentación de caso de negocio Piloto de Bombeo Mecánico, Ecopetrol S.A.

Esta es otra implementación que se realiza en un campo con crudo pesado de Bombeo Mecánico, donde podemos ver que el promedio de consumo promedio de energía es de 47 KW.

Estos pozos anteriormente se encontraban con Bombeo Electrosumergible, y presentaban un consumo promedio de 79 KW, con el mismo caudal que tienen actualmente. Al comparar las mediciones en Cajúa y en Castilla, de Bombeo Mecánico y Bombeo Electrosumergible, se evidencian diferencias, sin embargo, si las unidades de Bombeo Mecánico se encuentran bien balanceadas, llegan a consumir menos energía que el Bombeo Electrosumergible.

Gráfica 23. Análisis de la aplicación del Bombeo Mecánico en el campo Castilla.



Fuente. Presentación de caso de negocio Piloto de Bombeo Mecánico, Ecopetrol S.A.

**Medición del Consumo de Energía en Unidad de Bombeo de Cavidades Progresivas del Campo Rubiales.** Se realizó la medición en algunos de los sistemas de levantamiento por Bombeo de Cavidades Progresivas en el campo Rubiales aprovechando que este sistema de levantamiento se encuentra actualmente instalado. Es importante tener en cuenta como se mencionó

anteriormente que las bombas de cavidades progresivas se utilizan en pozos de menor caudal, ya sea por un menor índice de productividad o porque se encuentran en avanzado estado de agotamiento o no son afectados por el acuífero activo.

A continuación, la siguiente Tabla (7) presenta el consumo de energía de los pozos con Bombeo de Cavidades Progresivas.

Tabla 7. Consumo de energía de los pozos con Bombeo de Cavidades Progresivas del campo Rubiales.

RPM	KW	BFPD	Sumergencia	PIP	KW/B	FONDO	MODELO	STG	%
POZO RB - 252									
190	11	692	2300	989	0.38	TDA	80-1800		120%
POZO RB - 292									
315	10	852	1976	849,68	0.28	WEATHERFORD	24.40-		89%
POZO RB - 561									
230	12.4	860	1671	718,53	0.35	TDA	89-1500		109%
POZO RB - 359									
180	10	931	1885	810,55	0.26	TDA	89-1500		81%
					0.32				100%

Fuente. Presentación de caso de negocio Piloto de Bombeo Mecánico, Ecopetrol S.A.

Como se puede evidenciar respecto al Bombeo Electrosumergible, y al Bombeo Mecánico se evidencia que tiene un menor consumo promedio.

**Medición del Consumo de Energía en el Sistema de Bombeo Electrosumergible del Campo Rubiales.** Tanto en el campo Rubiales como en el campo Castilla se llevaron a cabo mediciones en el Bombeo Electrosumergible, esto con el objetivo de comparar las aplicaciones de Rubiales y de igual forma el Bombeo Mecánico que se viene implementando en el campo Castilla con la implementación del Bombeo Electrosumergible en el mismo campo. La siguiente Tabla presenta el consumo de energía de los pozos de Bombeo Electrosumergible del campo Rubiales.

Tabla 8. Consumo de energía de los pozos con Bombeo Electrosumergible del campo Rubiales.

HZ	KW	BFPD	Sumergencia	PIP	KW/B	FONDO	MODELO	STG	%
POZO RB - 1323H									
39,3	24	713	1581	680	0,81	BAKER	FLEX 47	32	52%
POZO RB -909H									
65	46	1017			1,09	SCHLUMBERGER	DN1750	86	70%
POZO RB - 577H									
52,9	53	1169	588	253	1,09	GE OIL & GAS	TE2700	45	70%
					0,99				100%

Fuente. Presentación de caso de negocio Piloto de Bombeo Mecánico, Ecopetrol S.A.

A Continuación, se presentan el consumo de energía de las bombas Electrosumergibles en el campo Castilla.

Tabla 9. Análisis de aplicación del Bombeo Electrosumergible en Campo Castilla.

POZO	KW	KW Hr
CAN154	60	1440
CA131	82	1968
CAN108	96	2304
<b>TOTALES</b>	<b>238</b>	<b>5712</b>

Fuente. Presentación de caso de negocio Piloto de Bombeo Mecánico, Ecopetrol S.A.

A primera vista se puede concluir que el consumo de las Bombas de Cavidades Progresivas (0,32 KW/B en Rubiales) es menor comparado al Bombeo Electrosumergible (0,99 KW/B en Rubiales), y menor al comparado con el Bombeo Mecánico (1,23 KW/B en Cajúa), dejando la observación que se puede hacer una mejora en el balanceo de las unidades de Bombeo Mecánico en Cajúa. Otro factor es la profundidad de las bombas en este sistema, las cuales también podrían ser optimizadas.

En Castilla, se tiene una alta diferencia a favor de un menor consumo energético del Bombeo Mecánico versus el Bombeo Electrosumergible (10,1 KW/B en Bombeo Electrosumergible, versus 3,92 KW/B en Bombeo Mecánico).

**Análisis de la Medición del Consumo de Energía en los Sistemas de Levantamiento.** En la medición del consumo de energía en el campo Castilla de Bombeo Mecánico como en Electrosumergible se obtuvo la siguiente ventaja económica de la reducción del consumo energético<sup>6</sup>.

Tabla 10. Análisis de aplicación del Bombeo Mecánico y Bombeo Electrosumergible en campo Castilla.

POZO	BOMBEO MECANICO		BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE		KW Hr	KW Hr	Δ KW	Δ KW%
	KW	KW Hr	KW	KW Hr	Ahorro	Ahorro %		
CAN154	42	1018	60	1440	422	29%	18	30%
CA131	45	1078	82	1968	890	45%	37	45%
CAN108	54	1298	96	2304	1006	44%	42	44%
<b>TOTALES</b>	<b>141</b>	<b>3394</b>	<b>238</b>	<b>2318</b>	<b>2318</b>	<b>41%</b>	<b>97</b>	<b>41%</b>

Fuente. Presentación de caso de negocio Piloto de Bombeo Mecánico, Ecopetrol S.A.

Otra ventaja que se pudo comparar en el campo Castilla es el ahorro en la inversión acorde a los costos de completar un pozo con Bombeo Electrosumergible y Bombeo Mecánico.

Tabla 11. Análisis de inversión de la aplicación del Bombeo Mecánico y Bombeo Electrosumergible en campo Castilla.

BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	
Motor	\$ 57,972.00
Protector	\$ 12,823.00
Bomba	\$ 73,702.00
Cable	\$ 68,250.00
Equipo de Superficie	\$ 65,000.00
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 277,747.00</b>

BOMBEO MECANICO	
Unidad de Superficie	\$ 141,454.64
Sarta de Varilla	\$ 56,167.77
Bomba	\$ 10,530.00
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 208,152.41</b>

Fuente. Presentación de caso de negocio Piloto de Bombeo Mecánico, Ecopetrol S.A.

<sup>6</sup> Esta información asociada al campo Castilla, se obtuvo gracias al proyecto que se viene realizando por parte de Ecopetrol de optimización de los sistemas de levantamiento en el campo Castilla el cual sirve de base de análisis para este trabajo de investigación.

A continuación, se presenta una tabla donde se evidencia un análisis comparativo del consumo de energía en el campo Cajúa y Rubiales con los sistemas de levantamiento.

Tabla 12. Análisis comparativo del consumo de energía en el campo Cajúa y Rubiales con los respectivos sistemas de levantamiento.

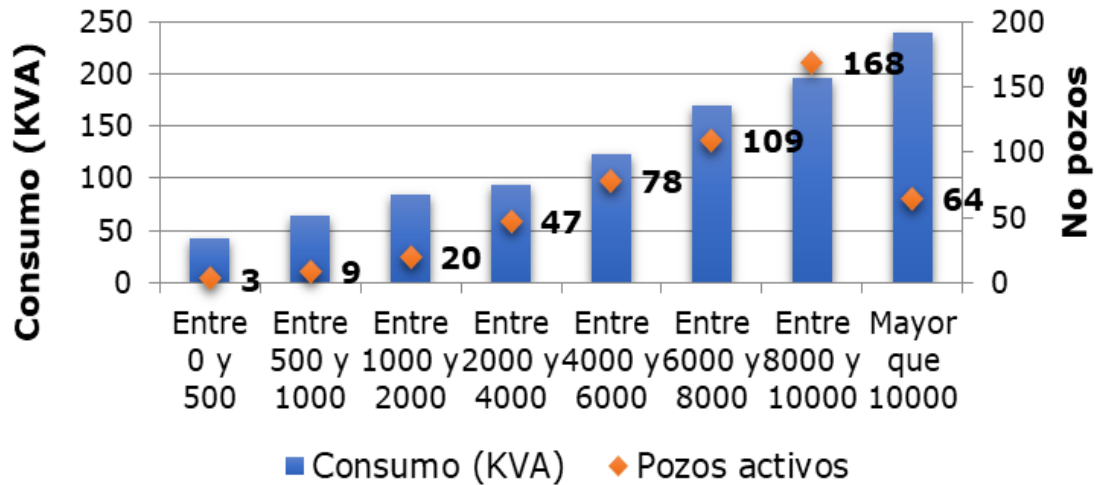
CAJUA BM		RUBIALES PCP		RUBIALES ESP	
POZO	KW/B	POZO	KW/B	POZO	KW/B
AMBAR-84D	1,08	RB-252	0,38	RB-1323H	0,81
AMBAR-83D	1,03	RB-292	0,28	RB-909H	1,09
AMBAR-85D	1,60	RB-561	0,35	RB-577H	1,09
		RB-359	0,26		
	<b>1,23</b>		<b>0,32</b>		<b>0,99</b>

Fuente. Presentación de caso de negocio Piloto de Bombeo Mecánico, Ecopetrol S.A.

En el campo Rubiales el sistema de levantamiento más eficiente en términos de energía es el Bombeo de Cavidades Progresivas con un consumo promedio de 0,32 KW/B.

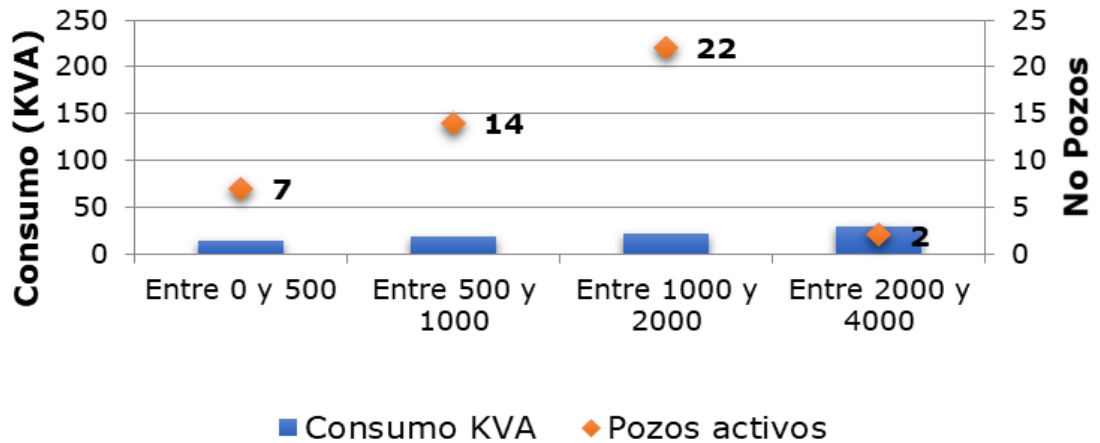
La siguiente grafica se realizó con mediciones de energía en este de sistema de levantamiento específico y se realizó un comparativo versus el caudal. Se puede concluir que para el BES la mayor parte de consumo energía esta para bombas entre 4000 y 6000 barriles por día, estando alrededor de unos 78 KVA y el consumo del PCP estaría en un promedio de 22 KVA para bombas 1000 y 2000 barriles por día. Si el factor de potencia es de 1, podemos decir que este es el mismo consumo en términos de KW.

Grafica 24. Consumo de energía del BES versus caudal.



Fuente. Departamento de Ingeniería Rubiales, Ecopetrol S.A.

Grafica 25. Consumo de energía del PCP versus caudal.



Fuente. Departamento de Ingeniería Rubiales, Ecopetrol S.A.

#### 4.2.2 Estado Mecánico del Campo Rubiales.

Acorde a lo revisado en el punto 3.2.1 el estado mecánico es parte fundamental para la selección del sistema de levantamiento y acorde a este asegurar la vida productiva del pozo. En el caso de Rubiales el desarrollo del campo, inicio mediante estados mecánicos en hueco entubado o casing hole como lo muestra la gráfica 10 en el capítulo 3. Estos estados mecánicos característicos de pozos verticales

perforaban casi hasta los 3500 pies donde completaban con un revestimiento de producción de 7 pulgadas, posteriormente el revestimiento se cañoneaba para conectar la formación productora (formación Carbonera) e iniciaba el pozo en producción.

Las principales desventajas de dicha configuración se centraban en la producción de arena y en la baja productividad que tenía el sistema debido a la barrera asociada entre el casing o el revestimiento de producción y la formación.

Posteriormente se emplearon estados mecánicos de pozos verticales reemplazando el cañoneo por la apertura de ventanas con hueco ensanchado para conectar de una mejor forma la productividad del yacimiento. En la gráfica 10 del capítulo 3 se puede observar un ejemplo de este tipo de completamientos en donde se solucionaba en parte el inconveniente de las bajas productividades, debido a que al ensanchar el hueco se eliminaba la restricción que generaba el revestimiento no cañoneado. Para mitigar los problemas de arenamiento se ensanchaba y llenaba el espacio con grava y malla 20/40. Este esquema se empleó con éxito, en algunos pozos verticales de campos cercanos como el campo Caño Sur.

Finalmente, y debido a los estudios de yacimiento que permitieron caracterizar de una mejor manera las formaciones productoras fueron perforados los pozos horizontales que hoy en día son los pozos que mejor permiten los requerimientos de producción del campo. Este estado mecánico reúne las ventajas del anterior estado mecánico, ya que la zona productora se encuentra en hueco abierto con liner ranurado lo que genera una mayor productividad sumado a un mayor contacto de la formación ya que la zona horizontal puede alcanzar hasta los 1200 pies de longitud. El grafico 11 del capítulo 3 presenta el estado mecánico del pozo horizontal.

Acorde a los últimos estados mecánicos utilizados en el campo Rubiales se puede concluir que el manejo de arena se está realizando en fondo de pozo gracias al liner ranurado en el caso de pozos horizontales y al empaquetamiento con grava en el caso de los pozos verticales la desventaja de la producción de arena se mitiga y prácticamente se pueden emplear todos los sistemas de levantamiento artificial incluyendo los que tienen una menor ventaja con el manejo de arena ya que está en un alto porcentaje se elimina. Sin embargo, predomina un factor diferenciador y es la geometría de pozo, es decir, la arquitectura de pozo horizontal ya genera la necesidad de utilizar un sistema de levantamiento que no presente inconvenientes al estar fuertemente desviado. En este caso, el sistema levantamiento artificial predilecto es el Bombeo Electrosumergible, ya que el no uso de varillas mitiga la posibilidad de falla que si puede generarse en el Bombeo Mecánico y en el Bombeo por Cavidades Progresivas a pesar de emplear soluciones tecnológicas como los centralizadores.

En el caso de los pozos verticales se pueden utilizar los tres sistemas de levantamiento, ya que las profundidades, el manejo de sólidos y la desviación lo permite.

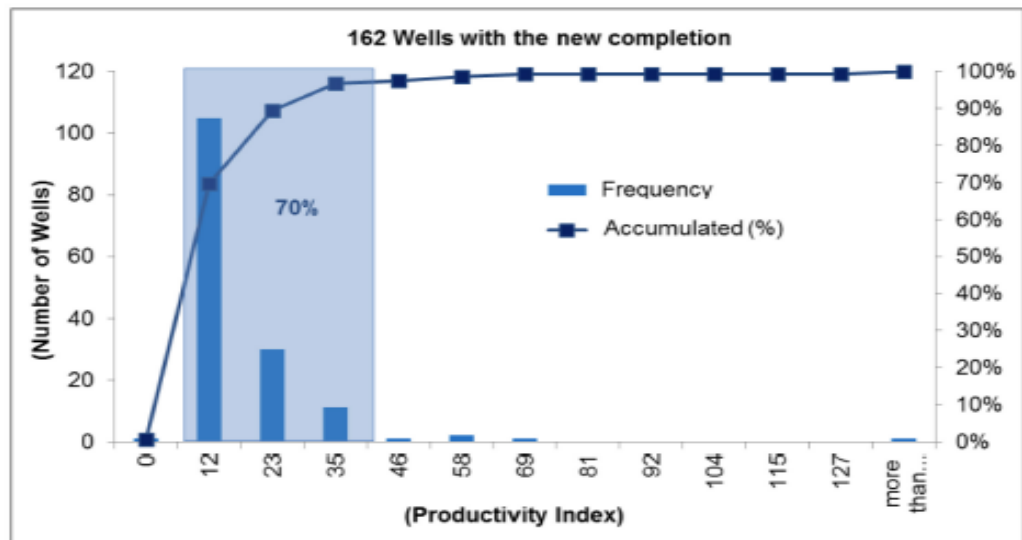
Se puede concluir que acorde al estado mecánico empleado en el campo Rubiales es favorable la aplicación de Bombeo Electrosumergible en el caso de los pozos horizontales y de Bombeo Mecánico o de Cavidades Progresivas en el caso de los pozos verticales. Actualmente no se perforan pozos desviados en el campo Rubiales, sin embargo, se recuerda cómo se observó en puntos anteriores que en el campo vecino Cajua, se emplea actualmente el sistema de levantamiento artificial de Bombeo Mecánico. En este caso para la selección del sistema de levantamiento artificial el consumo energético podría llegar a ser un factor predominante.

**4.2.3 Análisis del Índice de Productividad del Campo Rubiales.** Acorde con el desarrollo que ha tenido el campo Rubiales durante su operación se han realizado diferentes tipos de completamientos como vimos inicialmente algunos pozos verticales con estados mecánicos simples (grafica 9), así como otras aplicaciones que fueron desarrolladas para el control de arena hasta encontrar que la mejor aplicación es el pozo horizontal con hueco abierto (grafica 11).

Igualmente, una de las aplicaciones que se utiliza es el empaquetamiento con grava. Este tipo de completamiento genera un ensanchamiento cercano a los 4 pies a través del Casing para producir de forma abierta la formación productora empaquetando esta con grava, la siguiente grafica presenta el índice de productividad de alguno de los pozos donde se ha implementado este tipo de mecanismo donde se evidencia que el 70% de los pozos con este tipo de completamiento tiene un índice de productividad positivo entre 12 y 35 Bbl/Psi , lo que indica es una aplicación bastante eficiente y que hoy en día se sigue realizando en los pozos verticales que se tiene en el campo.

Para objeto de este estudio no se realizarán cálculos de índice de productividad teniendo en cuenta que el campo Rubiales presenta un alto IP debido al mecanismo de producción de acuífero activo, lo que no limita a ningún sistema de levantamiento a instalar, por el contrario, se debe realizar un control del caudal para evitar maximizar la producción de agua.

Gráfica 27. Índice de productividad con la aplicación de empaquetamiento con grava.



Fuente. FLOREZ, Alberto, A successful Gravel-Packing Technique in Vertical and Deviated Wells with Enlarged Open Hole in Cased Completions: A case Study, Rubiales and Quifa Fields. SPE 171094-MS. Society of Petroleum Engineers. 2014.

#### 4.2.4 Análisis de los Fluidos Producidos del Campo Rubiales.

Como se mencionó en el punto 3.2.3. la caracterización del fluido producido es un factor fundamental para el análisis de los sistemas de levantamiento. En el caso de Rubiales, durante la historia de producción del campo el fluido producido ha venido cambiado como se mencionó igualmente por el efecto del mecanismo de producción principal del campo (acuífero activo).

Inicialmente el campo Rubiales, inicio la producción de petróleo pesado con un bajo corte de agua, este petróleo fue caracterizado y presento las siguientes propiedades. A continuación, se presenta la caracterización del petróleo producido y el agua producida del campo Rubiales.

Tabla 13. Características de fluidos producidos del campo Rubiales.

OIL	State	Liquid
	Water Solubility	None
	Autoignition Point	405 °C
	Specific Gravity @ 60 °F	0.9843
	Vapor Pressure @ 68 °F	0,89 psi
	n-C7 Insoluble	13,17 %m
	Ashes	0,04 %m
	Cinematic Viscosity @ 150 °F	367,8 cSt
	Gross Combustion Heat	43,199 MJ/Kg
	Hydrogen Sulfur	< 3 (3 ppm wt)
	Color	Black
	Inflammation Point	180,86 °F
	API Gravity @ 60 °F	12,3 °API
	Neutralization Number	0,45 mg KOH/gr
	Fluency Point	+ 50 °F
Coal Residue - Ramsbottom Neat	12,6 %m	
WATER	Alcalinity	835 ppm CaCO3
	Chlorides	164 ppm Cl-
	Conductivity	1381 μΩ/cm
	Total hardness	23 ppm CaCO3
	Iron	0,09 ppm Fe+3
	pH	7.4
	Solids in Suspension	2336

Fuente. RUBIO, C, A Heavy-Oil Colombian Example of Excellent Operative PCP Systems Development. SPE 107953. Buenos Aires, Argentina. 2007.

Como se puede observar el petróleo producido es caracterizado como un black oil cuya gravedad específica (12.3°API) lo clasifica como un crudo pesado. Por esta razón, la aplicación de Bombeo Mecánico en el inicio del desarrollo del campo genero una buena eficiencia acorde con el fluido producido. Posteriormente y debido a la característica que tiene la formación productora de producir arenas no consolidadas de tamaño grueso se optó por sistema de levantamiento por Cavidades Progresivas, igualmente, presentando una buena eficiencia. En el caso de las bombas de Cavidades Progresivas el análisis de la compatibilidad del elastómero es un parámetro fundamental, debido a que el fluido puede llegar a ser agresivo y puede generar algún inconveniente. En el caso del campo Rubiales, no

se presentó este inconveniente debido a que el petróleo carece de Ácido Sulfhídrico, tiene bajo contenido de Dióxido de Carbono y no presenta contenidos aromáticos.

A continuación, se presenta una tabla con las propiedades del petróleo producido y acorde a esta el elastómero que presenta buen desempeño y se utiliza en el campo.

Tabla 14. Propiedades del elastómero.

<b>Hardness (Shore A)</b>	72
<b>Maximum Temperature (°F)</b>	210
<b>Service Temperature (°F)</b>	190
<b>Mechanical Resistance</b>	++
<b>Abrasion Resistance</b>	+
<b>Carbon Dioxide (CO2)</b>	+
<b>Hydrogen Sulfite (H2S)</b>	-
<b>Aromatics Resistance</b>	++
<b>Water</b>	+
<b>Water Vapor</b>	-
<b>Applications</b>	Light and intermediate oil (26<°API<40) with high aromatics content.
<b>++ Very good</b>	<b>+ Good</b> <b>- Poor</b>

Fuente. RUBIO, C, A Heavy-Oil Colombian Example of Excellent Operative PCP Systems Development. SPE 107953. Buenos Aires, Argentina. 2007.

En el caso del agua, como se puede observar no presenta valores altos de salinidad y presenta un bajo contenido de hierro. Como se pudo observar en la curva de producción (grafica 1) a medida que fue incrementándose el corte de agua, se iniciaron los pilotos con Bombeo Electrosumergible presentando buenos resultados, esta caracterización del agua es favorable para este sistema de levantamiento artificial ya que no requiere la utilización o el empleo de metalurgia y/o accesorios especiales teniendo en cuenta la calidad del fluido.

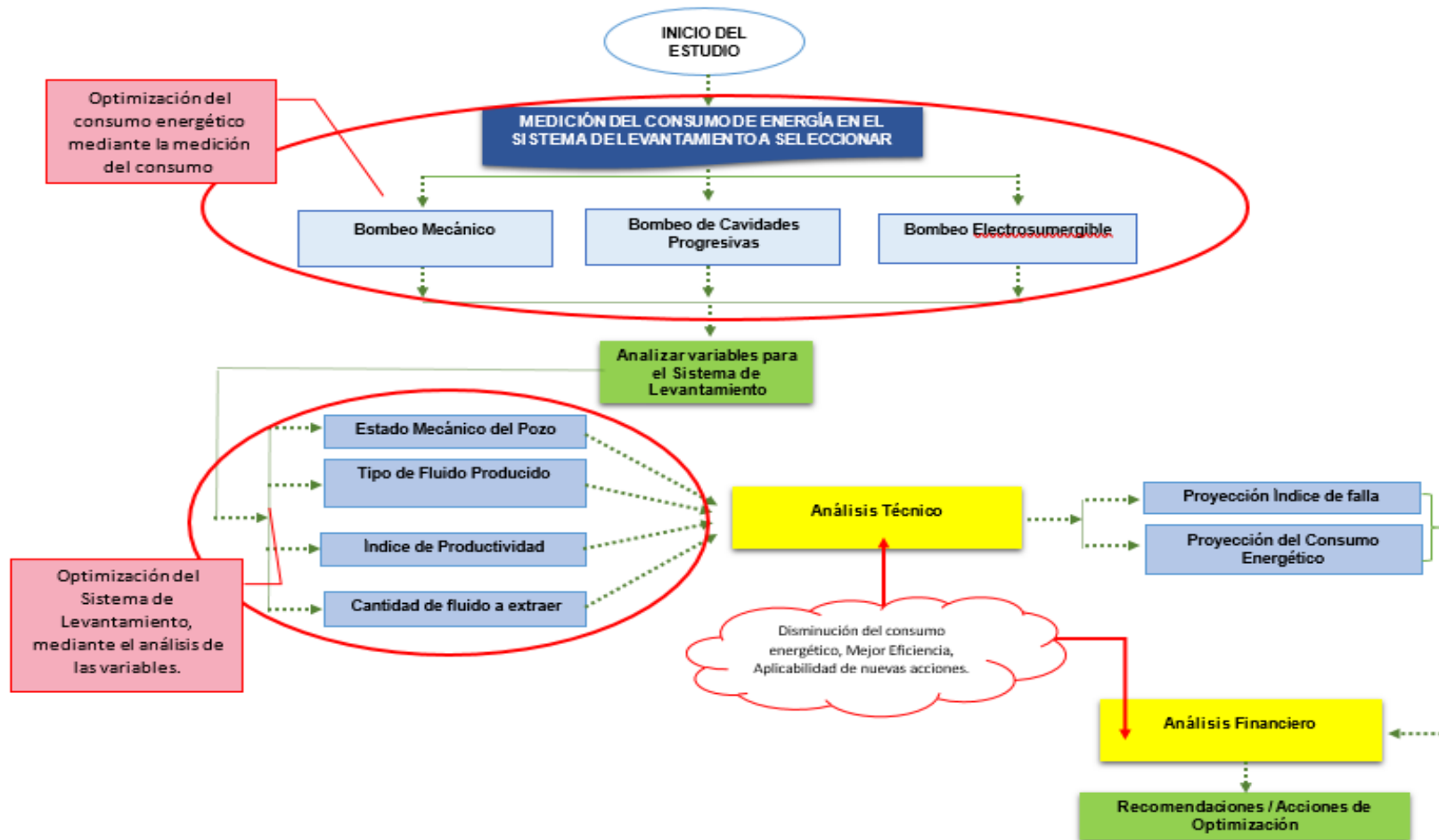
Acorde a las propiedades del petróleo y del agua en el campo Rubiales, se puede concluir que tanto el Bombeo Mecánico, el Bombeo por Cavidades Progresivas y el Bombeo Electrosumergible no tienen parámetros diferenciadores en cuanto a los fluidos producidos. Sin embargo, el alto corte de agua que actualmente presenta el campo puede ser manejado con una mayor eficiencia con el Bombeo Electrosumergible teniendo en cuenta los principios con los que fue aplicado este sistema de levantamiento, el cual es eficiente al bombear agua como se evidencio en el capítulo 3.

## 5. PROPUESTAS DE OPTIMIZACIÓN

Acorde con lo revisado en los anteriores capítulos existen diferencias entre el consumo de energía de los sistemas de levantamiento, inicialmente acorde a las mediciones realizadas el sistema de levantamiento óptimo desde la vista del consumo de energía fue el Bombeo por Cavidades Progresivas, sin embargo, quedo la acotación que las mediciones del consumo de energía en las unidades de Bombeo Mecánico presento altas cargas teniendo en cuenta la profundidad a la que se encontraba la bomba, y finalmente las mediciones del Bombeo Electrosumergible presento diversas mediciones en los pozos tanto de Rubiales como de Castilla que se realizaron.

El siguiente grafico presenta las optimizaciones que fueron identificadas después de la aplicación de la metodología. Gracias a la medición del consumo energético que se realizó, se identificó la oportunidad de disminuir el consumo energético en equipos con un consumo ineficiente. De este análisis, se pueden derivar la aplicación de nuevas tecnologías para disminuir el consumo energético o aumentar la eficiencia de los equipos. De igual forma, al analizar la capacidad de desplazamiento de los equipos, se encontró que existen pozos que se encuentran sobre diseñados, razón por la cual, se recomendaría realizar algunos rediseños desde el punto de vista técnico.

Grafica 28. Metodología de la medición del consumo de energía.



Fuente. El autor.

Existen diferentes opciones de optimización que se pueden generar a partir del flujo de trabajo que se realizó anteriormente. Uno de los sistemas de levantamiento que se puede implementar en el campo Rubiales y al que se le puede realizar una prueba piloto es el sistema híbrido entre el PCP y el BES conocido como Electro PCP (ESPCP).

Otro de los proyectos que puede ser evaluado es el cambio de sistema de levantamiento de BES a PCP en pozos de menor índice de productividad. Se tendría que evaluar tanto el índice de falla teniendo en cuenta que este cambio podría generar cambio en este importante indicador y por lo tanto los ahorros de energía podrían ser equivalentes o inferiores a los costos que se generarían para atender las fallas que se llegarán a presentar.

Teniendo en cuenta los datos que se adquirieron del sistema de Bombeo Mecánico, se propone realizar como tercera opción en el campo Rubiales una prueba piloto con un diseño que pudiera presentar un menor consumo de energía.

## **5.1 PROPUESTAS PARA OPTIMIZACION DEL CONSUMO DE ENERGIA.**

Acorde a la revisión y al análisis que se hizo en la medición del consumo de energía se detectó que el BES tiene la oportunidad de optimizarse teniendo en cuenta el índice de productividad de los pozos; las campañas de perforación del campo Rubiales que se ejecutaron después del año 2007 sobre diseñaron muchos de estos equipos que a la fecha todavía se encuentran en las mismas condiciones desde su completamiento, lo que quiere decir, que bastantes de estos pozos presentan oportunidades de optimización. Algunas de estas optimizaciones pueden estar dirigidas a la implementación del mismo BES, pero con una menor capacidad de desplazamiento lo que redundaría en un menor consumo de energía, otras optimizaciones pueden ser las conversiones de BES a PCP, aprovechando que algunos pozos se encuentran en el caudal de esta última aplicación.

Teniendo en cuenta que no se han hecho trabajos de rediseños a la fecha, se propone realizar la ejecución de 5 trabajos de rediseño para posteriormente sea medido el consumo de energía valorada la reducción de dicho consumo y la reevaluación del análisis financiero para ejecutar más trabajos de este tipo. Los pozos que se seleccionaron hicieron parte del análisis de medición del consumo energético, y se propone la ejecución del trabajo de rediseño que se describe a continuación.

Se requiere la compra de equipos de Bombeo Electrosumergible de menor capacidad a la actualmente instalada, además de tubería de producción y el costo de servicio de intervención de pozo o Well Service. Las inversiones se calculan en 500.000 USD y serán en el capítulo 6 analizadas para verificar la eficiencia financiera de estas.

Para la selección de pozos de rediseño, se utilizó la siguiente metodología:

- ✓ Inicialmente se filtró el estado de pozos activos del campo, separando los pozos con un caudal de extracción mayores a 1000 barriles de diferencia entre la capacidad de desplazamiento de la bomba. Teniendo en cuenta que son los primeros trabajos que se ejecutan con este fin, es posible que pozos con una diferencia menor de 1000 barriles no generen los ingresos suficientes para la intervención del trabajo, por esta razón se genera este filtro.
- ✓ Posteriormente se cuenta con los pozos con diferencia de caudal mayor a 1000, se revisa el estado actual del corte de agua. No se seleccionan pozos con cortes de agua superiores al 98.5% los cuales se consideran dentro del rango de alto corte de agua cuya consecuencia es una baja recuperación de reservas, por esta razón, se seleccionan pozos con cortes de agua menores al 98.5%.
- ✓ Finalmente, con los pozos con una diferencia de más de 1000 barriles entre el caudal de operación y la capacidad de desplazamiento de la bomba, y cuyo corte de agua se encuentra por debajo del 98.5%, se busca de estos pozos

cuales han sido medidos con el procedimiento descrito en el capítulo 3 y estos pozos pasan al análisis financiero como pozos candidatos a optimizar.

Bajo esta metodología se seleccionaron 5 pozos que fueron medidos y que cumplen con los criterios de selección. En el capítulo 6 se realizará el análisis financiero de la inversión realizada. El campo cuenta con un contrato de mantenimiento de pozos que puede ser utilizado para tal fin, y con los contratos de la empresa operadora Ecopetrol, se puede obtener la tubería y la bomba acorde al rediseño propuesto.

La siguiente tabla presenta los pozos seleccionados cuyo consumo de energía se evidencio un consumo alto y se encontró la diferencia de caudal del pozo versus el caudal de desplazamiento de la bomba, además se encuentran en el corte de agua recomendado y todavía tienen expectativas del aporte de reservas.

Tabla 15. Pozos seleccionados con consumo de energía alto.

POZO	ESTADO	CAUDAL RECOMENDADO	CAUDAL ACTUAL DE BOMBA	CAUDAL RECOMENDADO VS. CAUDAL ACTUAL DE BOMBA
RB 259-H	ACTIVO	5900	11100	-5200
RB 168-H	ACTIVO	6600	10900	-4300
RB 347-H	ACTIVO	7100	11100	-4000
RB 342-H	ACTIVO	7400	10900	-3500
RB 057-H	ACTIVO	6600	10100	-3500

Fuente. El autor.

Aunque se recomienda también las conversiones de BES a PCP, es importante realizar un registro de la desviación del pozo para realizar el diseño PCP con la sarta de varillas debidamente recomendada, de lo contrario, lo que se puede ahorrar en el consumo de energía se puede gastar en intervenciones por falla de varillas ya

que el campo Rubiales no utiliza varilla continua para los pozos de cavidades progresivas.

## **5.2 PROPUESTA DE NUEVOS PILOTOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO.**

Acorde a lo mencionado anteriormente, se proponen tres opciones para la optimización del consumo energético en el campo Rubiales, dentro de las cuales son los pilotos de implementación del ESPCP y una prueba piloto para el sistema de Bombeo Mecánico con un diseño mejorado el cual cumpla con un menor consumo de energía.

**5.2.1 Piloto Bombeo Mecánico.** Se recomienda implementar el sistema de Bombeo Mecánico con un diseño especial para incorporar las ventajas técnicas y financieras en el campo Rubiales y en el bloque Caño Sur Este. Como se evidencio en el capítulo 4 donde se habló de los pilotos de Bombeo Mecánico en el campo Castilla, se ha evidenciado una reducción en el manejo en el corte de agua, lo cual, puede ser una ventaja operativa para este tipo de campos que tienen mecanismo de producción por acuífero activo. Adicionalmente se pueden alcanzar ventajas como un menor consumo de energía, un manejo más estable del BSW/WOR, incorporar un sistema de levantamiento con menor valor de inversión y continuar con el buen desempeño del índice de falla.

Existen diferentes aplicaciones de bombeo mecánico, que a la fecha se consideran como tecnologías no convencionales como lo son Bombeo Mecánico tipo Hidráulico, Neumático, o Mecánico-hidráulico; debido a sus aplicaciones y ventajas que ofrecen mediante un diseño adecuado para el campo Rubiales y el bloque Caño Sur Este.

Acorde a la información adquirida en el campo Cajúa en la sección 4.2.1 se presentaron algunas de las ventajas y desventajas de este tipo de unidades. También con la información adquirida, se evidenciaron las siguientes observaciones respecto a este tipo de unidades.

- ✓ Presentan a nivel ambiental, contaminación por fugas en el stuffing
- ✓ Requieren de alto mantenimiento
- ✓ El consumo es mayor con respecto a un Bombeo Electrosumergible y aun mucho mayor a un bombeo por cavidades progresivas
- ✓ La instalación no cumple con las normas de áreas clasificadas
- ✓ Genera la necesidad de tener un stock de repuestos, personal y equipo para dicha tecnología al ser ingresada al campo.

Se recomienda implementar la aplicación del bombeo mecánico con aislamiento en fondo. En 2008, se implementó en un campo de Ecopetrol un empaque con cauchos el cual, reemplazaba el ancla convencional del Bombeo Mecánico. Como objetivo principal se tenía el aislar mecánicamente intervalos canalizados por agua, se evidencio ventajas asociadas al aumento de la eficiencia del sistema. Se propone realizar esta aplicación en el piloto de Bombeo Mecánico en el campo Rubiales, con el objetivo de disminuir el consumo de energía del sistema de levantamiento.

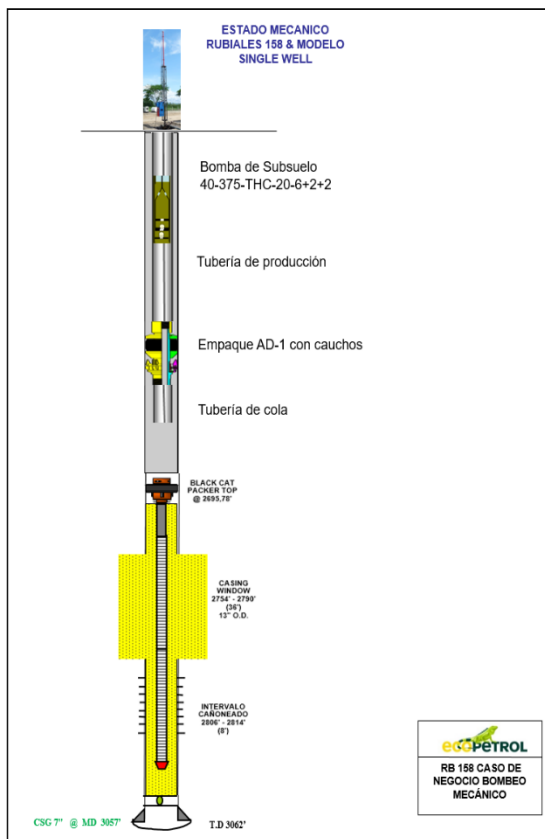
Se recomienda el piloto de Bombeo Mecánico bajo estas consideraciones:

- ✓ Como prueba inicial, se debe probar el sistema de Bombeo Mecánico no convencional con una sarta corta, para aprovechar el efecto de la presurización que genera un empaque anular. Midiendo su consumo de energía y compararlo con el sistema actual del campo.
- ✓ Posteriormente, identificar si al disminuir la caída de presión entre la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyente, se logra mejorar el comportamiento de la relación agua/petróleo.

De acuerdo a los resultados, se recomienda que a futuro se tendría una opción del desarrollo de estas áreas con bajo factor de recobro, incluyendo optimizaciones como podrían ser:

- ✓ Implementación de geometría de pozo desviado con ventana en la zona de interés.
- ✓ Posible implementación de tecnología Casing while drilling.
- ✓ Prueba de pozo tipo Single Well o de una sección para la disminución de inversión por la no perforación de una sección, ahorrando Casing, cementación, pruebas, tiempo de equipo, entre otros.

Grafica 29. Estado mecánico de campo Rubiales con modelo de Single Well.



Fuente. Presentación de caso de negocio Piloto de Bombeo Mecánico, Ecopetrol S.A.

A continuación, se presentan las respectivas simulaciones de candidatos con 2000 y 800 BFPD. Esperando un ahorro de energía, el cual será evaluado financieramente en el capítulo 6.

Gráfica 30. Simulación de candidato con 2000 BFPD.

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 97% Grade: A+)				
Strokes per minute:	3,8	Fluid level (ft from surface):	800	Production rate (bfpd):	2070	Peak pol. rod load (lbs):	16474	
Run time (hrs/day):	24,0	(ft over pump):	200	Oil production (BOPD):	54	Min. pol. rod load (lbs):	311	
Tubing pres. (psi):	110	Stuf. box fr. (lbs):	100	Strokes per minute:	3,8	MPRI / PPRI:	0 / 0,19	
Casing pres. (psi):	50	Pol. Rod Diam.: 1.5"		System eff. (Motor->Pump):	53%	Unit struct. loading:	90%	
<b>Fluid properties</b>				Permissible load HP:	38,6	FRHF / PL HP:	0,46	
<b>Motor &amp; power meter</b>				Fluid load on pump (lbs):	7238	Buoyant rod weight (lbs):	3962	
Water cut:	97,4%	Power Meter Detent:		FRHF:	17,7	N/No: .017	Fo/SKr: .012	
Water sp. gravity:	1	Electr. cost: \$,1/KWH		<b>Required prime mover size (speed var. not included):</b> BALANCED				
Oil API gravity:	14,0	Type: NEMA D		NEMA D motor: 25 HP				
Fluid sp. gravity:	0,9593			Single/double cyl. engine: 25 HP				
Compress. index:	3,0			Multicylinder engine: 25 HP				
<b>Pumping Unit: SERINPET</b>				<b>Torque analysis and electricity consumption</b> BALANCED				
Unit size: H-103-220 (unit ID: CUSTOM)				Peak g'box torq: N/A				
Crank hole number:	N/A			Gearbox loading: N/A				
Calculated stroke length (in):	220			Cyclic load factor: N/A				
Crank Rotation:	N/A			Counterbalance weight: N/A				
Max. CB weight:	N/A			Daily electr. use (KWh/day): 411				
Adjusted stroke length (in):	220			Monthly electric bill: \$1252				
<b>Tubing and pump information</b>				Electr. cost per bbl. fluid: \$0.020				
Tubing O.D. (ins):	4,500	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	1,120	Electr. cost per bbl. oil: \$0.763				
Tubing I.D. (ins):	3,958	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	1,120	<b>Tubing, pump and plunger calculations</b>				
Pump depth (ft):	1000	Tubing is not anchored		Tubing stretch (ins): .8				
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0,0	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd): 7,5				
Pump type:	Large bore	Pump vol. efficiency:	95%	Gross pump stroke (ins): 218,7				
Plunger size (ins):	4,75	Pump friction (lbs):	200,0	Pump spacing (in. from bottom): 3,0				
<b>Rod string design (rod tapers calculated)</b>				Minimum pump length (ft): 23,0				
Diameter (inches):	1	Length (ft):	600	Recommended plunger length (ft): 2,0				
	D (API)	Min. Tensile Strength (psi):	115000	<b>Rod string stress analysis (service factor: 0.9)</b>				
	Norris D (sb)		400	Stress Load %:	80%	Top Maximum Stress (psi):	20958	
			400		59%	Top Minimum Stress (psi):	1879	
						Bot. Minimum Stress (psi):	1879	
							-96	
							API MG	
							API MG	

© Stress calculations based on elevator neck of 7/8" for 1.25" sucker bars or 1" for other sucker bars.  
NOTE: Stress calculations do not include buoyancy effects.

Fuente. Presentación de caso de negocio Piloto de Bombeo Mecánico, Ecopetrol S.A

Gráfica 31. Simulación de candidato con 800 BFPD.

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 97% Grade: A+)				
Strokes per minute:	3,8	Fluid level (ft from surface):	800	Production rate (bfpd):	2070	Peak pol. rod load (lbs):	16474	
Run time (hrs/day):	24,0	(ft over pump):	200	Oil production (BOPD):	54	Min. pol. rod load (lbs):	311	
Tubing pres. (psi):	110	Stuf. box fr. (lbs):	100	Strokes per minute:	3,8	MPRI / PPRI:	0 / 0,19	
Casing pres. (psi):	50	Pol. Rod Diam.: 1.5"		System eff. (Motor->Pump):	53%	Unit struct. loading:	90%	
<b>Fluid properties</b>				Permissible load HP:	38,6	FRHF / PL HP:	0,46	
<b>Motor &amp; power meter</b>				Fluid load on pump (lbs):	7238	Buoyant rod weight (lbs):	3962	
Water cut:	97,4%	Power Meter Detent:		FRHF:	17,7	N/No: .017	Fo/SKr: .012	
Water sp. gravity:	1	Electr. cost: \$,1/KWH		<b>Required prime mover size (speed var. not included):</b> BALANCED				
Oil API gravity:	14,0	Type: NEMA D		NEMA D motor: 25 HP				
Fluid sp. gravity:	0,9593			Single/double cyl. engine: 25 HP				
Compress. index:	3,0			Multicylinder engine: 25 HP				
<b>Pumping Unit: SERINPET</b>				<b>Torque analysis and electricity consumption</b> BALANCED				
Unit size: H-103-220 (unit ID: CUSTOM)				Peak g'box torq: N/A				
Crank hole number:	N/A			Gearbox loading: N/A				
Calculated stroke length (in):	220			Cyclic load factor: N/A				
Crank Rotation:	N/A			Counterbalance weight: N/A				
Max. CB weight:	N/A			Daily electr. use (KWh/day): 411				
Adjusted stroke length (in):	220			Monthly electric bill: \$1252				
<b>Tubing and pump information</b>				Electr. cost per bbl. fluid: \$0.020				
Tubing O.D. (ins):	4,500	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	1,120	Electr. cost per bbl. oil: \$0.763				
Tubing I.D. (ins):	3,958	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	1,120	<b>Tubing, pump and plunger calculations</b>				
Pump depth (ft):	1000	Tubing is not anchored		Tubing stretch (ins): .8				
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0,0	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd): 7,5				
Pump type:	Large bore	Pump vol. efficiency:	95%	Gross pump stroke (ins): 218,7				
Plunger size (ins):	4,75	Pump friction (lbs):	200,0	Pump spacing (in. from bottom): 3,0				
<b>Rod string design (rod tapers calculated)</b>				Minimum pump length (ft): 23,0				
Diameter (inches):	1	Length (ft):	600	Recommended plunger length (ft): 2,0				
	D (API)	Min. Tensile Strength (psi):	115000	<b>Rod string stress analysis (service factor: 0.9)</b>				
	Norris D (sb)		400	Stress Load %:	80%	Top Maximum Stress (psi):	20958	
			400		59%	Top Minimum Stress (psi):	1879	
						Bot. Minimum Stress (psi):	1879	
							-96	
							API MG	
							API MG	

© Stress calculations based on elevator neck of 7/8" for 1.25" sucker bars or 1" for other sucker bars.  
NOTE: Stress calculations do not include buoyancy effects.

Fuente. Presentación de caso de negocio Piloto de Bombeo Mecánico, Ecopetrol S.A

**5.2.2 Piloto de Implementación de Bombeo Electro PCP.** El sistema de levantamiento híbrido de Bombeo Electro-PCP, presenta algunas ventajas en el consumo de energía de acuerdo con lo que se ha evidenciado en los campos de La Cira- Infantas y Casabe.

El sistema de levantamiento artificial Electro-PCP surge de la combinación del Bombeo por Cavidades Progresivas y el Bombeo Electrosumergible. Entonces el ESPCP se compone de las ventajas que estos dos sistemas unidos pueden otorgar frente al tipo de condiciones de los fluidos y del pozo (desviado, horizontal u offshore), alta viscosidad del petróleo, petróleo con gran contenido de arena, entre otros.

Grafica 32. Unidad de Bombeo Electro-PCP.



Fuente. TAUFAN, M. Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Wells. SPE 93594. Jakarta, Indonesia.2005.

Esta tecnología elimina las varillas y expande el rango de operación de un sistema por Cavidades Progresivas, también genera una ventaja en petróleos de alta viscosidades porque aumenta un mayor flujo en la tubería de producción, disminuyendo las pérdidas de flujo y aumentando la eficiencia del sistema.

A continuación, se presenta una tabla de comparación del Electro-PCP con respecto a los demás sistemas de levantamiento artificial.

Tabla 16. Comparación de los diferentes sistemas de levantamiento artificial. (Nota: entre más “+” es mejor la eficiencia del sistema).

	Beam pump	Rod Driven PCP	ESP	ESPCP
Heavy oil	+++	+++++	+	+++++
Sand	++	+++++	+	+++++
Polymer	+++	+++++	+	+++++
Deviated well	+	+	+++++	+++++
Flow rate	+++	++	+++++	++++
Pump depth	+++	++	+++++	++++
Surface impact	+	+++	+++++	+++++
Temperature resistance	+++++	+++	++++	+++
Power saving	Pump efficiency	++	+++++	+++++
	Transfer efficiency	+	+++++	++++
HSE	+	+++	+++++	+++++
Reliability	+++++	+++++	+++++	+++
Cost (downhole)	+++++	++++	+++	++

Fuente. SANYANG Co. Ltd. The Application of ESPCP in China Offshore Oilfield. SPE 136816. Alberta, Canada. 2010.

Como se puede observar en la comparación de los sistemas de levantamiento, el sistema de levantamiento artificial Electro-PCP presenta mejores ventajas frente a los demás, es por esta razón que se obtendrá una optimización en el sistema y una disminución en el consumo energético.

Al implementar este sistema de levantamiento, se plantea aprovechar la alta eficiencia de las bombas PCP que al acoplarse con el motor de fondo se puede aplicar a caudales superiores a los 2000 BFPD sin restricciones por las condiciones del pozo, como desviaciones.

Se recomienda la evaluación de este sistema de levantamiento, ya que permitiría la producción del mismo nivel de fluidos, además que, presenta un menor consumo de energía que el Bombeo Electrosumergible.

Otra ventaja considerable, es la reducción de fallas por rozamiento de varillas en caso de que se realicen conversiones de cavidades progresivas a Bombeo Electrosumergible, ya que este sistema no tiene dichas conexiones por varilla.

En el capítulo 6 se realiza un análisis financiero para evaluar la estrategia del piloto de Bombeo Electro-PCP.

**5.2.3 Piloto de Cabezal Magnético PCP.** Como tercera recomendación, se recomienda la implementación de un piloto con cabezal magnético por cavidades progresivas, el cual presenta ciertas ventajas con respecto al convencional de cavidades progresivas.

Los beneficios y/o ventajas frente al motor de inducción convencional son:

- ✓ Alta eficiencia energética, es decir, un menor consumo de energía eléctrica.
- ✓ Alta eficiencia sistemática, generando la eliminación de los dispositivos de reducción de velocidad.
- ✓ Alto torque operacional constante.
- ✓ En el rango de velocidad, presenta mayores eficiencias sobre el rango de la velocidad.
- ✓ Baja temperatura de operación, este beneficio se da gracias a la incrementación del aislamiento y el ciclo de vida del motor.
- ✓ Bajo mantenimiento, esto debido, a menos pérdidas en el rotor, menos paradas de producción.

La implementación del cabezal magnético en Bombeo de Cavidades Progresivas presenta una reducción significativa del consumo de energía de más del 20%, esto

también en la reducción de inversión debido a que no se requiere cambios de caja, correas o poleas en el rango de velocidades. Se eliminan los mantenimientos del motor y los tiempos muertos asociados a este mantenimiento. Su ciclo de vida es de más de 10 años.

También genera un incremento en la producción por la reducción de producción diferida por menor tiempo muerto por mantenimientos, en caso de que el campo presente una limitante eléctrica, se puede aumentar la capacidad de producción, manteniendo los ahorros en el consumo de energía y su eficiencia.

## 6. ANÁLISIS FINANCIERO

A lo largo de este estudio, fueron recomendadas diversas acciones de optimización desde el punto de vista técnico; sin embargo, estas recomendaciones deben ser evaluadas financieramente con el objetivo de evidenciar si las mismas generan valor.

A continuación, se realiza el análisis financiero para cada una de las opciones con las siguientes premisas:

- ✓ Para cada una de las acciones a ejecutar, se realizará un flujo de caja de cinco años (El límite económico del campo se estima a la fecha en 2023).
- ✓ El precio de venta del petróleo se considera en USD / Barril 70.
- ✓ El castigo por calidad se considera en USD / Barril 15.
- ✓ El costo de transporte se considera en USD / Barril 11. Este costo incluye el costo asociado al uso de Nafta para la dilución y el transporte de petróleo viscoso.
- ✓ El campo actualmente cuenta con regalías variables para la producción incremental. Para este ejercicio las regalías se consideran constantes en 7%.
- ✓ No se considera impuesto de renta.
- ✓ La tasa de oportunidad se considera en 9%.

En la siguiente tabla se obtiene el cálculo del valor neto del barril de petróleo a utilizar.

Tabla 17. Ítem asociado al petróleo producido

Ítem asociado al petróleo producido	Valor	Unidades
Precio de venta del petróleo	70	USD/Barril
Castigo por Calidad	15	USD/Barril
Costo de Transporte	11	USD/Barril
Valor neto del barril de petróleo	44	USD/Barril

Fuente. El autor, información de Ecopetrol S.A.

## 6.1 EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA DE REDISEÑOS

Para el caso específico de los rediseños, se tomará para el análisis el caso de dos pozos a los cuales se le realizó medición de su consumo energético; uno de estos cuya recomendación es rediseñarlo en el mismo Sistema de Bombeo Electrosumergible (Pozo A), y el otro cuya recomendación es rediseñarlo en Sistema de Cavidades Progresivas (Pozo B). Tanto para el pozo A, como para el pozo B, no habrá cambio en su producción de fluidos, ya que el rediseño únicamente está enfocado a la reducción del consumo de energía.

Para el caso del Pozo A, se mantiene el índice de fallas constante antes y después del rediseño en 0,04 fallas por año, por lo que no se tiene en cuenta en el flujo de caja este ítem. Para el caso del Pozo B, después del rediseño de Bombeo Electrosumergible a Bombeo PCP, pasa de 0,04 fallas por año a 0,41 fallas por año.

La siguiente tabla presenta el cálculo del valor del impacto en el cambio del índice de fallas, al pasar de Bombeo Electrosumergible a Bombeo por Cavidades Progresivas.

Tabla 18. Índice de falla PCP

Índice de falla PCP	0,41	Fallas/año
Valor de un servicio con cambio de bomba PCP	\$ 80.000	USD
Valor anual	\$ 32.800	USD
Índice de falla BES	0,04	Fallas/año
Valor de un servicio con cambio de bomba BES	\$ 120.000	USD
Valor anual	\$ 4.800	USD
Valor diferencial anual por rediseño	\$ 28.000	USD

Fuente. El autor, información promedio campo Rubiales, Ecopetrol S.A.

El valor de la intervención del equipo de servicio a pozo es un valor promedio acorde con históricos del campo para una intervención de cambio de bomba.

El valor de la bomba es el valor que se maneja en los contratos de operación del campo para el equipo seleccionado. De igual forma para el valor de la tubería. Las siguientes tablas presentan de forma resumida dicha inversión.

Tabla 19. Inversión rediseño Electrosumergible.

Inversión rediseño Electrosumergible	Valor	Unidades
Equipo de servicios a pozo	\$ 40.000	USD
Inversión nueva bomba ESP	\$ 120.000	USD
Tubería	\$ 40.000	USD
Total	\$ 200.000	USD

Fuente. El autor, información de costos promedio Ecopetrol S.A.

Tabla 20. Inversión rediseño PCP.

Inversión rediseño PCP	Valor	Unidades
Equipo de servicios a pozo	\$ 40.000	USD
Inversión nueva bomba PCP	\$ 60.000	USD
Tubería	\$ 40.000	USD
Total	\$ 140.000	USD

Fuente. El autor, información de costos promedio Ecopetrol S.A.

Acorde a la información del campo, la mayor parte de los pozos sobre diseñados cuentan con bombas Electrosumergibles que presentan desplazamientos entre 10,000 y 13,000 Barriles de fluido por día. El caudal operativo en estos pozos se encuentra entre 6,000 y 7,000 Barriles por día, para este caso se utilizará un caudal promedio de 6,500 Barriles de fluido por día, con el promedio de BSW del campo (97%) para obtener la producción neta de petróleo. La producción de líquido no declina, pero si aumenta el corte de agua 0,5% anual.

El ahorro de energía calculado para el equivalente de una bomba con un caudal promedio de 11,500 Barriles de líquido por día, y una bomba de 7,000 Barriles por día se estima en 100 KW (Cálculos realizados por el personal de control de producción del campo). Este es el equivalente de rediseñar un equipo con una bomba de 270 HP a una bomba que maneja los 7,000 Barriles por día con 150 HP.

Para términos de costo, se empleará el valor del costo de energía promedio entre la generación local y la alimentación a red, teniendo en cuenta que el campo Rubiales cuenta con ambos tipos de alimentación eléctrica. El costo asociado es de 0,15 USD/KWh. Para la evaluación de los 5 años se estima un incremento en el costo del 4% anual.

En el caso del ahorro de energía calculado para el equivalente de una bomba Electrosumergible con un caudal promedio de 1000 Barriles de líquido por día, y una bomba de cavidades progresivas para el mismo caudal se estima en 35 KW (Cálculos realizados por el personal de control de producción del campo y acorde a las mediciones realizadas). En este caso de rediseño si aplica el cambio en el índice de fallas por cambio en el Sistema de Levantamiento. El corte de agua para el primer año es del 96%, el cual es inferior en estos pozos, a diferencia de los pozos de Bombeo Electrosumergible de ato desplazamiento. En este caso el incremento en el corte de agua se asume en 3% anual.

Tabla 21. Flujo de caja caso rediseño a Bombeo Electrosumergible.

<b>Flujo de caja caso rediseño a Bombeo Electrosumergible</b>						
<b>AÑO</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
Producción de Líquido promedio día		6.500	6.500	6.500	6.500	6.500
Corte de agua		97,0%	97,5%	98,0%	98,5%	99,0%
Producción de Petróleo promedio día		195	163	130	98	65
Producción asociada a regalías promedio día	7%	14	11	9	7	5
Producción neta de petróleo promedio día		181	151	121	91	60
Producción neta de petróleo por año		66.193	55.161	44.129	33.096	22.064
Inversión rediseño	\$200.000					
Ahorro energético después de rediseño		\$131.400	\$136.656	\$142.122	\$147.807	\$153.719
Flujo de caja	-\$200.000	\$ 131.400	\$136.656	\$142.122	\$147.807	\$153.719
Tasa de Oportunidad	9%					
Valor presente neto	\$321.039,35					

Fuente. El autor.

En el caso del servicio a pozo por índice de falla de bomba de Cavidades Progresivas, se incluye el costo del servicio del equipo, una inversión de USD

20,000 en bomba y varillas, y una intervención por tubería cada 2 servicios. A continuación, los flujos de caja de cada uno de los rediseños propuestos.

Tabla 22. Flujo de caja caso rediseño a Bombeo de Cavidades Progresivas.

Flujo de caja caso rediseño a Bombeo de Cavidades Progresivas						
AÑO	0	1	2	3	4	5
Producción de Líquido promedio día		500	500	500	500	500
Corte de agua		96,0%	96,3%	96,6%	96,9%	97,2%
Producción de Petróleo promedio día		20	19	17	16	14
Producción asociada a regalías promedio día	1%	1	1	1	1	1
Producción neta de petróleo promedio día		19	17	16	14	13
Producción neta de petróleo por año		6.789	6.280	5.771	5.261	4.752
Inversión rediseño	\$ 140.000					
Costo por de nuevo índice falla		\$28.000	\$29.120	\$30.285	\$31.496	\$32.756
Ahorro energético después de rediseño		\$ 45.990	\$47.830	\$49.743	\$51.732	\$53.802
Flujo de caja	-\$ 140.000	\$17.990	\$18.710	\$19.458	\$20.236	\$ 21.046
Tasa de Oportunidad	9%					
Valor presente neto	-\$ 59.365,67					

Fuente. El autor.

Se puede concluir que el Valor Presente Neto con un costo de oportunidad del 9% es de USD 321,039 para el caso del rediseño de un sistema de Bombeo Electrosumergible de alta capacidad, mientras que en el caso de incluir un sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas el Valor Presente Neto es negativo. Esto se debe al alto consumo de energía que presentan las bombas Electrosumergibles de alta capacidad, energía que no es suficiente optimizar en el caso de Bombeo de Cavidades Progresivas en pozos con Bombeo Electrosumergible de 1000 Barriles por día, o menos, incluyendo el costo que se asume por cambio en el índice de fallas.

Para que el Valor Presente Neto sea “0” en el caso de un rediseño de sistema BES a sistema PCP, se tendría que optimizar un consumo de energía superior a 46 KW/hora, es decir, que pozos con dicha diferencia podrían ser candidatos, sin embargo, solamente se recuperaría la inversión del cambio de bomba, lo cual no llamaría la atención como proyecto y no podría competir con otros. Se recomendaría en este caso optimizar el índice de falla de los sistemas PCP incluyendo nuevas tecnologías.

En el caso del Bombeo Electrosumergible, se recomienda realizar los rediseños en pozos cuyo ahorro de energía sea superior a 45 Kwh. En este punto, el Valor Presente Neto es de USD 43,550 lo que genera una Eficiencia de Inversión del 20%, la cual es competitiva dentro de los proyectos de Ecopetrol S.A. La eficiencia de la inversión es el resultado de dividir el Valor Presente Neto en la Inversión.

## **6.2 EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA DE NUEVOS PILOTOS**

Los pilotos o estudios como son llamados en algunas empresas muchas veces no requieren evaluaciones financieras, ya que parten de la ejecución de una prueba de un equipo o proceso nuevo en el activo en donde se ejecuta; sin embargo, para el ejercicio de este trabajo, realizaremos la evaluación financiera de la implementación de las tecnologías que se mencionaron en los anteriores capítulos.

**6.2.1 Piloto de Bombeo Mecánico.** La implementación del piloto de Bombeo Mecánico obedece a tener un mejor manejo del yacimiento en pozos de bajo caudal, con un consumo de energía bajo.

Para el caso de estudio de este piloto se proponen dos escenarios, uno con una capacidad de desplazamiento de 800 Barriles de Fluido por Día, y otro con 2000 Barriles de Fluido por Día. La información de las siguientes tablas está asociada con la inversión para cada uno de los escenarios. La fuente de esta información son los

contratos con los que cuenta la Empresa Operadora para este tipo de levantamiento artificial. La unidad de Bombeo Mecánico considerada es Hidráulico Mecánica aprovechando las ventajas técnicas que esta ofrece como lo son: grandes recorridos, bajos estroques y fácil operación. El consumo de energía estimado por este sistema. El consumo está acorde con las mediciones realizadas en los campos de estudio. El consumo después de rediseño es el estimado en la corrida del diseño que se realizó en el Software Rodstart V 3.5.2 cuya información se deja como Anexo.

Para este estudio, el índice de falla inicial sería más alto aún que el del Bombeo por cavidades Progresivas (0,5 versus 0,41), sin embargo, se esperaría que este mejore con el tiempo.

A continuación, se presentan los flujos de caja para los dos escenarios (Caso piloto bombeo mecánico 800 BFPD y 2000 BFPD).

Tabla 23. Flujo de caja caso Piloto de Bombeo Mecánico caso 800 BPD.

Flujo de caja caso Piloto de Bombeo Mecánico caso 800 BPD						
AÑO	0	1	2	3	4	5
Producción de Líquido promedio día		800	800	800	800	800
Corte de agua		96,0%	96,3%	96,6%	96,9%	97,2%
Producción de Petróleo promedio día		32	30	27	25	22
Producción asociada a regalías promedio día	1%	2	2	2	2	2
Producción neta de petróleo promedio día		30	28	25	23	21
Producción neta de petróleo por año		10.862	10.048	9.233	8.418	7.604
Inversión piloto	\$ 170.000					
Costo por nuevo índice de falla		\$ 20.200	\$ 21.008	\$ 21.848	\$ 22.722	\$ 23.631
Ahorro energético después de rediseño		\$108.734	\$113.083	\$ 117.606	\$122.310	\$ 127.203
Flujo de caja	-\$ 170.000	\$88.534	\$ 92.075	\$95.758	\$99.588	\$103.572
Tasa de Oportunidad	9%					
Valor presente neto	\$ 183.971,37					

Fuente. El autor.

Tabla 24. Flujo de caja caso Piloto de Bombeo Mecánico caso 2000 BPD.

Flujo de caja caso Piloto de Bombeo Mecánico caso 2000 BPD						
AÑO	0	1	2	3	4	5
Producción de Líquido promedio día		2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Corte de agua		96,0%	96,3%	96,6%	96,9%	97,2%
Producción de Petróleo promedio día		80	74	68	62	56
Producción asociada a regalías promedio día	1%	6	5	5	4	4
Producción neta de petróleo promedio día		74	69	63	58	52
Producción neta de petróleo por año		27.156	25.119	23.083	21.046	19.009
Inversión piloto	\$200.000					
Costo por nuevo índice de falla		\$20.200	\$ 21.008	\$ 21.848	\$ 22.722	\$ 23.631
Ahorro energético después de rediseño		\$135.178	\$140.585	\$146.208	\$152.057	\$ 158.139
Flujo de caja	-\$ 200.000	\$ 114.978	\$119.577	\$ 124.360	\$129.334	\$134.508
Tasa de Oportunidad	9%					
Valor presente neto	\$ 257.984,21					

Fuente. El autor.

Como se pudo calcular, el caso del Piloto de Bombeo Mecánico en el escenario de 2000 BFPD es más rentable, arrojando un Valor Presente Neto de USD 257,984 comparado con el escenario de 800 BFPD con USD 183,971; sin embargo, ambos cuentan con un alto VPN que se refleja en la Eficiencia de la Inversión 1,29 y 1,08 respectivamente, ya que la inversión es menor al VPN que arrojan los pilotos.

Se recomienda iniciar con la prueba del Piloto de Bombeo Mecánico, del escenario de 2000 BFPD, ya que gracias a la reducción del consumo de energía puede ser rentable, incluyendo la inversión requerida y un índice de falla alto.

**6.2.2 Piloto de Bombeo Electro-PCP O ESPCP.** Este sistema de levantamiento viene siendo implementado en algunos Campos de Colombia, gracias a dos

principales ventajas: el manejo de arena y la disminución de fallas en comparación a un sistema de Cavidades Progresivas gracias a la ausencia de varillas; sin embargo, no se ha masificado su uso.

En el caso del campo Rubiales, con este sistema se pretende tener un consumo de energía menor al presentado por el sistema de Bombeo Electrosumergible, y podría ser instalado a los pozos que esporádicamente presenten problemas de producción de arena en el campo.

La siguiente tabla presenta la inversión requerida para este piloto. La fuente de información está asociada a unos acercamientos realizados con proveedores de estas tecnologías. El caudal de diseño está asociado a 2000 BFPD, para que pueda ser utilizado en un rango amplio de pozos.

Tabla 25. Inversión Piloto ESPCP 2000 BPD.

Inversión Piloto ESPCP 2000 BPD	Valor	Unidades
Equipo de servicios a pozo	\$ 40.000	USD
Inversión nueva bomba	\$ 220.000	USD
Tubería	\$ 40.000	USD
Total	\$ 300.000	USD

Fuente. El autor, información de costos promedio Ecopetrol S.A.

La siguiente información está asociada al consumo de energía. Acorde con los diseños elaborados, este sistema disminuye el consumo de energía en comparación al Bombeo Electrosumergible. Para objeto de este estudio se trabajará con un escenario de ahorro de energía del 50%.

Tabla 26. Caso consumo de energía ESPCP 2000 BPF.

Caso consumo de energía ESPCP 2000 BPF		
Consumo de energía promedio BES	120	KW
Consumo de energía después de rediseño	60	KW
Ahorro	60	KW
KWh ahorrado por año de operación	525.600	KWh/año
Costo del KWh	0,15	USD/KWh
Ahorro por año de operación	78.840	USD

Fuente. El autor, información de un proveedor de esta tecnología.

El índice de falla de este sistema es más alto que el asociado al Bombeo Electrosumergible, sin alcanzar la cifra del Bombeo por Cavidades Progresivas. Para este estudio, este será el doble del índice de falla del Sistema de Bombeo Electrosumergible. A continuación, el flujo de caja.

Tabla 27. Índice de falla ESPCP

Índice de falla ESPCP	0,08	Fallas/año
Valor de un servicio con cambio de bomba ESPCP	\$ 120.000	USD
Valor anual	\$ 9.600	USD
Índice de falla BES	0,04	Fallas/año
Valor de un servicio con cambio de bomba BES	\$ 120.000	USD
Valor anual	\$ 4.800	USD
Valor diferencial anual por piloto	\$ 4.800	USD

Fuente. El autor, información de un proveedor.

Tabla 28. Flujo de caja caso Piloto de ESPCP caso 2000 BPD.

Flujo de caja caso Piloto de ESPCP caso 2000 BPD						
AÑO	0	1	2	3	4	5
Producción de Líquido promedio día		2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Corte de agua		96,0%	96,3%	96,6%	96,9%	97,2%
Producción de Petróleo promedio día		80	74	68	62	56
Producción asociada a regalías promedio día	1%	6	5	5	4	4
Producción neta de petróleo promedio día		74	69	63	58	52
Producción neta de petróleo por año		27.156	25.119	23.083	21.046	19.009
Inversión piloto	\$ 300.000					
Costo por nuevo índice de falla		\$ 4.800	\$ 4.992	\$ 5.192	\$ 5.399	\$ 5.615
Ahorro energético después de rediseño		\$ 78.840	\$ 81.994	\$ 85.273	\$ 88.684	\$ 92.232
Flujo de caja	-\$ 300.000	\$ 74.040	\$ 77.002	\$ 80.082	\$ 83.285	\$ 86.616
Tasa de Oportunidad	9%					
Valor presente neto	\$ 9.055,84					

Fuente. El autor.

Como se pudo calcular, este piloto arroja un VPN de USD 9,055 el cual es casi cero. Igualmente se refleja en la Eficiencia de la Inversión con 0,03. Esto permite concluir que no es un piloto que genere mucha expectativa, y que los otros pilotos estarían en escenarios más favorables para su ejecución. Es importante mencionar que la producción de arena no es un problema en el campo Rubiales debido al manejo que se le da desde el completamiento. En los casos esporádicos, han sido implementados trabajos de reacondicionamiento como los re-liner, en donde se asila la zona productora de arena con una buena eficiencia. En los pozos en donde se convive con este inconveniente se instala Bombeo por Cavidades Progresivas.

Se recomienda evaluar este sistema de levantamiento versus la eficiencia financiera de una bomba de Cavidades Progresivas, para identificar si disminuyendo el índice de fallas de este sistema PCP puede generar mayor rentabilidad el uso del sistema ESPCP.

**6.2.3 Piloto de Cabezal Magnético PCP.** Esta tecnología no se ha probado en el campo Rubiales, por lo que se quiso incluir como posible opción de mejora para el consumo energético. La siguiente tabla presenta la inversión del cabezal, basado en una propuesta recibida por un proveedor de esta tecnología. La inversión únicamente requiere de la compra e instalación del cabezal.

Tabla 29. Inversión Piloto Cabezal Magnético.

Inversión Piloto Cabezal Magnético	Valor	Unidades
Equipo de servicios a pozo	\$-	USD
Inversión e instalación del Cabezal	\$ 25.000	USD
Tubería	\$-	USD
Total	\$ 25.000	USD

Fuente. El autor, información de costos promedio Ecopetrol S.A.

La siguiente tabla presenta el consumo de energía favorable a la ejecución de dicha prueba. Acorde con históricos del proveedor, este cabezal puede ahorrar entre un

10% y 20% de la energía consumida por el sistema. Por esta razón se calcula para este estudio con 15%.

Tabla 30. Caso consumo de energía Cabezal Magnético PCP.

Caso consumo de energía Cabezal Magnético PCP		
Consumo de energía promedio PCP	31	KW
Consumo de energía después de instalar Cabezal Magnético	26	KW
Ahorro	5	KW
KWh ahorrado por año de operación	40.734	KWh/año
Costo del KWh	0,15	USD/KWh
Ahorro por año de operación	6.110	USD

Fuente. El autor, información de un proveedor de esta tecnología.

A continuación, el flujo de caja resultado de la implementación. Como se puede observar, para alcanzar un Valor Presente Neto positivo en 5 años, en cabezal debe ser instalado en una bomba cuyo consumo de energía sea superior a 31 KW, de lo contrario no se alcanzaría a recuperar la inversión. La Eficiencia de la misma es muy baja, 0,02 por lo cual no es un proyecto competitivo y tendría que evaluarse muy bien su implementación.

Tabla 31. Flujo de caja caso Cabezal Magnético PCP.

Flujo de caja caso Cabezal Magnético PCP						
AÑO	0	1	2	3	4	5
Producción de Líquido promedio día		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Corte de agua		96,0%	96,5%	97,0%	97,5%	98,0%
Producción de Petróleo promedio día		40	35	30	25	20
Producción asociada a regalías promedio día	7%	3	2	2	2	1
Producción neta de petróleo promedio día		37	33	28	23	19
Producción neta de petróleo por año		13.578	11.881	10.184	8.486	6.789
Inversión	\$ 25.000					
Ahorro energético después de instalación		\$6.110	\$6.355	\$ 6.609	\$6.873	\$7.148
Flujo de caja	-\$25.000	\$6.110	\$6.355	\$6.609	\$ 6.873	\$ 7.148
Tasa de Oportunidad	9%					
Valor presente neto	\$ 524,66					

Fuente. El autor.

### 6.3 ANALISIS GLOBAL DE LAS ALTERNATIVAS PLANTEADAS

Con los resultados financieros evaluados, podemos obtener un ranquin de las alternativas realizadas.

La siguiente tabla presenta un resumen del Valor Presente Neto (VPN) y de la Eficiencia de la Inversión (EFI), como resultado de dividir el VPN en la inversión.

Tabla 32. Análisis global de las alternativas.

Alternativa	VPN	EFI
Rediseño BES a BES de menor capacidad	\$ 321.039	1,60
Piloto de Bombeo Mecánico caso de 2000 BPD	\$ 257.984	1,29
Piloto de Bombeo Mecánico caso de 800 BPD	\$ 183.971	1,08
Piloto de ESPCP	\$ 9.056	0,03
Piloto de cabezal magnético PCP	\$ 525	0,02
Rediseño BES a PCP	-\$ 59.366	0

Fuente. El autor.

Se puede concluir que este debería ser el orden para ejecutar los primeros proyectos con objetivo de obtener la reducción del consumo energético en los Sistemas de Levantamiento del campo Rubiales. Se recomienda iniciar con un proyecto de rediseño de Bombeo Electrosumergible de alta capacidad, por bombas Electrosumergibles que tengan el punto óptimo en el caudal de operación del pozo en donde se implementará. Con un piloto en donde se puedan ejecutar 3 pozos bien seleccionados, el ahorro puede superar un millón de dólares en 5 años.

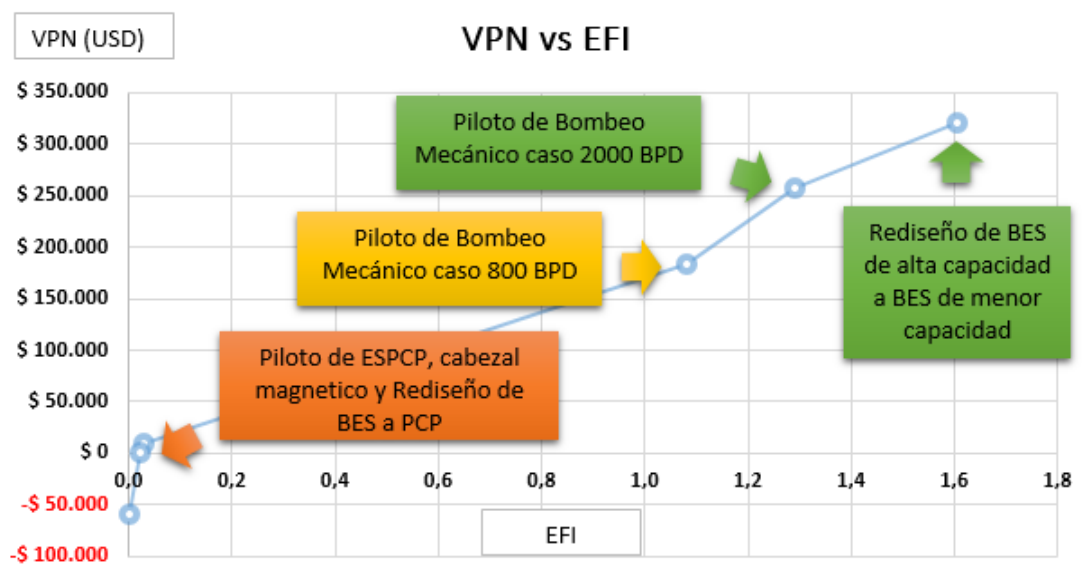
Se recomienda realizar el piloto de Bombeo Mecánico en un pozo con Bombeo Electrosumergible que se encuentre en un caudal de 2000 BFPD. Una vez se ejecute este, y se definan las metodologías de operatividad y mantenibilidad, se puede implementar en un rango mayor de pozos con bajos caudales.

Se puede concluir de forma general que el índice de fallas afecta considerablemente el rendimiento financiero de la implementación de un cambio de sistema de

levantamiento. Si se optimiza el índice de fallas del sistema de Cavidades Progresivas, seguramente el rediseño de Bombeo Electrosumergible a Bombeo de Cavidades Progresivas puede mejorar financieramente y convertirse en una alternativa interesante.

La siguiente figura representa de forma gráfica los resultados.

Figura 2. VPN versus Eficiencia de la Inversión.



Fuente. El autor.

## 7. CONCLUSIONES

Los principales rubros que alimentan el costo de levantamiento del campo Rubiales están asociados al consumo energético y al tratamiento y disposición de agua (80%); por lo tanto, la optimización del consumo energético en los sistemas de levantamiento trae consigo importantes beneficios económicos para el desarrollo del activo.

La metodología permite identificar las principales variables que inciden la optimización de un sistema de levantamiento: el estado mecánico asociado al completamiento, el índice de falla, el índice de productividad, las características del fluido producido, el mecanismo de producción del yacimiento, y el consumo energético del sistema. Estas variables cambian con el tiempo y con el desarrollo del campo.

En el campo Rubiales el sistema de levantamiento más eficiente en términos de energía es el Bombeo de Cavidades Progresivas con un consumo promedio de 0,32 KW/B. La medición del consumo energético en Castilla permitió concluir que un pozo con Bombeo Electrosumergible sobre diseñado, puede llegar a presentar un consumo energético superior al 50% comparado con una implementación de Bombeo Mecánico.

El orden para ejecutar trabajos de optimización de energía en el Campo Rubiales por rentabilidad es el siguiente: iniciar con el rediseño de bombas Electrosumergibles de alta capacidad por equipos que puedan trabajar con su capacidad de diseño en el punto óptimo del pozo. Posteriormente realizar la implementación del piloto de Bombeo Mecánico en un pozo con caudal cercano a los 2000 BFPD. Esto no quiere decir que ambas recomendaciones no se puedan ejecutar al mismo tiempo.

El índice de fallas afecta considerablemente el rendimiento financiero de la implementación de un cambio de sistema de levantamiento. Si se optimiza el índice de fallas del sistema de Cavidades Progresivas, seguramente el rediseño de Bombeo Electrosumergible a Bombeo de Cavidades Progresivas puede mejorar financieramente y convertirse en una alternativa interesante.

## 8. RECOMENDACIONES

En el caso de implementar un sistema de levantamiento nuevo en la operación actual del campo Rubiales, se recomienda asegurar la estrategia de mantenimiento del mismo, ya que se debe contar con el conocimiento, los repuestos y los servicios necesarios para asegurar el correcto funcionamiento del sistema a implementar.

En el caso de implementar Bombeo Mecánico, se recomienda tener en cuenta diferentes variables en el diseño para asegurar un menor consumo energético, de lo contrario este sistema puede llegar a consumir más energía que el Bombeo Electrosumergible.

Se recomienda iniciar con un proyecto de rediseño de Bombeo Electrosumergible de alta capacidad, por bombas Electrosumergibles que tengan el punto óptimo en el caudal de operación del pozo en donde se implementará. Con un piloto en donde se puedan ejecutar 3 pozos bien seleccionados, el ahorro puede superar un millón de dólares en 5 años.

Se recomienda realizar el piloto de Bombeo Mecánico en un pozo con Bombeo Electrosumergible que se encuentre en un caudal de 2000 BFPD. Una vez se ejecute este, y se definan las metodologías de operatividad y mantenibilidad, se puede implementar en un rango mayor de pozos con bajos caudales.

Se recomienda optimizar el índice de fallas del sistema de Levantamiento por Bombas de Cavidades Progresivas. De esta manera el rediseño de Bombeo Electrosumergible a Bombeo de Cavidades Progresivas puede mejorar financieramente y convertirse en una alternativa interesante.

Se recomienda analizar con un mayor detalle las pruebas tecnologías de la bomba ESPCP y el cabezal Magnético de PCP, ya que bajo los escenarios evaluados en este estudio no generan una interesante rentabilidad.

## BIBLIOGRAFÍA

AVILA, Efraín. Experiencia técnico-económica del cambio de sistema de levantamiento en crudo pesado campo Rubiales. Universidad Industrial de Santander, 2012. Bucaramanga.

BRUCE LOWE, W, TROTTER, Gary, Nuevas técnicas para el manejo de la producción. Oilfield Review. EE. UU. Otoño de 1999.

FLOREZ, Alberto, *et al.* Improved Heavy Oil Recovery by Drilling Horizontal Wells in Rubiales Field, Colombia. SPE 153581. Mexico City, Mexico, 2012. 14 p.

FLOREZ, Alberto, A successful Gravel-Packing Technique in Vertical and Deviated Wells with Enlarged Open Hole in Cased Completions: A case Study, Rubiales and Quifa Fields. SPE 171094-MS. Society of Petroleum Engineers. 2014.

MUÑOZ, Álvaro. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Universidad Industrial de Santander, 2007. Bucaramanga.

POLANIA, Angel. Análisis técnico económico para el ahorro de cable de potencia, tubería de producción y consumo energético para un bloque en pozos maduros con un sistema de bombeo electrosumergible en el área de Arauca. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2016. 77 p.

Presentación de caso de negocio Piloto de Bombeo Mecánico, Ecopetrol S.A.

Procedimiento para el monitoreo y mediciones eléctricas, SLACOL.

RUBIO, C, A Heavy-Oil Colombian Example of Excellent Operative PCP Systems Development. SPE 107953. Buenos Aires, Argentina. 2007.

SANYANG Co. Ltd. The Application of ESPCP in China Offshore Oilfield. SPE 136816. Alberta, Canada. 2010.

TAUFAN, M. Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCCP) Application in Kulin Horizontal Wells. SPE 93594. Jakarta, Indonesia.2005.