


Metodología para la optimización del consumo energético bajo el análisis de eficiencia financiera con un alto impacto en la reducción de emisiones de GEI. Caso exitoso de aplicación en el campo más grande de Colombia

Jorge Andrés Sáchica¹

doi: <http://dx.doi.org/10.18273/revfue.v18n2-2020007> 

Forma de citar: Sáchica, J. A. (2020). Metodología para la optimización del consumo energético bajo el análisis de eficiencia financiera con un alto impacto en la reducción de emisiones de GEI. Caso exitoso de aplicación en el campo más grande de Colombia. Revista Fuentes, el reventón energético, 18(2), 107-122. <https://doi.org/10.18273/revfue.v18n2-2020007>

Resumen

El calentamiento global es una de las más serias amenazas ambientales, sociales y económicas que actualmente enfrenta el planeta, por lo que muchas empresas y organizaciones han generado un enfoque decisivo para combatirlo. Una de las estrategias de mayor eficiencia, es la reducción del consumo energético, la cual presenta varias ventajas como lo son la disminución directa del consumo de combustible, y la inclusión de tecnología de mayor eficiencia, lo que se refleja en beneficios financieros.

Este proyecto permitió crear una metodología aplicable en la industria del petróleo y gas, en cuyo proceso de análisis, se detectaron alternativas importantes de optimización del consumo energético, que aportan a los balances de Emisión de Gases Efecto Invernadero (GEI), principalmente Dióxido de Carbono, Metano, y Óxidos Nitrosos, un tema fundamental de sostenibilidad a nivel mundial.

Esta metodología fue aplicada en el campo Rubiales, siendo este el de mayor producción de hidrocarburos en los diez últimos años en Colombia, y cuyo consumo energético es elevado. La misma incluyó actividades de medición del requerimiento de energía por pozo, sumado a un riguroso análisis financiero que permitió evaluar y seleccionar pozos candidatos a optimización. Como resultado se obtuvieron diversas acciones, posteriormente clasificadas bajo la implementación del análisis de valor presente neto esperado y eficiencia de la inversión.

Palabras clave: consumo de energía, optimización del consumo energético, sistema de bombeo electrosumergible, EBITDA.

Methodology for the optimization of energy consumption under financial efficiency analysis with a high impact on reducing GHG emissions. Successful application case in the largest field in Colombia

Abstract

Global warming is one of the most serious environmental, social and economic threats the planet is currently facing, for this reason many companies and organizations have adopted a decisive approach to confront it. One of the most efficient strategies is reducing energy consumption, which has several advantages, such as the direct reduction in fuel consumption, and the inclusion of more efficient technology, which is reflected in financial benefits.

This project allowed the creation of an applicable methodology for the oil and gas industry. In the process of analysis, very important alternatives were detected for optimizing energy consumption, which has an impact on the level of Greenhouse Gas Emission (GHG). These emissions, made up mainly of Carbon Dioxide, Methane, and Nitrous Oxides, constitutes a fundamental issue of sustainability worldwide.

¹ Ecopetrol S.A.

This methodology was applied in Rubiales field, which has the highest hydrocarbon production records in the last ten years in Colombia, and whose energy consumption is high. The methodology included activities to measure the energy requirement per well, in addition to a rigorous financial analysis that allowed the evaluation and selection of candidate wells for optimization. As a result, various tasks were identified and later classified under the implementation of the analysis of expected current net value and investment efficiency.

Keywords: energy consumption, optimized energy consumption, electric submersible pumping system, EBITDA.

Introducción

El aumento de los precios de petróleo en la década pasada llevó a la producción acelerada de importantes campos de hidrocarburos en todo el mundo. En Colombia uno de los campos gigantes en extensión y producción alcanzó su pico máximo de producción superando los 220.000 barriles de petróleo por día en el año 2013; sin embargo, a partir de dicho año inició la declinación de producción de forma paralela a la disminución acelerada del precio del petróleo, es por ello que, a partir de dicho año, inició la necesidad de implementar importantes estrategias de optimización.

Durante los casi 40 años de producción del campo Rubiales, ha sido adquirida una rica historia de aplicación de diferentes sistemas de levantamiento artificial y tecnologías para poder cumplir con los retos de los exigentes niveles de producción. Sistemas como el bombeo mecánico, el bombeo de cavidades progresivas y el bombeo electrosumergible, han sido implementados; sin embargo, el objetivo de alcanzar la mayor rentabilidad en escenarios de precios bajos de referencia del petróleo, y la necesidad de reducir el consumo energético para disminuir las emisiones de gases efecto invernadero, conllevó a la necesidad de crear e implementar este estudio (Ramirez, A. T. O., et al. 2019), (Camargo, D. B., et al., 2020).

Los más de 4 millones de barriles de líquido por día (petróleo y agua) que son producidos en el campo Rubiales, requieren diariamente cerca de 184 MW de energía eléctrica, lo cual corresponde al 26% de la energía que consume Ecopetrol.

Metodología

Diversas metodologías han sido implementadas en búsqueda de la optimización de los sistemas de levantamiento artificial, pero pocas han incluido un riguroso análisis técnico del consumo de energía, y de igual forma un análisis financiero que indique su viabilidad. Estas tres áreas deben estar integradas para alcanzar una eficiencia global. De nada sirve un sistema

de levantamiento que sea aplicable técnicamente, cuando lo hace bajo un consumo de energía alto, lo que afecta directamente la rentabilidad (Figura 1).

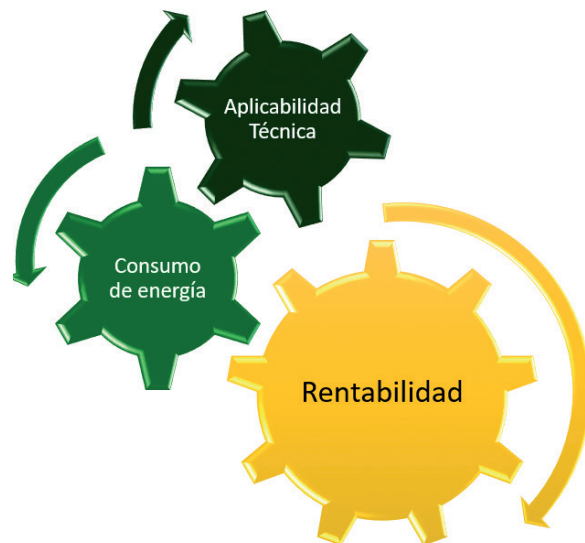


Figura 1. Relación entre Aplicabilidad Técnica, Consumo de Energía y Rentabilidad para la optimización de sistemas de levantamiento.

Para la metodología que se llevó a cabo, cada una de las áreas (Técnica y Financiera) se analizó por separado posteriormente se hizo la integración. Inicialmente se realizó la medición del consumo energético a cada uno de los pozos activos. En el caso de bombeo mecánico, el análisis incluyó las aplicaciones de campos aledaños al área en estudio, cuya similitud técnica permitió adquirir información importante para el análisis (pozos productores de la misma formación, con fluidos similares). Posteriormente los resultados de medición fueron integrados a la caracterización.

La metodología permite encontrar diferencias entre el consumo energético por la caracterización del diseño del sistema y las simulaciones realizadas a las condiciones esperadas, versus la medición real. De esta observación se derivaron oportunidades de optimización de la capacidad de desplazamiento. Para

este análisis es necesaria la caracterización del pozo, que incluye los análisis de fluidos, estado mecánico, productividad, además de una proyección a mediano plazo tanto de su consumo energético como del índice de fallas. Esto permite dar una visión futura del comportamiento del sistema, teniendo en cuenta que algunos pozos se encuentran más influenciados que otros por la acción del acuífero activo, lo que conlleva a un incremento paulatino del consumo de energía.

Otros pozos por efecto de disminución de la viscosidad del fluido producido, proyectan una reducción en el consumo de energía. Por esta razón es fundamental la

visión a mediano y largo plazo para tomar decisiones oportunas.

La Figura 2, presenta la metodología utilizada en el campo de estudio para realizar optimizaciones tanto en superficie (voltaje de alimentación, filtros de entrada, VSD, transformador SUT), como en el fondo (bomba).

Para tener una visión completa de las oportunidades tanto técnicas como financieras, se aplica una metodología general. Esta se representa en la Figura (3) “Metodología de análisis para detectar oportunidades rentables”.

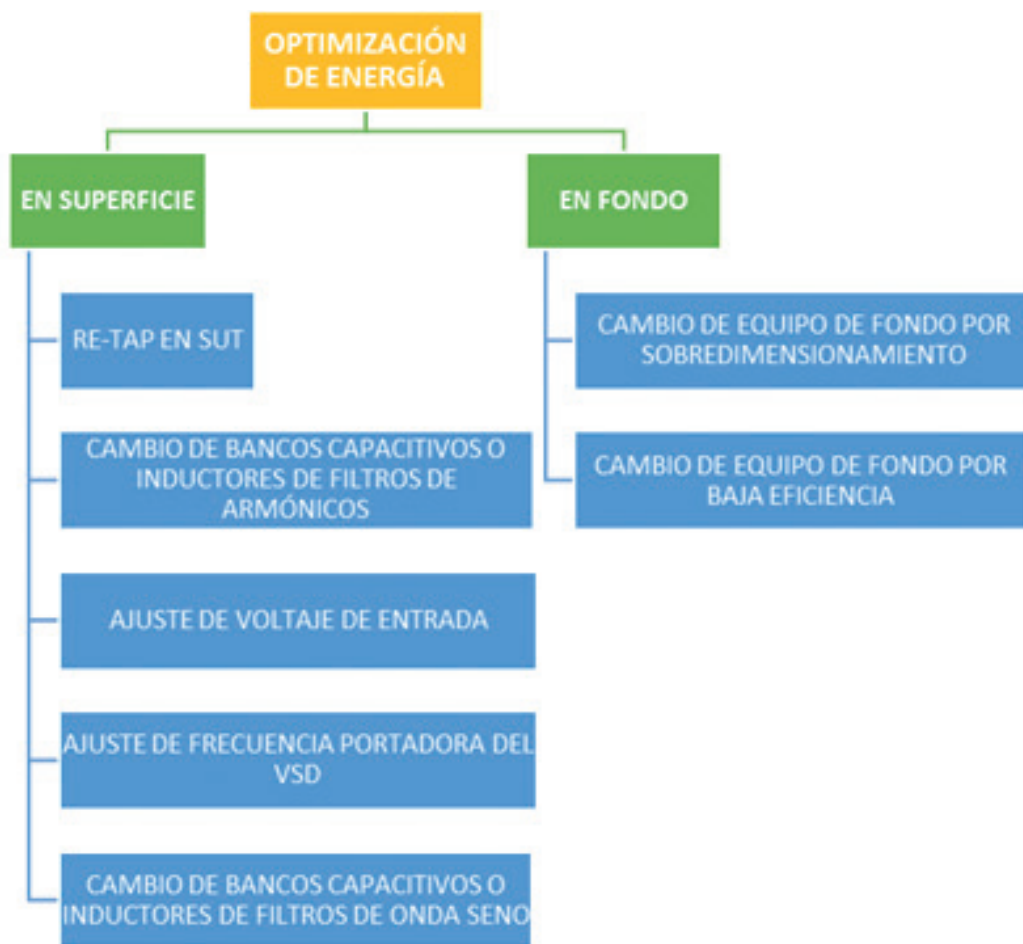


Figura 2. Metodología para la optimización del consumo energético en superficie y fondo de un sistema electrosumergible.

Implementación en el campo de estudio

Para la oportunidad de optimización del consumo energético en sistemas de bombeo electrosumergible, es importante resaltar que las diferentes técnicas de optimización que se utilizan, brindan ventajas

adicionales importantes que contribuyen a la operación sana y conservación de los equipos y sistemas que intervienen en el proceso de levantamiento. (Sáchica, C. V., 2018).

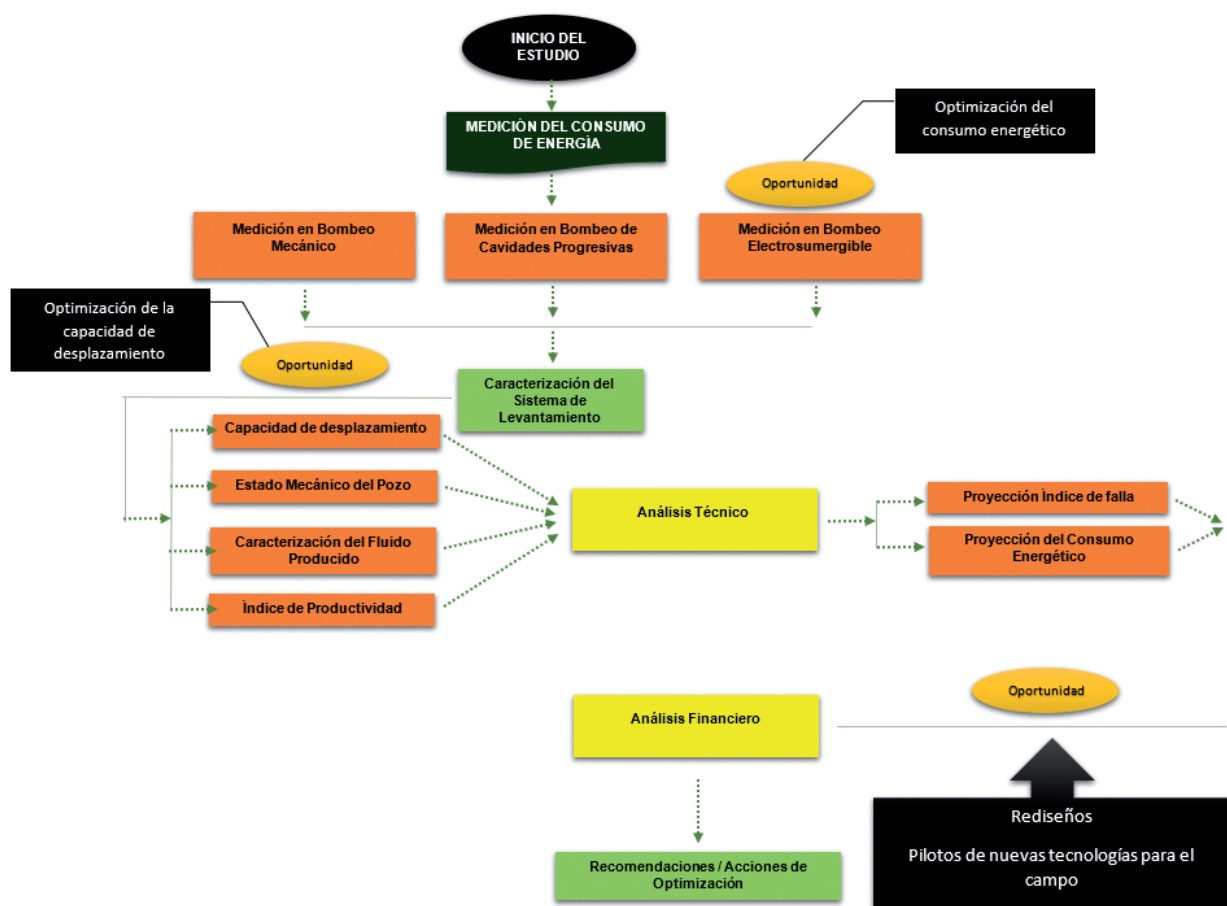


Figura 3. Metodología de análisis para detectar oportunidades rentables.

En el perfil básico de energía de un sistema de BES (Tabla 1), se tienen pérdidas en cada uno de los equipos y accesorios, una vez son identificadas, sus variables se pueden monitorear, modificar y corregir para lograr un ahorro de energía, que se traduce en lograr que la mayor cantidad de energía sea utilizada para el fin legítimo del sistema: llevar el fluido hasta la superficie. Las mayores pérdidas del sistema suceden en la bomba (47%), puesto que la energía que se recibe del motor es transmitida en su mayoría a las partes móviles; la energía que capta el fluido es mucho menor (22% levantamiento del fluido). El 31% restante se distribuye en los demás equipos y accesorios.

La elección de los pozos a optimizar se realiza con base en el índice de Lutz para la distribución de pozos en el Campo de estudio, calculando el valor de cada pozo, con base en la relación: kWh/BFPD/TDH/1.000ft, y normalizándolos a un rango que depende de la función: $y=0,5633x-0,419$ con límite superior en

1,25*y (+25%); límite inferior en 0,75*y (-25%). Los pozos más alejados del rango serán los candidatos a optimizar. Estos se representan con las cruces rojas en la gráfica (Figura 4).

Tabla 1. Perfil de distribución de energía de un equipo e bombeo electrosumergible.

PERFIL DE ENERGIA POZO BES	% ENERGIA
PERDIDAS EN LA BOMBA	47%
ENERGIA PARA LEVANTAMIENTO DEL FLUIDO	22%
PERDIDAS EN LA MOTOR	12%
PERDIDAS TRANSFORMADOR SUT	8%
PERDIDAS CABLE DE FONDO	7%
PERDIDAS SUBESTACION ELECTRICA	2%
PERDIDAS FILTROS DE ENTRADA	2%
PERDIDAS VARIADOR	1%

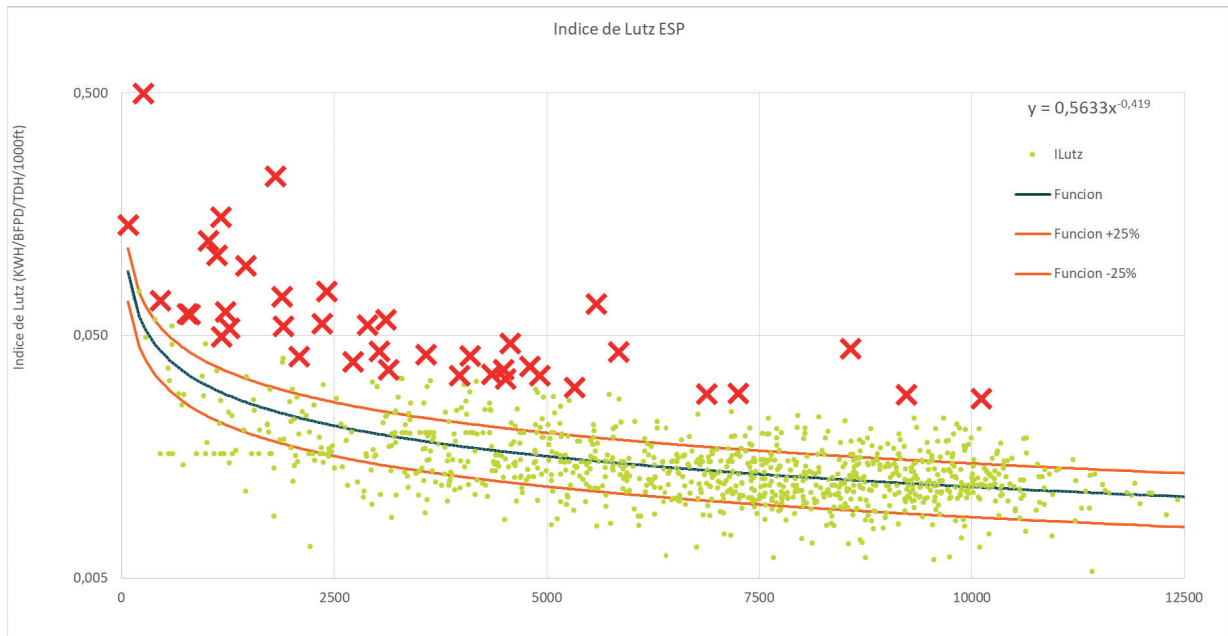


Figura 4. Índice de Lutz calculado para los pozos de estudio.

Una vez identificados los pozos, se aplican las acciones correctivas que requieran. Para las optimizaciones que se realizan en superficie, se tienen las siguientes ventajas adicionales:

Cambio de relación de transformación en elevador SUT:

- Reducción de la temperatura global del motor.
- Reducción de pérdidas por deslizamiento en el motor.
- Prolongación de la vida útil del motor.
- Aumento de la producción a la misma frecuencia de operación.
- Reducción de consumo de corriente en el primario del transformador SUT (corriente de VSD).

Cambio de bancos capacitivos de filtro de armónicos/ onda seno:

- Disminución de la distorsión armónica en voltaje y corriente, lo que contribuye a evitar:
 - Sobre calentamiento de conductores.
 - Disparo inoportuno de elementos de protección.

- Deterioro de la forma de onda.
- Degradación de aislamiento en conductores y equipos.
- Aumento del factor de potencia.

- Aumento de voltaje del bus DC del VSD.
- Reducción de carga del VSD.

Las reducciones en kW de potencia que se obtienen tras aplicar las correcciones (Figura 5). Estas, hacen que las optimizaciones en superficie sean una herramienta que integra las tres áreas de la metodología: aplicabilidad técnica, consumo de energía y rentabilidad.

Ajuste de frecuencia portadora del VSD:

- Reducción de calentamiento, malfuncionamiento o daño de los equipos y accesorios (filtro de onda seno, transformador SUT, cable de potencia, motor, sensor de fondo) por efecto de onda reflejada.
- Reducción de resonancia del inductor del filtro de onda seno.
- Prolongación de la vida útil de los condensadores del filtro de onda seno.

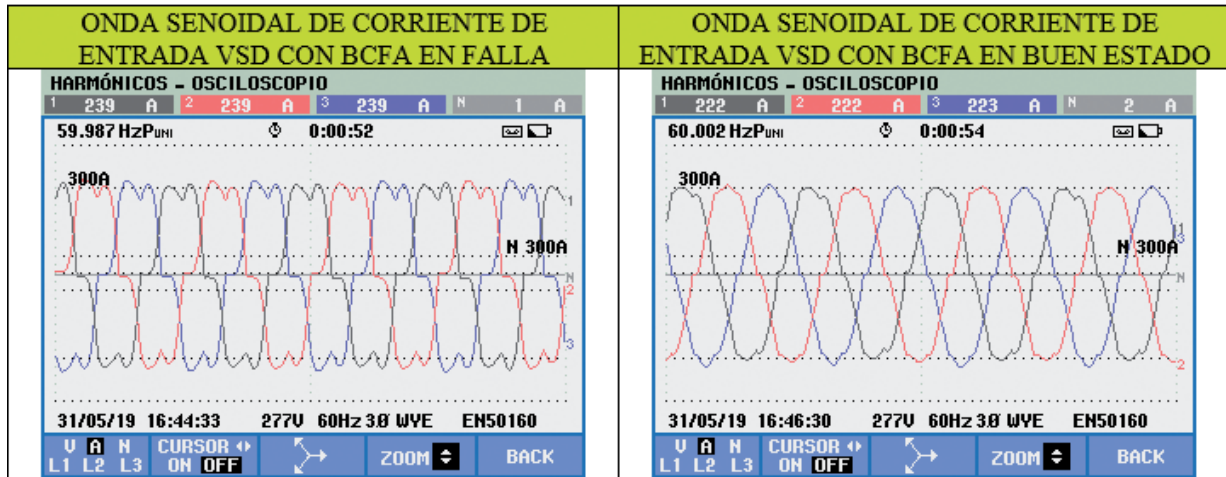


Figura 5. Onda senoidal de corriente de entrada VSD con equipo en Falla y en buen estado. Autores.

Ajuste del voltaje de entrada:

- Incremento del BusDC del VSD.
- Reducción de carga del VSD / motor.
- Aumento de la producción a la misma frecuencia de operación.

Finalmente, se integran todas las variables: técnicas, operativas, macroeconómicas, y de desempeño, para obtener un factor que permita comparar a todos los activos analizados, en este caso de aplicación “los pozos”. El factor seleccionado es el EBITDA.

Después de calcular este factor, se ordenan los resultados en orden de rentabilidad, lo que permite obtener un portafolio. La siguiente figura presenta las variables que ingresan al análisis financiero (Figura 6).

Esta metodología no solamente permite encontrar alternativas de optimización del consumo energético, sino a su vez establecer una estrategia adecuada para el control y operación de los pozos tanto activos como inactivos, lo que conlleva a la recuperación óptima de las reservas.

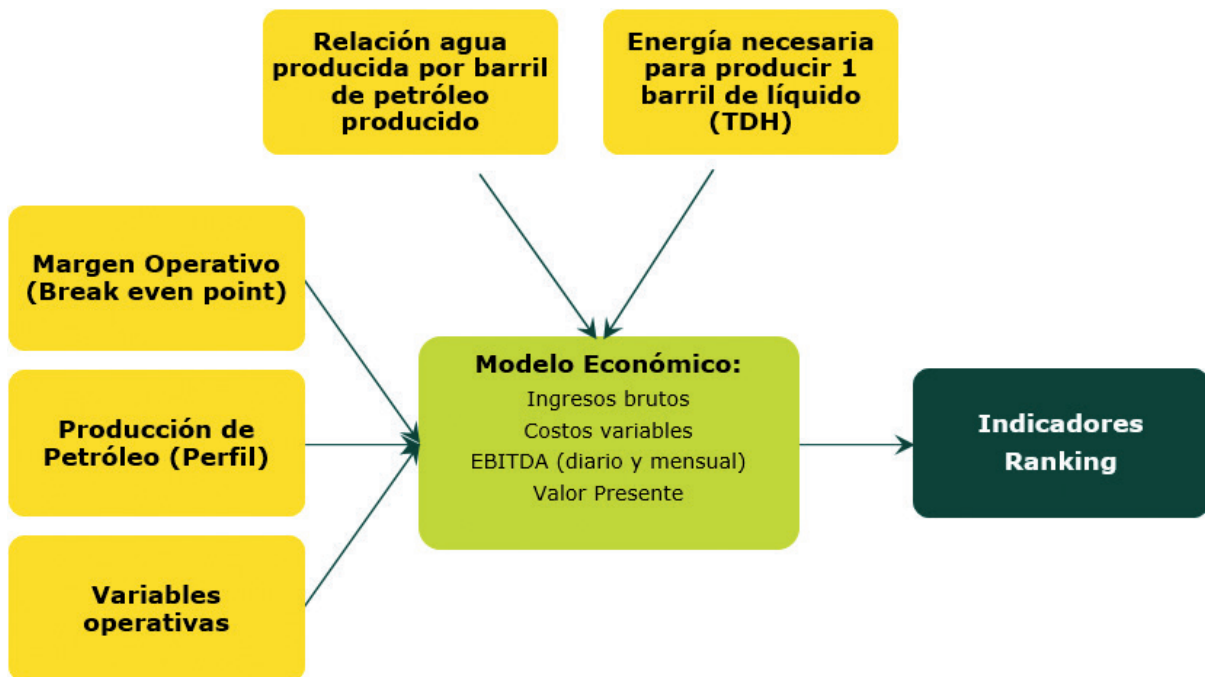


Figura 6. Partes del modelo financiero. Autor.

Contexto del campo de estudio

El campo Rubiales inició su explotación con bombeo mecánico, apropiado para sus características de producción, con 6 pozos activos y producción máxima de 900 BOPD y 5200 WBPD en el año 2002. Para el mes de diciembre de dicho año inició 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 para diciembre de 2003. Con esta campaña y la entrada del centro de procesamiento de fluidos se logró un incremento en producción del campo a 5000 BOPD.

En noviembre de 2004 se implementaron 6 sistemas de bombeo electrosumergible reactivando algunos pozos cerrados, alcanzando 8000 BOPD para mediados del 2005 y al 2006 los 12000 BOPD con 14 pozos completados. En dicho año se realizó por completo la transición del bombeo mecánico al bombeo electrosumergible (28 pozos en total).

Durante el primer desarrollo del campo Rubiales entre 1998 y 2005 en total 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.

En el año 2006, Ecopetrol ingresó su participación en el contrato de explotación con Metapetróleo. En 2007 Pacific adquirió esta empresa. Entre estos dos

años la autorización del vertimiento permitió alcanzar los 300,000 barriles de agua por día, y la inyección como disposición alcanzó los 900.000 barriles de agua por día, permitiendo el inicio del denominado segundo desarrollo en el cual hasta el año 2015 se perforaron más de 1000 pozos, de los cuales el 70% fueron horizontales, todos completados con bombeo electrosumergible. Durante este segundo desarrollo, más exactamente en el año 2010, el corte de agua superó el 80%, en el año 2012 el 90%, llegando al 2015 a alcanzar el 96%.

Los pozos horizontales alcanzaron una sección productiva de 1.200 pies, lo que permitió alcanzar picos de producción de más de 3.000 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, 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 de 2013).

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 incrementó el consumo energético y la llegada de mayor cantidad de agua producida (Figura 7).

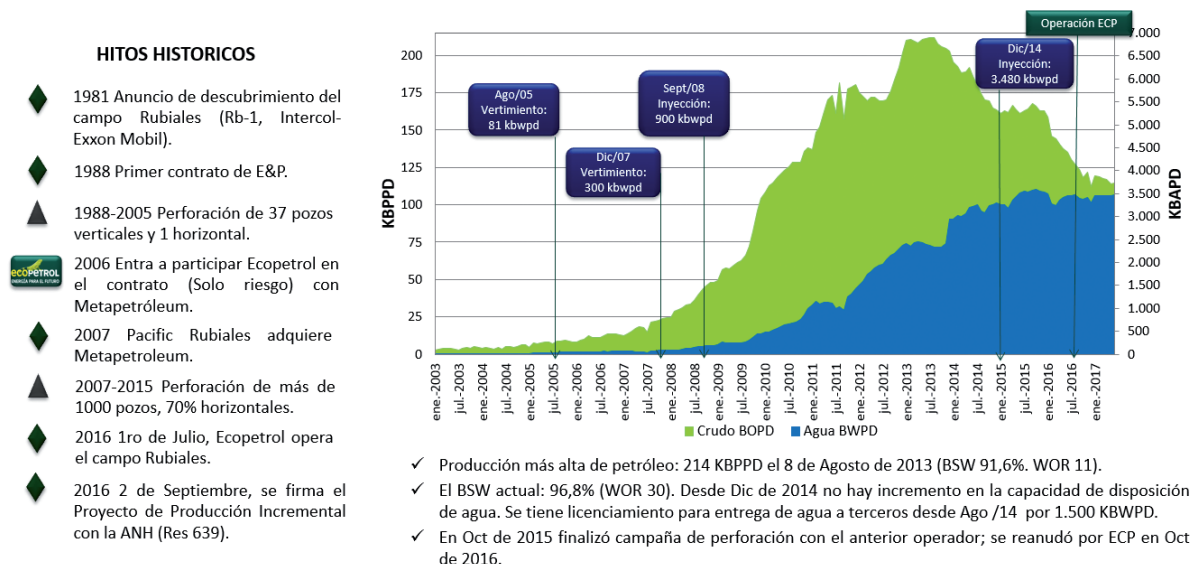


Figura 7. Resumen de la historia del campo Rubiales. Autores.

El campo Rubiales ubicado en el departamento del Meta a 167 Km del municipio de Puerto Gaitán, fue recibido y operado directamente por Ecopetrol desde el 1° de julio de 2016 una vez se dio la terminación de los contratos de Asociación Rubiales – Piriri, en los cuales se tenía como socio a Pacific E&P ahora Frontera Energy.

El mecanismo de empuje del yacimiento es un acuífero activo y presenta una declinación anual en la producción de petróleo del orden del 30%. Por las

condiciones propias del yacimiento, se debe convivir con la alta producción de agua, por lo que la viabilidad y sostenibilidad del campo en el mediano y largo plazo está asociada a la forma en que se trate y disponga mayor cantidad de agua de forma económica.

La Figura 8, representa de forma gráfica la influencia del acuífero activo con el tiempo influenciando un interesante sostenimiento de presión, pero generando un incremento en el corte de agua.

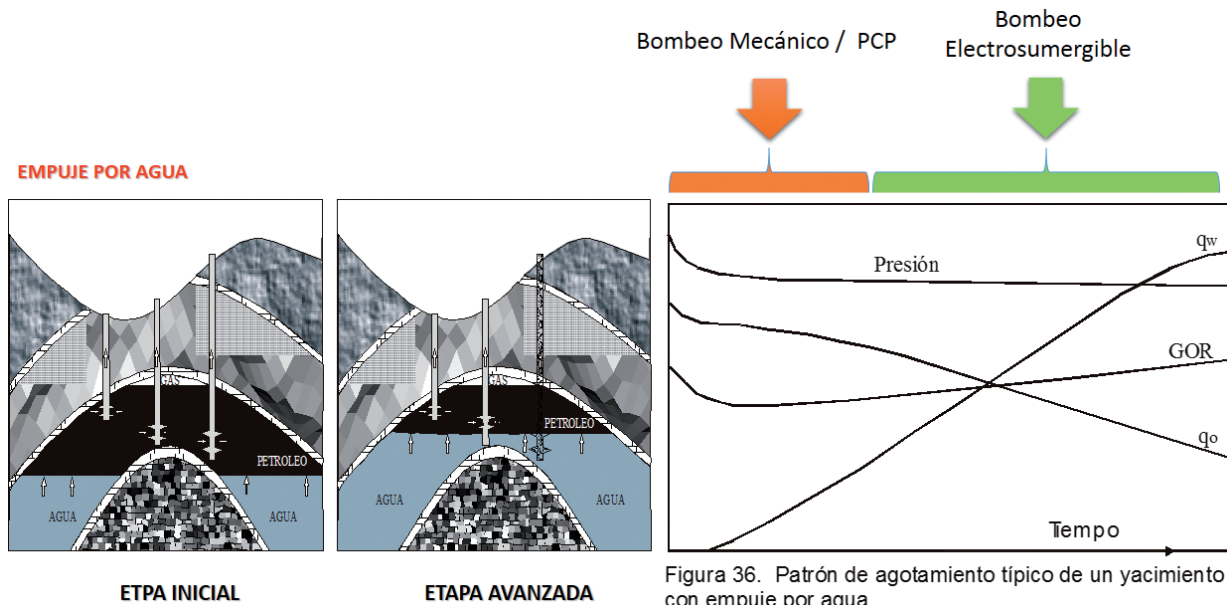


Figura 36. Patrón de agotamiento típico de un yacimiento con empuje por agua.

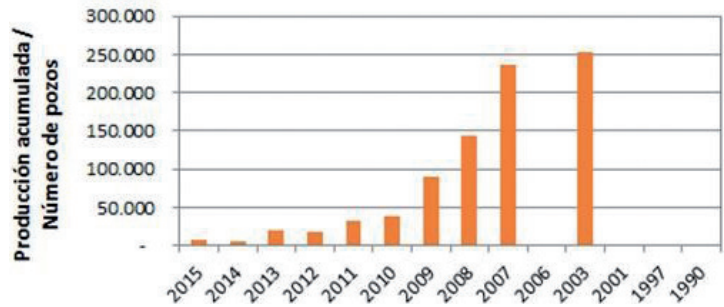
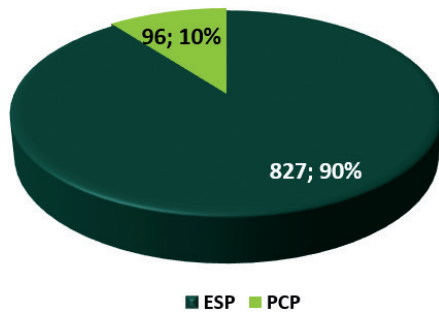
Figura 8. Mecanismo de producción de empuje por agua. Autores.

Análisis de la Oportunidad

Los principales rubros que alimentan el costo de levantamiento del campo Rubiales están asociados al consumo energético y el tratamiento y la disposición de agua (80%). La relación de ambos rubros es similar, estando muy relacionados uno con el otro. Cualquier optimización que se haga asociada al consumo energético tendrá un impacto positivo en el costo operativo del campo.

Actualmente el sistema más utilizado en el campo Rubiales es el bombeo electrosumergible con cerca del 90% (Figura 9). En Ecopetrol, el 45% de los pozos

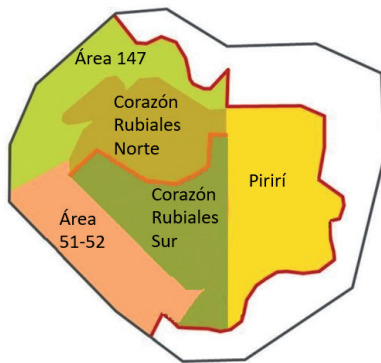
cuentan con este sistema, siendo el sistema que más se utiliza y el que mayor volumen de fluido desplaza (más del 80% del fluido producido por Ecopetrol es levantado mediante bombeo electrosumergible). A medida que el campo Rubiales se ha venido desarrollando, la producción acumulada de petróleo promedio por pozo ha venido disminuyendo, razón por la cual se han requerido campañas de perforación más agresivas (Figura 10). Aunque la producción acumulada de petróleo por pozo disminuye, los caudales de extracción se han mantenido constantes o han incrementado, dada la necesidad de extraer más volúmenes de agua.



Figuras 9 y 10. Sistemas de levantamiento utilizados en Rubiales. Relación producción acumulada y número de pozos por campaña. Autores.

La disminución del potencial de producción de petróleo por pozo y la necesidad de producir mayores barriles de agua, son razones suficientes para generar la necesidad de operar bajo un consumo de energía eficiente. De igual forma es importante mencionar que acorde a los estudios realizados por áreas en explotación en

el campo de estudio, la influencia del acuífero actúa de forma diferente en cada una de estas. La Figura 11 representa la división entre áreas del campo, y la Tabla 2, representa los cambios y celeridad con lo que actúa el acuífero en cada uno de estos bloques. (Sáchica, J. A., 2017) (Sáchica, J. A., 2016).



Comparativo variables junio 2016 - junio 2017				
Sector	WOR mayor a 40	Promedio de WOR	Ciclo de WOR	Tendencia
Área 147	32	36	16	↑ (0.0292 / day)
Área 51-52	37	31	8	↑ (0.0156 / day)
Corazón Rubiales Norte	40	34	11	↑ (0.0152 / day)
Corazón Rubiales Sur	59	32	16	↑ (0.0047 / day)
Pirirí	91	35	15	↑ (0.0098 / day)

Figura 11. Tabla 2. División de áreas en explotación del campo Rubiales. Comparativo de la tendencia en cambios en el WOR. (Lopez, J. 2016).

Aplicación

Con todos los antecedentes de los sistemas de levantamiento implementados, sumado a la caracterización actual del sistema, se realizó la medición del consumo de energía, la evaluación del desempeño del sistema de levantamiento, la caracterización de fluidos y el análisis de productividad para evaluar la aplicabilidad técnica de cada sistema de levantamiento.

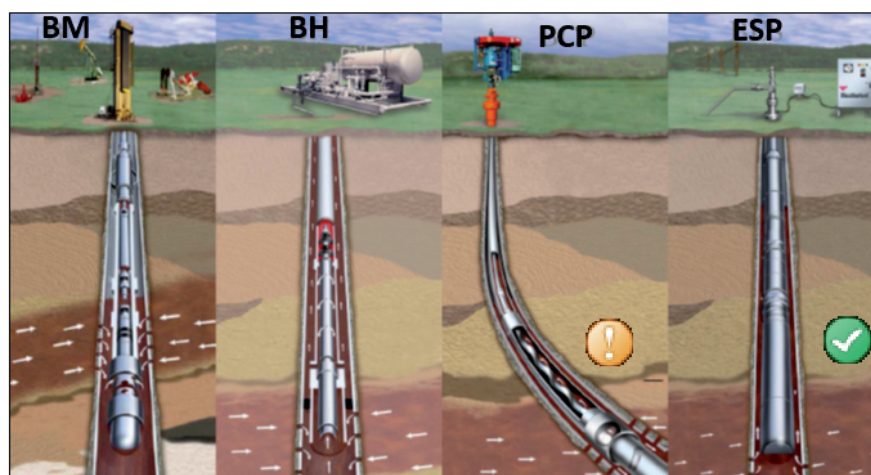
La medición del consumo energético no solamente se realiza para obtener el consumo de energía y por ende el costo asociado al consumo por pozo; también permite identificar comportamientos anómalos que pueden prevenir daños en los equipos, e inclusive, monitorear la eficiencia de extracción. Para los sistemas de levantamiento seleccionados, se realizó el registro de

variables operativas y la toma de medidas eléctricas en los variadores de velocidad, lo que se realizó por medio de visitas técnicas y monitoreo ejecutado en campo, integrando de forma los variadores de frecuencia, transformadores elevadores, y demás equipos del sistema.

Una vez realizada la medición de consumo de energía, se procedió a recolectar la información restante asociada al pozo para complementar el análisis, con lo cual se pudieron obtener conclusiones preliminares, asociadas a comportamientos anómalos del sistema de levantamiento y su relación con la productividad del pozo.

El análisis técnico se realizó para los sistemas de levantamiento que han sido empleados en la historia del campo, y adicionalmente se incluyó una corta

evaluación técnica al bombeo hidráulico (Figura 12). (Camacho, R. P., & Grosso, J. L. 2003), (Lopez, J. (2016).



	BM	BH	PCP	ESP
Profundidad	✓	✓	✓	✓
Caudal	!	✗	!	✓
Temperatura de operación	✓	✓	!	✓
Manejo de solidos	✗	!	✓	!
Fluidos viscosos	!	!	✓	✓
Eficiencia a bajo caudal	✓	!	✓	!
Eficiencia a alto caudal	✓	✗	!	✓
Desviación	✗	✓	✗	✓
DLS	✗	✓	✗	!

Figura 12. Selección cualitativa de los sistemas de levantamiento en el campo de estudio. Autores.

La Figura 12, resume los resultados de la evaluación técnica, concluyendo que para pozos verticales con bajo caudal existe aplicabilidad de bombeo mecánico y bombeo por cavidades progresivas y para pozos con alto caudal aplica el bombeo electrosumergible con mayor favorabilidad técnica.

Adicionalmente a la medición de energía en el campo Rubiales y campos aledaños, se realizaron algunas evaluaciones en campos similares en la misma cuenca productiva (Cuenca Llanos). Las observaciones más relevantes fueron: el consumo de energía del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico

puede llegar a presentar cargas muy altas si este no se encuentra bien balanceado en superficie. Por otra parte, la medición 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.

Posteriormente se integró el análisis financiero acorde al modelo seleccionado. Inicialmente se realizó el cálculo del EBITDA por pozo incluyendo los ingresos y los egresos tanto en frecuencia diaria como en frecuencia mensual.

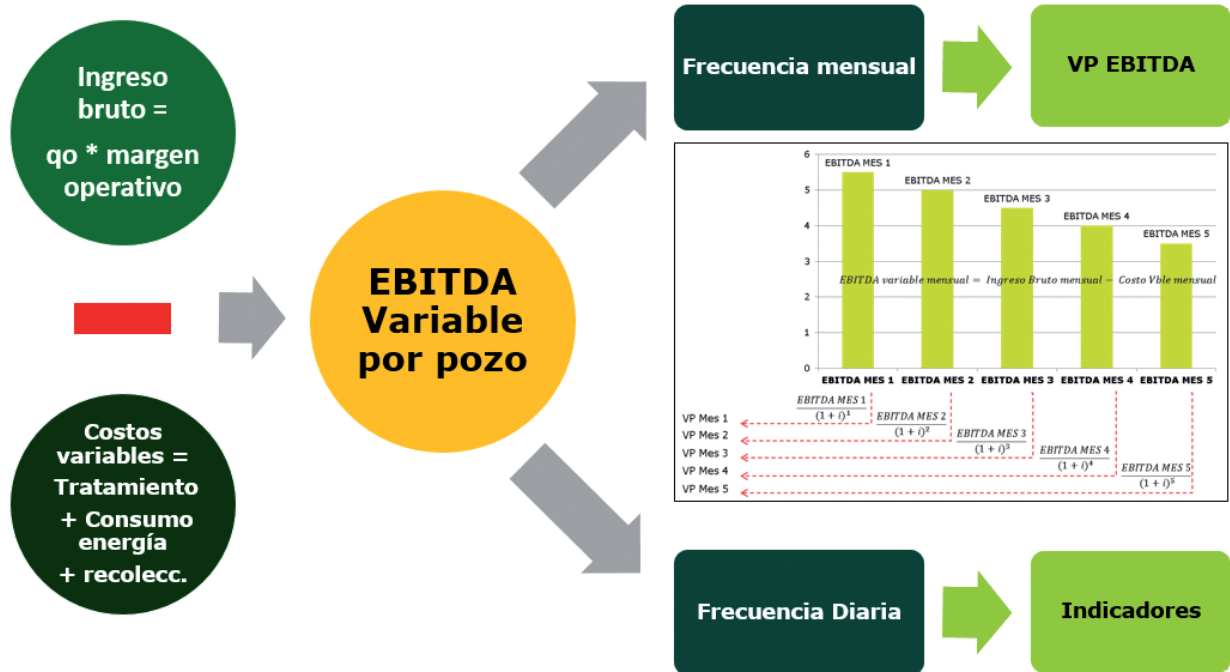


Figura 13. Análisis de EBITDA por pozo. Autores.

Para tener una visión global del análisis se relacionaron las variables más importantes que influyen en la generación de EBITDA, la relación Agua/petróleo (WOR) y el requerimiento de energía para producir un barril de líquido. La generación de valor es dependiente de estas dos variables, como se presenta de forma gráfica en la siguiente figura (14). (Lopez, J., 2016).

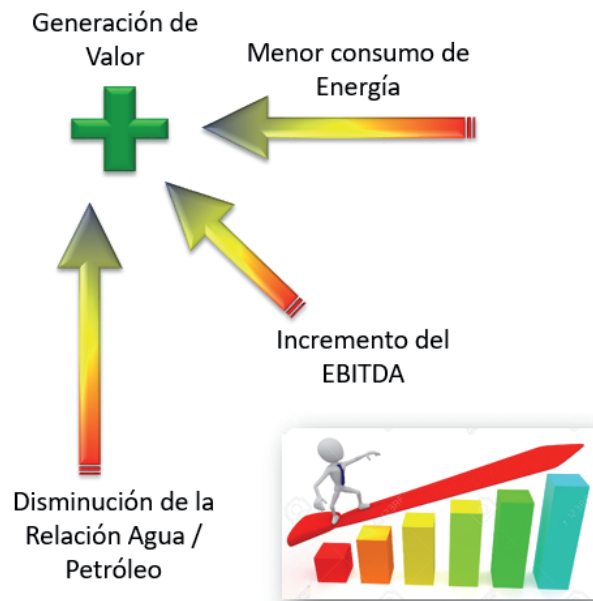


Figura 14. Generación de valor con base en el consumo energético. Autores.

Resultados

La figura (15) presenta la comparación de cuatro variables para evidenciar en que sectores permanecen los pozos. Por una parte, se encuentran en los ejes la energía necesaria para producir un barril de líquido (eje x), y, la relación agua / petróleo (eje y).

Posteriormente se incluyeron las curvas de generación de valor (EBITDA), y por último el tamaño de las burbujas representa el volumen técnico recuperable por pozo. Como esta metodología se puede aplicar reiteradamente, se puede ver el movimiento que va realizando cada pozo y por ende proponer acciones que permitan generar valor ya sea disminuyendo el consumo energético, o, mitigando el aumento de la relación agua / petróleo. La grafica fue creada en un visualizador de variables, en donde el color verde representa la zona de mayor generación de valor, el color amarillo la zona de transición, y el color rojo la zona de menor rentabilidad.

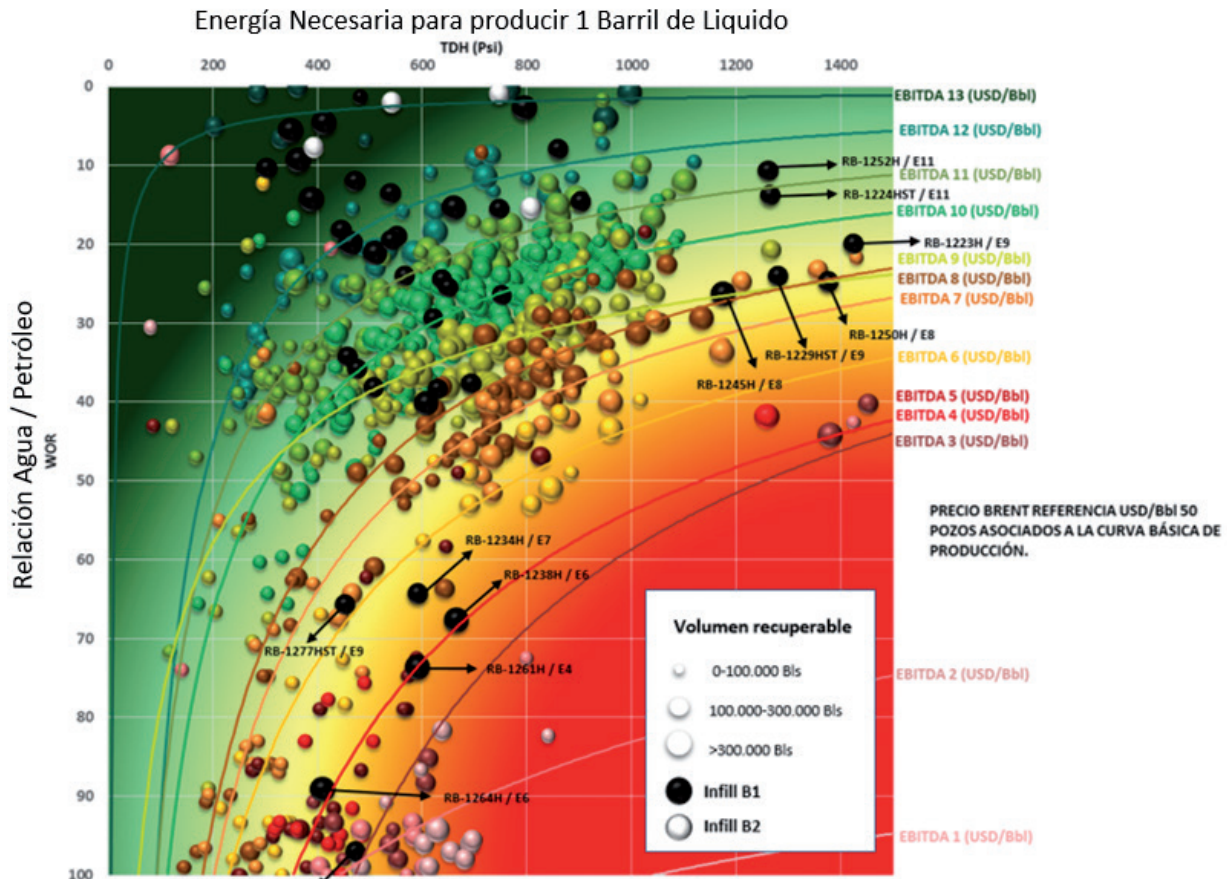


Figura 15. Energía necesaria para producir 1 barril de líquido, versus relación agua petróleo y su relación con el EBITDA. Autor.

Las acciones de optimización son muy importantes, especialmente en aquellos pozos en donde se presentan altos volúmenes técnicos recuperables de petróleo, pero su rentabilidad es baja. En los escenarios evaluados se incluyeron todos los costos asociados a trabajos de conversión, cambios en el índice de fallas y por ende cambios en los valores de mantenimiento de subsuelo. Luego de la evaluación realizada del estado actual del pozo, fueron seleccionadas diversas propuestas de optimización, acorde con los resultados del análisis técnico, y financiero por pozo. En primer lugar, se evaluó un grupo de pozos que se encuentran con una generación de valor media, pero con un consumo de energía alto. Estos pozos se encuentran con su diseño original de bombeo electrosumergible, el cual, para las condiciones actuales se clasificó como sobre diseñado (Mayor capacidad instalada respecto a la capacidad de productividad real), lo que genera un consumo de energía mayor al óptimo. Para este grupo de pozos se evaluó un proyecto asociado a un re diseño ajustando la capacidad del equipo, pero continuando con bombeo electrosumergible.

En segundo lugar, se evaluaron un grupo de pozos que se encuentran con una generación de valor baja, asociada a un consumo de energía muy alto. Estos pozos al igual que el grupo anterior se encuentran con su diseño original de bombeo electrosumergible, el cual para las condiciones actuales se clasificó como sobre diseñado, lo que genera un consumo de energía muy superior al óptimo. Estos pozos fueron perforados en zonas en donde la productividad del yacimiento es inferior a las zonas centrales debido a una mayor influencia del acuífero como se mencionó anteriormente. Para este grupo de pozos se evaluó un proyecto asociado a un re diseño ajustando la capacidad del equipo, cambiando el bombeo electrosumergible actualmente instalado por bombeo mecánico.

Este grupo de pozos se dividió en dos sub grupos, unos donde el caso de ajuste del caudal estaría asociado a una capacidad de extracción de 2.000 BPD, y otro con ajuste del caudal asociado a una capacidad de extracción de 800 BPD.

En tercer lugar, se evaluó un grupo de pozos que se encuentran con una generación de valor media, con un consumo de energía que no es considerado alto, pero que puede ser optimizado. Estos pozos se encuentran con su diseño original de bombeo electrosumergible de bajo caudal, y otros con bombeo por cavidades progresivas. Para este grupo de pozos fueron propuestas diferentes alternativas dentro de las cuales se tienen: conversión de bombeo electrosumergible a bombeo por cavidades progresivas, sin embargo, se encontró que el valor presente neto no es suficiente para apalancar la inversión. Para que el valor presente neto sea "0" en este caso, 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.

Conversión de bombeo electrosumergible a bombeo híbrido electro-PCP. 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. Es importante mencionar que la producción de arena no es un problema habitual para el sistema de levantamiento, 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 aísla 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. Otra propuesta que se analizó es la ejecución de un piloto de prueba de cabezal magnético en pozos con bombeo por cavidades progresivas. Acorde con históricos de estas tecnologías, este cabezal puede ahorrar entre un 10% y 20% de la energía consumida por el sistema.

Un cuarto grupo de pozos fueron ajustados con acciones de superficie que no requirieron acciones adicionales que necesitaran una mayor inversión. Las acciones de superficie están relacionadas con ajustes en la velocidad de extracción para prevenir mayores incrementos en la relación agua petróleo, o ajustes de extracción para aprovechar el alto volumen de recursos técnicos recuperables.

Reducción de emisiones. Para calcular la reducción de emisiones, se llevaron los consumos de energía por cada uno de los proyectos a una vista anual (IFP

School; 2019). Para el caso de los pozos del primer grupo, donde se propuso un rediseño asociado a disminuir la capacidad de extracción con una bomba electrosumergible, se calculó una reducción de 876.000 KW por año de operación por pozo intervenido. Esto genera un ahorro equivalente a 62.571 galones de Fuel Oil. (Yanez E., et al., 2015) (Sáchica, J.A., et al. 2015). Para el caso de los pozos con un rediseño asociado a disminuir la capacidad de extracción con una bomba de cavidades progresivas, se calculó una reducción de 306.600 KW por año de operación por pozo intervenido. Esto genera un ahorro equivalente a 21.900 galones de Fuel Oil.

Para el caso de los pozos del segundo grupo, donde se propuso un rediseño asociado a disminuir la capacidad de extracción con un sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico, se calculó una reducción de 724.890 KW por año de operación por pozo intervenido para una capacidad de 800 BPD, y de 901.185 KW por año de operación por pozo intervenido para una capacidad de 2000 BPD. Esto genera un ahorro equivalente a 51.777 y 64.370 galones de Fuel Oil respectivamente.

Para el caso de los pozos del tercer grupo, donde se propuso un rediseño asociado a disminuir la capacidad de extracción con un sistema de levantamiento artificial por Bomba Electro-PCP, se calculó una reducción de 525.600 KW por año de operación por pozo intervenido. Esto genera un ahorro equivalente a 37.542 galones de fuel oil. En el caso de incluir la tecnología del cabezal de imanes permanentes, se calculó una reducción de 40.734 KW por año de operación por pozo intervenido. Esto genera un ahorro equivalente a 2.909 galones de Fuel Oil.

Por último, se calculó la reducción de emisiones de GEI en toneladas por año por pozo dependiendo la optimización realizada. La reducción de emisiones se calculó tanto para la reducción de energía transferida en red, como para la reducción de energía generada con fuel oil. Los trabajos que mayor reducción de emisiones aportan, son los rediseños de bombeo electrosumergible, de una bomba de alto desplazamiento a una bomba con menor desplazamiento, y los rediseños de bombeo electrosumergible a bombeo mecánico.

Tabla 3. Reducción anual de emisiones de GEI por pozo rediseñado. Autores.

Reducción anual de emisiones de GEI por pozo rediseñado		
Pozo rediseñado	Reducción de emisiones por menor consumo de energía transferida en red (T CO2 eq)	Reducción de emisiones por menor consumo de energía generada con Fuel Oil (T CO2 eq)
Grupo 1 (BES)	337	611
Grupo 1 (BCP)	118	214
Grupo 2 (BM 2000 BPD)	347	629
Grupo 2 (BM 800 BPD)	279	506
Grupo 3 (BES-BCP)	202	367
Grupo 3 (Cabezal BCP)	15	28

Discusión

Antes de ejecutar las recomendaciones asociadas al estudio, se volvieron a analizar las variables asociadas a cada una de las propuestas realizadas, bajo las mismas premisas y asumiendo que se consiguen los resultados de optimización. En este último análisis se incorporaron al modelo financiero los cambios en el índice de fallas y los cambios en los costos operativos (figura 16).

Se pudo concluir que la propuesta del primer grupo (ajuste en el re diseño de bombeo electrosumergible) son los que mayor rentabilidad generan, recuperando rápidamente la inversión y permitiendo alcanzar un valor presente neto importante. Posteriormente los pozos del segundo grupo (re diseño de bombeo

electrosumergible a bombeo mecánico), presentan una interesante generación de valor, por lo cual se recomendó ejecutar primero una prueba piloto en un pozo con capacidad de desplazamiento de 2.000 BPD. Las propuestas del grupo 3 no generan un valor presente neto interesante, razón por la que se recomendó ampliar un poco más el análisis de las mismas. Una de estas es la implementación de un cabezal magnético en una bomba de cavidades progresivas.

Para alcanzar un Valor Presente Neto positivo en 5 años, el piloto del cabezal magnético debe ser instalado en una bomba cuyo consumo de energía sea superior a 31 KW, o considerar su ejecución en un pozo completado con sistema de cavidades progresivas para realizar su comparación versus los equipos convencionales instalados.

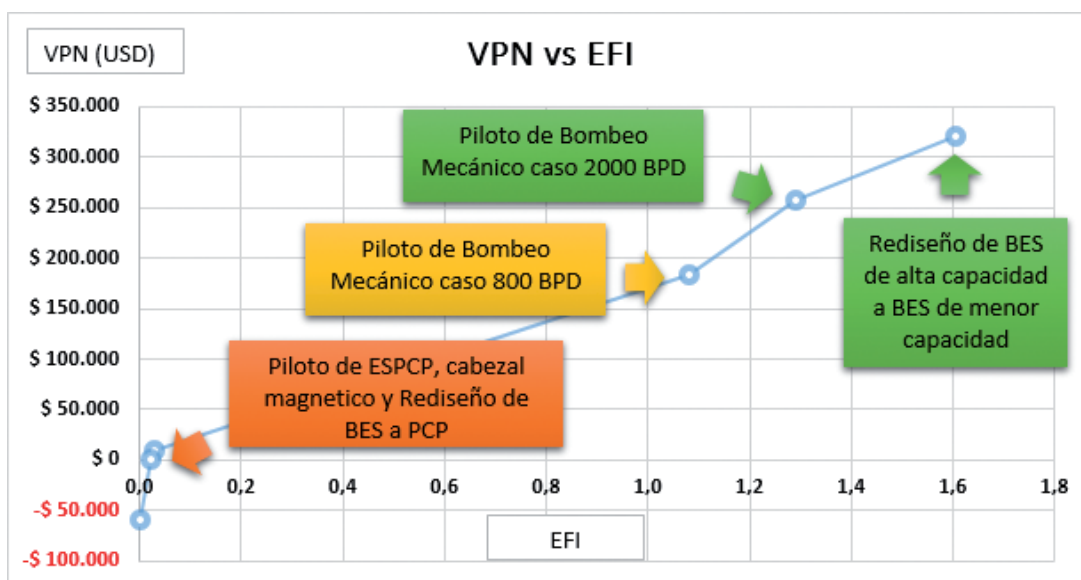


Figura 16. Análisis del VPN versus la Eficiencia Financiera de los Proyectos. Autores.

Desde el punto de vista de reducción de emisiones de gases efecto invernadero, la rentabilidad se encuentra en el mismo orden de magnitud en el que se consigue la reducción de emisiones. En el análisis financiero no se incluyeron costos asociados a la reducción de emisiones, lo cual apalancaría el mismo análisis. Una forma de representarlo, es incluir el costo por tonelada de CO₂ emitida que puede tener un pozo que no se encuentra optimizado en su consumo energético. El costo de generar emisiones se puede reflejar en bonos de carbono, o en impuestos asociados a estas.

Conclusiones

La optimización de sistemas de levantamiento artificial, sigue siendo una de las herramientas más importantes empleadas en los campos maduros para generar valor. En esta oportunidad aparte de la generación de valor, se encuentra un importante aporte en la reducción de emisiones de gases efecto invernadero.

Cada trabajo de optimización del sistema de levantamiento, trae consigo una importante reducción de emisiones. Desde una optimización al cabezal de una PCP, hasta el re diseño de una bomba electrosumergible, reduce anualmente entre 15 y 629 toneladas anuales de CO₂ equivalente.

El campo Rubiales creció en producción paralelamente con el crecimiento del precio internacional del petróleo. Por esta razón, muchos pozos fueron completados con capacidades del diseño de extracción muy superior al potencial real de producción de petróleo, por lo cual presentan una importante oportunidad de optimización.

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%). La optimización del consumo energético en los sistemas de levantamiento trae consigo importantes beneficios económicos para el desarrollo del activo.

Cerca del 90% de los pozos del campo Rubiales se encuentran con sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible. A nivel de Ecopetrol S.A, este sistema alcanza un 45% de implementación, y aporta el 80% de la producción de petróleo de la empresa.

Con el consumo de energía medido en el sistema de levantamiento de un pozo, se pueden detectar comportamientos anómalos del funcionamiento de

este, prevenir fallas, tomar correctivos o planear las intervenciones de Subsuelo de forma anticipada evitando una alta producción diferida.

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.

El índice de fallas afecta considerablemente el rendimiento financiero de la implementación de un cambio de sistema de levantamiento, por esta razón en algunos casos el balance de la conversión del sistema de levantamiento no genera el valor presente neto suficiente para ser atractivo.

Nomenclatura

BCP	Sistema de levantamiento de Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP).
BES-BCP	Sistema de levantamiento híbrido entre Bombeo Electrosumergible y Cavidades Progresivas.
BH	Sistema de levantamiento de Bombeo Hidráulico.
BM	Sistema de levantamiento de Bombeo Mecánico o por Varillas.
BPD	Unidad de producción de líquidos. Barriles Por Día.
Bus DC	Equipo compuesto por convertidor, batería, supercondensadores, e inversor de corriente.
CO ₂	Dióxido de Carbono.
EBITDA	Ingresos o beneficios antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización.
EFI	Eficiencia de la Inversión. Relación entre el VPN y la inversión.
GEI	Gases de Efecto Invernadero.
KW/B	Relación entre el consumo de energía en Vatios (Watts) por cada barril de líquido producido o levantado.
SUT	Transformador de Frecuencia Variable.
TCO ₂ eq	Toneladas de Dióxido de Carbono Equivalente.
USD/Bbl	Relación económica. Dólares por barril de petróleo producido.
VMM	Cuenca del Valle Medio del Magdalena.
VPN	Valor Presente Neto.

Referencias

- Camacho, R. P., & Grosso, J. L. (2003). Criterios para la selección del sistema de levantamiento artificial para crudos pesados y extrapesados. Fuentes: El reventón energético, 3(1), 2.
- Camargo, D. B., Orozco, S. H., Ortíz, E. J. F., & Valbuena, H. R. (2020). Consumo de energía, crecimiento económico y emisión de dióxido de carbono en Colombia. Fuentes: El reventón energético, 18(1), 41-50.
- Lopez, J. (2016). Modelo de Producción Eficiente Rubiales. Ecopetrol S.A. Bogotá, Colombia.
- Lopez, J. (2016). Límite Económico de Pozos, campo Rubiales. Ecopetrol S.A. Bogotá, Colombia.
- Sáchica, C. V., (2018). Estudio de Factibilidad Tecnico-económica de la optimización de sistemas de levantamiento artificial del campo Rubiales para la disminución del consumo energético. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Sáchica, J. A., (2017). WOR Analysis for Optimizing Oil Recovery in the Largest Oil Field of Colombia. *XVII Congreso Colombiano del Petróleo. ACIPET-TEC 112*. Bogotá, Colombia.
- Sáchica, J. A., (2016). Maximización de la eficiencia de producción por pozo con base en el análisis histórico del WOR. Ecopetrol S.A. Bogotá, Colombia.
- IFP School. (2019). *MOOC Energy Transition*. París, Francia.
- Sáchica, J.A., (2017). Caño Sur Este, and example of an optimizing field in low petroleum price scenarios. Ecopetrol SA. *XVII Congreso Colombiano del Petróleo. ACIPET*. Bogotá Colombia.
- Yanez E. and, SÁCHICA J. A., et al. (2015). EPA Environmental Protection Agency, dentro del marco de la Iniciativa Global de Metano. EPA, Vancouver, Canadá.
- Ramirez, A. T. O., Maldonado, D. F. M., & Rodríguez, E. D. O. (2019). Revisión general de la producción elevada de agua en la industria del petróleo. Fuentes, el reventón energético, 17(2), 39-50.
- Sáchica, J.A., Barrios, W. et al. (2015). Reduced Emissions and Increased Production Through Gas Compressors: Pilot Case in Colombia. *SPE 173602-MS*. Oklahoma, USA.

Fecha recepción: 28 de Abril de 2020
Fecha aprobación: 18 de Diciembre de 2020
