

**EVALUACIÓN FINANCIERA E IMPACTO EN LA PRODUCCIÓN DE
TECNOLOGÍAS DE DISMINUCIÓN DE CONSUMO ENERGÉTICO EN POZOS
PETROLEROS DE ECOPETROL S.A**

**CARLOS ALIRIO DIAZ GONZALEZ
KAROL JOHANA GARRIDO QUINTERO**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA
2013**

**EVALUACIÓN FINANCIERA E IMPACTO EN LA PRODUCCIÓN DE
TECNOLOGÍAS DE DISMINUCIÓN DE CONSUMO ENERGÉTICO EN POZOS
PETROLEROS DE ECOPETROL S.A**

**CARLOS ALIRIO DIAZ GONZALEZ
KAROL JOHANA GARRIDO QUINTERO**

**Monografía para optar al título de Especialista en Gerencia de Recursos
Energéticos**

**Asesor
Cesar Acevedo
Ingeniero Eléctrico**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS
GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA
2013**

AGRADECIMIENTOS

Al personal administrativo del programa de la Especialización en Gerencia de Recursos Energéticos.

Al Ingeniero Juan Carlos Cobos por su colaboración y asesoría en el desarrollo de este trabajo.

A nuestras familias por su constante apoyo y comprensión durante la realización de este trabajo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	9
1. RESULTADOS ESPERADOS DE LA MONOGRAFÍA	10
2. SITUACIÓN O PROBLEMA A SOLUCIONAR	10
3. MARCO CONCEPTUAL	11
3.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	11
3.1.1 Bombeo mecánico	11
3.1.2 Bombeo Electrosumergible	13
3.1.3 Bombeo hidráulico	15
3.1.4 Bombeo de cavidades progresivas	17
3.1.5 Levantamiento por inyección de gas (Gas Lift)	19
3.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	21
3.3 COMPARACIÓN TÉCNICA ENTRE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES Y BCP	26
3.3.1 Eficiencia volumétrica	27
3.3.2 Flexibilidad	27
3.3.3 Profundidad y tamaño de la bomba	28
3.3.4 Formaciones poco consolidadas	29
3.3.5 Temperatura	29
3.3.6 Caudales de flujo	29
4. METODOLOGÍA	30
5. ESTABLECIMIENTO DE INDICADORES DEL CAMPO ESTUDIADO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	35
5.1 INDICADORES DE CONSUMO ENERGÉTICO	42
5.2 EVALUACIÓN FINANCIERA	42
5.2.1 Parámetros del análisis financiero	42
5.2.2 Resultados evaluación financiera	45
5.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	56
6. CONCLUSIONES	59
BIBLIOGRAFÍA	60

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Ventajas de los sistemas de levantamiento presentados	25
Tabla 2. Desventajas de los sistemas de levantamiento presentados	26
Tabla 3. Parámetros del análisis financiero	43
Tabla 4. Costos de inversión, montaje y enfrentamiento de un sistema de levantamiento BCP	44
Tabla 5.a Flujo de efectivo GAVAN 8 del campo APIAY con la tecnología actual	46
Tabla 5.b Flujo de efectivo APIAY 21 del campo APIAY con la tecnología actual	47
Tabla 5.c Flujo de efectivo SURIA 8 del campo SURIA con la tecnología actual	48
Tabla 5.d Flujo de efectivo GUAYURIBA 1 del campo SURIA con la tecnología actual	49
Tabla 6.a Flujo de efectivo GAVAN 8 del campo APIAY con la nueva tecnología	50
Tabla 6.b Flujo de efectivo APIAY 21 del campo APIAY con la nueva tecnología	51
Tabla 6.c Flujo de efectivo SURIA 8 del campo SURIA con la nueva tecnología	52
Tabla 6.d Flujo de efectivo GUAYURIBA 1 del campo SURIA con la nueva tecnología	53
Tabla 7. Diferencia entre los flujos de efectivo de la situación actual y de la situación con la implementación de la nueva tecnología	54
Tabla 8. Indicadores financieros de la implementación de nueva tecnología de levantamiento artificial en los pozos seleccionados	55

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Indicador de Lutz para pozos del campo SURIA	35
Gráfica 2. Indicador de Lutz para pozos del campo APIAY	36
Gráfica 3. Variación $\pm 30\%$ del índice de Lutz para pozos APIAY	36
Gráfica 4. Variación $\pm 30\%$ del índice de Lutz para pozos SURIA	37
Gráfica 5. Comparación entre potencia consumida por BES y potencia teórica de otros sistemas de levantamiento APIAY	38
Gráfica 6. Comparación entre potencia consumida por BES y potencia teórica de otros sistemas de levantamiento SURIA	38
Gráfica 7. Relación entre el consumo del sistema BES y el consumo teórico de un sistema BCP – APIAY	40
Gráfica 8. Relación entre el consumo del sistema BES y el consumo teórico de un sistema BCP – SURIA	40
Gráfica 9. Comparación entre consumo de potencia actual y teórica de los sistemas BES instalados en SURIA	41
Gráfica 10. Comparación entre consumo de potencia actual y teórica de los sistemas BES instalados en APIAY	42
Gráfica 11.a Efecto del precio del barril de crudo en el VPN	56
Gráfica 11.b Efecto del precio del barril de crudo en la TIR	56
Gráfica 12.a Efecto de la tasa de cambio en el VPN	57
Gráfica 12.b Efecto de la tasa de cambio en la TIR	57

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Composición de costos de producción de crudo	11
Figura 2. Esquema de un sistema de bombeo mecánico	12
Figura 3. Montaje y funcionamiento del juego de válvulas en sistema de bombeo mecánico	13
Figura 4. Esquema de un montaje de un sistema de bombeo electrosumergible	14
Figura 5. Esquema de funcionamiento de un sistema de levantamiento por bombeo hidráulico	16
Figura 6. Esquema de funcionamiento de un sistema de levantamiento por cavidades progresivas	17
Figura 7. Principio de funcionamiento de bombeo por cavidades progresivas	18
Figura 8. Esquema de funcionamiento de un sistema de levantamiento por inyección de gas – gas lift	19
Figura 9. Curva de desempeño de un sistema de levantamiento por inyección continua de gas	21
Figura 10. Representación de costos e ingresos con el análisis de la inversión de un pozo productor de crudo	24
Figura 11. Comparación de la eficiencia energética de los principales métodos de levantamiento artificial	24
Figura 12. Diagrama de flujo de la metodología propuesta en este trabajo	31
Figura 13. Curva característica de la bomba WSP 513 WG – 4000	32
Figura 14. Curva característica de la bomba REDA D1020N	33

Resumen

La presente monografía tiene como objetivo evaluar la posibilidad de implementar sistemas de producción de crudo más eficientes energéticamente, mediante el análisis de pozos ubicados en la zona oriental de Colombia con base en la información sobre producción y consumo energético de los mismos, recopilada durante los últimos dos años.

Para la elaboración de esta monografía se contó con la asesoría de profesionales del área de producción de la empresa estatal petrolera Colombiana para el manejo de los datos históricos de producción y consumo energético de los pozos que hacen parte de este estudio.

Con los datos mencionados se construyó la línea base de consumo energético vs producción y se determinaron indicadores de consumo energético, información base para la selección de los pozos en los que se tienen más posibilidades de implementar sistemas de producción más eficientes.

Finalmente, se realiza un análisis financiero para determinar los indicadores que dan la información sobre la viabilidad de la implementación de estas tecnologías.

Los resultados obtenidos muestran que la posibilidad de implementar tecnologías de producción más eficientes que las actualmente instaladas son rentables para los niveles de producción actuales.

Introducción

El aumento en la explotación de petróleo crudo en Colombia trae consigo que aquellas empresas encargadas de su extracción busquen cada día la manera de utilizar más eficientemente los recursos que invierten en este proceso. Dentro de las actividades de este proceso que más energía y recursos consume esta la del levantamiento del crudo desde el fondo del pozo o levantamiento artificial.

Existen diferentes tecnologías y métodos de levantamiento artificial según las necesidades de explotación y características de los pozos explotados. En este trabajo se busca evaluar financieramente la posibilidad de implementar tecnologías más eficientes en este proceso.

Inicialmente se muestra la distribución de los gastos relacionados con la extracción de crudo en un pozo con levantamiento artificial donde se observa el gran porcentaje que la energía ocupa en este aspecto.

Posteriormente se determinan una serie de indicadores que relacionan el consumo energético con la producción en unos pozos determinados del país según estos indicadores, se seleccionan dos pozos en los cuales se tienen posibilidades de implementar otra tecnología de levantamiento artificial más eficiente.

En la parte final del documento se muestra el análisis financiero realizado a estos pozos seleccionados comparando el estado actual de tecnología con un estado donde se implementa una tecnología más eficiente, determinando indicadores que permiten concluir sobre la viabilidad financiera de esta implementación.

1. Resultados Esperados de la Monografía

- Determinación de una línea base de consumo energético y de índices de producción vs energía en pozos de extracción de crudo de los llanos orientales.
- Definición de una metodología de reducción de consumo energético en pozos petroleros de los llanos orientales.
- Establecimiento de indicadores financieros de tecnologías de producción de crudo que produzcan un menor consumo de energía.

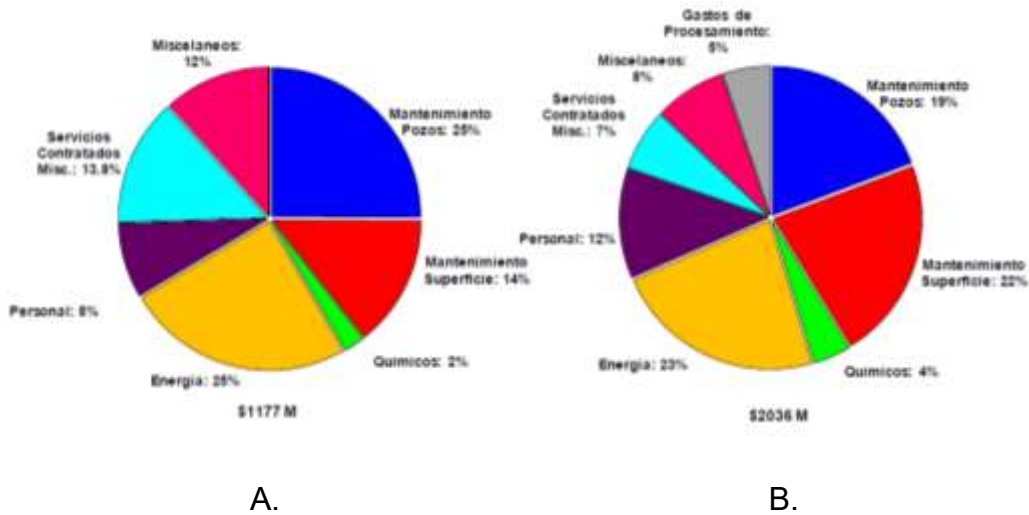
2. Situación o Problema a Solucionar

La producción de crudo en Colombia ha venido aumentando constantemente durante los últimos años, desde una producción diaria de cerca de 300.000 barriles/día hasta cerca de 900.000 barriles/día en la actualidad. Este aumento de producción implica necesariamente que durante estos años la actividad de exploración para el descubrimiento de nuevos pozos y de explotación en pozos ya existentes haya tenido un aumento que requiere de un consumo energético adecuado para el funcionamiento de todas las instalaciones involucradas en el proceso de extracción de crudo.

El uso extensivo y necesario de sistemas de levantamiento como Bombeo Mecánico (BM), Bombeo Electrosumergible (BES), Bombas de Cavidad Progresiva (BCP) y los servicios asociados de mantenimiento de pozos, compresores y otros equipos de superficie, contribuyen con el alto costo de la extracción de crudo. Éste costo, para el área de energía (electricidad + gas combustible) representa cerca del 25% del costo total. Este es un resultado que podría aumentar al incrementar el número de bombas electrosumergibles y/o al aumento de la producción de fluido (crudo + agua) [1]. En la figura 1 se muestra la distribución de costos de producción de la empresa Estatal de Colombia en comparación con el panorama mundial.

Los costos de la energía eléctrica para los campos de la empresa tomada como referencia son extremadamente altos debido al elevado número de bombas electro-sumergibles (BES) en uso. Las BES son una buena opción para pozos de gran volumen -, más sin embargo este tipo de levantamiento artificial demanda alto consumo de electricidad y a menudo tienen alta frecuencia de falla contribuyendo a elevados costos.

Figura 1. Composición de costos de producción de crudo. A. Empresa tomada para este estudio B. Resto del mundo.



La reducción del consumo de energía traería los beneficios de reducir costos, optimizar la producción y disminuir las emisiones y/o gases de efecto invernadero (GEI) en los pozos de extracción de crudo que presenten altos índices de consumo energético con relación a la producción de los mismos.

Para reducir el costo total de operación y, específicamente el costo en energía eléctrica, se buscará que se considere la implementación de unidades de bombeo diferentes a los sistemas BES, implementación que debe estar sujeta a la elaboración de una metodología que identifique las posibilidades de aplicación de tecnologías de levantamiento diferentes a las BES de acuerdo a los niveles de producción del pozo y sus indicadores de producción.

3. Marco Conceptual

3.1 Sistemas de levantamiento artificial

3.1.1 Bombeo mecánico [2]

Los sistemas de bombeo mecánico (beam pump) fueron los primeros sistemas de levantamiento artificial introducidos en la industria del petróleo. Igualmente es el sistema de levantamiento más utilizado en términos del número de instalaciones a nivel mundial. Cerca de un 85% de los pozos artificialmente levantados en EEUU, producen por medio de bombeo mecánico y de estos, cerca de un 70% producen cantidades menores de crudo (hasta 10 BPD). Es decir, para bajos volúmenes de

producción este el sistema de levantamiento predilecto. No indica esto que no se puedan obtener bajos costos, simplicidad mecánica y operaciones eficientes para volúmenes de producción mucho más grandes.

Los sistemas de bombeo mecánico pueden levantar diferentes niveles de producción según la profundidad del pozo, desde 1000 BPD a una profundidad de 7000 ft, hasta 200 BPD a profundidades mayores a 14000 ft. La fabricación de estos sistemas se realiza bajo normativas API, por esta razón a diferencia de otros sistemas de levantamiento artificial, los equipos suministrados por diversos fabricantes son totalmente intercambiables.

Los componentes principales de este sistema de levantamiento son la unidad de bombeo, la varilla de bombeo y la bomba como se observa en la Figura 2. La unidad de bombeo normalmente consta de un motor eléctrico o de combustión interna que está conectado a una caja de engranajes que funciona como reductor de velocidad, con una velocidad de salida de aproximadamente 20 rpm o menos. La conexión entre esta unidad y la bomba propiamente dicha la realiza la barra de succión, esta realiza un movimiento alternativo vertical a través de la caja de sellos en la cabeza del pozo.

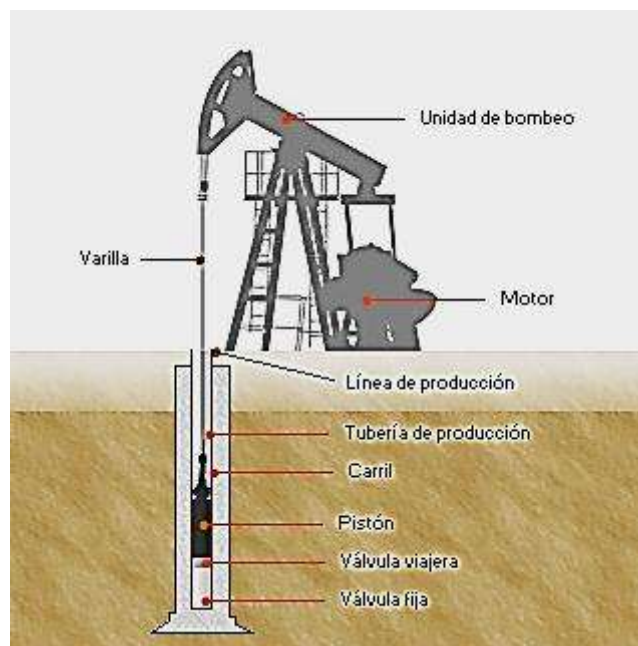


Figura 2. Esquema de un sistema de bombeo mecánico. (tomado de <http://www.galpenenergia.com>)

Las barras de succión, típicamente de 25 ft, son barras circulares de acero con diámetros que varían entre 0,5 y 0,125 in conectadas mediante amarres o pines metálicos. Esas barras están sujetas a una continua fatiga durante la operación del sistema.

La bomba o pistón se localiza en la parte inferior de las barras de succión. Consiste de un pistón con sellos entre él mismo y las paredes del pozo. Consta de una válvula estática ubicada en el fondo del pozo y una válvula que se mueve con el pistón, instalada en la parte superior del mismo. En la figura 3 se muestra un esquema del funcionamiento de este juego de válvulas.

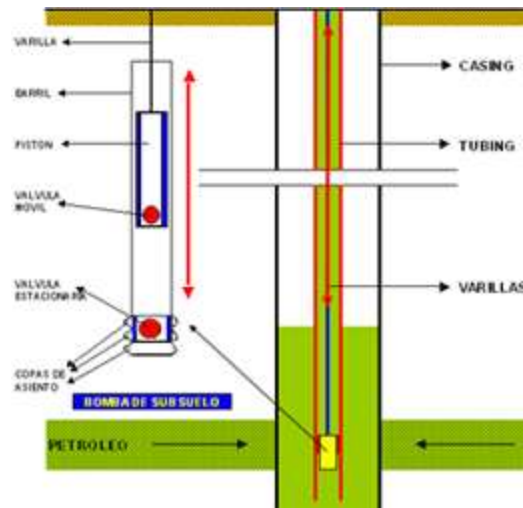


Figura 3. Montaje y funcionamiento del juego de válvulas en sistemas de bombeo mecánico. (www.osinerg.gov.pe)

Durante la carrera de descenso del pistón, la válvula móvil permanece abierta sobre su asiento, permitiendo el flujo del crudo que está encerrado en la cavidad inferior del pozo. En la carrera de ascenso del pistón, la válvula móvil se cierra y la válvula estática del fondo se abre permitiendo el paso del crudo desde el yacimiento hacia la cavidad. El crudo que ha pasado hacia la parte superior del pistón durante la carrera de descenso es elevado a la superficie durante la carrera de ascenso.

3.1.2 Bombeo electrosumergible [2]

Los sistemas de bombeo electrosumergible (ESP por su sigla en inglés) son sistemas versátiles con un amplio rango de volúmenes desplazados que pueden ir desde 150 hasta 60.000 BPD. En la figura 4 se muestra un esquema típico del montaje de estos sistemas.



Figura 4. Esquema de un montaje de un sistema de bombeo electrosumergible. (<http://www.lacomunidadpetrolera.com/>)

En estos sistemas, un variador de frecuencia permite obtener diferentes velocidades de giro del motor eléctrico que acciona la bomba lo que resulta en un consumo instantáneo de corriente proporcional a la frecuencia. Así, el consumo de energía puede ser reducido. Igualmente, esto permite regular el flujo según las condiciones del pozo, obteniendo un flujo igualmente proporcional a la frecuencia. Según valores de campo, un motor a 60 hz puede operar en un rango de frecuencias desde 35 hasta 80 hz.

La caja de venteo separa el cable de superficie del cable de descarga que desciende dentro del pozo. Así se evita el contacto del gas que asciende por el pozo entre en contacto con los conectores eléctricos del cable de accionamiento de la superficie.

El cable de descarga entra al pozo por la parte superior del mismo (la cabeza de pozo) y es protegido por un entubamiento. Este cable desciende hasta el fondo del pozo, donde se conecta al motor eléctrico de la bomba. Adicionalmente de la potencia, el cable también transporta las señales de medición de los sensores instalados bajo el motor.

La unidad de bombeo (bomba) consiste en una serie de impulsores centrífugos rotativos apilados verticalmente y accionados por un eje central. Intercaladamente a estos impulsores, se monta una serie de difusores. La presión aumenta

proporcionalmente al número de etapas de impulsión mientras que el caudal aumenta proporcionalmente al diámetro de los impulsores.

El funcionamiento de este tipo de unidades se puede resumir de la siguiente manera: La rotación del impulsor aumenta la velocidad del fluido, el cual luego es descargado a un difusor donde esta energía cinética se convierte en energía potencial aumentando la presión. El arreglo de impulsor-difusor se dispone en serie, donde la descarga de un arreglo es la entrada del siguiente arreglo. El número de parejas impulsor-difusor depende de la presión que se requiera dar al fluido y puede variar entre 10 y más de 100.

Es importante señalar que estos sistemas electrosumergibles son afectados de gran manera cuando el fluido de crudo contiene cantidades considerables de arena y otros sólidos, lo que hace necesaria la utilización de nuevos materiales en su diseño. Igualmente, los diseños estándar de bombeo electrosumergible son sensibles de manera negativa cuando la fracción de gas en el fluido es mayor a 20% causando un mal funcionamiento del sistema. Algunos diseños combinan impulsores radiales y axiales para permitir fracciones de gas de hasta un 40%.

El motor eléctrico que acciona a la bomba es un motor trifásico, con potencias que oscilan entre 15 y 900 HP según cada fabricante. En algunos montajes se pueden tener arreglos de dos o tres motores en serie si la bomba está sometida a requerimientos de altas presiones o caudales.

3.1.3 Bombeo hidráulico [2]

El método de levantamiento por bombeo hidráulico utiliza un fluido a alta presión bombeado desde la superficie hasta el fondo del pozo como se muestra en la figura 5.

Este fluido es enviado a alta presión desde la superficie por una bomba hasta el fondo del pozo hacia una bomba de desplazamiento positivo que al ser descargado produce un efecto de eyección que succiona el fluido a ser extraído. Esta mezcla de fluido de potencia y fluido bombeado atraviesa posteriormente un difusor donde su presión es aumentada y logra ascender hacia la cabeza del pozo.

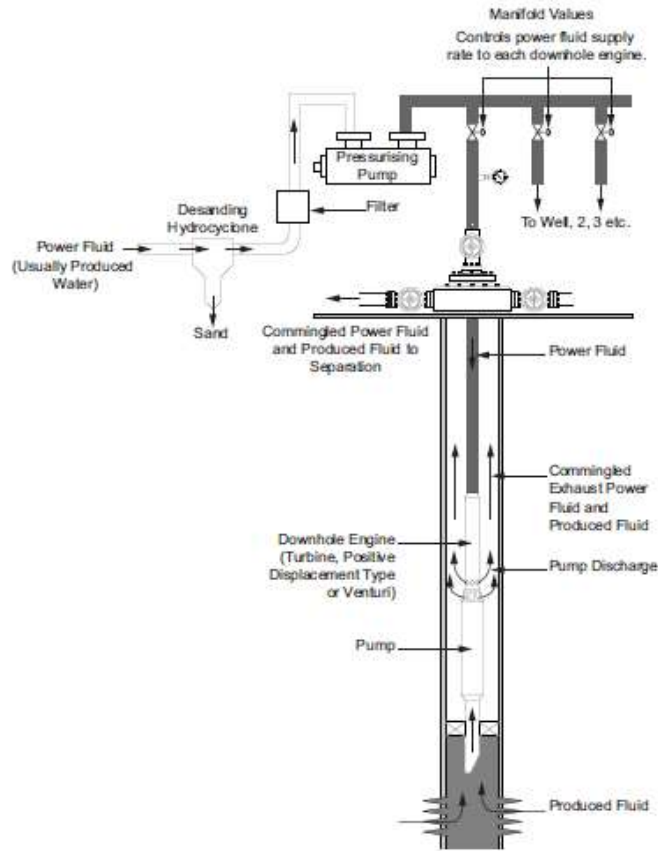


Figura 5. Esquema de funcionamiento de un sistema de levantamiento por bombeo hidráulico. [2]

El fluido de potencia consiste generalmente de crudo o agua extraída junto con el crudo. Este fluido es inyectado por medio de un tubo central. En algunas instalaciones, el fluido de potencia es separado del fluido bombeado antes de llegar a la superficie lo que puede incrementar los costos de producción por este método.

Las presiones típicas de inyección del fluido de potencia oscilan entre 1.500 y 4.000 PSI obtenidas por medio de una bomba generalmente de pistones recíprocos o por una bomba centrífuga de varias etapas. Esta presión de inyección es la que determina el aumento de la presión que se puede obtener en la bomba de desplazamiento positivo en el fondo del pozo. Igualmente, el flujo bombeado lo determina el diámetro y la velocidad de esta última bomba.

Obviamente, se recomienda que el fluido de bombeo esté libre de partículas para evitar la erosión de los componentes de la bomba de desplazamiento positivo.

3.1.4 Bombeo de cavidades progresivas [2]

El sistema de levantamiento mediante bombas de cavidades progresivas se ha popularizado con el aumento de los pozos productores de crudo cada vez más viscosos. En la figura 6 se muestra un esquema del funcionamiento de este sistema.

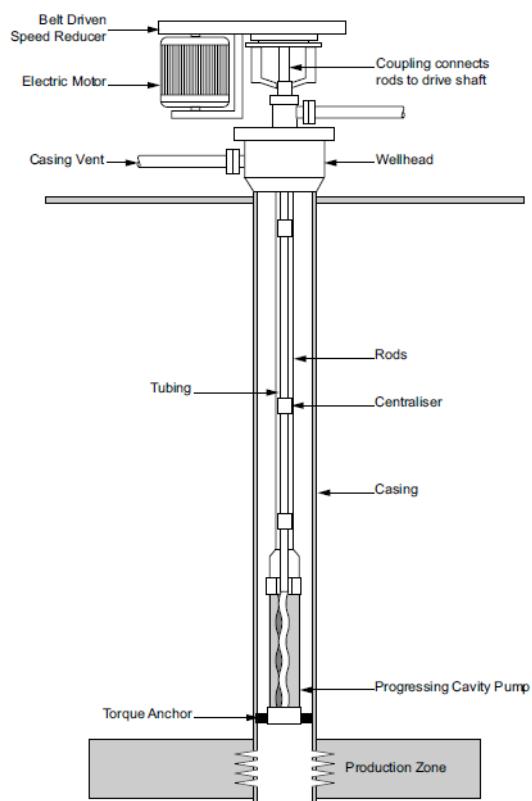


Figura 6. Esquema de funcionamiento de un sistema de levantamiento por cavidades progresivas. [2]

Típicamente el sistema consta de un motor eléctrico que acciona un eje rotatorio cuyo extremo inferior (fondo del pozo) está constituido por una hélice. Este rotor está cubierto por un estator fabricado de un material elastómero igualmente en forma de hélice. La forma de este rotor y estator permite que a medida que el rotor da una revolución, se crean una serie de cavidades en las cuales el fluido a ser bombeado se introduce y es llevado hacia la cabeza del pozo a medida que esta cavidad se desplaza hacia arriba. En la figura 7 se esquematiza este funcionamiento.

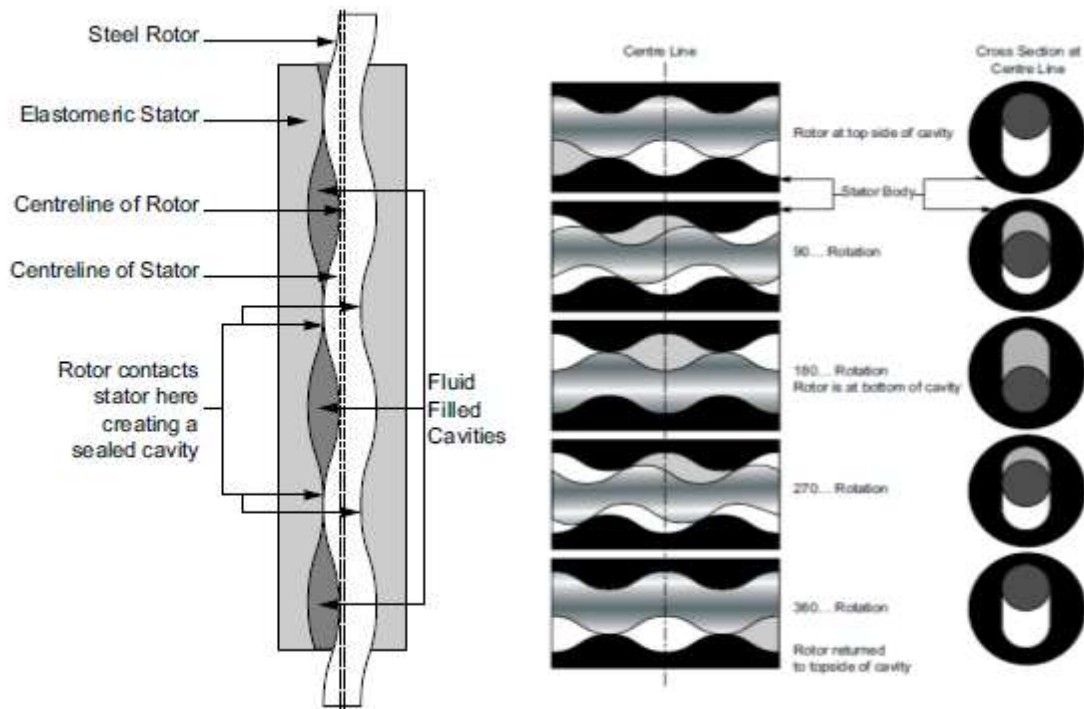


Figura 7. Principio de funcionamiento del bombeo por cavidades progresivas. [2]

El rotor dentro del estator opera como una bomba ocasionando que el fluido dentro de cada cavidad sea impulsado hacia la superficie. Estas cavidades cambian su forma y tamaño durante su ascenso por el rotor haciendo que cuando una disminuye su tamaño la siguiente aumenta su tamaño exactamente en la misma proporción logrando un flujo continuo y no pulsante pero actuando como una bomba de desplazamiento positivo. El incremento de presión que puede ser obtenido por la bomba depende del número de sellos que se establecen entre el rotor y el estator. Típicamente se obtienen incrementos entre 300 y 200 kPa por cada etapa.

En mediciones de campo se ha encontrado que si los requerimientos de presión aumentan puede presentarse el fenómeno de deslizamiento del fluido o escape de las cavidades para descender por el rotor. Esto se evita aumentando el número de etapas. Igualmente se ha encontrado que el desgaste tanto de estator como del rotor se disminuye a medida que se obtienen presiones más altas del fluido bombeado. Otra ventaja de este sistema de levantamiento es que dada la naturaleza del material elastómero del estator, los sólidos suspendidos en el fluido bombeado producen un menor daño que en otros sistemas de levantamiento. Finalmente, la presencia de gas en el fluido bombeado ocasiona una disminución de la eficiencia del sistema lo que se soluciona con la instalación de un dispositivo separador de gas en el fondo del pozo que impide la entrada de gas al sistema de bombeo por cavidades progresivas.

Tradicionalmente los sistemas de bombeo por cavidades progresivas han sido alimentados por sistemas de motor-reductores eléctricos instalados en cabeza de pozo que accionan la cadena de barras que acciona la bomba instalada dentro del pozo.

3.1.5 Levantamiento por inyección de gas (gas lift) [3]

El levantamiento por inyección de gas es el procedimiento mediante el cual se inyecta gas a alta presión en la sección anular del pozo hasta el fondo del mismo, donde entra al ducto ascendente y se mezcla con el fluido bombeado produciendo un efecto de disminución del peso específico de la columna de fluido y por lo tanto, una disminución de la cabeza de presión y así, la presión de fondo de pozo será capaz de levantar más fácilmente esta columna, obteniéndose aumentos en el caudal bombeado. En la siguiente figura se muestra el funcionamiento de un sistema de levantamiento por inyección de gas – gas lift.

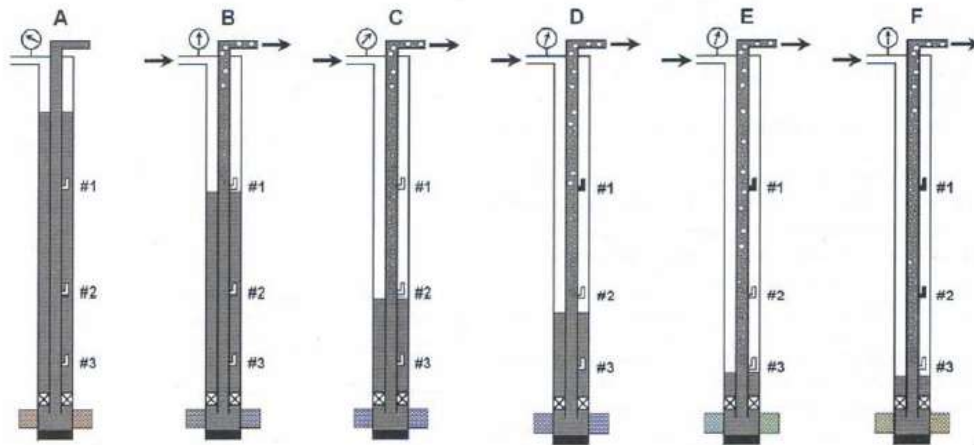


Figura 8. Esquema de funcionamiento de un sistema de levantamiento por inyección de gas –gas lift. [2]

Este método de levantamiento artificial es el que más guarda similitudes con los procesos de flujo natural. El principal requerimiento para realizar este proceso es contar con el suministro de gas presurizado para ser inyectado. Normalmente este gas es suministrado por otros pozos productores donde es separado del crudo para ser comprimido y bombeado al pozo donde se requiere su inyección. El gas que sale del pozo productor es nuevamente separado, comprimido y reinyectado. Esto hace que este sea un proceso de alto consumo de energía y más costoso que otros sistemas de levantamiento.

El proceso más utilizado es el de inyección continua de gas, donde hay una continua inyección de gas y reinyección del mismo en el pozo. Sin embargo existen otros regímenes de trabajo de estos sistemas como los sistemas intermitentes, los sistemas duales y los sistemas de autolevantamiento.

En los sistemas intermitentes, el gas es inyectado en intervalos de tiempo determinados. Este tipo de inyección se utiliza principalmente en los pozos de baja producción donde se requiera permitir que algo de líquido se acumule en el fondo del pozo antes de inyectar el gas que hará ascender a este líquido precisamente.

Los sistemas duales surgieron de acuerdo a las particularidades de las plataformas, donde existe un poco disponibilidad de espacio para perforar. Surgen así los sistemas duales donde se perforan dos diferentes pozos para drenar diferentes secciones de la reserva mediante la instalación de dos tuberías independientes en el mismo pozo. Si es requerida la inyección de gas, este puede provenir del mismo cabezal e inyectado por dos diferentes válvulas.

Una alternativa al proceso de inyección de gas desde la superficie es simplemente permitir el flujo natural de gas desde el reservorio de gas ubicado sobre la reserva de crudo. Este tipo de levantamiento es llamado simplemente autolevantamiento o levantamiento natural. En este caso, el pozo perforado debe penetrar tanto la capa de gas como a el reservorio de crudo para permitir este tipo de levantamiento. La limitante de este método es que debe disponerse de una suficiente reserva de gas que permita sostener las ratas de producción de crudo durante la vida útil del pozo. Este proceso elimina la necesidad de disponer de compresores de gas en superficie y otros equipos de inyección de gas.

En los sistemas de inyección de gas, el desempeño del mismo se puede caracterizar mediante la construcción de una gráfica donde se relaciona la cantidad de crudo producido vs la tasa de inyección de gas para una determinada presión de inyección en la superficie. Esta grafica se construye para un sistema de inyección continuo. En la figura 9 se muestra esta típica curva de desempeño de un sistema de levantamiento por inyección continua de gas.

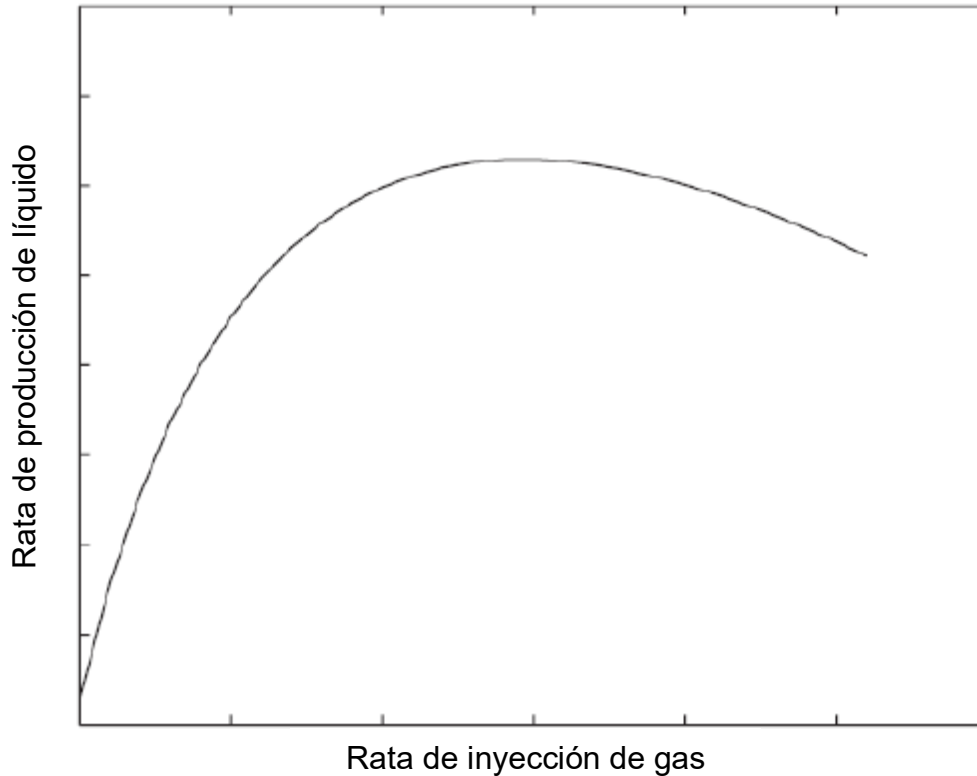


Figura 9. Curva de desempeño de un sistema de levantamiento por inyección continua de gas. [3]

3.2 Criterios de selección de sistemas de levantamiento artificial

Hay diferentes criterios de selección de los sistemas de levantamiento artificial y son igualmente diferentes los parámetros que influyen en la elección del sistema.

Entre los factores más comunes relacionados con el pozo y el reservorio están los siguientes:

- Tamaño del cabezal de producción.
- Tamaño máximo de la tubería de producción y requerimientos brutos de producción.
- Sistemas de seguridad y protección de los anulares y la tubería.
- Profundidad de la formación de producción y desviaciones en la perforación planeadas y no planeadas.
- Naturaleza de los fluidos producidos (fracción de arena/gas/asfaltenos/ceras)

- Características de entrada del fluido al pozo desde el reservorio ya que a mayor presión en la parte inferior del pozo el requerimiento al sistema de levantamiento será menor.

Entre los factores relacionados con la localización del pozo están:

- Las plataformas offshore son las instalaciones de producción con mayores exigencias en el diseño y selección de los sistemas de levantamiento ya que los equipos requeridos en este tipo de instalaciones es el de mayor tamaño en esta industria.

- En las instalaciones onshore se observan igualmente grandes restricciones a la hora del diseño y la selección del sistema de levantamiento artificial. Así, en zonas remotas alejadas de zonas urbanas es indispensable contar con un soporte técnico y de infraestructura. En zonas cercanas a zonas urbanas exigen un mínimo impacto ambiental, visual y sonoro. Esto causa que diferentes sistemas de levantamiento puedan ser seleccionados para pozos de similar diseño y similares características de producción.

- Los climas extremos, como por ejemplo las regiones de explotación en las zonas polares también restringen la selección del sistema de levantamiento.

- Las distancias entre el pozo y las instalaciones de procesamiento determinan la mínima cabeza de presión en la cabeza del pozo que garantiza el caudal requerido producido hasta estas instalaciones. Esto hace que, por ejemplo, sea más factible la elección de un sistema de bombeo electrosumergible en relación a un sistema de inyección de gas ya que la caída de presión extra en la línea de producción debido al gas inyectado no hace de este último una buena opción en campos satélites alejados del campo principal.

- La fuente de potencia (gas natural, diesel, electricidad) disponible para el movimiento del actuador primario que acciona el sistema de bombeo impacta directamente en la selección del sistema y en la confiabilidad del mismo. Por ejemplo, picos de voltaje asociados a los sistemas de generación ubicados en los pozos seguidamente afectan la vida útil de los motores eléctricos de las bombas electrosumergibles.

Los problemas operacionales también afectan la selección del sistema de levantamiento. Entre los factores asociados a este aspecto se tienen:

- Algunos métodos de levantamiento artificial son más tolerantes a los sólidos suspendidos en el fluido bombeado como por ejemplo la inyección de gas en comparación con el bombeo mecánico.

- La formación de depósitos de compuestos orgánicos e inorgánicos como parafinas, asfaltenos o hidratos puede ser prevenida con los adecuados inhibidores. Sin embargo, para esto se requiere de equipos adicionales e instalaciones más complejas a menos que, el inhibidor pueda ser cargado por el fluido de potencia en un sistema de bombeo hidráulico o en un sistema de inyección de gas.

- La selección de los materiales usados en la manufactura de los equipos instalados dentro del pozo dependerá de parámetros como los siguientes: la temperatura del fondo del pozo, las concentraciones de compuestos corrosivos como ácido sulfhídrico o dióxido de carbono y agua de la formación, la erosión por presencia de sólidos y las velocidades del flujo que pueden causar también erosión y corrosión.

Los aspectos económicos también juegan un papel preponderante en la selección de estos sistemas. A continuación se presentan los más importantes.

- Se presta gran atención a la inversión inicial de capital requerida para la instalación del sistema de levantamiento artificial. Sin embargo, los costos de operación son en general más importantes que el costo de capital cuando se hace un análisis de la inversión durante un periodo de tiempo igual a la vida útil del sistema. En la figura 10, Clegg et al (JPT, Diciembre 1993, p 1128) muestra que los costos de capital representan una pequeña proporción del total de costos del proyecto de inversión. Esto indica que es viable asegurar una inversión extra que asegure la utilización de los mejores equipos si esto resulta en un aumento de la rentabilidad (producción) o la disminución de costos de operación.

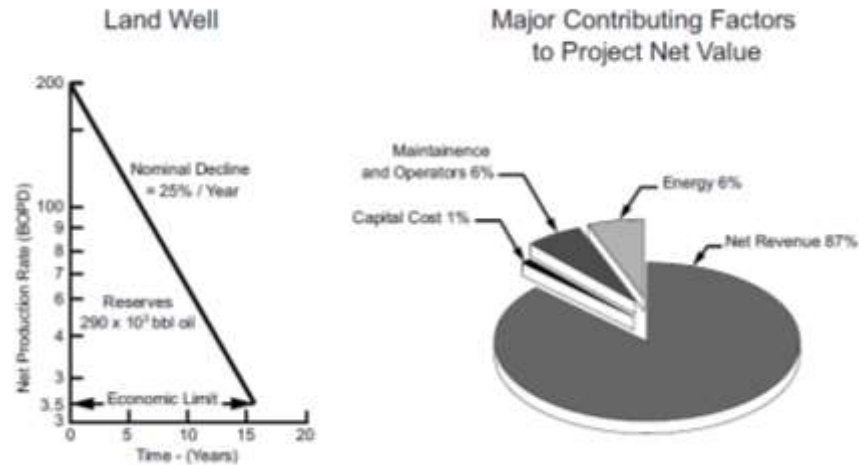


Figura 10. Representación de costos e ingresos en el análisis de la inversión de un pozo productor de crudo. Clegg et al (JPT, Diciembre 1993, p 1128).

- Respecto a los costos de operación, es complicado encontrar datos de bajos costos de operación para los diferentes métodos de levantamiento artificial. La confiabilidad es el principal aspecto que influye en estos costos, el otro aspecto que influye es la eficiencia energética. Este segundo aspecto es más tratable ya que dispone de más posibilidades de medición y control. En la figura 11 se muestra la gran diferencia que existe en cuanto a la eficiencia energética entre los sistemas de levantamiento. El cambio en los costos de la energía puede afectar y alterar el orden mostrado.

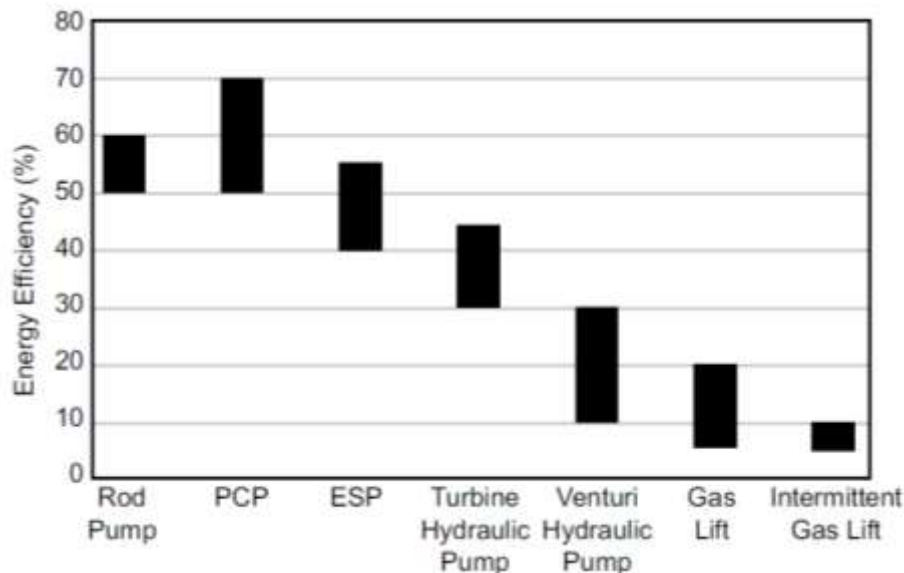


Figura 1. Comparación de la eficiencia energética de los principales métodos de levantamiento artificial. Clegg et al (JPT, Diciembre 1993, p 1128).

A continuación se presenta unas tablas donde se muestran las principales ventajas y desventajas de los sistemas de levantamiento artificial presentados hasta el momento.

Tabla 1. Ventajas de los sistemas de levantamiento artificial presentados. [2]

Bombeo mecánico	Bombeo electrosumergible	Bombeo hidráulico	Bombeo por inyección de gas	Bombeo por cavidades progresivas
Simplicidad de diseño	Levantamiento de grandes volúmenes con motores de hasta 1000 kW ubicados fuera del pozo.	Bombeo de grandes caudales	Levantamiento de grandes volúmenes y tolerancia a sólidos.	Tolerancia a crudos de alta viscosidad y con sólidos.
Facilidad de reemplazo de partes	Localización no intrusiva con la operación.	Uso de agua como fluido de potencia.	Mantenimiento simple.	Sistemas con alta eficiencia energética.
Simplicidad de operación	Telemetría hacia fondo de pozo.	Posibilidad de uso en pozos con desviaciones.	Localización no intrusiva con la operación.	Localización no intrusiva con motor en fondo de pozo.
Facilidad para el levantamiento de crudos viscosos a alta temperatura	Disponible para grandes elevaciones.		Posibilidad de uso en pozos con desviaciones.	Operación eficiente a caudales bajos de producción.
Facilidad para el control de la bomba	Disponibilidad de tratamientos anticorrosión.		Posibilidad de uso en pozos con grandes relaciones gas-crudo.	

Tabla 2. Desventajas de los sistemas de levantamiento presentados. [2]

Bombeo mecánico	Bombeo electrosumergible	Bombeo hidráulico	Bombeo por inyección de gas	Bombeo por cavidades progresivas
Problemas con la fricción en partes móviles.	No disponible para pozos superficiales o de baja producción.	Altas presiones den la superficie.	Sujeto a disponibilidad de gas.	Posible expansión de los elastómeros con algunos crudos.
Desgaste de la bomba con los sólidos.	Workover total si se requiere cambio de la bomba.	Sensibilidad al cambio en la presión de la línea de flujo en superficie.	No disponible par crudos viscosos o emulsiones.	Dificultad en el control de la bomba.
Reducción de la eficiencia con altas producciones de gas.	Cable susceptible de daño durante la instalación.	Contenido de gas en el flujo disminuye la eficiencia de la bomba.	Susceptibilidad de congelamientos de gas o aparición de hidratos a baja temperatura.	Dificultades con varillas de conexión rotativas en pozos de gran profundidad.
Operación molesta en cercanía a núcleos urbanos.	Cable susceptible de daño con altas temperaturas.	Riesgo en el manejo de aceites a alta presión.	Altos valores de presión mínima de fondo de pozo y no se asegura su alcance.	
Dificultad para evitar la corrosión.	Intolerancia a gas y sólidos.	Altos valores de presión mínima de fondo de pozo y no se asegura su alcance.	La tubería interna debe soportar la presión del gas de inyección.	
Equipo muy pesado para operación offshore.	Incremento de la producción requiere cambio en el tamaño de la instalación.			

3.3 Comparación técnica entre sistemas de levantamiento artificial BES y BCP

La comparación técnica entre sistemas de levantamiento se realizara entre los sistemas de bombeo electrosumergible BES y sistemas de bombeo por cavidades progresivas BCP ya que el bombeo electrosumergible es la tecnología actualmente instalada en los campos objeto de este estudio y la tecnología de cavidades progresivas BCP es la que puede ofrecer una opción de disminución de consumo energético con base en las siguientes características [4]:

3.3.1 Eficiencia volumétrica

Los sistemas de bombeo de cavidades progresivas presentan una alta eficiencia volumétrica en comparación con los otros métodos de levantamiento como el BES, bombeo hidráulico o bombeo mecánico.

El rango de eficiencia típico de un sistema de cavidades progresivas esta entre 70% y 95% mientras que en un sistema hidráulico estará entre 50% y 60% y un sistema BES tendrá una eficiencia entre 40% y 50%.

La eficiencia de las bombas de cavidad progresiva aumenta cuando se aumenta la velocidad de rotación. Sin embargo, hay que tener en cuenta ciertos efectos de esta velocidad que pueden ser nocivos para las varillas de conexión y la tubería de producción. Esto implica que puede ser mejor en ocasiones sacrificar parte de la eficiencia con bajas velocidades manteniendo una rata de producción deseada pero evitando problemas de funcionamiento.

Los beneficios de obtener una alta eficiencia volumétrica en estos sistemas se refleja en un menor consumo de energía y menos potencia requerida aunque también se refleja en un mayor tiempo de funcionamiento sin presentar fallas en el sistema.

3.3.2 Flexibilidad

Las condiciones de operación de los pozos petroleros generalmente presentan variaciones que hacen necesario la utilización de tecnologías que ofrezcan flexibilidad en la operación y así, operar en amplios rangos que permitan mantener en un nivel bajo los costos del levantamiento.

Los sistemas de bombeo de cavidad progresiva tienen buenas características de flexibilidad. Pueden operar en la producción de crudos livianos de 38 °API hasta crudos pesados y viscosos de hasta 8 °API. Esta flexibilidad no la ofrecen los sistemas BES u otro sistema de bombeo hidráulico o mecánico. Los sistemas BES presentan dificultad con estos crudos pesados ya que la alta viscosidad dificulta el movimiento de la bomba electrosumergible. En el caso de los sistemas de bombeo hidráulico, la alta viscosidad del crudo reduce la calidad del fluido de potencia utilizado.

En lo que respecta a la presencia de gas y sólidos, las unidades de bombeo de cavidad progresiva son tolerantes a esta presencia, contrario a lo que sucede en los sistemas BES, donde los sólidos causan un desgaste de la unidad y la presencia de gas causa una disminución de la eficiencia.

Las características de flexibilidad también se reflejan en la capacidad de operar a diferentes niveles de producción. La velocidad de un sistema de cavidad progresiva puede ser modificada para alcanzar los niveles de producción deseada mediante un sistema de variación de frecuencia, de manera similar a los sistemas BES.

La limitación principal de la aplicación de los sistemas de cavidad progresiva está en el hinchamiento del elastómero que se produce con crudos de alta gravedad específica debido a la presencia de compuestos aromáticos, provocando un mal funcionamiento de la bomba. Con base en este aspecto, antes de iniciar el montaje de un sistema de este tipo se recomienda la extracción de muestras del crudo y evitar problemas potenciales. En los sistemas de levantamiento BES, la alta gravedad específica del fluido producido disminuye la altura de bombeo y aumenta los requerimientos de potencia requerida por el sistema.

3.3.3 Profundidad y tamaño de la bomba

Este aspecto es el que más presenta limitantes en cuanto a la selección de los sistemas de bombeo de cavidades progresivas con respecto a los sistemas de BES o bombeo hidráulico. Estas limitantes están relacionadas con los esfuerzos torsionales generados en las varillas del sistema aunque las normas API no profundizan en este aspecto tanto como en los esfuerzos de tensión.

Estas limitaciones también se deben a la construcción de las bombas ya que la longitud máxima de un rotor es aproximadamente 10 m y la de un estator raramente sobrepasa los 3 m. Debido a esto, las bombas de longitudes mayores de 3 m tienen estatores compuestos por dos o tres elementos. La otra restricción importante relativa al tamaño de la bomba de cavidades progresivas es su diámetro externo ya que esta bomba debe ser bajada dentro de tuberías de diámetros relativamente pequeños.

Las longitudes del elastómero también son limitadas y por esta razón los proveedores han desarrollado diferentes métodos para sobrepasar esta limitante. Un método de estos es el llamado “pashing”, que es la unión de dos bombas del mismo tamaño unidas por medio de una soldadura, obteniéndose una bomba de más etapas y mayor capacidad de elevación.

Otro método es uno llamado “tándem”, en el cual se bajan dos bobas similares en serie y conectadas con una varilla de maniobra de casi 10 pies de largo para el rotor y con un tubo corto de igual longitud para el estator. Con este montaje se obtienen más etapas sin necesidad de soldadura.

La profundidad de ubicación de una bomba de cavidades progresivas se limita por la potencia del motor o la temperatura de su ubicación. Las profundidades más usuales para la ubicación de estos sistemas están sobre los 10.000 pies. Algunos diseños de bajo volumen desplazado y alta elevación pueden ubicarse en profundidades de hasta 17.000 pies.

3.3.4 Formaciones poco consolidadas

Dado el funcionamiento de una bomba de cavidades progresivas, que genera menos pulsaciones y vibraciones, se genera una menor producción de arenas en los pozos no consolidados. Esto no sucede con los sistemas de BES o de bombeo hidráulico que causan mayores vibraciones y por lo tanto, mayor desprendimiento de sólidos que puede atascar las unidades de bombeo, requiriendo labores de empaquetamiento que eviten este fenómeno.

3.3.5 Temperatura

La temperatura de operación satisfactoria de una bomba de cavidades progresivas solo se afecta por el elastómero del estator. En los sistemas BES o hidráulicos los efectos de la temperatura no son notables salvo ocasiones muy especiales.

La eficiencia de la bomba se afecta cuando la temperatura del estator aumenta, provocando una dilatación del elastómero, disminuyendo el tamaño de la cavidad y produciendo mayor fricción entre rotor y estator. Afortunadamente existe una gran variedad de elastómeros que permiten temperaturas de trabajo hasta 284°F.

3.3.6 Caudales de flujo

Aunque no existen limitaciones teóricas para su implementación, los sistemas de bombeo por cavidades progresivas se instalan generalmente en pozos con producción de fluido de hasta 5.000 barriles/día. Este valor es similar en sistemas de levantamiento de bombeo hidráulico donde los caudales producidos pueden llegar hasta 6.000 barriles/día pero bastante bajo en comparación con los sistemas

BES, que pueden alcanzar caudales producidos de hasta 20.000 barriles/día y son una mejor opción en pozos con potenciales de producción altos.

4. Metodología

La metodología desarrollada en esta monografía comprende cinco etapas, que arrojarán resultados que permitirán establecer la viabilidad financiera de la implementación de tecnologías de levantamiento artificial más eficientes que los actualmente implementados en la mayoría de pozos de producción de la empresa tomada como referencia.

La primera parte de la metodología es la recopilación y validación de datos provenientes de los campos Apiay y Suria, los cuales son objeto de nuestro estudio dada su condición de campos de producción maduros con sistemas de levantamiento por BES los cuales como ya se dijo, presentan altos consumos de energía y son una buena opción para desarrollar la metodología de implementación de tecnologías de levantamiento artificial de menor consumo de energía como los sistemas por BCP.

Con los datos provenientes de estos campos, se establecieron índices de consumo energético vs producción que permiten observar el comportamiento del pozo respecto a estos parámetros. El indicador que se tomó como referencia para este estudio es el propuesto por Lutz [5], donde se relacionan parámetros de producción, energía y altura de levantamiento. Los datos de producción del pozo se dan en barriles/día, el nivel de fluido dinámico que permite inferir el levantamiento en pies y las variables eléctricas de corriente y voltaje se toman a la salida del variador de velocidad, justo antes de la conexión del motor del sistema de bombeo y se aplica una corrección al cálculo de esta potencia para tomar en cuenta la eficiencia del sistema de transformador y transmisión. Este indicador relaciona la energía o potencia consumida por cada barril levantado una altura de 1000 pies (KW/BFPD/1000ft).

El cálculo del indicador de lutz se realiza mediante la siguiente ecuación:

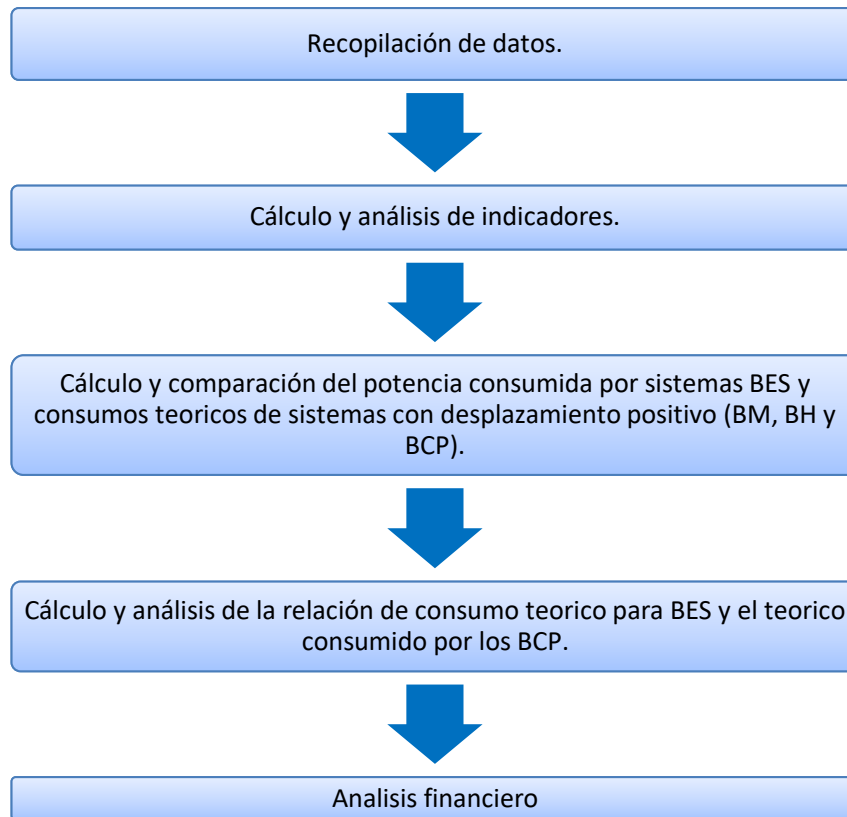
$$Lutz = \frac{Potencia\ consumida(KW)/Caudal(BFPD)}{NF_{1000\ ft}} \quad (1)$$

Donde el denominador NF_{1000ft} permite calcular el indicador respecto a un nivel de fluido normalizado a 1000 pies.

El dato de caudal se refiere a los barriles diarios de fluido total, es decir, agua más crudo y gas.

En la figura 12 se observa el diagrama donde se indican las principales etapas de la metodología que se desarrolla en esta monografía.

Figura 12. Diagrama de flujo de la metodología propuesta en este trabajo.



La siguiente fase consiste en determinar el valor de la potencia consumida por el sistema de levantamiento, a través de la siguiente fórmula:

$$KW = \frac{\sqrt{3} * voltaje * amperaje * F.P}{1000} \quad (2)$$

Donde el valor del voltaje y el amperaje se toman a la salida del reductor de velocidad y la entrada al sistema de bombeo. Debido a esto, este valor calculado por esta fórmula debe ser corregido con una eficiencia del sistema de transformador y transmisión que para efectos de este trabajo se toma un valor de 0,8 tomado del trabajo de recopilación de datos referenciado en [6].

El factor de potencia para el cálculo también se ha tomado de este trabajo y tiene un valor de 0,85 según las estimaciones de los autores y presenta una variación muy pequeña entre los diferentes equipos de los pozos del estudio.

Este valor de potencia consumida se toma como el real en el campo y se compara con el valor teórico que un sistema de levantamiento por BES debe tener según el siguiente análisis.

La estimación de la potencia teórica de un sistema de levantamiento BES parte del conocimiento de la unidad de bombeo disponible. Para este estudio se tienen los datos de diferentes tipos de bombas utilizados en los sistemas de levantamiento BES recopilados en [6]. De todos los modelos de bombas relacionados, se tomaron dos de acuerdo al caudal bombeado. Estas bombas son:

- WSP 513 series WG-4000
- REDA D1050N

La primera de estas bombas tiene un rango de bombeo óptimo entre 3.000 y 5.000 bpd. El segundo modelo ofrece un rango de bombeo óptimo entre 300 y 1.650 bpd.

Las curvas características de cada una de estas bombas se presentan a continuación, de ellas se toman los datos necesarios para el cálculo de la potencia teórica que el sistema consume como la elevación por etapa e igualmente la potencia por etapa.

Figura 13. Curva característica de la bomba WSP 513 WG-4000

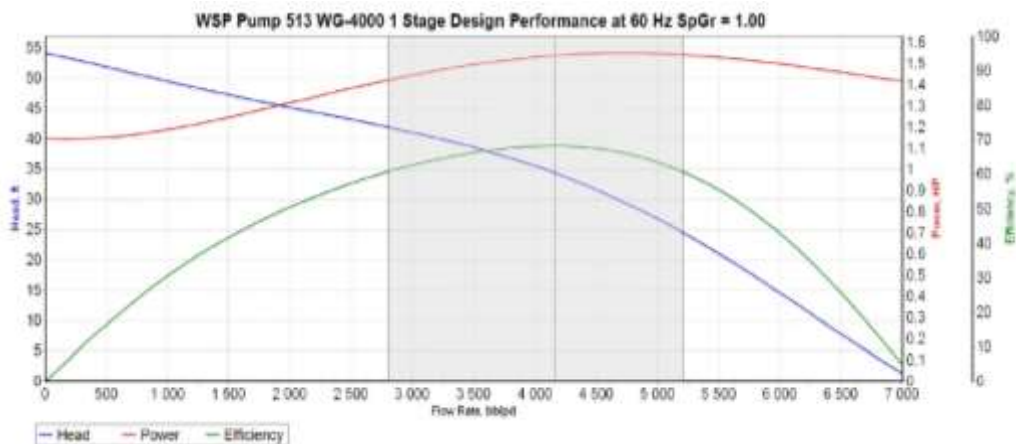
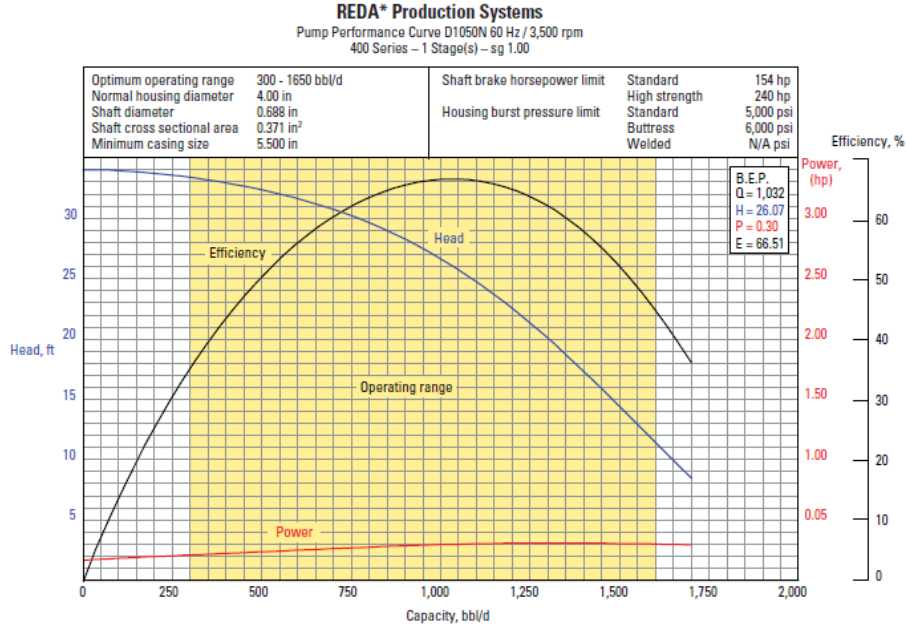


Figura 14. Curvas características de la bomba REDA D1020N



El cálculo de la potencia teórica entonces se determina por la siguiente relación:

$$Pot_{teorica} = \left[\left[\frac{Elevacion}{elevacion/etapa} \right] [potencia/etapa] \right] / \eta \quad (3)$$

Donde la eficiencia se toma del valor en el punto de máxima eficiencia multiplicada por la eficiencia tomada para el sistema de transformador y transmisión.

Al obtener todos los valores de producción y potencia consumida, se procede a eliminar los datos anómalos como días de producción cero o de consumo de energía cero que puedan afectar los cálculos.

Con los datos ya filtrados se determina el indicador similar al propuesto por lutz y se gráfica el resultado. Mediante una línea de tendencia se determinan cuáles son los pozos que presentan un comportamiento que se aleja de dicha tendencia. De estos pozos alejados del comportamiento de la tendencia, se eliminan aquellos que presentan un indicador demasiado alto y una producción igualmente muy alta ya que los datos de estos pozos presentan valores que aunque no son cero, tienen unos valores que permiten inferir que su comportamiento es anómalo.

Los valores con los cuales se realiza este segundo filtrado son para producciones mayores a 3.000 bpd de fluido e indicadores mayores a 10 kWh/BFPD/1000 ft que son valores demasiado altos para este indicador como se puede ver en [5].

El siguiente paso es el cálculo del caballaje teórico de otros sistemas de levantamiento como bombeo mecánico, hidráulico y bombeo por cavidades progresivas (BCP) para comparar estos valores con los obtenidos para el BES según las condiciones de levantamiento y caudal de cada pozo.

El caballaje consumido por los sistemas BES se determina con la siguiente fórmula:

$$HP_{BES} = \frac{KW}{0,746} \quad (4)$$

El caballaje teórico consumido por un sistema de levantamiento por bombeo mecánico se determina por la siguiente expresión:

$$HP_{BM} = \frac{Caudal(BFPD)*Profundidad(ft)*G.E*1,5}{136000}, \text{ donde } G.E = \text{Gravedad Especifica} \quad (5)$$

Para sistemas de bombeo hidráulico se determina el caballaje por medio de la siguiente expresión:

$$HP_{BH} = \frac{Caudal(BFPD)*Presión(psi)}{58750} \quad (6)$$

Donde la presión corresponde a la equivalente en el fondo del pozo para hacer llegar el fluido hasta la superficie.

Finalmente, para un sistema de bombeo por cavidades progresivas el caballaje teórico se determina mediante la siguiente expresión:

$$HP_{PCP} = \frac{Caudal(BFPD)*Presión(psi)/58750}{0,65} \quad (7)$$

Los resultados obtenidos para el caballaje consumido por los equipos BES y los teóricos de los otros sistemas se grafican en función del caudal de cada pozo.

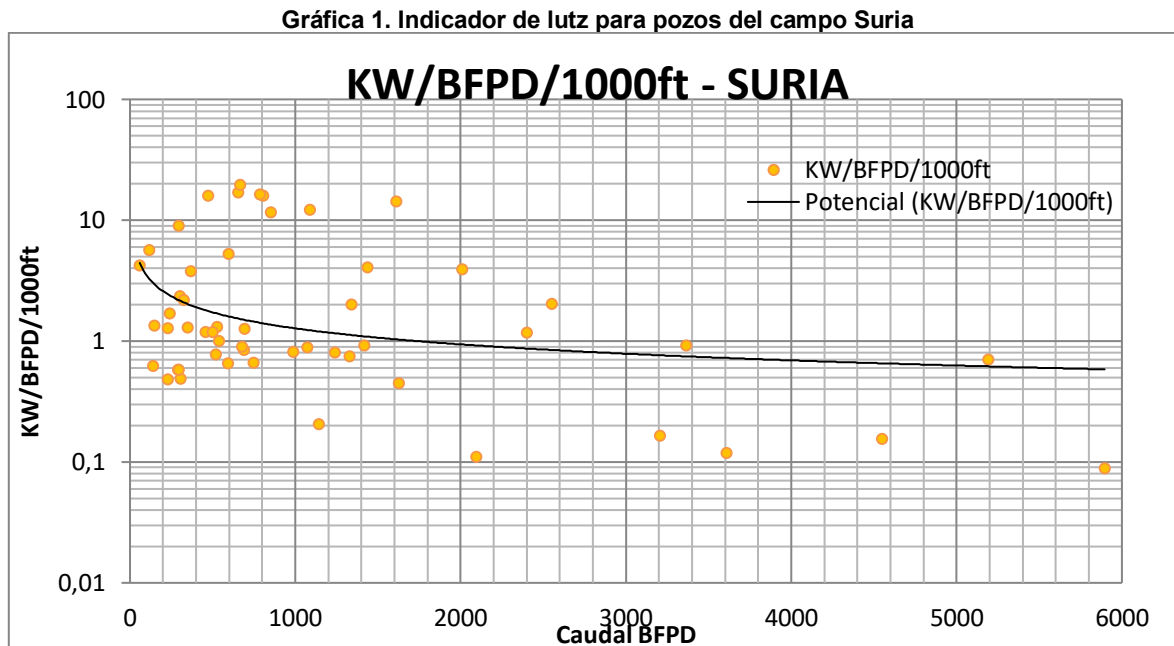
Luego se determina la relación del consumo entre los sistemas instalados BES y lo que consumiría teóricamente un sistema BCP. La gráfica resultante se restringe para caudales menores de 3.000 BFPD.

La última etapa de la metodología consiste en realizar un análisis financiero para observar el comportamiento de los costos y gastos de la implementación de un sistema BCP así como las utilidades y beneficios que puede generar en el tiempo.

5. Establecimiento de indicadores del campo estudiado y análisis de resultados.

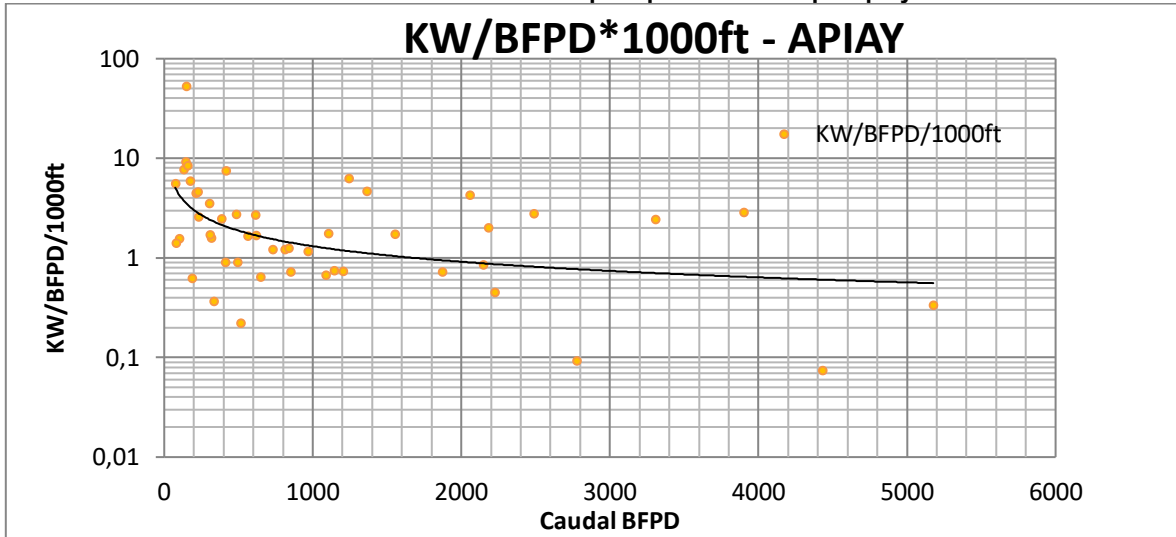
5.1 Indicadores de consumo energético

De acuerdo a la metodología aplicada, los resultados obtenidos para el indicador propuesto por Lutz contra el caudal de los pozos pertenecientes a los campos Apiay y Suria, se presenta en las graficas 1 y 2 respectivamente.



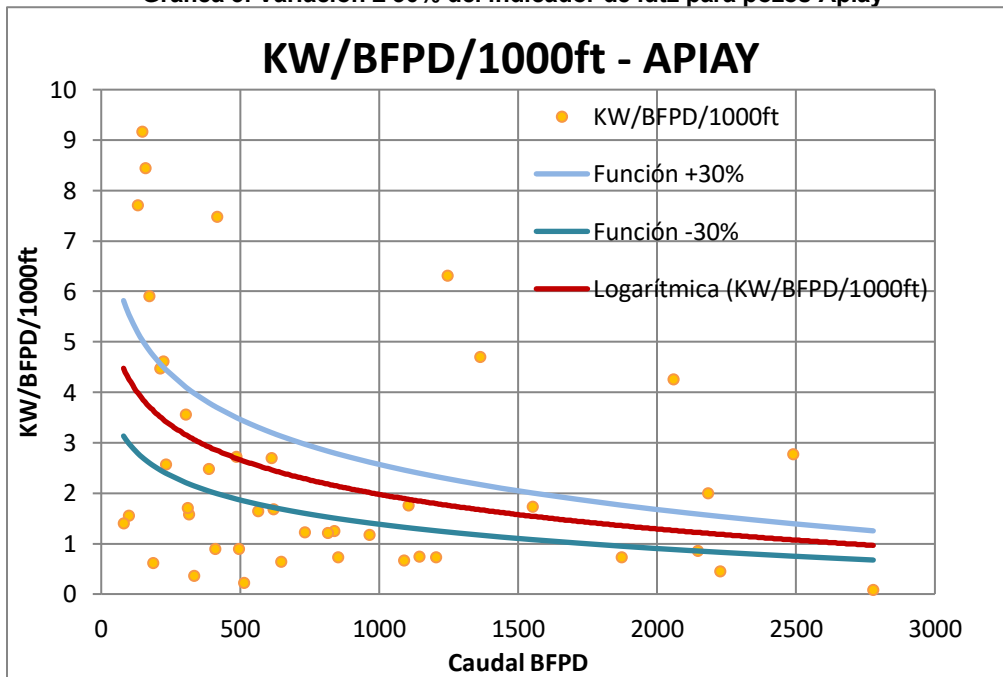
A las gráficas 1 y 2, se les aplicó un filtro en el que se descartan los pozos con valores superiores a 10 KW/BFPD/1000ft y caudales hasta 3.000 BFPD, intervalos en los que se encuentran la mayor cantidad de pozos. Además se observa la línea de tendencia y un rango de variación de $\pm 30\%$ dentro del cual se encuentran aquellos pozos que se acomodan más a la tendencia del indicador.

Gráfica 2. Indicador de lutz para pozos del campo Apiay

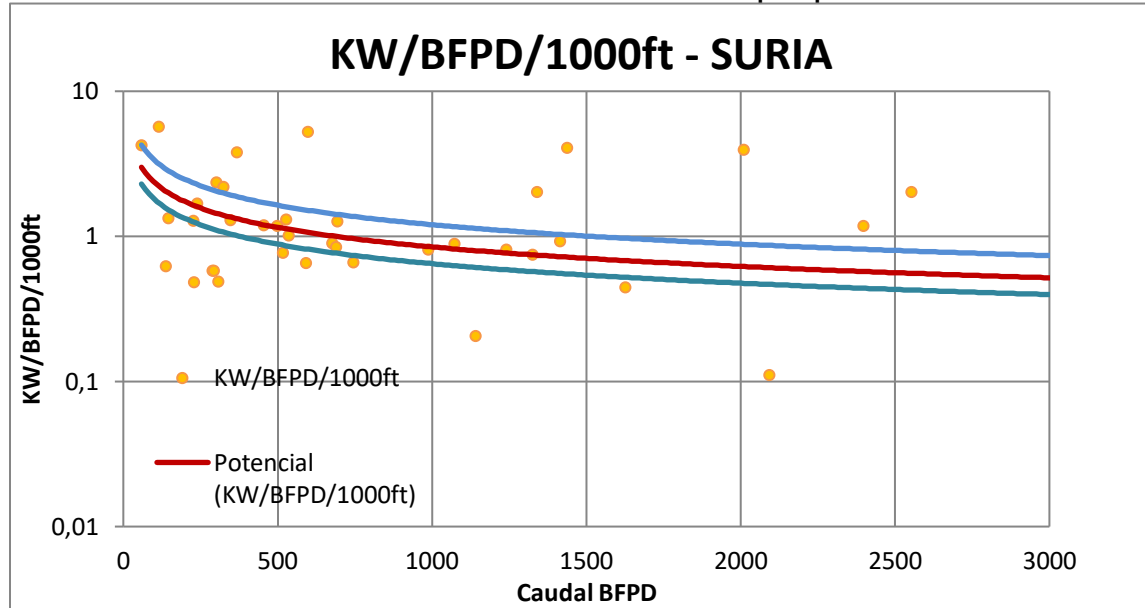


En la gráfica 3 se observa el rango de variación $\pm 30\%$ del indicador establecido.

Gráfica 3. Variación $\pm 30\%$ del indicador de lutz para pozos Apiay



Gráfica 4. Variación $\pm 30\%$ del indicador de lutz para pozos Suria

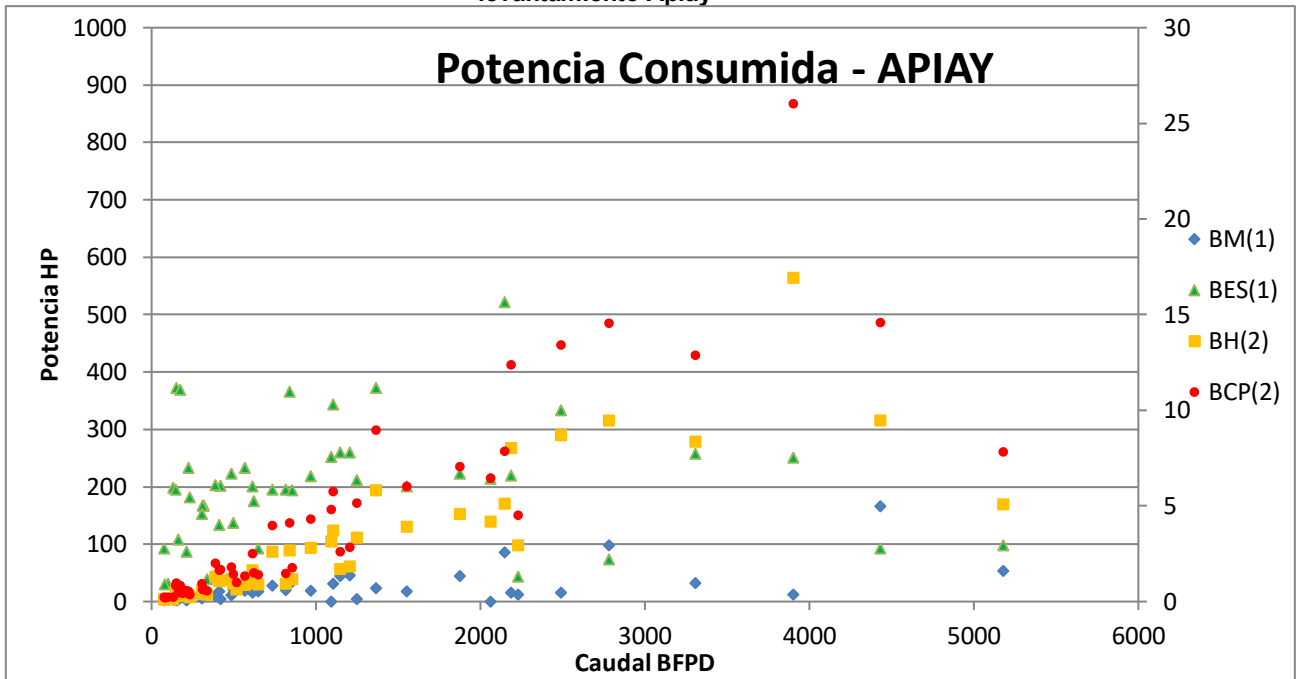


Se observa un grupo de pozos que están por encima de la línea de tendencia +30%, estos pozos se ratifican entre el grupo que presenta oportunidades de optimización en su consumo eléctrico.

La siguiente fase de la metodología arrojó resultados que permitieron comparar el caballaje que actualmente están consumiendo los pozos estudiados - los cuales en su mayoría emplean sistemas de bombeo electrosumergible (BES) como métodos de levantamiento artificial, puesto que son ampliamente aceptados dentro de la industria debido a su facilidad de operación - con el caballaje teórico que consumiría con bombeo mecánico, bombeo hidráulico y de cavidades progresivas requerido para mover el caudal de fluido de cada pozo desde el nivel dinámico de fluido.

Los valores obtenidos de estos cálculos reales y teóricos se presentan en las gráficas 5 y 6.

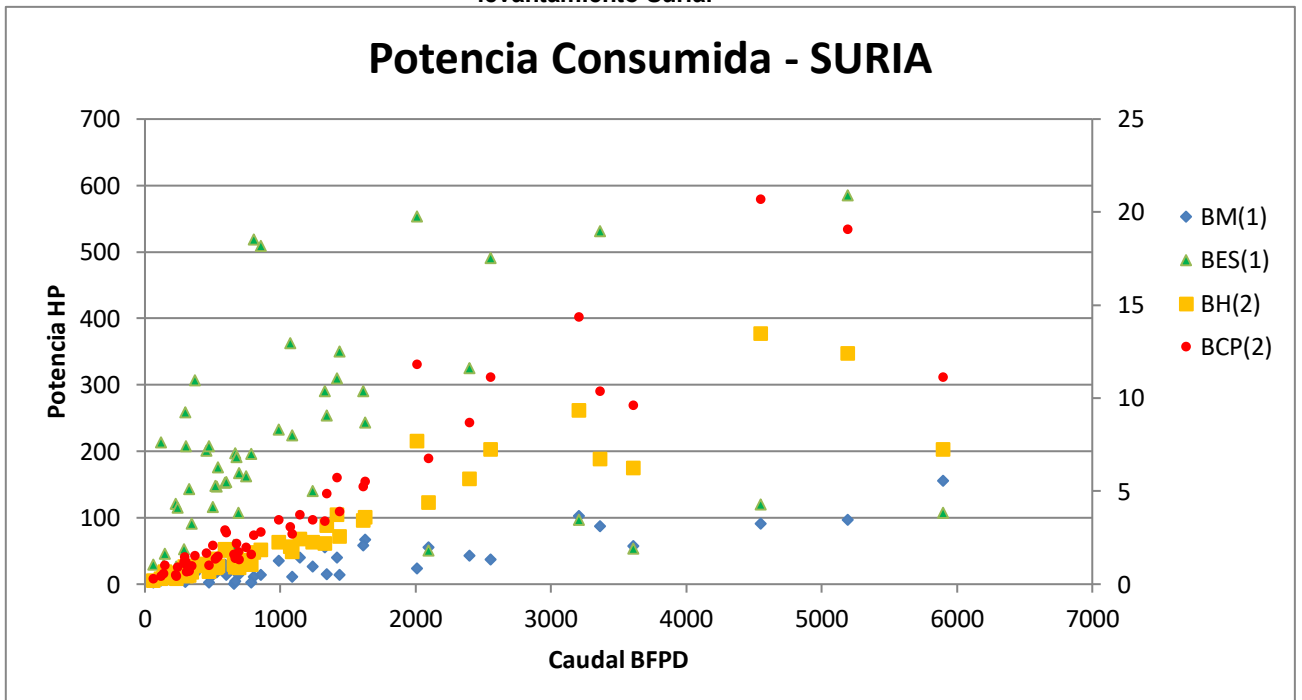
Gráfica 5. Comparación entre potencia consumida por BES y potencia teórica de otros sistemas de levantamiento Apiay



(1) Eje principal – Potencia en HP

(2) Eje secundario - Potencia en HP

Gráfica 6. Comparación entre potencia consumida por BES y potencia teórica de otros sistemas de levantamiento Suria.



(1) Eje principal – Potencia en HP

(2) Eje secundario - Potencia en HP

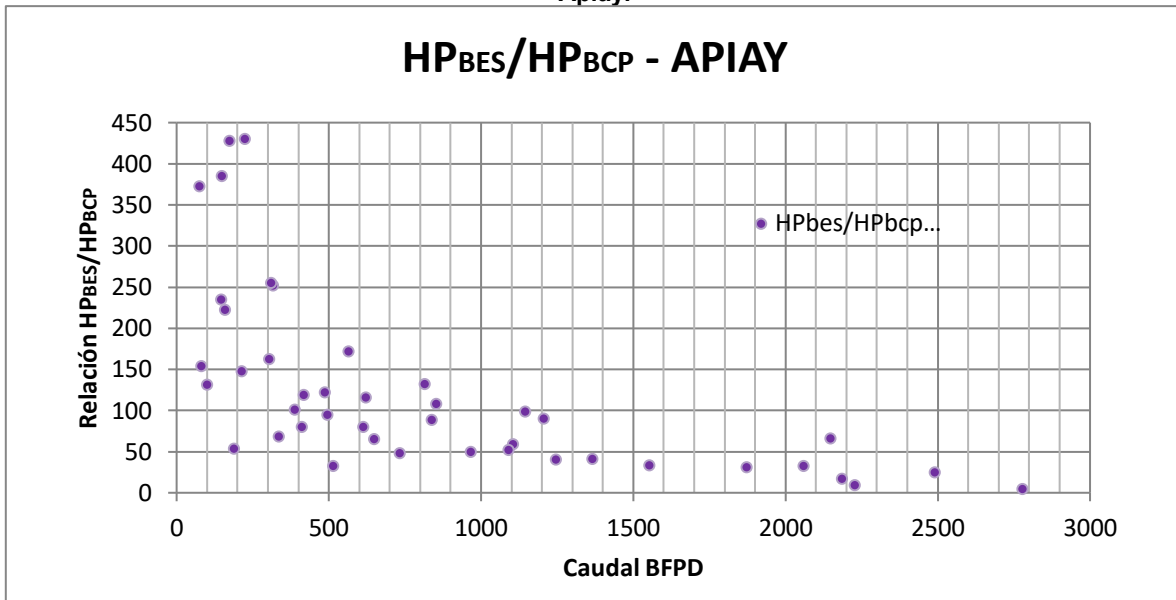
En verde están los puntos altos, correspondientes al consumo de energía medido de pozos con un sistema BES; en azul la potencia de un sistema de levantamiento por bombeo mecánico; en amarillo los valores de consumo de potencia de un sistema de bombeo hidráulico y en rojo la potencia consumida por las bombas de cavidades progresivas para mover el caudal de fluido de los pozos desde el nivel dinámico al cual se encuentran en el fondo del pozo.

Los motivos del alto consumo de estos pozos con sistemas BES se puede deber a fallas en el diseño, instalación, operación, selección de TAP de transformador, generación de armónicos, baja carga en el motor, desbalance del motor, operación fuera del cono de eficiencia de la bomba, daño en la tubería de producción, desgaste del equipo, etc. Igualmente, de acuerdo a las características de los sistemas BES, estos sistemas presentan una mayor eficiencia a caudales mayores de 5.000 bpd y en la mayoría de los pozos de estos campos los caudales no alcanzan los 3.000 bpd.

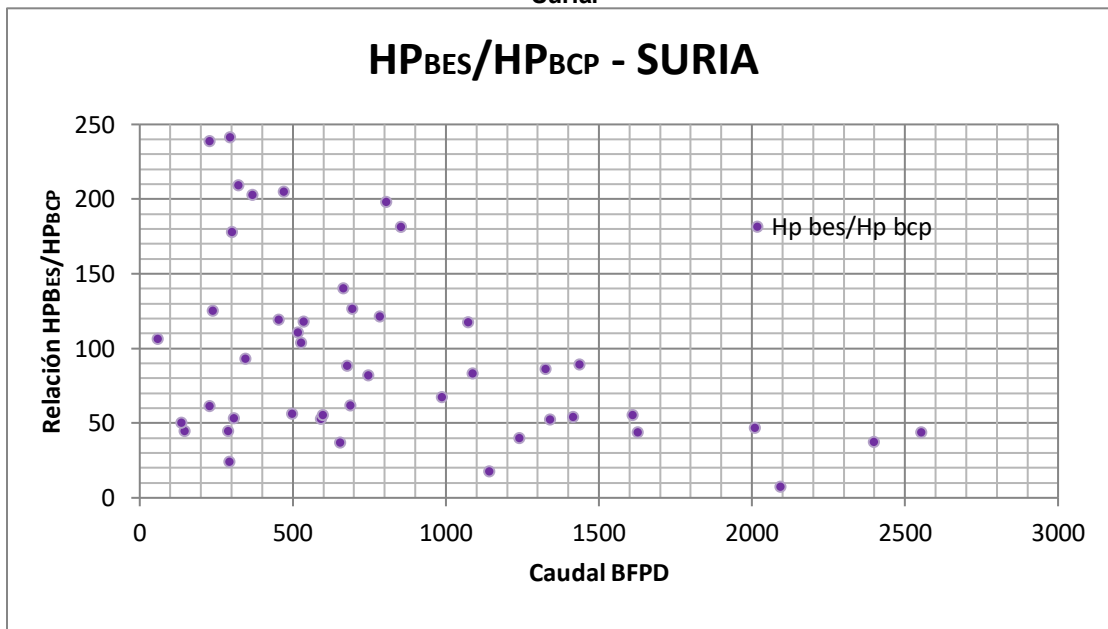
De acuerdo a estos resultados, y según las ventajas y desventajas de cada uno de los sistema de levantamiento expuestas en el capítulo 4, la implementación de un sistema de bombeo por cavidades progresivas BCP puede ser una posibilidad que presente buenos resultados en cuanto a la disminución del consumo energético en los pozos donde pueda ser implementado este sistema y por consiguiente, una disminución de los costos de producción de crudo los mismos.

A continuación se determina la relación entre el consumo actual del sistema BES y el consumo teórico de un sistema BCP. Los resultados se muestran en las gráficas 7 y 8.

Gráfica 7. Relación entre el consumo del sistema BES y el consumo teórico de un sistema BCP – Apiay.



Gráfica 8. Relación entre el consumo del sistema BES y el consumo teórico de un sistema BCP – Suria.

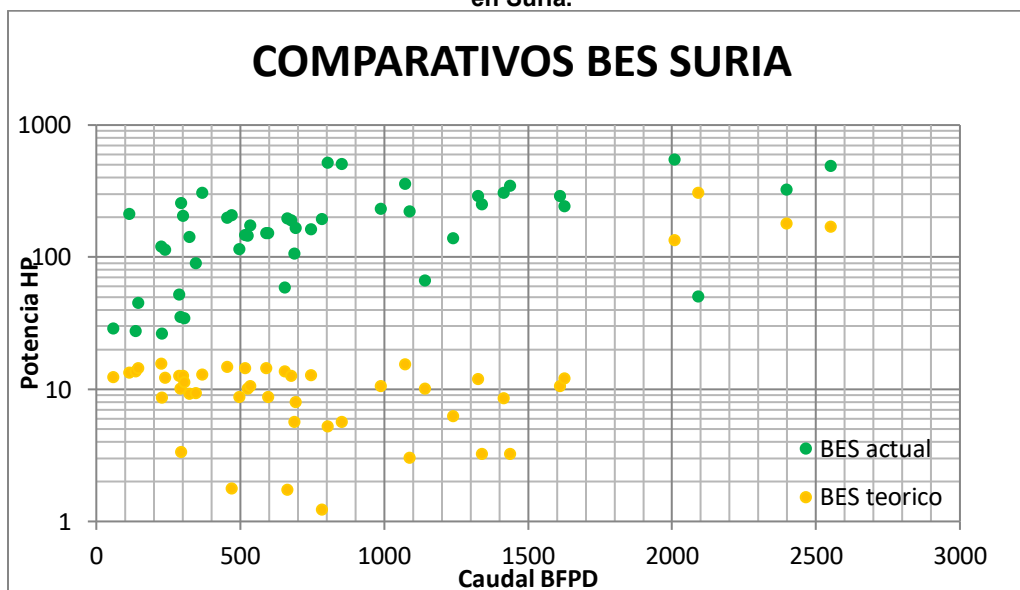


Las gráficas 7 y 8 muestran una marcada tendencia en los pozos con menos de 1.500 BFPD a incrementar la relación de consumo, donde el sistema BES alcanza valores de potencia de varios órdenes de magnitud mayores que la potencia de un sistema BCP para el campo Suria. En el campo Apiay, la tendencia marca un comportamiento más uniforme, posiblemente debido a una mayor fiabilidad en los datos utilizados para el cálculo de la potencia.

Esto hace de los pozos con producción por debajo de 1.000 BFPD candidatos a una oportunidad de optimización de consumo, considerando un cambio de sistema de levantamiento con menor consumo de energía, aunque esto dependerá de las condiciones técnicas y limitantes de cada pozo.

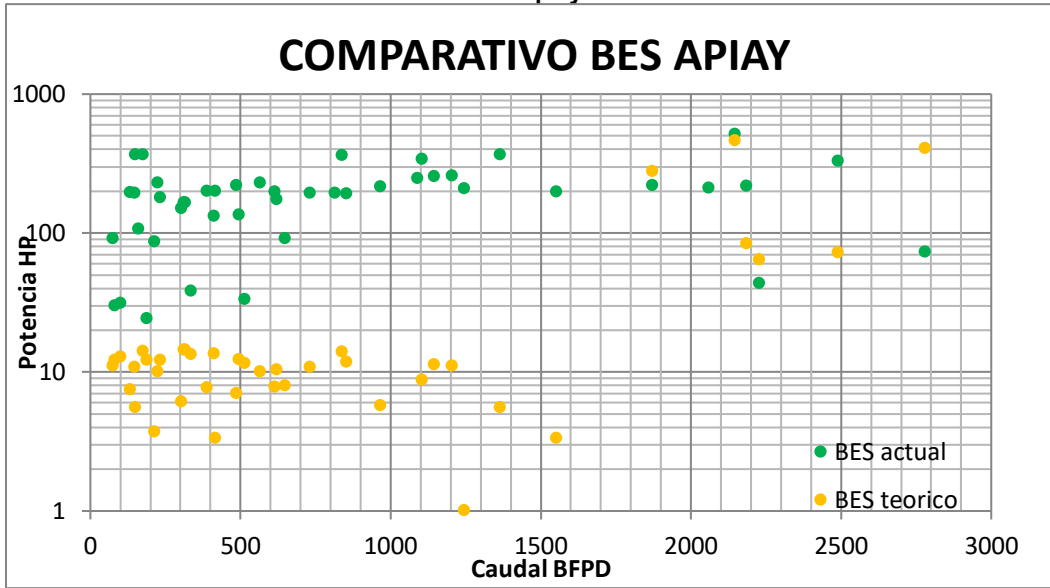
En las siguientes gráficas 9 y 10 se presenta la diferencia entre el consumo de energía que actualmente se tiene en los campos en los sistemas BES y los consumos teóricos de estos equipos. Estos resultados son útiles para determinar el grado de desviación del comportamiento teórico de estos sistemas en caudales menores a 1.500 bpd.

Gráfica 9. Comparación entre consumo de potencia actual y teórico de los sistemas BES instalados en Suria.



Se observa claramente en las gráficas 9 y 10 como el comportamiento de los sistemas BES instalados presentan consumos hasta 19.5 veces y 18.5 veces mayores en los campos Apiay y Suria respectivamente, que los valores teóricos para estos mismos campos. Esto se da debido a la baja eficiencia de estos sistemas para el rango de caudales menores a 1.500 bpd. Sin embargo, cuando los caudales se hacen mayores a 2.000 bpd, los valores de la potencia consumida y la que se debería consumir tienden a ser similares en magnitud, dada la mayor eficiencia de estos sistemas con grandes volúmenes de fluido.

Gráfica 10. Comparación entre consumo de potencia actual y teórico de los sistemas BES instalados en Apiay.



5.2 Evaluación financiera

La evaluación financiera que se presenta a continuación se realiza con el objetivo de determinar indicadores financieros como VPN y TIR, así como también un análisis de sensibilidad para observar cómo se comportan estos indicadores ante la variación de algunos parámetros del análisis financiero.

5.2.1 Parámetros del análisis financiero

Los diferentes parámetros tomados en cuenta en el análisis financiero se muestran en la tabla 3. Se diferencian los costos de inversión, costos operativos, ingresos y egresos causados por la explotación del crudo en los pozos seleccionados. El análisis se realiza bajo un valor constante de la moneda (COP) con una tasa cambiaria que será evaluada en un análisis de sensibilidad posterior.

La evaluación se realiza en un periodo de 10 años ya que es el tiempo de vida operativa media de los equipos de levantamiento artificial. Quiere decir esto, que la depreciación se realiza en los mismos 10 años y el valor de salvamento es cero.

La tasa de interés de oportunidad tomada en esta evaluación es de 18%, similar a los valores de este parámetro en esta industria.

Los demás parámetros de costos, ingresos y egresos se describen a continuación:

- Inversión en equipos: costos relacionados con el valor del sistema de levantamiento BCP en el mercado.
- Montaje: costo relacionado con el montaje y puesta en marcha de un sistema BCP.
- Entrenamiento: costos relacionado con la capacitación necesaria del personal que tendrá bajo su cargo el sistema BCP.
- Precio del barril de crudo: tomado como el valor de un barril acorde al crudo producido por el campo.

Tabla 3. Parámetros del análisis financiero

Ítems
Inversión en Equipos
Montaje
Entrenamiento
Precio del Barril en US\$
Precio Energía NO Regulados (COP)
TRM (COP)
Ingresos
Producción diaria
Días de producción Anual
Egresos
Operación
Reacondicionamiento
Costo KWh
Utilidad Bruta
Depreciación
Amortización
Regalías
Utilidad Después de Regalías
Derecho por uso del área
Derecho por precios altos
Utilidad Antes de Impuestos
Impuestos (33%)
Utilidad Neta
Depreciación
Valor de Salvamento
Flujo de Caja

Cada ítem de los presentados en la tabla anterior se determina de acuerdo a valores del mercado nacional y regional como se muestra en la siguiente tabla en lo referente a costos de inversión, montaje y mantenimiento:

Tabla 4. Costos de inversión, montaje y entrenamiento de un sistema de levantamiento BCP [4], [7], [8]

Parámetro	costo (US\$)
Inversión en equipos	106.000
Montaje	42.400
Mantenimiento	26.500

Los gastos de funcionamiento del sistema de levantamiento son los relacionados con los gastos de operación, los gastos de los procesos de reacondicionamiento del equipo que se realizan en un promedio una vez cada año [4], [7], [8] y los gastos en energía eléctrica consumida de la red interconectada nacional que según datos suministrados en [6], es de 104 COP / kWh.

En cuanto a los ingresos por la producción del pozo, se determinan multiplicando el valor del barril de crudo por la cantidad de barriles de crudo producido en los campos seleccionados. Se asume igualmente una disminución anual de la producción de un 5% durante los diez años tomados para evaluar las alternativas.

Igualmente, se toma un número de días de producción anual de 330 días para sistemas BCP y de 300 días para sistemas BES de acuerdo a las estadísticas de producción suministradas.

Finalmente, se tienen en cuenta ciertas cargas financieras ligadas a la actividad de exploración y producción de crudo como son los derechos por uso del área y los derechos por precios altos. El primero de ellos es uno de los derechos contractuales de la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH y es un pago en dinero que mensualmente el productor debe realizar por su actividad de producción del subsuelo.

El segundo es igualmente otro derecho contractual de la ANH que el productor pagará cada semestre debido a los precios altos de su producción. Este derecho puede ser pagado tanto en especie como en dinero. Los montos de estos pagos se liquidan de acuerdo a lo especificado en [9].

Las regalías, cuya liquidación se realiza acorde a la ley de regalías según el nivel de producción de quien realiza la explotación, en este caso tienen un valor del 8% de la producción (producción de hasta 5.000 barriles por día) y pueden ser liquidadas tanto en dinero como en especie.

5.2.2 Resultados evaluación financiera

A continuación se presentan los flujos de efectivo que representan el análisis financiero de la implementación de tecnologías de levantamiento artificial más eficientes en los campos de producción de crudo Suria y Apiay. Dado el gran volumen de información proveniente de estos campos se tomaron como referencia para la evaluación económica los siguientes pozos: Gavan 8, Apiay 21, Suria 8 y Guayuriba 1.

En la Tabla 5 se presentan los flujos de efectivo de los campos seleccionados sin realizar intervención alguna sobre el sistema de levantamiento, es decir, continuando con la producción como se viene realizando actualmente.

En la Tabla 6, se presentan los flujos de efectivo de los campos seleccionados bajo la implementación de un sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas BCP, es decir, implementando el proyecto de cambio del sistema de levantamiento.

Tabla 5.a Flujo de efectivo para el pozo GAVAN 8 del campo APIAY con la tecnología actual.

Items	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversión en Equipos	\$ -										
Montaje	\$ -										
Entrenamiento	\$ -										
Precio del Barril en US\$		\$ 30,32	\$ 30,32	\$ 30,32	\$ 30,32	\$ 30,32	\$ 30,32	\$ 30,32	\$ 30,32	\$ 30,32	\$ 30,32
Precio Energía NO Regulados (COP)		\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00
TRM (COP)		\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00
Ingresos		\$ 1.882.139,1	\$ 1.788.032,2	\$ 1.698.630,6	\$ 1.613.699,1	\$ 1.533.014,1	\$ 1.456.363,4	\$ 1.383.545,2	\$ 1.314.368,0	\$ 1.248.649,6	\$ 1.186.217,1
Producción diaria		207	197	187	177	169	160	152	144	137	130
Días de producción Anual		300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Egresos											
Operación		\$ 372.455	\$ 391.078	\$ 410.632	\$ 431.163	\$ 452.721	\$ 475.357	\$ 499.125	\$ 524.082	\$ 550.286	\$ 577.800
Reacondicionamiento		\$ 128.173	\$ 134.582	\$ 141.311	\$ 148.376	\$ 155.795	\$ 163.585	\$ 171.764	\$ 180.352	\$ 189.370	\$ 198.838
Costo KWh		\$ 48.699,67	\$ 51.134,65	\$ 53.691,39	\$ 56.375,95	\$ 59.194,75	\$ 62.154,49	\$ 65.262,21	\$ 68.525,33	\$ 71.951,59	\$ 75.549,17
Total Egresos		\$ 549.328	\$ 576.794	\$ 605.634	\$ 635.915	\$ 667.711	\$ 701.097	\$ 736.152	\$ 772.959	\$ 811.607	\$ 852.187
Utilidad Bruta		\$ 1.332.812	\$ 1.211.238	\$ 1.092.997	\$ 977.784	\$ 865.303	\$ 755.267	\$ 647.394	\$ 541.409	\$ 437.042	\$ 334.030
Depreciación		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Amortización											
Regalías (8%)		\$ 150.571	\$ 143.043	\$ 135.890	\$ 129.096	\$ 122.641	\$ 116.509	\$ 110.684	\$ 105.149	\$ 99.892	\$ 94.897
Utilidad Después de Regalías		\$ 1.182.240	\$ 1.068.196	\$ 957.106	\$ 848.688	\$ 742.662	\$ 638.758	\$ 536.710	\$ 436.259	\$ 337.150	\$ 239.132
Derecho por uso del area		\$ 6.946	\$ 6.599	\$ 6.269	\$ 5.956	\$ 5.658	\$ 5.375	\$ 5.106	\$ 4.851	\$ 4.608	\$ 4.378
Derecho por precios altos (22%)		\$ (14.057)	\$ (12.701)	\$ (11.380)	\$ (10.091)	\$ (8.830)	\$ (7.595)	\$ (6.381)	\$ (5.187)	\$ (4.009)	\$ (2.843)
Utilidad Antes de Impuestos		\$ 1.189.351	\$ 1.074.297	\$ 962.217	\$ 852.823	\$ 745.834	\$ 640.977	\$ 537.985	\$ 436.596	\$ 336.551	\$ 237.598
Impuestos (33%)		\$ 392.486	\$ 354.518	\$ 317.532	\$ 281.432	\$ 246.125	\$ 211.523	\$ 177.535	\$ 144.077	\$ 111.062	\$ 78.407
Utilidad Neta		\$ 796.865	\$ 713.677	\$ 639.575	\$ 567.256	\$ 496.537	\$ 427.235	\$ 359.175	\$ 292.183	\$ 226.089	\$ 160.725
Depreciación		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Amortización											
Valor de Salvamento											
Flujo de Caja	\$ -	\$ 796.865	\$ 713.677	\$ 639.575	\$ 567.256	\$ 496.537	\$ 427.235	\$ 359.175	\$ 292.183	\$ 226.089	\$ 160.725

Tabla 5.b Flujo de efectivo para el pozo APIAY 21 del campo APIAY con la tecnología actual.

Items	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversión en Equipos	\$ -										
Montaje	\$ -										
Entrenamiento	\$ -										
Precio del Barril en US\$		\$ 43,15	\$ 43,15	\$ 43,15	\$ 43,15	\$ 43,15	\$ 43,15	\$ 43,15	\$ 43,15	\$ 43,15	\$ 43,15
Precio Energía NO Regulados (COP)		\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00
TRM (COP)		\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00
Ingresos		\$ 2.220.827,4	\$ 2.109.786,1	\$ 2.004.296,8	\$ 1.904.081,9	\$ 1.808.877,8	\$ 1.718.433,9	\$ 1.632.512,2	\$ 1.550.886,6	\$ 1.473.342,3	\$ 1.399.675,2
Producción diaria		172	163	155	147	140	133	126	120	114	108
Días de producción Anual		300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Egresos											
Operación		\$ 566.144	\$ 594.451	\$ 624.173	\$ 655.382	\$ 688.151	\$ 722.559	\$ 758.687	\$ 796.621	\$ 836.452	\$ 878.275
Reacondicionamiento		\$ 128.173	\$ 134.582	\$ 141.311	\$ 148.376	\$ 155.795	\$ 163.585	\$ 171.764	\$ 180.352	\$ 189.370	\$ 198.838
Costo KWh		\$ 23.005,65	\$ 24.155,93	\$ 25.363,72	\$ 26.631,91	\$ 27.963,51	\$ 29.361,68	\$ 30.829,77	\$ 32.371,25	\$ 33.989,82	\$ 35.689,31
Total Egresos		\$ 717.322	\$ 753.188	\$ 790.848	\$ 830.390	\$ 871.910	\$ 915.505	\$ 961.281	\$ 1.009.345	\$ 1.059.812	\$ 1.112.802
Utilidad Bruta		\$ 1.503.505	\$ 1.356.598	\$ 1.213.449	\$ 1.073.692	\$ 936.968	\$ 802.929	\$ 671.232	\$ 541.542	\$ 413.530	\$ 286.873
Depreciación		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Amortización											
Regalías (8%)		\$ 177.666	\$ 168.783	\$ 160.344	\$ 152.327	\$ 144.710	\$ 137.475	\$ 130.601	\$ 124.071	\$ 117.867	\$ 111.974
Utilidad Después de Regalías		\$ 1.325.839	\$ 1.187.815	\$ 1.053.105	\$ 921.365	\$ 792.258	\$ 665.454	\$ 540.631	\$ 417.471	\$ 295.663	\$ 174.899
Derecho por uso del area		\$ 5.759	\$ 5.471	\$ 5.198	\$ 4.938	\$ 4.691	\$ 4.456	\$ 4.234	\$ 4.022	\$ 3.821	\$ 3.630
Derecho por precios altos (22%)		\$ 126.900	\$ 113.689	\$ 100.795	\$ 88.186	\$ 75.829	\$ 63.692	\$ 51.745	\$ 39.957	\$ 28.299	\$ 16.740
Utilidad Antes de Impuestos		\$ 1.193.180	\$ 1.068.655	\$ 947.112	\$ 828.241	\$ 711.738	\$ 597.305	\$ 484.652	\$ 373.492	\$ 263.544	\$ 154.529
Impuestos (33%)		\$ 393.749	\$ 352.656	\$ 312.547	\$ 273.320	\$ 234.873	\$ 197.111	\$ 159.935	\$ 123.252	\$ 86.969	\$ 50.995
Utilidad Neta		\$ 799.431	\$ 835.159	\$ 740.558	\$ 648.046	\$ 557.384	\$ 468.343	\$ 380.696	\$ 294.219	\$ 208.694	\$ 123.904
Depreciación		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Amortización											
Valor de Salvamento											
Flujo de Caja	\$ -	\$ 799.431	\$ 835.159	\$ 740.558	\$ 648.046	\$ 557.384	\$ 468.343	\$ 380.696	\$ 294.219	\$ 208.694	\$ 123.904

Tabla 5.c Flujo de efectivo para el pozo SURIA 8 del campo SURIA con la tecnología actual.

Items	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversión en Equipos	\$ -										
Montaje	\$ -										
Entrenamiento	\$ -										
Precio del Barril en US\$		\$ 25,20	\$ 25,20	\$ 25,20	\$ 25,20	\$ 25,20	\$ 25,20	\$ 25,20	\$ 25,20	\$ 25,20	\$ 25,20
Precio Energía NO Regulados (COP)		\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00
TRM (COP)		\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00
Ingresos		\$ 1.064.684,3	\$ 1.011.450,0	\$ 960.877,5	\$ 912.833,7	\$ 867.192,0	\$ 823.832,4	\$ 782.640,8	\$ 743.508,7	\$ 706.333,3	\$ 671.016,6
Producción diaria		141	134	127	121	115	109	104	98	93	89
Días de producción Anual		300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Egresos											
Operación		\$ 464.743	\$ 487.980	\$ 512.379	\$ 537.998	\$ 564.898	\$ 593.143	\$ 622.800	\$ 653.940	\$ 686.637	\$ 720.969
Reacondicionamiento		\$ 128.173	\$ 134.582	\$ 141.311	\$ 148.376	\$ 155.795	\$ 163.585	\$ 171.764	\$ 180.352	\$ 189.370	\$ 198.838
Costo KWh		\$ 65.372,09	\$ 68.640,69	\$ 72.072,73	\$ 75.676,36	\$ 79.460,18	\$ 83.433,19	\$ 87.604,85	\$ 91.985,09	\$ 96.584,35	\$ 101.413,56
Total Egresos		\$ 658.288	\$ 691.203	\$ 725.763	\$ 762.051	\$ 800.153	\$ 840.161	\$ 882.169	\$ 926.278	\$ 972.592	\$ 1.021.221
Utilidad Bruta		\$ 406.396	\$ 320.247	\$ 235.115	\$ 150.783	\$ 67.039	\$ (16.329)	\$ (99.528)	\$ (182.769)	\$ (266.258)	\$ (350.204)
Depreciación		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Amortización											
Regalías (8%)		\$ 85.175	\$ 80.916	\$ 76.870	\$ 73.027	\$ 69.375	\$ 65.907	\$ 62.611	\$ 59.481	\$ 56.507	\$ 53.681
Utilidad Después de Regalías		\$ 321.221	\$ 239.331	\$ 158.245	\$ 77.756	\$ (2.337)	\$ (82.235)	\$ (162.140)	\$ (242.250)	\$ (322.765)	\$ (403.886)
Derecho por uso del area		\$ 4.728	\$ 4.491	\$ 4.267	\$ 4.053	\$ 3.851	\$ 3.658	\$ 3.475	\$ 3.302	\$ 3.136	\$ 2.980
Derecho por precios altos (17%)		\$ (87.310)	\$ (65.052)	\$ (43.012)	\$ (21.135)	\$ 635	\$ 22.352	\$ 44.070	\$ 65.845	\$ 87.729	\$ 109.778
Utilidad Antes de Impuestos		\$ 403.803	\$ 299.892	\$ 196.990	\$ 94.837	\$ (6.823)	\$ (108.246)	\$ (209.685)	\$ (311.396)	\$ (413.631)	\$ (516.644)
Impuestos (33%)		\$ 133.255	\$ 98.964	\$ 65.007	\$ 31.296	\$ (2.251)	\$ (35.721)	\$ (69.196)	\$ (102.761)	\$ (136.498)	\$ (170.492)
Utilidad Neta		\$ 270.548	\$ 140.367	\$ 93.238	\$ 46.460	\$ (85)	\$ (46.514)	\$ (92.943)	\$ (139.489)	\$ (186.267)	\$ (233.393)
Depreciación		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Amortización											
Valor de Salvamento											
Flujo de Caja	\$ -	\$ 270.548	\$ 140.367	\$ 93.238	\$ 46.460	\$ (85)	\$ (46.514)	\$ (92.943)	\$ (139.489)	\$ (186.267)	\$ (233.393)

Tabla 5.d Flujo de efectivo para el pozo GUAYURIBA 1 del campo SURIA con la tecnología actual.

Items	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversión en Equipos	\$ -										
Montaje	\$ -										
Entrenamiento	\$ -										
Precio del Barril en US\$		\$ 67,50	\$ 67,50	\$ 67,50	\$ 67,50	\$ 67,50	\$ 67,50	\$ 67,50	\$ 67,50	\$ 67,50	\$ 67,50
Precio Energía NO Regulados (COP)		\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00
TRM (COP)		\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00
Ingresos		\$ 1.866.878,6	\$ 1.773.534,7	\$ 1.684.858,0	\$ 1.600.615,1	\$ 1.520.584,3	\$ 1.444.555,1	\$ 1.372.327,3	\$ 1.303.711,0	\$ 1.238.525,4	\$ 1.176.599,1
Producción diaria		92	88	83	79	75	71	68	64	61	58
Días de producción Anual		300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Egresos											
Operación		\$ 304.232	\$ 319.444	\$ 335.416	\$ 352.187	\$ 369.796	\$ 388.286	\$ 407.700	\$ 428.085	\$ 449.489	\$ 471.964
Reacondicionamiento		\$ 128.173	\$ 134.582	\$ 141.311	\$ 148.376	\$ 155.795	\$ 163.585	\$ 171.764	\$ 180.352	\$ 189.370	\$ 198.838
Costo KWh		\$ 157.256,07	\$ 165.118,87	\$ 173.374,81	\$ 182.043,55	\$ 191.145,73	\$ 200.703,02	\$ 210.738,17	\$ 221.275,08	\$ 232.338,83	\$ 243.955,77
Total Egresos		\$ 589.661	\$ 619.144	\$ 650.101	\$ 682.606	\$ 716.737	\$ 752.574	\$ 790.202	\$ 829.712	\$ 871.198	\$ 914.758
Utilidad Bruta		\$ 1.277.217	\$ 1.154.390	\$ 1.034.757	\$ 918.009	\$ 803.848	\$ 691.981	\$ 582.125	\$ 473.999	\$ 367.327	\$ 261.841
Depreciación		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Amortización											
Regalías (8%)		\$ 149.350	\$ 141.883	\$ 134.789	\$ 128.049	\$ 121.647	\$ 115.564	\$ 109.786	\$ 104.297	\$ 99.082	\$ 94.128
Utilidad Después de Regalías		\$ 1.127.867	\$ 1.012.508	\$ 899.968	\$ 789.959	\$ 682.201	\$ 576.417	\$ 472.339	\$ 369.702	\$ 268.245	\$ 167.713
Derecho por uso del area		\$ 3.095	\$ 2.940	\$ 2.793	\$ 2.653	\$ 2.521	\$ 2.395	\$ 2.275	\$ 2.161	\$ 2.053	\$ 1.951
Derecho por precios altos (23%)		\$ 224.571	\$ 201.602	\$ 179.194	\$ 157.290	\$ 135.834	\$ 114.771	\$ 94.048	\$ 73.612	\$ 53.411	\$ 33.394
Utilidad Antes de Impuestos		\$ 900.201	\$ 807.966	\$ 717.981	\$ 630.016	\$ 543.846	\$ 459.251	\$ 376.016	\$ 293.929	\$ 212.782	\$ 132.369
Impuestos (33%)		\$ 297.066	\$ 266.629	\$ 236.934	\$ 207.905	\$ 179.469	\$ 151.553	\$ 124.085	\$ 96.996	\$ 70.218	\$ 43.682
Utilidad Neta		\$ 603.135	\$ 745.879	\$ 663.034	\$ 582.054	\$ 502.732	\$ 424.864	\$ 348.254	\$ 272.705	\$ 198.027	\$ 124.031
Depreciación		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Amortización											
Valor de Salvamento											
Flujo de Caja	\$ -	\$ 603.135	\$ 745.879	\$ 663.034	\$ 582.054	\$ 502.732	\$ 424.864	\$ 348.254	\$ 272.705	\$ 198.027	\$ 124.031

Tabla 6.a Flujo de efectivo para el pozo GAVAN 8 del campo APIAY con nueva tecnología.

Items	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversión en Equipos	\$ (106.000,00)										
Montaje	\$ (42.400,00)										
Entrenamiento	\$ (26.500,00)										
Precio del Barril en US\$		\$ 30,32	\$ 30,32	\$ 30,32	\$ 30,32	\$ 30,32	\$ 30,32	\$ 30,32	\$ 30,32	\$ 30,32	\$ 30,32
Precio Energía NO Regulados (COP)		\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00
TRM (COP)		\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00
Ingresos		\$ 2.070.353,1	\$ 1.966.835,4	\$ 1.868.493,6	\$ 1.775.069,0	\$ 1.686.315,5	\$ 1.601.999,7	\$ 1.521.899,7	\$ 1.445.804,8	\$ 1.373.514,5	\$ 1.304.838,8
Producción diaria		207	197	187	177	169	160	152	144	137	130
Días de producción Anual		330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
Egresos											
Operación		\$ 409.700	\$ 430.185	\$ 451.695	\$ 474.280	\$ 497.993	\$ 522.893	\$ 549.038	\$ 576.490	\$ 605.314	\$ 635.580
Reacondicionamiento		\$ 88.976	\$ 93.425	\$ 98.096	\$ 103.001	\$ 108.151	\$ 113.558	\$ 119.236	\$ 125.198	\$ 131.458	\$ 138.031
Costo KWh		\$ 359,96	\$ 377,96	\$ 396,86	\$ 416,70	\$ 437,53	\$ 459,41	\$ 482,38	\$ 506,50	\$ 531,83	\$ 558,42
Total Egresos		\$ 499.036	\$ 523.988	\$ 550.188	\$ 577.697	\$ 606.582	\$ 636.911	\$ 668.757	\$ 702.194	\$ 737.304	\$ 774.169
Utilidad Bruta		\$ 1.571.317	\$ 1.442.847	\$ 1.318.306	\$ 1.197.372	\$ 1.079.734	\$ 965.089	\$ 853.143	\$ 743.610	\$ 636.210	\$ 530.669
Depreciación		\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600
Amortización											
Regalías (8%)		\$ 165.628	\$ 157.347	\$ 149.479	\$ 142.006	\$ 134.905	\$ 128.160	\$ 121.752	\$ 115.664	\$ 109.881	\$ 104.387
Utilidad Después de Regalías		\$ 1.395.088	\$ 1.274.900	\$ 1.158.226	\$ 1.044.766	\$ 934.228	\$ 826.329	\$ 720.791	\$ 617.346	\$ 515.729	\$ 415.682
Derecho por uso del area		\$ 7.641	\$ 7.259	\$ 6.896	\$ 6.551	\$ 6.224	\$ 5.912	\$ 5.617	\$ 5.336	\$ 5.069	\$ 4.816
Derecho por precios altos (22%)		\$ (16.587)	\$ (15.158)	\$ (13.771)	\$ (12.422)	\$ (11.108)	\$ (9.825)	\$ (8.570)	\$ (7.340)	\$ (6.132)	\$ (4.942)
Utilidad Antes de Impuestos		\$ 1.404.035	\$ 1.282.800	\$ 1.165.102	\$ 1.050.637	\$ 939.113	\$ 830.241	\$ 723.745	\$ 619.350	\$ 516.792	\$ 415.809
Impuestos (33%)		\$ 463.331	\$ 423.324	\$ 384.484	\$ 346.710	\$ 309.907	\$ 273.980	\$ 238.836	\$ 204.386	\$ 170.541	\$ 137.217
Utilidad Neta		\$ 940.703	\$ 851.576	\$ 773.743	\$ 698.056	\$ 624.321	\$ 552.349	\$ 481.956	\$ 412.960	\$ 345.188	\$ 278.465
Depreciación		\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600
Amortización											
Valor de Salvamento											
Flujo de Caja	\$ (174.900,00)	\$ 951.303	\$ 862.176	\$ 784.343	\$ 708.656	\$ 634.921	\$ 562.949	\$ 492.556	\$ 423.560	\$ 355.788	\$ 289.065

Tabla 6.b Flujo de efectivo para el pozo APIAY 21 del campo APIAY con nueva tecnología.

Items	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversión en Equipos	\$ (106.000,00)										
Montaje	\$ (42.400,00)										
Entrenamiento	\$ (26.500,00)										
Precio del Barril en US\$		\$ 43,15	\$ 43,15	\$ 43,15	\$ 43,15	\$ 43,15	\$ 43,15	\$ 43,15	\$ 43,15	\$ 43,15	\$ 43,15
Precio Energía NO Regulados (COP)		\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00
TRM (COP)		\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00
Ingresos		\$ 2.442.910,2	\$ 2.320.764,7	\$ 2.204.726,4	\$ 2.094.490,1	\$ 1.989.765,6	\$ 1.890.277,3	\$ 1.795.763,5	\$ 1.705.975,3	\$ 1.620.676,5	\$ 1.539.642,7
Producción diaria		172	163	155	147	140	133	126	120	114	108
Días de producción Anual		330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
Egresos											
Operación		\$ 622.758	\$ 653.896	\$ 686.591	\$ 720.920	\$ 756.966	\$ 794.815	\$ 834.555	\$ 876.283	\$ 920.097	\$ 966.102
Reacondicionamiento		\$ 88.976	\$ 93.425	\$ 98.096	\$ 103.001	\$ 108.151	\$ 113.558	\$ 119.236	\$ 125.198	\$ 131.458	\$ 138.031
Costo KWh		\$ 4.924,96	\$ 5.171,21	\$ 5.429,77	\$ 5.701,26	\$ 5.986,32	\$ 6.285,64	\$ 6.599,92	\$ 6.929,92	\$ 7.276,41	\$ 7.640,23
Total Egresos		\$ 716.659	\$ 752.492	\$ 790.117	\$ 829.622	\$ 871.104	\$ 914.659	\$ 960.392	\$ 1.008.411	\$ 1.058.832	\$ 1.111.773
Utilidad Bruta		\$ 1.726.251	\$ 1.568.273	\$ 1.414.610	\$ 1.264.868	\$ 1.118.662	\$ 975.619	\$ 835.372	\$ 697.564	\$ 561.845	\$ 427.869
Depreciación		\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600
Amortización											
Regalías (8%)		\$ 195.433	\$ 185.661	\$ 176.378	\$ 167.559	\$ 159.181	\$ 151.222	\$ 143.661	\$ 136.478	\$ 129.654	\$ 123.171
Utilidad Después de Regalías		\$ 1.520.218	\$ 1.372.011	\$ 1.227.632	\$ 1.086.708	\$ 948.881	\$ 813.796	\$ 681.111	\$ 550.486	\$ 421.591	\$ 294.098
Derecho por uso del area		\$ 6.335	\$ 6.018	\$ 5.717	\$ 5.432	\$ 5.160	\$ 4.902	\$ 4.657	\$ 4.424	\$ 4.203	\$ 3.993
Derecho por precios altos (22%)		\$ 145.504	\$ 131.319	\$ 117.500	\$ 104.012	\$ 90.820	\$ 77.891	\$ 65.191	\$ 52.688	\$ 40.352	\$ 28.149
Utilidad Antes de Impuestos		\$ 1.368.379	\$ 1.234.674	\$ 1.104.414	\$ 977.265	\$ 852.901	\$ 731.004	\$ 611.263	\$ 493.373	\$ 377.036	\$ 261.956
Impuestos (33%)		\$ 451.565	\$ 407.443	\$ 364.457	\$ 322.497	\$ 281.457	\$ 241.231	\$ 201.717	\$ 162.813	\$ 124.422	\$ 86.446
Utilidad Neta		\$ 916.814	\$ 964.569	\$ 863.175	\$ 764.211	\$ 667.423	\$ 572.565	\$ 479.394	\$ 387.673	\$ 297.169	\$ 207.652
Depreciación		\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600
Amortización											
Valor de Salvamento											
Flujo de Caja	\$ (174.900,00)	\$ 927.414	\$ 975.169	\$ 873.775	\$ 774.811	\$ 678.023	\$ 583.165	\$ 489.994	\$ 398.273	\$ 307.769	\$ 218.252

Tabla 6.c Flujo de efectivo para el pozo SURIA 8 del campo SURIA con nueva tecnología.

Items	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversión en Equipos	\$ (106.000,00)										
Montaje	\$ (42.400,00)										
Entrenamiento	\$ (26.500,00)										
Precio del Barril en US\$		\$ 25,20	\$ 25,20	\$ 25,20	\$ 25,20	\$ 25,20	\$ 25,20	\$ 25,20	\$ 25,20	\$ 25,20	\$ 25,20
Precio Energía NO Regulados (COP)		\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00
TRM (COP)		\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00
Ingresos		\$ 1.171.152,7	\$ 1.112.595,0	\$ 1.056.965,3	\$ 1.004.117,0	\$ 953.911,2	\$ 906.215,6	\$ 860.904,8	\$ 817.859,6	\$ 776.966,6	\$ 738.118,3
Producción diaria		141	134	127	121	115	109	104	98	93	89
Días de producción Anual		330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
Egresos											
Operación		\$ 511.217	\$ 536.778	\$ 563.617	\$ 591.798	\$ 621.388	\$ 652.457	\$ 685.080	\$ 719.334	\$ 755.301	\$ 793.066
Reacondicionamiento		\$ 88.976	\$ 93.425	\$ 98.096	\$ 103.001	\$ 108.151	\$ 113.558	\$ 119.236	\$ 125.198	\$ 131.458	\$ 138.031
Costo KWh		\$ 458,44	\$ 481,36	\$ 505,43	\$ 530,70	\$ 557,24	\$ 585,10	\$ 614,36	\$ 645,07	\$ 677,33	\$ 711,19
Total Egresos		\$ 600.652	\$ 630.684	\$ 662.219	\$ 695.330	\$ 730.096	\$ 766.601	\$ 804.931	\$ 845.178	\$ 887.436	\$ 931.808
Utilidad Bruta		\$ 570.501	\$ 481.911	\$ 394.747	\$ 308.787	\$ 223.815	\$ 139.615	\$ 55.974	\$ (27.318)	\$ (110.470)	\$ (193.690)
Depreciación		\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600
Amortización											
Regalías (8%)		\$ 93.692	\$ 89.008	\$ 84.557	\$ 80.329	\$ 76.313	\$ 72.497	\$ 68.872	\$ 65.429	\$ 62.157	\$ 59.049
Utilidad Después de Regalías		\$ 466.209	\$ 382.303	\$ 299.589	\$ 217.858	\$ 136.902	\$ 56.517	\$ (23.499)	\$ (103.347)	\$ (183.227)	\$ (263.339)
Derecho por uso del area		\$ 5.200	\$ 4.940	\$ 4.693	\$ 4.459	\$ 4.236	\$ 4.024	\$ 3.823	\$ 3.632	\$ 3.450	\$ 3.278
Derecho por precios altos (17%)		\$ (126.718)	\$ (103.912)	\$ (81.430)	\$ (59.215)	\$ (37.211)	\$ (15.362)	\$ 6.387	\$ 28.090	\$ 49.802	\$ 71.577
Utilidad Antes de Impuestos		\$ 587.726	\$ 481.275	\$ 376.326	\$ 272.614	\$ 169.877	\$ 67.855	\$ (33.708)	\$ (135.069)	\$ (236.479)	\$ (338.194)
Impuestos (33%)		\$ 193.950	\$ 158.821	\$ 124.188	\$ 89.963	\$ 56.059	\$ 22.392	\$ (11.124)	\$ (44.573)	\$ (78.038)	\$ (111.604)
Utilidad Neta		\$ 393.777	\$ 223.482	\$ 175.402	\$ 127.895	\$ 80.843	\$ 34.125	\$ (12.375)	\$ (58.774)	\$ (105.189)	\$ (151.735)
Depreciación		\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600
Amortización											
Valor de Salvamento											
Flujo de Caja	\$ (174.900,00)	\$ 404.377	\$ 234.082	\$ 186.002	\$ 138.495	\$ 91.443	\$ 44.725	\$ (1.775)	\$ (48.174)	\$ (94.589)	\$ (141.135)

Tabla 6.d Flujo de efectivo para el pozo GUAYURIBA 1 del campo SURIA con nueva tecnología.

Items	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversión en Equipos	\$ (106.000,00)										
Montaje	\$ (42.400,00)										
Entrenamiento	\$ (26.500,00)										
Precio del Barril en US\$		\$ 67,50	\$ 67,50	\$ 67,50	\$ 67,50	\$ 67,50	\$ 67,50	\$ 67,50	\$ 67,50	\$ 67,50	\$ 67,50
Precio Energía NO Regulados (COP)		\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00	\$ 104,00
TRM (COP)		\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00	\$ 1.700,00
Ingresos		\$ 2.053.566,5	\$ 1.950.888,2	\$ 1.853.343,7	\$ 1.760.676,6	\$ 1.672.642,7	\$ 1.589.010,6	\$ 1.509.560,1	\$ 1.434.082,1	\$ 1.362.378,0	\$ 1.294.259,1
Producción diaria		92	88	83	79	75	71	68	64	61	58
Días de producción Anual		330	330	330	330	330	330	330	330	330	330
Egresos											
Operación		\$ 334.655	\$ 351.388	\$ 368.957	\$ 387.405	\$ 406.776	\$ 427.114	\$ 448.470	\$ 470.894	\$ 494.438	\$ 519.160
Reacondicionamiento		\$ 88.976	\$ 93.425	\$ 98.096	\$ 103.001	\$ 108.151	\$ 113.558	\$ 119.236	\$ 125.198	\$ 131.458	\$ 138.031
Costo KWh		\$ 4.315,37	\$ 4.531,14	\$ 4.757,70	\$ 4.995,58	\$ 5.245,36	\$ 5.507,63	\$ 5.783,01	\$ 6.072,16	\$ 6.375,77	\$ 6.694,56
Total Egresos		\$ 427.947	\$ 449.344	\$ 471.811	\$ 495.402	\$ 520.172	\$ 546.180	\$ 573.489	\$ 602.164	\$ 632.272	\$ 663.886
Utilidad Bruta		\$ 1.625.620	\$ 1.501.544	\$ 1.381.533	\$ 1.265.275	\$ 1.152.471	\$ 1.042.830	\$ 936.071	\$ 831.918	\$ 730.106	\$ 630.373
Depreciación		\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600
Amortización											
Regalías (8%)		\$ 164.285	\$ 156.071	\$ 148.267	\$ 140.854	\$ 133.811	\$ 127.121	\$ 120.765	\$ 114.727	\$ 108.990	\$ 103.541
Utilidad Después de Regalías		\$ 1.450.735	\$ 1.334.873	\$ 1.222.665	\$ 1.113.821	\$ 1.008.059	\$ 905.109	\$ 804.706	\$ 706.592	\$ 610.516	\$ 516.233
Derecho por uso del area		\$ 3.404	\$ 3.234	\$ 3.072	\$ 2.919	\$ 2.773	\$ 2.634	\$ 2.503	\$ 2.377	\$ 2.259	\$ 2.146
Derecho por precios altos (23%)		\$ 288.857	\$ 265.788	\$ 243.446	\$ 221.774	\$ 200.716	\$ 180.217	\$ 160.226	\$ 140.690	\$ 121.560	\$ 102.788
Utilidad Antes de Impuestos		\$ 1.158.473	\$ 1.065.851	\$ 976.146	\$ 889.128	\$ 804.571	\$ 722.258	\$ 641.977	\$ 563.524	\$ 486.697	\$ 411.299
Impuestos (33%)		\$ 382.296	\$ 351.731	\$ 322.128	\$ 293.412	\$ 265.508	\$ 238.345	\$ 211.853	\$ 185.963	\$ 160.610	\$ 135.729
Utilidad Neta		\$ 776.177	\$ 983.142	\$ 900.537	\$ 820.409	\$ 742.551	\$ 666.764	\$ 592.853	\$ 520.629	\$ 449.906	\$ 380.504
Depreciación		\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600	\$ 10.600
Amortización											
Valor de Salvamento											
Flujo de Caja	\$ (174.900,00)	\$ 786.777	\$ 993.742	\$ 911.137	\$ 831.009	\$ 753.151	\$ 677.364	\$ 603.453	\$ 531.229	\$ 460.506	\$ 391.104

Tabla 7. Diferencia entre los flujos de efectivo de la situación actual y de la situación con la implementación de la nueva tecnología.

FLUJO DE CAJA	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
GAVAN 8 BES	0	796864,992	713677,48	639574,7198	567256,153	496536,524	427235,0342	359174,8861	292182,8	226088,7	160725,04
GAVAN 8 BCP	-174900	951303,348	862176,3809	784342,9227	708656,057	634921,199	562949,1321	492555,5194	423560,4	355787,9	289065,38
DIFERENCIA	-174900	154438,356	148498,9009	144768,203	141399,903	138384,675	135714,0979	133380,6333	131377,6	129699,2	128340,35
APIAY 21 BES	0	799430,676	835158,6817	740558,1603	648045,536	557384,306	468343,1909	380695,5363	294218,7	208693,7	123904,17
APIAY 21 BCP	-174900	927413,97	975168,9729	873774,9607	774810,963	678023,495	583165,1456	489993,9474	398272,8	307768,6	218252,3
DIFERENCIA	-174900	127983,294	140010,2913	133216,8004	126765,427	120639,188	114821,9547	109298,4111	104054	99074,96	94348,124
SURIA 8 BES	0	270548,228	140367,1506	93238,01685	46459,801	-85,3198874	-46514,2912	-92943,4759	-139489	-186266,8	-233393,3
SURIA 8 BCP	-174900	404376,547	234082,3525	186001,7909	138495,313	91442,7182	44725,23939	-1774,75452	-48174,1	-94588,92	-141135,3
DIFERENCIA	-174900	133828,319	93715,2019	92763,77408	92035,5123	91528,0381	91239,53063	91168,72136	91314,89	91677,86	92257,989
GUAYURIBA 1 BES	0	603134,96	745878,9204	663034,1233	582054,023	502731,509	424864,1293	348253,5786	272705,2	198027,4	124031,44
GUAYURIBA 1 BCP	-174900	786776,773	993742,3207	911136,7438	831008,519	753151,132	677364,2627	603453,2675	531228,7	460505,7	391103,83
DIFERENCIA	-174900	183641,813	247863,4003	248102,6205	248954,495	250419,623	252500,1334	255199,6889	258523,5	262478,3	267072,39

De acuerdo a los flujos de efectivo presentados y comparando la situación actual con la situación posible de aplicación de una nueva tecnología de levantamiento más eficiente se pueden establecer los indicadores financieros VPN y TIR con los cuales se puede establecer si la implementación de esta tecnología en estos pozos seleccionados es una buena opción de inversión para la empresa que los explota. En la Tabla 8 se muestran estos indicadores obtenidos.

Tabla 8. Indicadores financieros de la implementación de nueva tecnología de levantamiento artificial en los pozos seleccionados.

POZO	VPN	TIR
GAVAN 8	\$ 465.020,18	85%
APIAY 21	\$ 378.201,33	74%
SURIA 8	\$ 274.764,11	62%
GUAYURIBA 1	\$ 900.241,95	122%

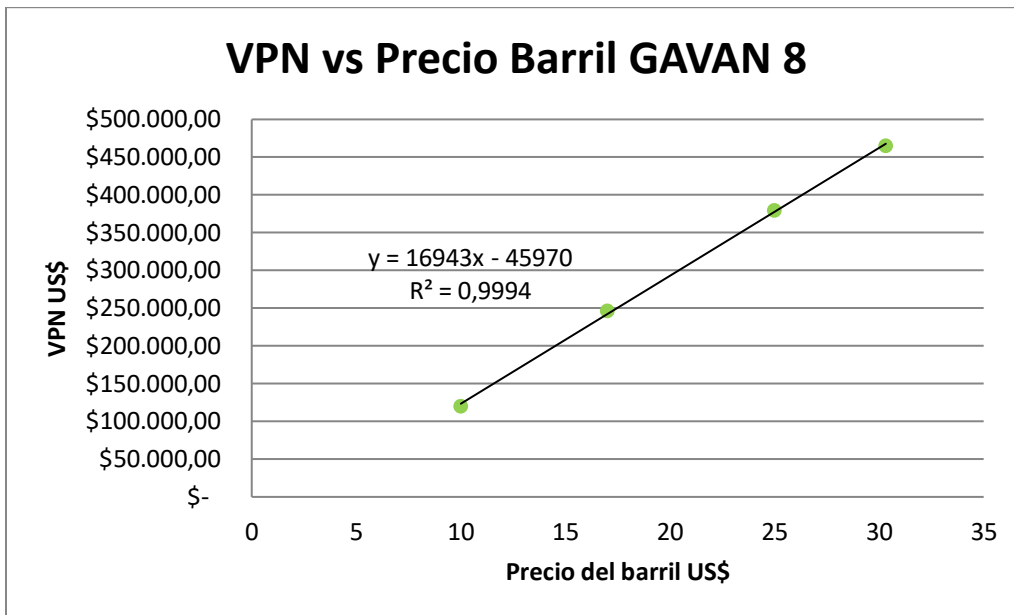
Los indicadores obtenidos bajo los parámetros tenidos en cuenta en este trabajo muestran que la implementación de un sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas en los pozos seleccionados es una opción que permite una reducción en consumo energético y por lo tanto, una reducción en los costos de producción. Estos menores costos representan un gran ahorro en dinero que permite recuperar rápidamente la inversión necesaria.

A continuación se realiza un análisis de sensibilidad que permitirá conocer cuál de los parámetros utilizados en el análisis financiero influye más en los indicadores de rentabilidad y así contar con más herramientas de juicio en la toma de alguna decisión sobre la implementación de esta tecnología.

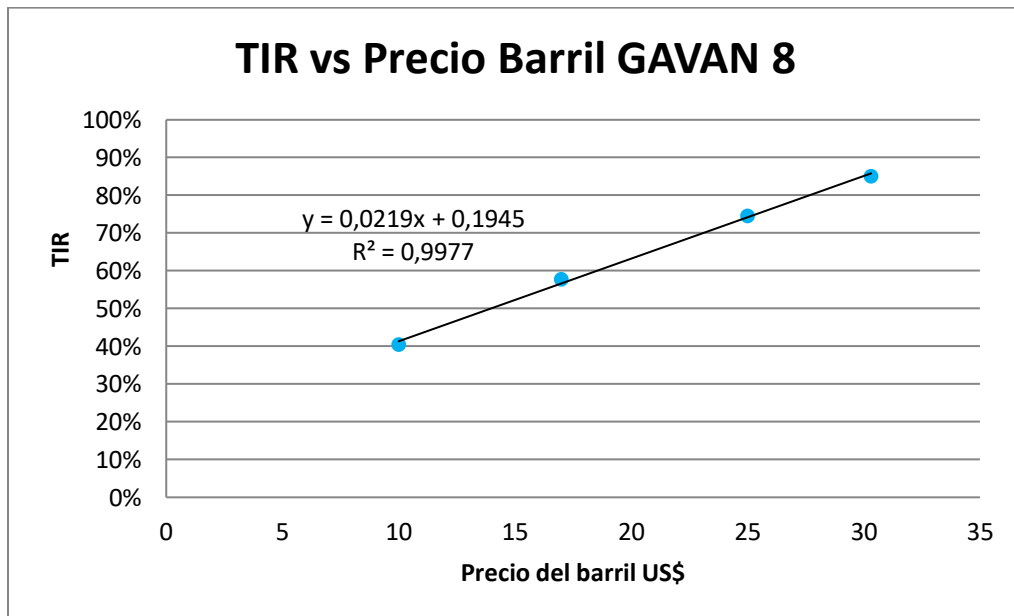
5.3 Análisis de sensibilidad

El parámetro más influyente en la industria petrolera es el precio internacional del crudo de referencia en las bolsas de New York y Londres. Este parámetro establece los ingresos de la actividad para cualquier tipo de actividad dentro de este sector, sea de exploración, producción o de facilidades de campo. A continuación se muestra la variación de los indicadores financieros con la variación del precio del crudo de referencia para uno de los pozos seleccionados en este trabajo (Gráfica 11).

Gráfica 11.a Efecto del precio del barril de crudo en el VPN



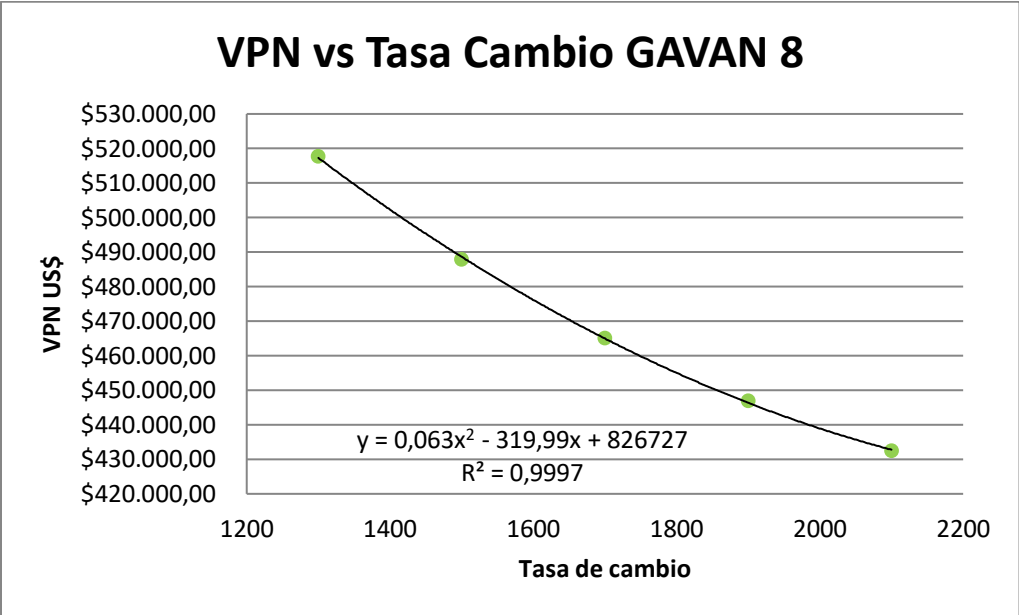
Gráfica 11.b Efecto del precio del barril de crudo en el TIR



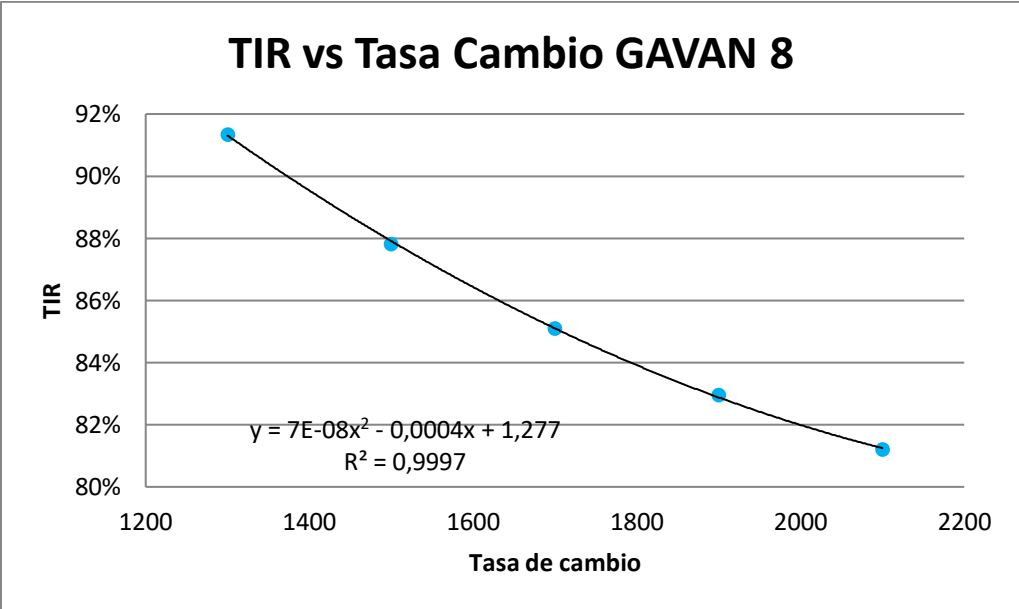
De acuerdo a los observado en las gráficas 11.a y 11.b, y como se puede esperar, una disminución en los precios del crudo disminuye la rentabilidad del proyecto aunque se mantiene en un nivel bastante aceptable. Incluso se observa que dados los ahorros en costos energéticos que se estiman en este trabajo, la tasa interna de retorno se mantiene en niveles bastante altos aun para precios del crudo cercanos a cero.

El otro parámetro influyente en la evaluación financiera de la implementación de estas tecnologías es la tasa cambiaria. Esto se debe a que la energía que se consume en estos campos se compra en pesos colombianos siendo estos los gastos energéticos pero los ingresos por la actividad se contabilizan en dólares y por lo tanto en este punto se debe tener en cuenta esta tasa cambiaria. En la gráfica 12 se muestra el efecto de este cambio en los indicadores financieros.

Gráfica 12.a Efecto de la tasa de cambio en el VPN.



Gráfica 12.b Efecto de la tasa de cambio en la TIR



Como se observa en las gráficas 12.a y 12.b, la tasa de cambio no tiene un efecto significativo en los indicadores financieros del proyecto. Puede esperarse un comportamiento similar de los indicadores financieros ante variación de otros parámetros como el precio del KWh o los costos de inversión inicial.

6. Conclusiones

- La disminución en el consumo de potencia en un sistema BCP respecto de un sistema BES implica una disminución notoria en los gastos asociados al consumo de energía en el sistema de levantamiento con un rango de caudales como los que se tienen en el análisis. Para caudales mayores los sistemas BCP no ofrecen ventajas sobre los BES en cuanto al consumo energético.
- Los datos de consumo de potencia determinados para el sistema BES están sujetos a posibles errores de medición o de lectura que pueden inducir a un error en la estimación de estos parámetros de potencia consumida aunque promediando los valores de producción de cada pozo se obtiene una mayor uniformidad que permite realizar el análisis.
- Los costos por barril durante el primer año en dos de los campos presentan reducciones que oscilan entre un 9% y un 33% con sistema BCP en relación a los sistemas BES para los pozos estudiados. Esto concuerda con las tendencias de reducción de consumo de energía para bajos caudales en los sistemas BCP.
- La posibilidad de la implementación de sistemas de levantamiento BCP presenta índices financieros favorables respecto a la continuación de las tecnologías actuales de levantamiento para las condiciones de los pozos seleccionados en este estudio.
- Es necesario realizar una selección de datos más profunda que permita encontrar una relación más notoria entre los datos de cada pozo y sus indicadores de producción que disminuya la dispersión de estos datos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ziff Energy Group. «Benchmarking de Costos Operativos y de Eficiencia Operativa Ecopetrol S.A.» 2011.
- [2] DEPARTMENT OF PETROLEUM ENGINEERING. «Production Technology.» Heriot-Watt University.
- [3] Stanghelle, Knut Undheim. *Evaluation of artificial lift methods on the Gyda field. (Master's Thesis)*. Universitetet i Stavanger, 2009.
- [4] ANDRADE, Tania, y Victor BASTIDAS. *Estudio comparativo de los bombeo hidraulico y electrosumergible con el bombeo de cavidad progresiva en un campo de la región oriental (AUCA)*. Quito: Escuela Politécnica Nacional - Facultad de Minas y petroleos, 1998.
- [5] Lutz, T.S. «Electric Submersible Pump Efficiency Systems.» *1997 ESP Workshop*. 1997.
- [6] YARURO, G, C OSSA, y L. ROJAS. «Levantamiento de información en campo para calcular consumos de energía de los pozos de la SOA y desarrollo y documentación de las memorias de cálculo.» 2011.
- [7] UNAPANTA, Hugo. *Estudio técnico-económico para incrementar la producción de petróleo en los campos guanta y dureno*. Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2006.
- [8] VERGARA Enrique, BENAVIDES Andrea. *Estudio del sistema de bombeo hidráulico en el campo Shushufindi*. Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2011.