ESTRATEGIA PARA VIABILIZAR LA CONTINUIDAD OPERATIVA Y FINANCIERA DEL CAMPO QUERUBIN OPERADO POR PETRÓLEOS DEL NORTE.

OSCAR EDUARDO CORTES RAMIREZ
ALDEMAR GARCIA PULIDO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016

ESTRATEGIA PARA VIABILIZAR LA CONTINUIDAD OPERATIVA Y FINANCIERA DEL CAMPO QUERUBIN OPERADO POR PETRÓLEOS DEL NORTE.

OSCAR EDUARDO CORTES RAMIREZ
ALDEMAR GARCIA PULIDO

Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de ESPECIALISTA EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS

Director
FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ
INGENIERO DE PETROLEOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016

AGRADECIMIENTOS

Los autores de esta monografía expresan sus agradecimientos a:

A la escuela de Ingenieria de Petróleos de la UIS por su empeño por tener profesionales capacitados y con las competencias requeridas para afrontar cargos directivos en la industria del petróleo.

A nuestras familias por apoyarnos en este proceso, por entender que para nosotros la especialización era un reto profesional y que requería de nuestro tiempo, atención y esfuerzo.

A la Gerencia de operaciones de Petróleos del Norte por su apoyo para llevar a cabo el proyecto objeto de la monografía.

Al grupo de estudiantes de la especialización de gerencia de hidrocarburos promoción X, ya que fue enriquecedor conocer sus experiencias en el ámbito laboral y su calidad humana hicieron que las clases fueran amenas.

A nuestro Dios Jehová por iluminar nuestro camino y bendecirnos en cada momento, por permitirnos alcanzar esta meta tan preciada.

CONTENIDO

pag.

INTRODUCCION 13

1. GENERALIDADES DEL CAMPO QUERUBIN. 14

1.1 LOCALIZACION GEOGRAFICA 14

1.2 HISTORIA DEL CAMPO QUERUBIN 15

1.3 DESCRIPCION DE LAS CONDICIONES OPERATIVAS DEL CAMPO QUERUBIN 17

1.3.1 Instalaciones y equipos. 17

1.3.2 Recurso humano. 17

1.3.3 Venta de crudo. 18

1.3.4 Caracterización de la producción del campo. 18

1.3.5 Relaciones con la comunidad de influencia. 18

2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PCP 19

2.1 RESEÑA HISTORICA DEL SISTEMA PCP 19

2.2 GENERALIDADES DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PCP 20

2.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO Y DEFINICIONES 21

2.4 COMPONENTES DE UN SISTEMA PCP 22

3 COSTO DE LEVANTAMIENTO DEL CAMPO QUERUBIN 24

3.1 IMPACTO DE LOS SERVICIOS A POZO 28

3.2 IMPACTO DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LAS OPERACIONES DE PRODUCCION 28

4 DIAGNOSTICO MEDIANTE MATRIZ DOFA DEL CAMPO QUERUBIN 30

4.1 MATRIZ DOFA 30
4.1.1 Descripción análisis DOFA. 30
4.1.2 Descripción proceso de aplicación de DOFA. 32
4.2 APLICACIÓN ANALISIS DOFA AL CAMPO QUERUBIN 34
4.3 ANALISIS Y PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS QUE VIABILICEN LA OPERACIÓN DEL CAMPO QUERUBIN 38
4.3.1 Reducción de costos por unificación de la operación de los campos Querubín y Angeles.. 38
4.3.2 Optimización de costos por reducción del número de servicios a pozo. 39
4.3.2.1 Análisis de la aplicabilidad del sistema de levantamiento PCP en el campo Querubín.. 40
4.3.2.2 Análisis de alternativas para el manejo de la arena.. 41
4.3.2.3 Análisis de alternativa de reducción de costo de levantamiento por incremento de producción.. 46
5 EVALUACION DE LOS RESULTADOS POSTERIOR A LA IMPLEMENTACION DE LAS ACCIONES PROPUESTAS 48
6 EVALUACION ECONOMICA Y FINANCIERA 51
7 CONCLUSIONES 54
8 RECOMENDACIONES 55
BIBLIOGRAFIA 56

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Localización campo Querubín 14
Figura 2. Historia de producción 16
Figura 3. Sistema PCP 23
Figura 4. Distribución costo de levantamiento por actividades 27
Figura 5. Distribución de los costos de operaciones de producción 29
Figura 6. Empaque de grava 41
Figura 7. Sistema de recirculación filtrante 48
Figura 8. Gráfico de producción 2015 49

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Calculo del costo de levantamiento Enero-Junio de 2015 26
Tabla 2. Definición aspectos DOFA 33
Tabla 3. Modelo matriz DOFA 34
Tabla 4. Variables DOFA 35
Tabla 5. Matriz DOFA aplicada a campo Querubín 36
Tabla 6. Comparación aplicabilidad sistema PCP versus condiciones reales 40
Tabla 7. Costo cambio de sarta de producción por pozo 43
Tabla 8. Calculo de velocidad de asentamiento 45
Tabla 9. Calculo de la velocidad de transporte 45
Tabla 10. Costo por pozo para implementar sistema de recirculación 46
Tabla 11. Comparación costos de levantamiento 50
Tabla 12. Flujo de caja neto 51

RESUMEN

TITULO: ESTRATEGIA PARA VIABILIZAR LA CONTINUIDAD OPERATIVA Y FINANCIERA DEL CAMPO QUERUBIN OPERADO POR PETRÓLEOS DEL NORTE.*

AUTORES: ALDEMAR GARCIA PULIDO
OSCAR EDUARDO CORTES RAMIREZ **

PALABRAS CLAVE: CAMPO QUERUBIN, MATRIZ DOFA, ESTRATEGIA, COSTO DE LEVANTAMIENTO, PRODUCCION DE ARENA, FILTRO RECIRCULACION.

DESCRIPCIÓN:

El campo Querubín operado por la empresa Petróleos Del Norte ha venido presentando un balance financiero negativo, lo cual ha llevado a evaluar la opción de cerrar el campo; el presente trabajo busca analizar y plantear alternativas que puedan viabilizar la continuidad del campo; de tal forma que genere utilidades a partir de una operación optimizada en los diferentes elementos que intervienen.

Partiendo de la revisión de los costos de levantamiento del campo Querubín durante el primer semestre del 2015, se aplicó la metodología DOFA para diagnosticar y determinar las principales causas de los balances financieros negativos del campo. Mediante el análisis DOFA se determinó la necesidad de plantear alternativas que redujeran los costos asociados a servicios a pozo y de operación del campo. Los servicios a pozo se redujeron mediante la implementación de un filtro de recirculación que permitió manejar la arena producida por el yacimiento; pasando de cuatro servicios a pozo en el primer semestre a cero servicios en el segundo semestre del 2015. Los costos asociados a la operación del campo se redujeron mediante la unificación de la operación de dos campos cercanos geográficamente, lo que permitió reducir el requerimiento de personal y de equipos.

Posterior a la implementación de las recomendaciones resultantes de este trabajo el campo Querubín pasó de tener un balance financiero negativo en el primer semestre de 2015 a un balance positivo en el segundo semestre del 2015, y una reducción en sus costos de levantamiento de 43.39 a 11.56 dólares por barril.

---

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director Fernando Calvete

ABSTRACT

TITLE: STRATEGY TO MAKE VIABLE OPERATIONAL CONTINUITY AND FINANCIAL OF THE QUERUBIN FIELD OPERATED BY PETROLEOS DEL NORTE.*

AUTHORS: ALDEMAR GARCIA PULIDO
OSCAR EDUARDO CORTES RAMIREZ **

KEYWORDS: QUERUBIN FIELD, SWOT MATRIX, STRATEGY, LIFTING COST, SAND PRODUCTION, RECIRCULATION FILTER.

DESCRIPTION:

The Querubin field operated by Petroleos Del Norte Company has been presenting a negative financial balance, which has led to evaluate the option of closing the field; the present work intends to analyze and consider alternatives that can facilitate the continuity of the field; so that it generates profits from operation optimized the different elements involved.

Based on the review of the lifting cost of the Querubin field during the first half of the year 2015, SWOT methodology was applied to diagnose and determine the major causes of the negative financial balance sheets of the field. Analysis SWOT identified the need to consider alternatives that would reduce the costs associated with services to well and the field operation. Well services were reduced through the implementation of a recirculation filter allowing to manage the sand produced by the reservoir; went from four services to well in the first half to zero services in the second half of the year 2015. The costs associated with the operation of the field dropped by the unification of two nearby fields operation geographically, which allowed to reduce the requirement of staff and equipment.

Subsequent to the implementation of the recommendations resulting from this work Querubin field went from having a negative financial balance in the first half of 2015 to a positive balance in the second half of the year 2015, and a reduction in lifting costs of 43.39 to 11.56 dollars per barrel.

---

* Graduation project

** Faculty of physico-chemical engineering. Petroleum engineering school. Director Fernando Calvete

INTRODUCCION

El campo Querubín operado por la compañía Petróleos del Norte ha venido presentando balances financieros negativos lo cual ha llevado a la empresa a reevaluar la continuidad del campo. Dicho campo presenta reducción de producción, incremento del costo de levantamiento, pérdidas económicas y financieramente se ha vuelto inviable. Lo anterior es causado por las frecuentes intervenciones correctivas a pozo, los altos costos fijos y variables, el bajo potencial productivo y la producción de arena lo cual hace que los *run life* de los sistemas de levantamiento artificial sean menores. De continuar con esta situación Petróleos del Norte tomara la decisión de cerrar el campo. El presente trabajo busca generar un diagnóstico de los componentes operativos administrativos y financieros y su impacto en la continuidad del campo Querubín. Se verificara el peso de cada componente en el costo de levantamiento y determinar el grado de afectación que puede tener en la viabilidad del campo. Mediante dicho diagnostico se plantearan alternativas que podrían viabilizar la continuidad del campo; de tal forma que genere utilidades a partir de una operación optimizada en los diferentes elementos que intervienen.

Para alcanzar los objetivos el trabajo se dividió en seis capítulos. El capítulo uno busca describir la operación y presentar la historia del campo Querubín. El capítulo dos describe el sistema levantamiento PCP, su principio de funcionamiento y todos los accesorios que hacen parte del sistema. El capítulo tres analiza los costos de levantamiento del campo con el fin de determinar los rubros de mayor impacto a los cuales se deberá aplicar un mayor grado de análisis. En el capítulo cuatro se realiza el diagnóstico del campo Querubín mediante la aplicación de la metodología DOFA y se realiza el análisis de las diferentes estrategias y la viabilidad de su aplicación. En el capítulo cinco se describen los resultados obtenidos en el campo Querubín después de implementar las estrategias recomendadas a partir del análisis realizado. El capítulo 6 presenta el análisis económico y financiero del proyecto, en él se muestra lo asertivo que fueron las estrategias propuestas y los beneficios económicos y financieros que trajeron al campo Querubín.

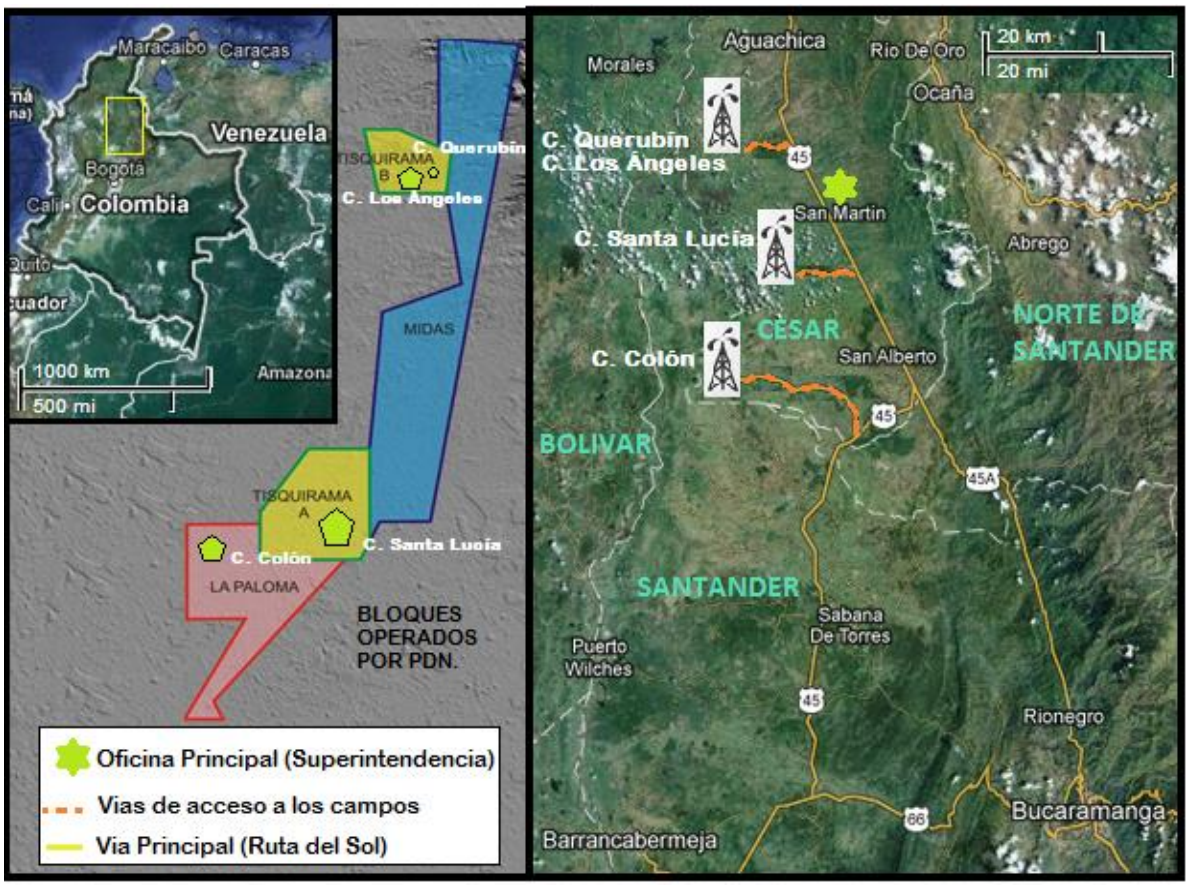
La realización de este trabajo logro obtener resultados muy positivos para el campo Querubín pasando de tener flujos de caja negativos a positivos mediante la implementación de estrategias de bajo costo. Utilizando como modelo este trabajo se podrá aplicar la metodología utilizada en otros campos e incluso comparar con otras metodologías que busquen optimizar las operaciones de los campos.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO QUERUBIN.

1.1 LOCALIZACION GEOGRAFICA

El campo Querubín se encuentra ubicado en el sur del Cesar en el municipio de Rio de Oro en la vereda de Morrison y es operado por la empresa Petróleos del Norte. Este campo pertenece al bloque B de la Asociación Tisquirama. Geológicamente está ubicado en el sector norte de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, dicho bloque posee un área total de 4577Has en el cual se incluye campo Angeles y campo Querubín como se observa en la figura 1.

Figura 1. Localización campo Querubín



1.2 HISTORIA DEL CAMPO QUERUBIN

El campo Querubín nace de la necesidad de poner a producir un área adjunta al campo Angeles que fue probada como productora con el pozo Angeles 2 el cual no se logró mantener en producción debido a la falta de tecnología de la época; este pozo fue perforado por la Texas Petrolleum Company en 1987 y abandonado en 1988.

Este campo fue descubierto con la perforación del pozo Querubín 1 que inicio perforación a las 05:00 AM del 30 de Mayo de 2010 y finalizó perforación el día 16 de Junio de 2010 llegando a una profundidad final de 7000'. El día 10 de Julio de 2010 inicio el completamiento de este pozo con revestimiento de 7'' N-80 de 26 #/ft desde superficie hasta 6995'. El 14 de Julio de 2010 se cañonearon los intervalos 6609' – 6641' sin buenos resultados. El día 16 de Julio de 2010 se decide suabear el intervalo cañoneado. En vista de los resultados negativos de este intervalo se decide aislar el mismo con empaque EZ DRILL de 7'' de 26 #/FT sentado a 6600' para cañonear el intervalo 6132' - 6335'. El 24 de Julio de 2010 se cañonea el intervalo 6132' – 6335' sin obtener flujo natural, por lo cual se procedió a realizar operación de suabeo. Después de probado el intervalo por medio del suabo, se decide bajar bomba PCP con *intake* de la bomba a una profundidad de 5791'. A las 13 horas del día 16 de Agosto de 2010 el pozo Querubín 1 inicia prueba extensa. El pozo durante su historia de producción alcanzo valores por encima de 200 BOPD.

Con la confirmación del descubrimiento de crudo en las arenas de Lizama y el modelamiento del yacimiento se decide perforar el pozo Querubín 2, la perforación inicio el 13 de julio y se terminó el 27 de julio del 2012. El 7 de Agosto de 2012 inicio el completamiento de este pozo con revestimiento de 7'' N-80 de 26 #/ft desde superficie hasta 2688' y de 7'' N-80 de 23 #/ft desde 2688' @ 6684' y se dio inicio a la prueba extensa el 1 de septiembre de 2012 con sistema de levantamiento PCP con el *intake* de la bomba a una profundidad de 5900', con una producción inicial de 220 de BOPD.

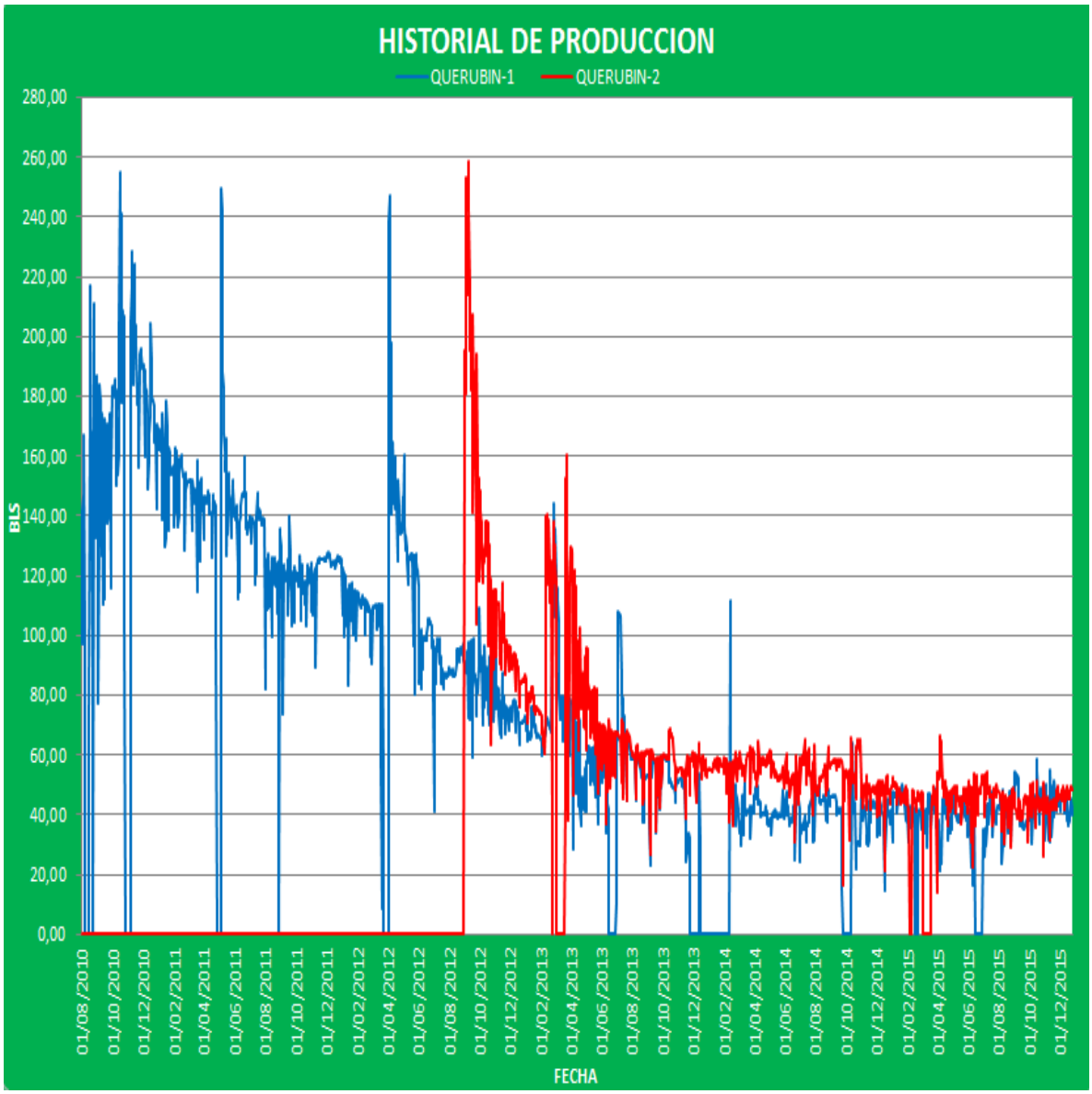
El campo es de crudo pesado de color negro oscuro de tipo asfáltico con un API° de 14 y con un corte de agua inferior a 0,2% BS&W, este crudo tiene una viscosidad de 600 centipoises y el yacimiento tiene un bajo potencial de gas. El mecanismo de producción del yacimiento es por expansión volumétrica.

A partir del 2013 los pozos del Campo Querubín empiezan a evidenciar arenamiento prematuro lo cual conlleva a daño de equipos de fondo repetitivos, lo cual requirió de la ejecución de servicios a pozo con equipos de *workover*.

Por los resultados económicos del campo la empresa ha venido contemplando la decisión de suspender temporalmente las operaciones en este campo.

En la figura 2 se presenta el histórico de producción de los pozos Querubin-1 y Querubin-2, pozos que conforman el campo Querubín. En dicha figura se puede observar la declinación de producción y las distintas paradas de pozo que se han venido presentando las cuales están asociadas principalmente a servicios a pozo. Los servicios a pozo se han requerido debido a falla del sistema de levantamiento por atascamiento con arena o por taponamiento de los perforados debido a la acumulación de arena en el fondo del pozo.

Figura 2. Historia de producción



1.3 DESCRIPCION DE LAS CONDICIONES OPERATIVAS DEL CAMPO QUERUBIN

A continuación se describen las condiciones operativas del campo Querubín.

1.3.1 **Instalaciones y equipos.** El campo Querubín está compuesto por dos pozos sobre una misma plataforma. Los dos pozos tienen como sistema de levantamiento unidades PCP de referencia 40-40-1200 proveída por la empresa de servicios Weatherford. El suministro eléctrico es proveído por la electrificadora ESSA la cual tiene red de distribución para el campo y se cuenta con generadores eléctricos en sitio como respaldo en caso de falla de la red.

La estación de producción del campo se encuentra ubicada sobre la misma plataforma de los pozos y está conformada por líneas de producción que llevan los fluidos desde cabeza de pozo hasta la estación de forma independiente, tres tanques de producción horizontales de 500 barriles de capacidad de almacenamiento, una línea de 6" que interconecta los tanques con las bombas de cargue, dos bombas de cargue centrifugas, una línea de 4" que lleva el fluido hasta el cargadero y un cargadero certificado de crudo con un brazo y línea de vida. Todos los equipos se encuentran sobre placa de concreto y con sus respectivos diques.

La producción de los pozos del campo Querubín no tienen gas asociado ni agua por este motivo fluyen directo a tanques y no requieren de separador, scruber y tea.

Debido a la baja producción del campo y por consiguiente el número de muestras a analizar en laboratorio es bajo, para los análisis se utiliza el laboratorio del campo Angeles el cual es adyacente al campo Querubín.

1.3.2 **Recurso humano.** Para la operación del campo Querubín, Petróleos de Norte cuenta con tres operadores de producción los cuales trabajan en jornadas de 12 horas en turnos de 14 días de trabajo por 7 de descanso, uno de día, uno de noche y el tercero cubre los descansos.

Dentro de sus roles y responsabilidades está el registro de parámetros de operación de las unidades PCP, medición estática del volumen de crudo, análisis de laboratorio, despacho de crudo por carro tanques, generación de reporte diario de producción y ventas, alineación de pozos para pruebas de producción e inspecciones de equipos de seguridad industrial.

1.3.3 **Venta de crudo.** El petróleo producido es enviado hacia la estación de Ayacucho mediante Carrotanques. El petróleo vendido es despachado bajo especificaciones, es decir con un corte de agua menor a 0,5% y con una cantidad de sal menor a 20 libras por cada 1000 barriles.

1.3.4 **Caracterización de la producción del campo.** El campo Querubín produce un crudo pesado de 14 API, con un corte de agua promedio de 0,13%, no contiene gas y se ha evidenciado aporte de arena de grano fino. Cada uno de los pozos produce 42 BOPD aproximadamente.

1.3.5 Relaciones con la comunidad de influencia. Petróleos del Norte ha logrado alcanzar un entorno armónico y de entendimiento con las comunidades de influencia del campo Querubín, lo cual ha conllevado a tener una operación sin contingencias por bloqueos o acciones de hecho.

2. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PCP[1]

El sistema de levantamiento utilizado en el campo Querubín es el PCP, por lo tanto a continuación revisaremos sus especificaciones y su funcionalidad.

2.1 RESEÑA HISTORICA DEL SISTEMA PCP

A fines de los años `20, Rene Moineau desarrolló el concepto para una serie de bombas helicoidales. Una de ellas tomó el nombre con el cual hoy es conocido, *Progressing Cavity Pump* (PCP). La bomba PCP está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que está fija, formando un engranaje helicoidal. El rotor metálico, es la pieza interna conformada por una sola hélice. El estator, la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero(goma), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor. En 1979, algunos operadores de Canadá, de yacimientos con petróleos viscosos y alto contenido de arena, comenzaron a experimentar con bombas de cavidades progresivas. Muy pronto, las fábricas comenzaron con importantes avances en términos de capacidad, presión de trabajo y tipos de elastómeros. Algunos de los avances logrados y que en la actualidad juegan un papel importante, han extendido su rango de aplicación que incluyen:

- Producción de petróleos pesados y bitúmenes (< 18ºAPI) con cortes de arena hasta un 50 %.
- Producción de crudos medios (18-30 º API) con limitaciones en el % de SH2.
- Petróleos livianos (>30º API) con limitaciones en aromáticos.
- Producción de pozos con altos % de agua y altas producciones brutas, asociadas a proyectos avanzados de recuperación secundaria (por inyección de agua).

[1] HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas (en línea), actualizado en junio del 2008. [fecha de consulta: 21 de marzo del 2015]. Disponible en web: http://www.oilproduction.net/cms3/index.php/produccion/sistemas-de-extraccion/pcp/843-manual-de-bombeo-de-cavidades-progresivas

En los últimos años las PCP han experimentado un incremento gradual como un método de extracción artificial común.

2.2 GENERALIDADES DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO PCP

Los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial, una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60%. Otras ventajas adicionales de los sistemas PCP son:

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos.
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena.
- Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre.
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles.
- Muy buena resistencia a la abrasión.
- Bajos costos de inversión inicial.
- Bajos costos de energía.
- Demanda constante de energía (no hay fluctuaciones en el consumo).
- Simple instalación y operación.
- Bajo mantenimiento.
- Equipos de superficie de pequeñas dimensiones.

Los sistemas PCP también tienen algunas desventajas en comparación con los otros métodos. La más significativa de estas limitaciones se refiere a las capacidades de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos, especialmente con el contenido de componentes aromáticos. A continuación se presentan varias de las desventajas de los sistemas PCP:

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2000 Bls/día o 320 m3/día (máximo de 4000 Bls/día o 640 m3/día).
- Capacidad de elevación real de hasta 6000 pies o 1850 metros (máximo de 1050 pies o 3500 metros).
- Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F o 138 °C (máxima de 350 °F o 178 °C).

- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo).
- Opera con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables (evitando una buena lubricación).
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos.
- Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales.
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba.
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas de bombeo.

2.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO Y DEFINICIONES

El estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional (en dirección opuesta a su propio eje) alrededor el eje del estator. La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo, es de desplazamiento positivo.

Los elastómeros son la base del sistema PCP en el que está moldeado el perfil de doble hélice del estator. De su correcta determinación y su interferencia con el rotor depende en gran medida la vida útil de la PCP.

A continuación se describen las características de cada tipo de elastómero.

ACRILONITRILO

- A mayor porcentaje de ACN mayor resistencia a los Aromáticos y al CO_2.

- A mayor porcentaje de carbono, mayor resistencia mecánica.
- Baja resistencia al SH2 (continua con el proceso de vulcanizado)
- Oleofilos: tienden a absorber petróleo
- Baja resistencia al agua caliente.

HNBR Nitrílico hidrogenado (hydrogenated nitrile butadiene rubber).

- Buena resistencia al SH2.
- Buena resistencia a la temperatura.
- Propiedades mecánicas medias.
- Descompresión explosiva: pobre.
- Baja resistencia a los Aromáticos y al CO2.
- Muy baja resistencia al agua caliente

Fluorocarbono – fkm (viton).

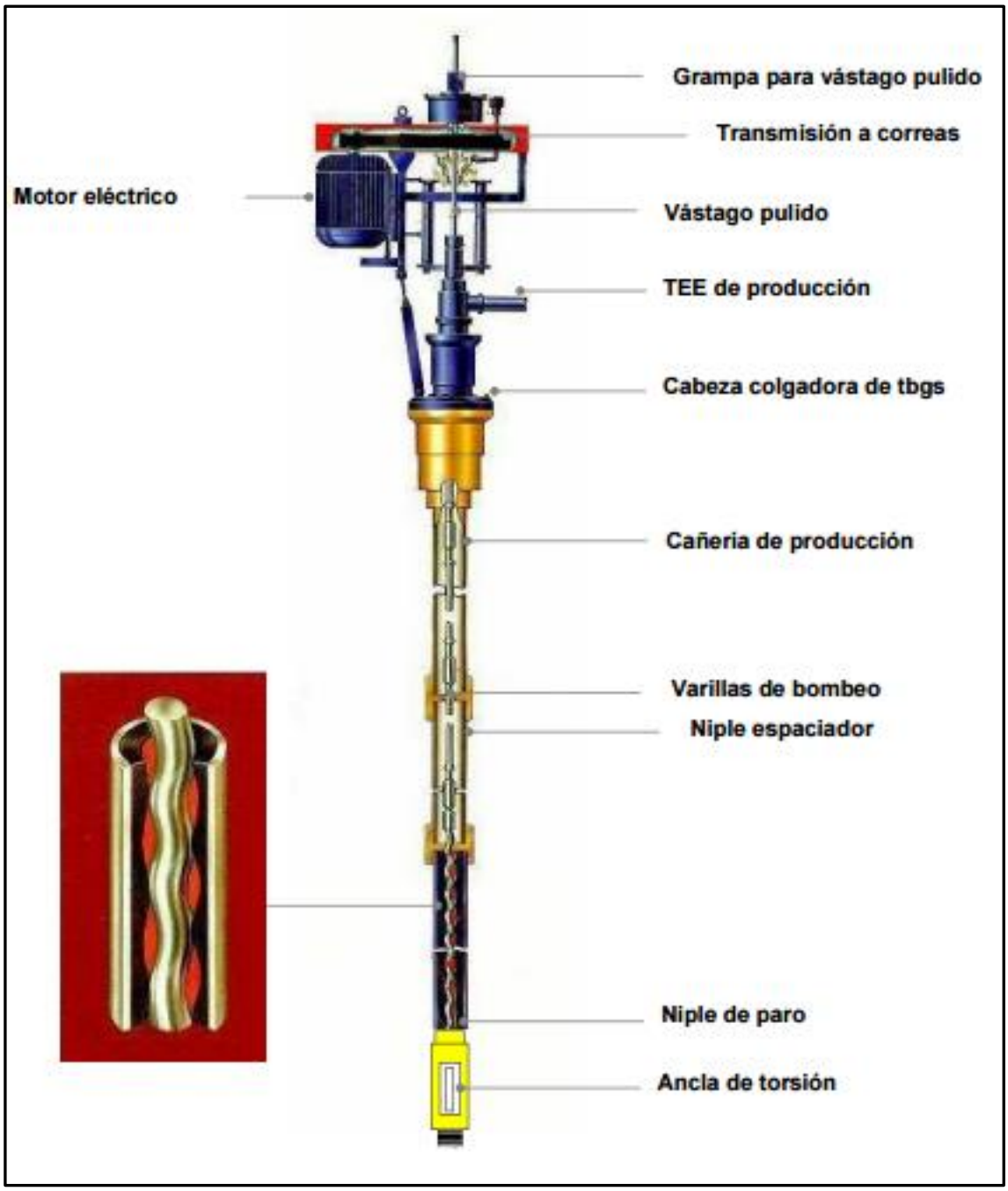
- Excelente resistencia a los Aromáticos y al CO2.
- Excelente resistencia a la temperatura.
- Buena resistencia al SH2.
- Pobre resistencia a la abrasión.
- Propiedades mecánicas medias
- Descompresión explosiva: pobre.
- Muy baja resistencia al agua caliente.
- Difícil de moldear para pcp, hoy solo es moldeable en bombas de paso largo

2.4 COMPONENTES DE UN SISTEMA PCP

Las bombas de cavidades progresivas (PCP) son bombas de desplazamiento positivo la cual consiste, en un rotor de acero de forma helicoidal y un estator de elastómero sintético. El estator es bajado al fondo del pozo formando parte del extremo inferior de la columna de tubos de producción (tubing), mientras que el rotor es conectado y bajado junto a las varillas de bombeo. La rotación del rotor dentro del estator es transmitido por las varillas de bombeo, cuyo movimiento es generado en superficie por un cabezal.

En la figura 3 se muestra cada uno de los componentes del sistema de levantamiento PCP.

Figura 3. Sistema PCP



Fuente: http://www.oilproduction.net/cms3/index.php/produccion/sistemas-de-extraccion/pcp/843-manual-de-bombeo-de-cavidades-progresivas

3 COSTO DE LEVANTAMIENTO DEL CAMPO QUERUBIN

El costo de levantamiento se define como el costo de producción de petróleo y gas después de la perforación y completamiento del pozo. El término se considera generalmente sinónimo de los costos de operación y consiste en aquellos gastos deducibles en la producción de petróleo y gas, sin incluir el proceso de comercialización.

Con el fin de determinar los rubros que más impactan el costo de levantamiento del campo Querubín y por consiguiente afectan la viabilidad de la continuidad del campo, se tomó para el análisis, información de 6 meses de operación; de enero a junio del 2015. En la tabla 1 se observan las diferentes actividades y la causación que se ha tenido durante los primeros 6 meses.

Las actividades que intervienen en la determinación del costo de levantamiento se describen a continuación:

- Operación de Producción (OP). Se refiere a los gastos generados por personal, materiales, suministros, servicios contratados y de gastos generales que se requieren para la operación del campo, como lo son operadores de producción, cintas de medición, reactivos entre otros.

- Mantenimiento de superficie (MS). Es referente a los gastos generados por personal, materiales, suministros y servicios contratados requeridos para el mantenimiento de los equipos de superficie, como lo son personal eléctrico, mecánicos, aceite, repuestos entre otros.

- Servicio a pozo (SP). Como su nombre lo indica es referente a todos costos en que se incurre en el momento de ejecutar un servicio a pozo, para nuestro caso todos los servicios han sido correctivos.

- Ayudas a la comunidad (AC). Petróleos del Norte siempre ha tenido como principio que las comunidades sean parte fundamental de nuestros procesos, dentro de los programas que se tienen esta generar oportunidades de mejora en las comunidades por lo tanto ha implementado mecánicos de ayuda a la comunidad ya sea mediante la capacitación en diferentes temas de emprendimiento o apoyo a proyectos. Este rubro hace referencia a gastos generados durante ese proceso de apoyo a las comunidades descrito.

- Gestión HSEQ (GA). Son todos los gastos relacionados con promover un ambiente de trabajo seguro y de responsabilidad con el ambiente. Este rubro involucra costos por capacitaciones, materiales de contingencia, personal que lidera los procesos entre otros.

- Actividades de Apoyo (AA). Las actividades de apoyo se refiere a todos los gastos requeridos para el funcionamiento del campo como lo son papelería, alquiler de equipos de cómputo, arriendo de oficinas, servicios públicos, personal administrativo, auditorias entre otros.

Se toma como muestra representativa para el análisis el periodo enero a junio del 2015, por varias razones entre las que se encuentran que el número de servicios a pozo presentados durante dicho periodo es representativo del número de servicios que se han requerido cada seis meses durante los últimos años; adicional a esto y no menos importante es que dicho análisis no es afectado por la declinación del yacimiento debido a que bajo las condiciones actuales; bajos caudales; se ha observado una estabilización en las presiones de fondo.

Lo anterior permitirá comparar los resultados de la aplicación de las recomendaciones que resulten de este trabajo sin verse afectados por reducción de producción por efectos de declinación.

Como se observa en la tabla 1, el costo de levantamiento promedio entre enero y Junio del 2015 fue de 43,39 $US por cada barril producido, lo cual es muy elevado.

Dicho promedio se obtiene de la sumatoria de los costos causados entre enero y junio de 2016, divididos por el acumulado de producción durante dichos meses.

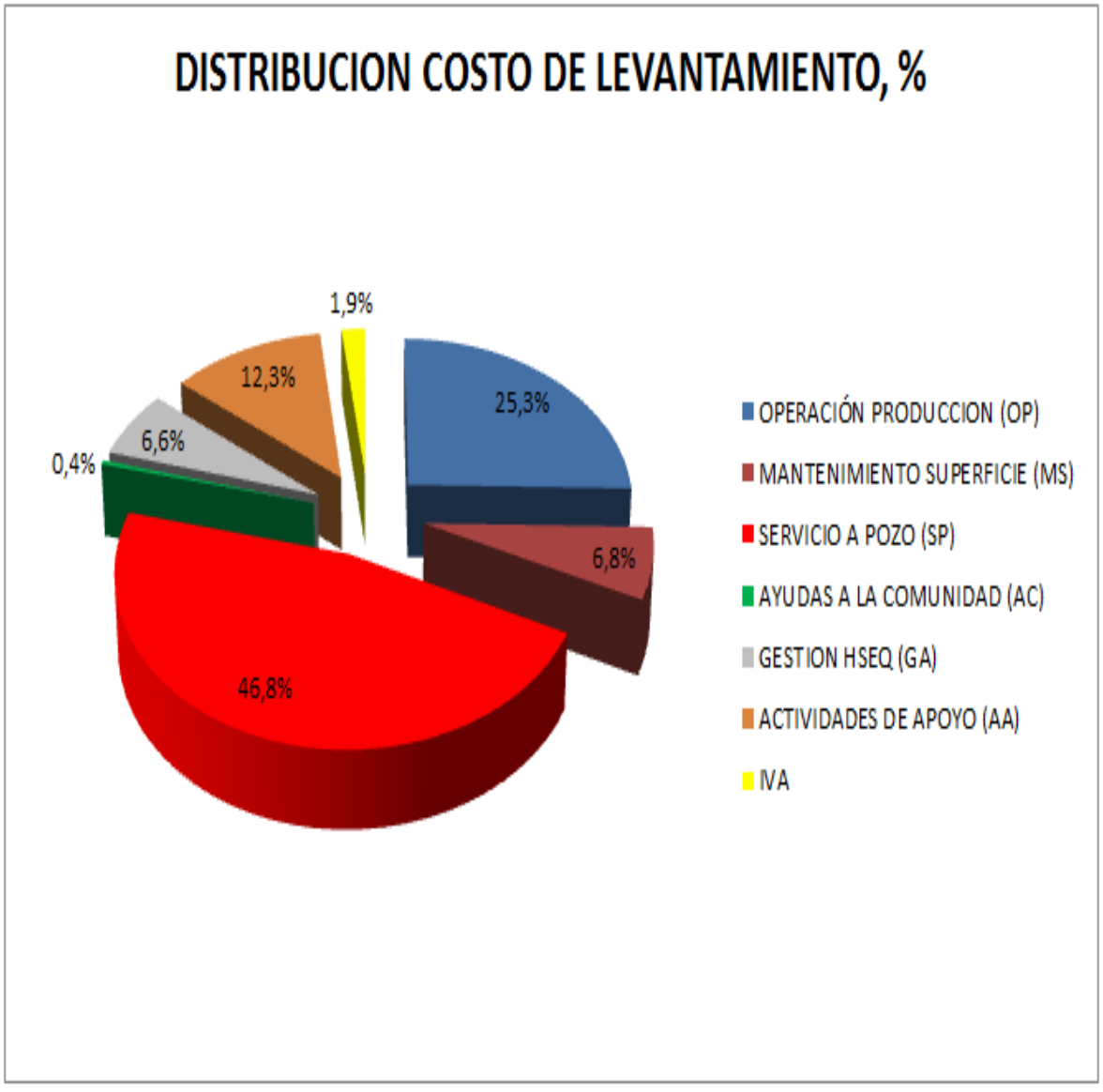
$$LIFTING\ COST_{PROMEDIO} = \frac{\Sigma\ COSTOS\ POR\ MES}{\Sigma\ PRODUCCION\ MENSUAL} \quad \text{Ec. 1}$$

Tabla 1. Calculo del costo de levantamiento Enero-Junio de 2015

COSTOS DE LEVANTAMIENTO EN DÓLARES		QUERUBIN						1er Semestre QUERUBIN
ACTIVIDAD	RECURSO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	
OPERACIÓN PRODUCCION (OP)	Gastos de Personal	15.245	15.064	12.500	9.629	12.653	17.487	82.577
	Materiales y suministros	5.127	4.593	6.578	6.188	5.916	14	28.416
	Servicios Contratados	860	109	168	156	2.685	374	4.352
	Gastos Generales	9.356	3.708	5.841	5.376	4.197	8.585	37.063
Total OP		**30.588**	**23.474**	**25.087**	**21.349**	**25.450**	**26.460**	152.408
								0
MANTENIMIENTO SUPERFICIE (MS)	Gastos de Personal	4.141	4.049	4.763	1.535	3.624	5.767	23.879
	Materiales y suministros	313	1.132	80	1.247	254	2.775	5.800
	Servicios Contratados	1295,58	0	2003,57	1.321	0	6.409	11.030
Total MS		**5.749**	**5.180**	**6.846**	**4.104**	**3.878**	**14.952**	40.709
								0
SERVICIO A POZO (SP)	Gastos de Personal	1.144	45.856	24.778	1.652	2.732	15.731	91.893
	Materiales y suministros	0	27.688	1.665	0	0	40.679	70.032
	Servicios Contratados	905	59.588	25.467	1.045	2.585	23.714	113.303
	Gastos Generales	86	1.359	66			4.489	6.001
Total SP		**2.135**	**134.492**	**51.977**	**2.696**	**5.317**	**84.612**	281.229
								0
AYUDAS A LA COMUNIDAD (AC)	Gastos de Personal							0
	Materiales y suministros					119	0	119
	Servicios Contratados					734	1.655	2.389
Total AC		**0**	**0**	**0**	**0**	**852,54**	**1655,18**	2.508
								0
GESTION HSEQ (GA)	Gastos de Personal	3.654	5.257	3.653	951	3.626	5.958	23.098
	Materiales y suministros	1.926	2.664	697	1.002	398	1.074	7.762
	Servicios Contratados	6,34	6,58	409,49	0	690	4.844	5.957
	Gastos Generales	1096,79	231,56	80,65	153	89	946	2.598
Total GA		**6.683**	**8.159**	**4.840**	**2.106**	**4.804**	**12.824**	39.415
								0
ACTIVIDADES DE APOYO (AA)	Gastos de Personal	5.462	5.883	4.274	3.694	3.420	6.100	28.833
	Materiales y suministros	250,41	835,89	142	1.105	435	890	3.658
	Servicios Contratados	3.159	7.626	5.677	6.153	4.348	4.836	31.799
	Gastos Generales	761	785	830	1.176	721	1.252	5.526
	4*100	760	610	559	487	452	997	3.866
Total AA		**10.392**	**15.740**	**11.483**	**12.616**	**9.376**	**14.076**	73.681
								0
IV	IVA	1.854	1.397	1.179	1.746	1.833	3.368	11.376
Total IV		**1.854**	**1.397**	**1.179**	**1.746**	**1.833**	**3.368**	11.376
								0
SUBTOTAL COSTOS		**57.400**	**188.442**	**101.410**	**44.617**	**51.510**	**157.947**	601.327
								0
FLUCTUACIÓN DE INVENTARIO		-248	-338	473	-681	-52	-162	-1.008
								0
TOTAL COSTO DE OPERACIÓN		**57.152**	**188.104**	**101.884**	**43.936**	**51.458**	**157.785**	**600.318**
PRODUCCIÓN		**2.829**	**1.852**	**1.926**	**2.614**	**2.706**	**1.909**	**13.836**
COSTO DE LEVANTAMIENTO		**20,21**	**101,58**	**52,90**	**16,81**	**19,01**	**82,65**	**43,39**

Con el fin de identificar los rubros de mayor impacto en el costo de levantamiento se generó la figura 4, la cual nos presenta en forma gráfica los costos asociados a cada actividad.

Figura 4. Distribución costo de levantamiento por actividades



Como se observa en el grafico las actividades de mayor impacto en el costo de levantamiento son los rubros causados por los servicios a pozo y por la operación de producción.

3.1 IMPACTO DE LOS SERVICIOS A POZO

Los servicios a pozo representan el 46,8% de los costos de levantamiento, por esto la importancia de realizar un análisis particular de este rubro.

Durante los primeros 6 meses del 2015 se ejecutaron cuatro servicios a pozo correctivos; dos servicios en el pozo Querubin-1 y dos servicios en el pozo Querubin-2. Al revisar los informes de los servicios y los análisis de causa raíz realizados se puede definir que los cuatro servicios a pozo están asociados a la producción de arena ya que se presentó atascamiento de la bomba por dicha arena y taponamiento de los perforados por acumulación en fondo.

Con base al análisis anterior, se debe tener en cuenta que se deben definir alternativas que permitan dar un mejor manejo o control de la arena y así reducir el número de intervenciones a pozo.

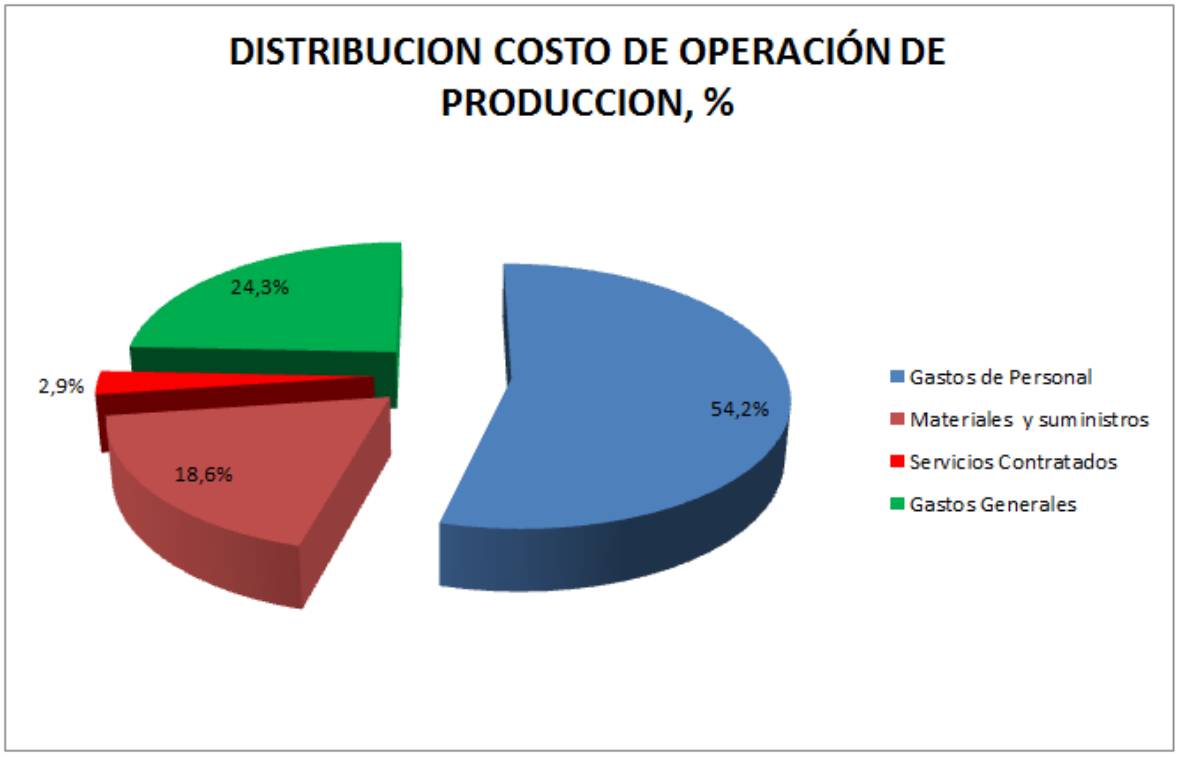
3.2 IMPACTO DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LAS OPERACIONES DE PRODUCCION

Las actividades relacionadas con la operación de producción del campo Querubín son el segundo rubro de mayor impacto en el costo de levantamiento y representan un 25,3% de los gastos.

Teniendo en cuenta que este rubro esta subdividido en cuatro ítems; gastos de personal, materiales y suministros, servicios contratados y gastos generales; es necesario determinar cuál es el de mayor impacto y por consiguiente requiere un mayor análisis.

A continuación se presenta la figura 5, en la cual se representa la distribución de los costos asociados al rubro de operaciones de producción y por consiguiente cual es el aspecto que influye en mayor cuantía sobre la viabilidad de la continuidad del campo Querubín.

Figura 5. Distribución de los costos de operaciones de producción



Como se observa en la figura 5, dentro de los gastos por las operaciones de producción el de mayor impacto son los costos asociados al personal, con un 54,2%. En los análisis y propuestas que se presenten más adelante se deberá dar prioridad a las alternativas que mitiguen o reduzcan los costos asociados con gastos de personal.

4 DIAGNOSTICO MEDIANTE MATRIZ DOFA DEL CAMPO QUERUBIN

Mediante la realización de la matriz DOFA buscamos identificar las debilidades, oportunidades, fortalezas y amenazas, lo cual será una gran herramienta para diagnosticar el estado del campo Querubín y partir de esta definir que debemos atacar, modificar o mejorar con el fin de hacer viable la continuidad del campo.

4.1 MATRIZ DOFA

La matriz DOFA (conocido por algunos como FODA, y SWOT en inglés) es una herramienta de gran utilidad para entender y tomar decisiones en toda clase de situaciones en negocios y empresas. DOFA es el acrónimo de Debilidades, Oportunidades, Fortalezas y Amenazas. Los encabezados de la matriz proveen un buen marco de referencia para revisar la estrategia, posición y dirección de una empresa, propuesta de negocios, o idea.

Completar la matriz es sencillo, y resulta apropiada para talleres y reuniones de tormenta de ideas. Puede ser utilizada para planificación de la empresa, planificación estratégica, evaluación de competidores, marketing, desarrollo de negocios o productos, y reportes de investigación.

El análisis DOFA es una evaluación subjetiva de datos organizados en el formato DOFA, que los coloca en un orden lógico que ayuda a comprender, presentar, discutir y tomar decisiones. Puede ser utilizado en cualquier tipo de toma de decisiones, ya que la plantilla estimula a pensar pro-activamente, en lugar de las comunes reacciones instintivas. [2]

4.1.1 Descripción análisis DOFA. El objetivo primario del análisis DOFA consiste en obtener conclusiones sobre la forma en que el objeto estudiado será capaz de afrontar los cambios y las turbulencias en el contexto, (oportunidades y amenazas) a partir de sus fortalezas y debilidades internas.

Para comenzar un análisis DOFA se debe hacer una distinción crucial entre las cuatro variables por separado y determinar qué elementos corresponden a cada una.
Tanto las fortalezas como las debilidades son internas de la organización, por lo que es posible actuar directamente sobre ellas. En cambio las oportunidades y las amenazas son externas, y solo se puede tener injerencia sobre las ellas modificando los aspectos internos.

[2] CHAPMAN, Alan. Análisis de matriz DOFA (en línea), actualizado en agosto del 2004. [fecha de consulta: 21 de marzo del 2015]. Disponible en web: http://www.degerencia.com/articulos.php?artid=544

Fortalezas: son las capacidades especiales con que cuenta la empresa, y que le permite tener una posición privilegiada frente a la competencia. Recursos que se controlan, capacidades y habilidades que se poseen, actividades que se desarrollan positivamente, etc.

Oportunidades: son aquellos factores que resultan positivos, favorables, explotables, que se deben descubrir en el entorno en el que actúa la empresa, y que permiten obtener ventajas competitivas.

Debilidades: son aquellos factores que provocan una posición desfavorable frente a la competencia, recursos de los que se carece, habilidades que no se poseen, actividades que no se desarrollan positivamente, etc.

Amenazas: son aquellas situaciones que provienen del entorno y que pueden llegar a atentar incluso contra la permanencia de la organización.

El análisis DOFA no se limita solamente a elaborar cuatro listas. La parte más importante de este análisis es la evaluación de los puntos fuertes y débiles, las oportunidades y las amenazas, así como la obtención de conclusiones acerca del atractivo de la situación del objeto de estudio y la necesidad de emprender una acción en particular. Sólo con este tipo de análisis y evaluación integral del DOFA, estaremos en condiciones de responder interrogantes tales como:

Tiene la compañía puntos fuertes internos o capacidades fundamentales sobre las cuales se pueda crear una estrategia atractiva?
Los puntos débiles de la compañía la hacen competitivamente vulnerable y la descalifican para buscar ciertas oportunidades?
Qué puntos débiles necesita corregir la estrategia?
Qué oportunidades podrá buscar con éxito la compañía mediante las habilidades, capacidades y recursos con los que cuenta?
Qué amenazas deben preocupar más a los directivos y qué movimientos estratégicos deben considerar para crear una buena defensa?
Está funcionando bien la estrategia actual?
Qué estrategias debemos adoptar?

La toma de decisiones es un proceso cotidiano mediante el cual se realiza una elección entre diferentes alternativas a los efectos de resolver las más variadas situaciones a nivel laboral, familiar, sentimental, empresarial, etc., es decir, en todo momento se deben toman decisiones.

Para realizar una acertada toma de decisión sobre un tema en particular, es necesario conocerlo, comprenderlo y analizarlo, para así poder darle solución. Es importante recordar que “sin problema no puede existir una solución”.

Por lo anterior, y antes de tomar cualquier decisión, las empresas deberían analizar la situación teniendo en cuenta la realidad particular de lo que se está analizando, las posibles alternativas a elegir, el costo de oportunidad de elegir cada una de las alternativas posibles, y las consecuencias futuras de cada elección.

Lo significativo y preocupante, es que existe una gran cantidad de empresas que enfrentan sus problemas tomando decisiones de forma automática e irracional (no estratégica), y no tienen en cuenta que el resultado de una mala o buena elección puede tener consecuencias en el éxito o fracaso de la empresa.

Las organizaciones deberían realizar un proceso más estructurado que les pueda dar más información y seguridad para la toma de decisiones y así reducir el riesgo de cometer errores. El proceso que deberían utilizar las empresas para conocer su situación real es la Matriz de análisis DOFA.

La importancia de confeccionar y trabajar con una matriz de análisis DOFA reside en que este proceso nos permite buscar y analizar, de forma proactiva y sistemática, todas las variables que intervienen en el negocio con el fin de tener más y mejor información al momento de tomar decisiones.

Si bien la herramienta estratégica ideal para plasmar la misión, la visión, las metas, los objetivos y las estrategias de una empresa es el Plan de Negocios, realizando correctamente el análisis DOFA se pueden establecer las estrategias ofensivas, defensivas, de supervivencia y de reordenamiento necesarias para cumplir con los objetivos empresariales planteados. [3]

4.1.2 Descripción proceso de aplicación de DOFA. Posterior a definir con claridad el problema a resolver, el primer paso para la aplicación de la matriz DOFA es identificar y listar las fortalezas internas claves, debilidades internas decisivas, oportunidades externas importantes y amenazas externas claves en el proceso objeto del análisis. Cada aspecto identificado se debe ubicar en un cuadrante y tener una identificación, la cual está constituida por la inicial de la variable a que corresponde y un numero de consecutivo, tal y como se observa en la tabla 2.

Posterior a la definición de las variables contempladas dentro de la metodología DOFA, se deben organizar en una matriz, la cual tendrá en la fila superior los aspectos internos, es decir las debilidades y fortalezas, y en la primer columna los aspectos externos como lo son las amenazas y oportunidades. A partir de la interrelación entre los factores externos e internos, se analizaran y establecerán estrategias coherentes con dichas variables, que permitan aprovechar las fortalezas y oportunidades que se tienen para mitigar o eliminar las debilidades o amenazas.

[3] Matriz FODA (en línea). [fecha de consulta: 05 de febrero del 2016]. Disponible en web: http://www.matrizfoda.com/home.html

Tabla 2. Definición aspectos DOFA

Fortalezas	Debilidades
F1-	D1-
F2 -	D2-
F3 -	D3-
Oportunidades	**Amenazas**
O1-	A1-
O2-	A2-
O3-	A3-

La matriz DOFA permite formular cuatro tipos de estrategias denominadas FO, DO, FA y DA. Dichos nombres nacen de las iniciales de las cuatro variables analizadas bajo la metodología DOFA.

Las estrategias FO permiten establecer la forma de aprovechar las oportunidades del entorno teniendo en cuenta las fortalezas propias de la organización.

Las estrategias DO permiten establecer la forma de aprovechar las oportunidades del entorno para mitigar las debilidades internas.

Las estrategias FA permiten establecer la forma de mitigar las amenazas del entorno mediante el aprovechamiento de las fortalezas.

Las estrategias DA permiten establecer la forma de atacar las debilidades de la organización con lo cual podrá mitigar las amenazas del entorno.

Las estrategias planteadas se deben referenciar de forma similar a las variables es decir, con la letra que lo identifica como estrategia, E y el número consecutivo que le corresponda, acompañada del nombre de la variable que dicha estrategia busca cambiar, atacar, aprovechar o mitigar.

Por ejemplo la estrategia se podría llamar E2-D1-O1, esto indicaría q es la segunda estrategia planteada y que busca mitigar la debilidad número uno aprovechando la oportunidad uno.

En la tabla 3 se muestra la distribución de las variables y su identificación.

Tabla 3. Modelo matriz DOFA

FACTORES INTERNOS / *FACTORES EXTERNOS*	**FORTALEZAS** F1- XXXXXXXXX F2-XXXXXXXXX	**DEBILIDADES** D1- XXXXXXXXX D2-XXXXXXXXX
OPORTUNIDADES O1- XXXXXXXXX O2-XXXXXXXXX	**FO** E1-F1	**DO** E2-D1-O1
AMENAZAS A1- XXXXXXXXX A2-XXXXXXXXX	**FA** E3-A1-F2	**DA** E4-A2

A partir de la matriz DOFA y de las estrategias planteadas, se debe establecer o definir las acciones, las cuales deben ser concretas para que dichas estrategias se hagan realidad. Deben ser acciones precisas, controlables y no caer en actividades genéricas o intangibles.

4.2 APLICACIÓN ANALISIS DOFA AL CAMPO QUERUBIN

Con el fin de generar un diagnóstico y determinar las estrategias que permitan viabilizar la continuidad del campo Querubín, se aplicó la metodología DOFA.

El primer paso como se describió anteriormente es listar las debilidades, fortalezas, amenazas y oportunidades que tiene la empresa y en especial el campo Querubín.

Dichas variables deben ser enunciadas acorde a la metodología descrita, que incluye letra y número, para tener una referencia.

Para generar el listado DOFA se partió de la información obtenida en capítulos anteriores. A partir de la descripción de las operaciones del campo y del análisis de los costos de levantamiento del campo se hicieron visibles algunos factores de gran impacto que influyen drásticamente sobre la viabilidad del campo Querubín y que por consiguiente deben ser tenidos en cuenta dentro del análisis, como se muestra en la tabla 4.

Tabla 4. Variables DOFA

Fortalezas	Debilidades
F1- Proceso de tratamiento con bajos requerimientos de equipos e instalaciones debido a las caracteristicas de los fluidos producidos.	D1- Fallas reiterativas de los pozos asociadas a produccion de arena.
F2 - Se cuenta con personal de ingenieria calificado y con gran experiencia en la industria del petroleo.	D2- El requerimiento de numero de operadores es alto comparado con la baja produccion del campo.
F3 - Los temas administrativos y financieros del campo son manejados por un grupo de profesionales los cuales manejan de forma integral todos los campos de la compañia lo cual reduce los costos asociados al campo Querubin, ya que se distribuye el cargo de estos rubros.	D3- Bajos ingresos debido a que el campo produce a bajos caudales y por tratarse de un crudo pesado, el precio de venta es castigado.
Oportunidades	**Amenazas**
O1- El campo Querubin esta ubicado geograficamente adyacente a otros campos operados por Petroleos del Norte.	A1- El precio del barril de crudo viene decreciendo de forma considerable
O2- Se tienen buenas relaciones con las comunidades de influencia lo cual permite una comunicación efectiva.	A2- Las comunidades aplican tarifas excesivas para prestar servicios
O3- Disponibilidad de alta tecnologia para la industria del petroleo.	A3- La politica petrolera Colombiana no se adapta de forma agil a los cambios del mercado.

Una vez listadas las variables DOFA se deben organizar dentro de la matriz y establecer estrategias que permitan dar solución al problema en estudio; para nuestro caso el dar viabilidad a la operación del campo Querubín.

Dichas estrategias surgen a partir de la interrelación entre los aspectos internos y externos, como se muestra en la tabla 5.

Tabla 5. Matriz DOFA aplicada a campo Querubín

FACTORES INTERNOS / *FACTORES EXTERNOS*	**FORTALEZAS** F1- Proceso de tratamiento con bajos requerimientos de equipos e instalaciones debido a las caracteristicas de los fluidos producidos. F2- Se cuenta con personal de ingenieria calificado y con gran experiencia en la industria del petroleo. F3- Los temas administrativos y financieros del campo son manejados por un grupo de profesionales los cuales manejan de forma integral todos los campos de la compañia lo cual reduce los costos asociados al campo Querubin, ya que se distribuye el cargo de estos rubros.	**DEBILIDADES** D1- Fallas reiterativas de los pozos asociadas a produccion de arena. D2- El requerimiento de numero de operadores es alto comparado con la baja produccion del campo. D3- Bajos ingresos debido a que el campo produce a bajos caudales y por tratarse de un crudo pesado, el precio de venta es castigado.
OPORTUNIDADES O1- El campo Querubin esta ubicado geograficamente adyacente a otros campos operados por Petroleos del Norte. O2- Se tienen buenas relaciones con las comunidades de influencia lo cual permite una comunicación efectiva. O3- Disponibilidad de alta tecnologia para la industria del petroleo.	**FO** E1-F1-O1- Debido a que la produccion del campo Querubin es baja y no contiene gas ni agua, su proceso de tratamiento y almacenamiento es relativamente sencillo, por lo tanto se debe aprovechar la oportunidad de tener un campo cercano para unificar operaciones y de esta forma reducir costos.	**DO** E2-D2-O1- Con el fin de reducir costos asociados al recurso humano, se puede optimizar los recursos al delegar la responsabilidad de la operación del campo Querubin a los operadores del campo adyacente, eliminando de esta forma el cargo de operador para este campo. E3-D3-O3- Evaluar opcion de incrementar produccion mediante la aplicacion de nuevas tecnologias.
AMENAZAS A1- El precio del barril de crudo viene decreciendo de forma considerable A2- Las comunidades aplican tarifas excesivas para prestar servicios	**FA** E4-F2-A1- Es necesario que el grupo de ingenieros apliquen su experticia para definir la mejor estrategia que permita reducir el costo de levantamiento y poder ser competitivos, teniendo en cuenta la reduccion del precio de venta del crudo.	**DA** E5-D1-A1- Debido a que el precio de barril ha venido reduciendose en necesario reducir los costos, para lo cual se debera plantear, evaluar y aplicar una alternativa que reduzca el numero de servicios a pozo, dando un mejor manejo a la arena que se produce.

A partir de la aplicación de la matriz DOFA, como se observa en la tabla 5, se pudo identificar las principales fortalezas, debilidades, amenazas y oportunidades

del campo Querubín y la propuesta de estrategias que permitan viabilizar el campo.

Del análisis DOFA surgieron cinco posibles estrategias. Debido a que algunas de las estrategias convergen en su objetivo, se unificaran en un único análisis bajo un único enunciado, como se presenta a continuación:

Estrategia E1 y E2:

- E1-F1-O1- Debido a que la producción del campo Querubín es baja y no contiene gas ni agua, su proceso de tratamiento y almacenamiento es relativamente sencillo, por lo tanto se debe aprovechar la oportunidad de tener un campo cercano para unificar operaciones y de esta forma reducir costos.
- E2-D2-O1- Con el fin de reducir costos asociados al recurso humano, se puede optimizar los recursos al delegar la responsabilidad de la operación del campo Querubín a los operadores del campo adyacente, eliminando de esta forma el cargo de operador para este campo.

Estrategia global: Reducción de costos por unificación de la operación de los campos querubín y Angeles

Estrategia E3:

- E3-D3-O3- Evaluar opción de incrementar producción mediante la aplicación de nuevas tecnologías.

Estrategia global: Reducción del costo de levantamiento por incremento de producción.

Estrategia E4 y E5:

- E4-F2-A1- Es necesario que el grupo de ingenieros apliquen su experticia para definir la mejor estrategia que permita reducir el costo de levantamiento y poder ser competitivos, teniendo en cuenta la reducción del precio de venta del crudo.

- E5-D1-A1- Debido a que el precio de barril ha venido reduciéndose en necesario reducir los costos, para lo cual se deberá plantear, evaluar y aplicar una alternativa que reduzca el número de servicios a pozo, dando un mejor manejo a la arena que se produce.

Estrategia global: Optimización de costos de levantamiento por reducción del número de servicios a pozo.

En resumen a partir del análisis DOFA se determinó que se deben analizar y evaluar tres estrategias o alternativas de optimización de la operación del campo Querubín que permitirían dar viabilidad a la continuidad de su operación; como se presenta a continuación:

- Reducción de costos por unificación de la operación de los campos Querubín y Angeles.
- Optimización de costos de levantamiento por reducción del número de servicios a pozo.
- Reducción del costo de levantamiento por incremento de producción.

4.3 ANALISIS Y PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS QUE VIABILICEN LA OPERACIÓN DEL CAMPO QUERUBIN

A partir del análisis realizado mediante la matriz DOFA surgieron algunas estrategias que permitirían viabilizar la operación del campo Querubín, las cuales serán examinadas a continuación.

4.3.1 Reducción de costos por unificación de la operación de los campos Querubín y Angeles. Los campos Querubín y Angeles se encuentran ubicados geográficamente uno al lado del otro, lo cual es una ventaja operativa que se debe aprovechar para la reducción de costos asociados a la operación del campo. Cuando se analizó los costos de levantamiento se identificó que uno de los rubros de mayor impacto en la operación es el recurso humano.

El campo Querubín produce crudo en especificaciones de venta; es decir por debajo de 0,5% de corte de agua y tiene un contenido de sal menor a 20 libras por cada 1000 barriles; y no contiene gas; por lo tanto no requiere equipos que requieran seguimiento continuo como separadores, scruber, tea, compresores entre otros. Adicional a lo anterior el caudal de producción diario del campo es

bajo; entre los dos pozos producen alrededor de 90 barriles de crudo diario; teniendo en cuenta que los tanques de almacenamiento tienen una capacidad de 500 barriles, podríamos recibir la producción en un mismo tanque durante cinco días dejando un margen de seguridad del 10% de la capacidad. Con el volumen producido se acumula cada tres días el crudo suficiente para despachar o vender un tracto camión.

Lo expuesto anteriormente conlleva a afirmar que la operación del campo Querubín es muy simple y que no requiere operadores de producción en sitio todo el tiempo.

Todo lo anterior nos permite recomendar la unificación de la operación de los campos Querubín y Angeles, para lo cual los operadores de producción asignados al campo Angeles deberán manejar la operación del campo Querubín mediante la realización de rondas a los pozos e instalaciones del campo; durante dichas rondas se deberá hacer seguimiento a los parámetros de operación del sistema de levantamiento, toma de presiones, medición de volúmenes de producción, generación de reportes y despacho de crudo. Las rondas se realizaran cada 4 horas.

Los costos asociados a los operadores de producción se dividirán entre los campos, cargando un 25% al campo Querubín y un 75% al campo Angeles; esta distribución se realiza teniendo en cuenta que al realizar rondas cada cuatro horas se harán seis visitas durante un día, cada ronda se tarda alrededor de 1 hora, para un acumulado diario de seis horas lo cual equivale a un 25% del tiempo del operador de producción.

Este planteamiento no requiere ninguna inversión para su aplicación en campo.

4.3.2 Optimización de costos por reducción del número de servicios a pozo.

El análisis DOFA planteo la necesidad de buscar alternativas que reduzcan el número de servicios a pozo correctivos, lo cual es prioritario ya que el análisis del costo de levantamiento demostró que es el rubro de mayor impacto y representa el 46,8% del total del costo.

Para reducir el número de servicios a pozo se debe identificar las causas que originan dichos servicios. A continuación nos enfocaremos en evaluar dos posibles causas que son; una inadecuada selección del sistema de levantamiento PCP teniendo en cuenta las condiciones del pozo y las características del fluido, para lo cual se realizara un análisis de la aplicabilidad del sistema de levantamiento PCP en el campo Querubín y una segunda posible causa es el inadecuado manejo o control de la arena producida por el yacimiento.

4.3.2.1 Análisis de la aplicabilidad del sistema de levantamiento PCP en el campo Querubín. Como se evidencio en el análisis del costo de levantamiento, los servicios a pozo son un rubro de gran impacto, tanto por las pérdidas de producción como por los costos asociados a dichos servicios; por esto la importancia de este análisis. Los dos pozos que componen el campo Querubín tienen como sistema de levantamiento unidades PCP. A continuación se realizara un análisis del sistema de levantamiento PCP; sus rangos de operación y las condiciones bajo las cuales se recomienda su uso versus las condiciones de los pozos del campo Querubín.

- **Comparación entre las condiciones recomendadas para la aplicabilidad del sistema PCP y las condiciones reales.** El sistema de levantamiento PCP es reconocido en la industria por su buen desempeño para manejo de crudos pesados, de alta viscosidad y con aporte de sólidos.

En la tabla 6 se presenta las variables a tener en cuenta en el momento de seleccionar el sistema de levantamiento PCP y su rango de aplicabilidad óptimo, comparado con las variables reales del campo.

Tabla 6. Comparación aplicabilidad sistema PCP versus condiciones reales

VARIABLES	RANGOS						VARIABLE REAL DEL CAMPO
	NO APLICA	LIMITADO	ACEPTABLE	BUENO	EXCELENTE	OPTIMO	
N° POZOS					1	> 1	2
TASA, BFPD	1-5 >5500	4501-5500	3501-4500	6-100 2501-3500	101-1500 2001-2500	1501-2000	45
PROFUNDIDAD, FT	>9800	7501-9800	5001-7500	3501-5000	2501-3500	<2500	6100
DOGLEG (°/100 FT)	>10	5-10			3-4	0-2	1
TEMPERATURA °F	>350	281-350		251-280	1-70 151-250	71-150	180
TIPO COMPLETAMIENTO			MULTIPLE			SIMPLE	SIMPLE
TIPO DE RECOBRO			TERCIARIO		SECUNDARIO	PRIMARIO	PRIMARIO
BSW	90	56-90	41-55	16-40	7-15	0,1-6	0,13
VISCOSIDAD, CP	>12000	0-100 10001-12000	101-500 8001-10000	501-1000 6001-8000	1001-5000	5001-6000	750
CONTENIDO DE ARENA, PPM	>10000	8001-10000	501-8000	201-500	51-200	0-50	100
GOR	>500	301-500		151-300	51-150	0-50	0

Fuente: Adaptado de GIL, Julian y ROLON, Jose. Selección diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al campo Colorado. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2009. 162 p.

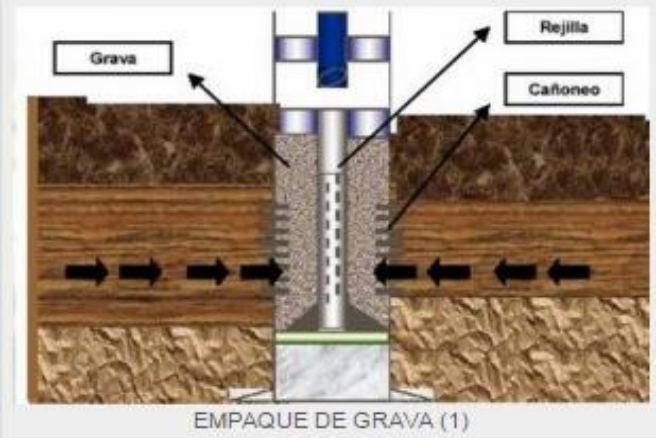
➢ **Análisis de la aplicabilidad del sistema PCP en el campo.** Como se evidencia en la tabla 2, el sistema de levantamiento PCP es adecuado y acorde con las condiciones de los pozos del campo Querubín, dejando en evidencia que la causa de las constantes fallas de los pozos no es inherente a una mala selección del sistema de levantamiento. Basado en el análisis anterior se debe centrar la atención en definir una alternativa para el manejo de la arena y no en el sistema de levantamiento.

4.3.2.2 Análisis de alternativas para el manejo de la arena. Cuando se analiza la información contenida en los reportes de los servicios a pozo el factor común ha sido la obstrucción de la bomba por acumulación de arena y el taponamiento de los perforados o zonas cañoneadas por acumulación de arena en fondo. Basado en lo anterior es necesario centrar nuestro análisis en el manejo o control de la arena producida por el yacimiento.

Para el control de arena existen diversas alternativas como se presenta a continuación.

➢ Empaque con grava. El empaque con grava es una técnica que permite controlar la producción de arena mediante la instalación de una malla frente a los perforados la cual se empaqueta con grava. El diseño del empaquetamiento con grava depende del tamaño de grano y su uniformidad. Cuando se utiliza esta técnica la productividad del pozo se ve afectada debido a que se presenta una mayor caída de presión en la cara de la formación; teniendo en cuenta que la producción del campo es baja una alternativa de estas no es factible ya que conllevaría a hacer inviable el campo.

Figura 6. Empaque de grava



Fuente: http://www.ingenieriadepetroleo.com/empaques-grava-pozos-horizontales-petroleo.html

- Filtros de arena instalados en la entrada de la PCP. Actualmente existen en el mercado varios tipos de filtros que evitan que la arena entre a la bomba de fondo, protegiéndola de este modo de abrasión u obstrucción; sin embargo dicha arena se va acumular en el bolsillo del pozo hasta taponar los perforados, por consiguiente no se considera como una solución viable para el caso de los pozos de Querubín.
- Control químico. En el mercado existen alternativas de control químico de arena, el cual se inyecta en la formación con el fin de polarizar las articulas y lograr reacomodarlas evitando así su fácil migración. Esta técnica solo es aplicable en pozos con alto corte de agua ya que el tratamiento solo es soluble en agua, para el caso del campo Querubín no es viable su uso.
- Reducción de la caída de presión en la cara de la formación. Otra opción que existe para reducir la migración de finos es la reducción de la caída de presión frente a perforados para lo cual se requiere reducir el caudal producido. Conociendo que la producción del campo es baja y reducir aún más su producción conllevaría a hacer que el campo no fuera viable económicamente esta opción se descarta.

Teniendo en cuenta que las técnicas de control descritas anteriormente no son aplicables en el campo Querubín se debe plantear como solución una alternativa acorde con la problemática de los pozos.

El principal inconveniente de los pozos del campo Querubín es que bajo las condiciones actuales de producción la arena no es capaz de viajar hasta superficie por lo tanto parte de esta se acumula en el fondo del pozo y la otra parte se decanta sobre la bomba lo cual causa los atascamientos de la bomba PCP.

Para lograr que las partículas de arena viajen hasta superficie se debe aumentar la velocidad del fluido o velocidad de transporte para lo cual existen dos opciones; la primera es reducir el diámetro de la tubería; la sarta de tubería actual es de 3 ½" EUE con un diámetro interno de 2,9" y la segunda opción incrementar el caudal de producción diaria. A continuación se evalúan las dos alternativas.

- **Incremento de velocidad mediante el cambio de diámetro de la tubería.** Una de las opciones para incrementar la velocidad del fluido y de esta forma transportar las partículas de arena hasta superficie es reducir el diámetro interno de la sarta de producción. Petróleos del Norte tiene como estándar manejar sartas de producción de 3 ½" EUE o 2 7/8" EUE, esto con el fin de estandarizar el inventario; por consiguiente la opción que se tendría seria usar una sarta de 2 7/8".

Para implementar esta opción se requiere comprar la totalidad de la sarta de tubería, lo cual tendría un costo estimado de $US 50.847 puesto en campo por cada pozo. No se cargan costos adicionales por el servicio a pozo requerido para el cambio ya que este se realizaría por oportunidad es decir en el momento en que se presente una falla.

Esta opción presenta dos inconvenientes; el costo de su implementación y el no poder prevenir una falla de forma inmediata, ya que se tendría que esperar una falla para su instalación.

Tabla 7. Costo cambio de sarta de producción por pozo

ITEM	COSTO UNITARIO, FT	LONGITUD REQUERIDA, FT	COSTO TOTAL
TUBERIA 2 7/8 N-80 EUE	7,07	6.200	43.834
		IVA	7.013
		TOTAL, $US	50.847

➢ **Análisis del incremento de velocidad mediante el incremento del caudal.** Otra opción para incrementar la velocidad de transporte de las partículas de arena y por consiguiente evitar su decantación tanto en la bomba como en el fondo del pozo es incrementar el caudal de fluido producido, lo cual conlleva a incrementar la velocidad del fluido.

Incrementar el caudal de producción parecería una opción lógica y conveniente para viabilizar la continuidad del campo Querubín, a mayor producción mayores ingresos para la compañía; sin embargo se debe aclarar que la producción de 90 BOPD del campo es la tasa máxima a la cual se pueden operar los pozos, teniendo en cuenta su índice de productividad, el nivel de sumergencia requerido para operar la bomba y que un mayor caudal conllevaría a una mayor diferencia de presión en la cara de la formación y por consiguiente una mayor migración de finos, lo cual agravaría el problema.

Basado en lo expuesto anteriormente se debe buscar una alternativa que incremente la velocidad de transporte de los finos sin incrementar el diferencial de presión en la cara de la formación. Para resolver este inconveniente se plantea el siguiente programa.

- Incrementar la velocidad de operación de las bombas PCP en los pozos del campo Querubín con el fin de obtener una tasa mínima a la cual los finos viajen con los fluidos hasta superficie.
- Fabricar los filtros los cuales se instalaran en cabeza de pozo tanto de Querubin-1 como de Querubin-2. Se plantea la opción de fabricarlos con personal propio; Petróleos del Norte cuenta con cuadrilla soldadura; y recuperar vasijas de la bodega que nos puedan servir con el fin de reducir costos.
- Instalar juegos de líneas y válvulas en cabeza de pozo que me permitan pasar la totalidad de la producción de cada pozo a través de dichos filtros con el fin de extraer los finos que viajen junto al crudo.
- A parte de separar la arena del fluido, el filtro junto al juego de válvulas y líneas deberán distribuir la producción de tal forma que la producción que llega a los tanques de almacenamiento se mantenga estable cercano a los volúmenes que se manejan normalmente; alrededor de 45 BOPD por pozo; y el volumen restante se recirculara al pozo a través del anular; esto con el fin de evitar generar un mayor diferencial de presión en fondo y mantener las condiciones operativas del pozo.

Con la opción planteada se lograría el objetivo de incrementar la velocidad del fluido y por consiguiente transportar la arena hasta superficie, sin cambiar las condiciones normales de producción en cuanto a nivel de sumergencia de la bomba y diferencial de presión en fondo.

Para implementar esta opción el primer paso es definir el mínimo caudal al cual la arena viaja junto con los fluidos hasta superficie para lo cual se utilizara la información del pozo, análisis de muestras de arena y las siguientes ecuaciones de la ley de stokes.

$$Vasentamiento = C\ x\ {D^2}_P\ (\rho_S - \rho_F)/\mu \text{ Ec. 2}$$

$$Vtransporte = C\ x\ Q\ /({D_t}^2 - {D_r}^2) \text{ Ec. 3}$$

Dónde:

Vasentamiento: Velocidad de asentamiento de las partículas de arena (ft/seg)
${D^2}_P$: Diámetro de la partícula de arena (pulg)
ρ_S:Densidad de la arena (lbrs/ftˆ3)
ρ_F:Densidad del fluido (lbrs/ftˆ3)
μ:Viscosidad del fluido (cps)
C:Constante=18,48

Vtransporte: Velocidad de transporte del fluido (ft/seg)
Q:Tasa de producción (bls/día)
D_t:Diámetro interno de la tubería de producción (pulg.)
D_r:Diámetro externo de la sarta de varillas (pulg)
C:Constante=0,0119 x 10^{-3}

Para que los finos lleguen a superficie la velocidad de transporte debe ser mayor a la velocidad de asentamiento.

Aplicando las formulas y la información del campo se obtiene las velocidades de asentamiento y transporte como se presenta en la tabla 8 y tabla 9.

Tabla 8. Calculo de velocidad de asentamiento

Parametro	Valor	
C	18,48	
D_p	0,009516	"
ρ_s	143,58	lbs/ft3
ρ_f	60,71	lbs/ft3
μ	1081	cps
Calculo		
$V_{asentam.}$	0,000128287	ft/seg

Tabla 9. Calculo de la velocidad de transporte

Parametro	Valor	
C	0,0000119	
Q	90	BFPD
D_t	2,99	"
D_r	0,875	"
Calculo		
$V_{transporte}$	0,0001310176	ft/seg

Después de determinar la velocidad de asentamiento de los granos finos se determinó la velocidad de transporte requerida iterando con el caudal de tal forma que la velocidad de transporte fuera superior a la velocidad de asentamiento. Como se observa en la tabla el caudal mínimo para transportar la arena fina hasta superficie es de 90 BFPD.

La velocidad de la bomba PCP se deberá incrementar de tal forma que se obtenga en superficie 90 BFPD en cada pozo, de los cuales, 45 barriles irán hacia los tanques de almacenamiento y 45 barriles retornaran al pozo a través del anular.

La inversión requerida para implementar cada filtro es de $us 2114 por pozo, tal y como se evidencia en la tabla 10.

Tabla 10. Costo por pozo para implementar sistema de recirculación

ITEM	COSTO UNITARIO	CANTIDAD	COSTO TOTAL
MATERIALES	1.822 GLOBAL	1	1.822
MANO DE OBRA	110 DIA	5	550
		IVA	292
		TOTAL, $US	**2.114**

La opción propuesta del filtro es técnicamente viable, requiere de una menor inversión y su aplicación puede ser inmediata, por lo tanto a diferencia de la opción de cambiar sarta de tubería de producción; no requiere esperar una falla del pozo para su implementación.

4.3.2.3 Análisis de alternativa de reducción de costo de levantamiento por incremento de producción. Otra estrategia planteada a partir de la matriz DOFA para la reducción del costo de levantamiento y por consiguiente viabilizar el Campo Querubín es la opción de incrementar la producción del campo.

Para incrementar la producción del campo existen varias opciones que se evaluaran a continuación.

Perforar pozos adicionales; teniendo en cuenta que el yacimiento del campo Querubín es pequeño, tiene un aceite original de 8´863.000 barriles de aceite y solo tiene unas reservas probadas de 62269 bo, el perforar un pozo adicional conllevaría a producir un efecto de interferencia entre pozos y no se vería reflejado en un aumento de producción.

Incremento de producción creando una mayor caída de presión en la cara de la formación; esta opción no es viable ya que una mayor caída de presión conllevaría a aumentar la producción de arena y causar daño de formación.

Existen técnicas como el fracturamiento hidráulico que permitirían aumentar el índice de productividad y por consiguiente aumentar la producción, sin embargo

estas técnicas requieren altas inversiones y con las reservas estimadas del campo Querubín, no se lograría punto de equilibrio económico.

La única alternativa viable es aumentar la producción del campo mediante la estabilización del mismo, reduciendo el número de servicios correctivos requeridos. Lo cual ya fue analizado anteriormente.

En conclusión para viabilizar la operación del campo Querubín mediante la optimización del costo de levantamiento se debe reducir los costos operacionales mediante la unificación de las operaciones de los campos Querubín y Angeles aprovechando su cercanía geográfica y reducir los servicios a pozo correctivos en los pozos del campo Querubín mediante la instalación de un filtro de arena con sistema de recirculación y aumentando la velocidad de la bomba PCP hasta alcanzar el caudal mínimo para transportar la arena. Siempre asegurando que los volúmenes de producción se mantengan y no se afecta la formación y la bomba PCP. Esta opción es viable técnicamente y es la más económica.

5 EVALUACION DE LOS RESULTADOS POSTERIOR A LA IMPLEMENTACION DE LAS ACCIONES PROPUESTAS

Con base a los resultados de los análisis realizados en los anteriores capítulos, se presentó a la gerencia de operaciones de Petróleos del Norte el proyecto que busca viabilizar la operación del campo Querubín; ante lo cual se obtuvo aprobación para su implementación inmediata.

A partir del mes de julio de 2015 se implementaron las acciones propuestas en este trabajo las cuales buscan atacar los rubros de mayor impacto en el costo de levantamiento.

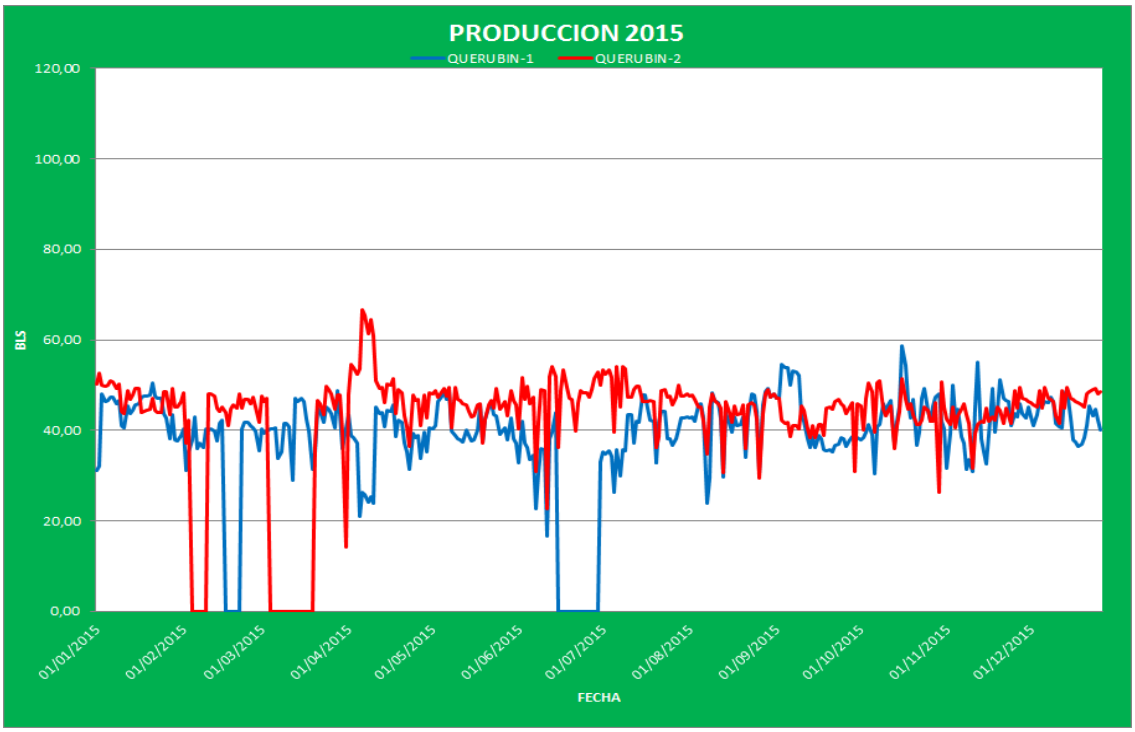
La primera medida fue reducir los costos por el recurso humano para lo cual se unifico la operación del campo Querubín con el campo Angeles, pasando de tener seis operadores entre los dos campos a solo tres operadores de producción. El costo de los operadores se carga a los dos campos correspondiendo al campo Querubín un 25% del costo total; es decir paso de un costo de 9´000.000 de pesos colombianos a 2´250.000 de pesos colombianos mensuales por concepto de operadores de producción. A su vez se redujeron gastos generales debido a la reducción de personal.

La segunda medida busco reducir el número de servicios a pozo correctivos, este rubro es el de mayor impacto en los costos de levantamiento; para lo cual se atacó la causa raíz; el manejo de los finos producidos por la formación. Mediante la implementación de un filtro de arena con sistema de recirculación; se logró llevar la arena producida hasta superficie sin afectar las condiciones de productividad de los pozos.

Figura 7. Sistema de recirculación filtrante

Como se observa en la figura 8, la producción del segundo semestre del año 2015 se logró estabilizar y no se requirieron servicios a pozo, lo cual indica que la propuesta fue efectiva y apropiada. La producción acumulada del primer semestre fue de 13836 barriles de crudo versus 15949 barriles de crudo en el segundo semestre, lo cual nos da un incremental de 2113 barriles.

Figura 8. Gráfico de producción 2015



La efectividad de las acciones propuestas; resultado del análisis realizado en este trabajo; se pueden ver evidenciadas en la tabla 11, en la cual se presenta el costo de levantamiento durante todo el año 2015.

El primer semestre del 2015 representa los costos del campo como se venía manejando; el segundo semestre del 2015 representa los costos del campo después de aplicar acciones propuestas durante el análisis realizado en este trabajo.

Los rubros por operación de producción se redujeron en un 56.7% comparando el primer semestre del año 2015 versus el segundo del mismo año.

Los costos asociados a los servicios a pozo se redujeron en un 100%, pasando de $US 281.229 el primer semestre a $US 0 durante el segundo semestre.

El costo de levantamiento se redujo en un 73.3%, pasando de 43.39 $us/bl durante el primer semestre a 11.56 $us/bl durante el segundo semestre.

En conclusión se logró el objetivo de hacer más viable el campo Querubín obteniendo una reducción significativa en los costos de levantamiento.

Tabla 11. Comparación costos de levantamiento

COSTOS DE LEVANTAMIENTO EN DÓLARES		QUERUBIN						1er Semestre	QUERUBIN DESPUES DE LA PROPUESTA						2do Semestre
ACTIVIDAD	RECURSO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	QUERUBIN	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	QUERUBIN
OPERACIÓN PRODUCCION (OP)	Gastos de Personal	15.245	15.064	12.500	9.629	12.653	17.487	82.577	7.501	8.534	9.343	4.687	9.085	4.144	43.293
	Materiales y suministros	5.127	4.593	6.578	6.188	5.916	14	28.416	2.385	3.361	3.570	1.836	1.394	535	13.082
	Servicios Contratados	860	109	168	156	2.685	374	4.352	1.113	365	432	380	549	1.416	4.256
	Gastos Generales	9.356	3.708	5.841	5.376	4.197	8.585	37.063	1.170	1.392	382	647	1.025	711	5.325
Total OP		**30.588**	**23.474**	**25.087**	**21.349**	**25.450**	**26.460**	152.408	**12.169**	**13.652**	**13.727**	**7.549**	**12.053**	**6.806**	65.956
								0							0
MANTENIMIENTO SUPERFICIE (MS)	Gastos de Personal	4.141	4.049	4.763	1.535	3.624	5.767	23.879	3.499	4.245	3.553	1.980	3.024	1.720	18.020
	Materiales y suministros	313	1.132	80	1.247	254	2.775	5.800	72	10.404	641	494	151	884	12.646
	Servicios Contratados	1295,58	0	2003,57	1.321	0	6.409	11.030	740	426	0	2.160	500	4.151	7.978
Total MS		**5.749**	**5.180**	**6.846**	**4.104**	**3.878**	**14.952**	40.709	**4.311**	**15.075**	**4.194**	**4.634**	**3.675**	**6.755**	38.644
								0							0
SERVICIO A POZO (SP)	Gastos de Personal	1.144	45.856	24.778	1.652	2.732	15.731	91.893	0	0	0	0	0	0	0
	Materiales y suministros	0	27.688	1.665	0	0	40.679	70.032	0	0	0	0	0	0	0
	Servicios Contratados	905	59.588	25.467	1.045	2.585	23.714	113.303	0	0	0	0	0	0	0
	Gastos Generales	86	1.359	66			4.489	6.001	0	0	0	0	0	0	0
Total SP		**2.135**	**134.492**	**51.977**	**2.696**	**5.317**	**84.612**	281.229	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	0
								0							0
AYUDAS A LA COMUNIDAD (AC)	Gastos de Personal							0	0	0	0	0	0	0	0
	Materiales y suministros					119	0	119	0	0	0	0	0	1.321	1.321
	Servicios Contratados					734	1.655	2.389	0	0	280	0	0	29	308
Total AC		**0**	**0**	**0**	**0**	**852,54**	**1655,18**	2.508	**0**	**0**	**280**	**0**	**0**	**1.350**	1.630
								0							0
GESTION HSEQ (GA)	Gastos de Personal	3.654	5.257	3.653	951	3.626	5.958	23.098	3.596	3.356	3.177	1.182	4.628	920	16.859
	Materiales y suministros	1.926	2.664	697	1.002	398	1.074	7.762	5	0	4	3	20	19	51
	Servicios Contratados	6,34	6,58	409,49	0	690	4.844	5.957	42	0	888	377	33	0	1.341
	Gastos Generales	1096,79	231,56	80,65	153	89	946	2.598	101	107	23	163	970	35	1.399
Total GA		**6.683**	**8.159**	**4.840**	**2.106**	**4.804**	**12.824**	39.415	**3.744**	**3.463**	**4.093**	**1.727**	**5.651**	**973**	19.651
								0							0
ACTIVIDADES DE APOYO (AA)	Gastos de Personal	5.462	5.883	4.274	3.694	3.420	6.100	28.833	4.508	4.633	5.139	1.787	4.105	1.464	21.635
	Materiales y suministros	250,41	835,89	142	1.105	435	890	3.658	477	673	241	189	108	188	1.876
	Servicios Contratados	3.159	7.626	5.677	6.153	4.348	4.836	31.799	3.978	2.441	1.576	7.588	1.479	1.617	18.679
	Gastos Generales	761	785	830	1.176	721	1.252	5.526	193	84	389	28	89	66	849
	4*100	760	610	559	487	452	997	3.866	1.023	1.386	516	559	973	619	5.075
Total AA		**10.392**	**15.740**	**11.483**	**12.616**	**9.376**	**14.076**	73.681	**10.179**	**9.217**	**7.861**	**10.151**	**6.753**	**3.953**	48.114
								0							0
IV	IVA	1.854	1.397	1.179	1.746	1.833	3.368	11.376	4.049	1.496	515	1.405	2.922	457	10.844
Total IV		**1.854**	**1.397**	**1.179**	**1.746**	**1.833**	**3.368**	11.376	**4.049**	**1.496**	**515**	**1.405**	**2.922**	**457**	10.844
								0							0
SUBTOTAL COSTOS		**57.400**	**188.442**	**101.410**	**44.617**	**51.510**	**157.947**	601.327	**34.452**	**42.903**	**30.670**	**25.465**	**31.054**	**20.294**	184.838
								0							0
FLUCTUACIÓN DE INVENTARIO		-248	-338	473	-681	-52	-162	-1.008	-41	-86	0	-418	0	0	-545
								0							0
TOTAL COSTO DE OPERACIÓN		57.152	188.104	101.884	43.936	51.458	157.785	600.318	34.411	42.817	30.670	25.047	31.054	20.294	184.294
PRODUCCIÓN		**2.829**	**1.852**	**1.926**	**2.614**	**2.706**	**1.909**	**13.836**	**2.703**	**2.670**	**2.538**	**2.717**	**2.555**	**2.765**	**15.949**
COSTO DE LEVANTAMIENTO		**20,21**	**101,58**	**52,90**	**16,81**	**19,01**	**82,65**	**43,39**	**12,73**	**16,03**	**12,08**	**9,22**	**12,15**	**7,34**	**11,56**

6 EVALUACION ECONOMICA Y FINANCIERA

Con el fin de determinar el impacto económico que se tuvo al implementar las acciones propuestas en este proyecto, a continuación se presenta el flujo de caja obtenido durante el año 2015.

Tabla 12. Flujo de caja neto

FLUJO DE CAJA NETO												
ITEM	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
INGRESOS												
PRODUCCION	2.829	1.852	1.926	2.614	2.706	1.909	2.703	2.670	2.538	2.717	2.555	2.765
PRECIO VENTA	36,74	44,00	40,78	43,96	41,27	40,79	31,87	20,49	24,08	21,68	21,08	15,99
INGRESOS MENSUALES, $US	103.926	81.484	78.540	114.911	111.677	77.868	86.156	54.715	61.109	58.911	53.860	44.200
EGRESOS												
COSTO LEVANTAMIENTO, $US/BL	20	102	53	17	19	83	13	16	12	9	12	7
TRANSPORTE, $US	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
EGRESOS MENSUALES, $US	62.819	191.823	105.738	49.160	56.862	161.593	39.818	48.158	35.746	30.482	36.164	25.824
FCN												
FCN MENSUAL, $US	41.107	(110.339)	(27.198)	65.751	54.815	(83.725)	46.338	6.557	25.363	28.429	17.696	18.376
FCN SEMESTRAL, $US	-59.588						142.760					

Como se puede observar en la tabla 12, durante el primer semestre del 2015 se obtuvo flujo de caja negativo en el campo Querubín. En el segundo semestre cuando se implementó las acciones planteadas en este proyecto se obtuvo flujo de caja positivo, a pesar de que en el segundo semestre los precios de venta del crudo presentaron una reducción del 45.4%.

Valor presente neto VPN: Representa el valor del flujo de caja neto, es decir Ingresos menos egresos de un proyecto luego de terminado el tiempo de evaluación de este.

$$VPN_{(i)} = VALOR\ PRESENTE\ INGRESOS - VALOR\ PRESENTE\ EGRESOS$$ Ec. 4

Con el fin de determinar el VPN de nuestro proyecto tomaremos la siguiente información.

Los egresos de nuestro proyecto son de $US 2.114, dicho costo proviene de la inversión requerida para la construcción y habilitación del filtro de recirculación;

cabe aclarar que la estrategia de reducción de personal no requirió ningún tipo de inversión.

Los ingresos obtenidos durante el proyecto son obtenidos del flujo de caja presentado. El análisis financiero del proyecto se hará con un periodo base de un año, de junio de 2015 a junio del 2016. Para determinar los ingresos obtenidos mediante la implementación del proyecto al finalizar el primer año, se tomara como base los ingresos que ya conocemos de los primeros seis meses. Los ingresos del año se asumirán como el resultado de multiplicar por dos los ingresos de los primeros seis meses, es decir $US 285.520.

Se utilizara como tasa de oportunidad un 10% anual.

Aplicando la fórmula que me permite traer valores futuros a presente obtengo que:

$$P = F(1 + \mathrm{i})^{-n} \quad \text{Ec. 4, donde}$$

$$P = 285.520\ (1 + 0{,}1)^{-1} = 259.563$$

Por lo tanto;

$$VPN_{(10)} = 259.563 - 2.114 = 257.449$$

Relación Beneficio - Costo: Representa cuánto dinero recibo por cada dólar invertido y se obtiene de la siguiente ecuación.

$$RB/_C\ (\mathrm{i}) = \frac{VALOR\ PRESENTE\ INGRESOS}{VALOR\ PRESENTE\ EGRESOS} \quad \text{Ec. 5, donde}$$

$$RB/_C\ (\mathrm{i}) = \frac{259.563}{2.114} = 122.78$$

Tasa interna de retorno TIR: Es la tasa a la cual el valor presente neto será igual a cero. La TIR se utiliza para definir si un proyecto es lo suficientemente rentable como para ser de interés de una organización; a mayor TIR mayor rentabilidad.

$$VPN = \Sigma\ F(1 + \mathrm{i})^{-n} = 0 \quad \text{Ec. 6}$$

Para determinar la TIR se debe iterar con i hasta hacer que se cumpla que el VPN sea igual a cero:

$$VPN = -2114 + \ 285.520\ (1 + \mathrm{i})^{-1} = 0$$

Al resolver la ecuación obtengo que la TIR es de 13406%, lo cual confirmaría el éxito del proyecto.

El flujo de caja positivo en el segundo semestre, el VPN positivo, la relación beneficio/ costo de 122,78 dolares por cada dólar invertido y una TIR de 13406% pueden corroborar que las acciones implementadas en el campo provenientes de los análisis realizados en este proyecto fueron exitosas tanto técnicamente como financieramente.

7 CONCLUSIONES

- El análisis del costo de levantamiento y la aplicación de la matriz DOFA son herramientas que permiten identificar de forma acertada las causas raíz de un flujo de caja negativo de un campo de producción de hidrocarburos.

- El campo Querubín no era viable debido a los altos costos asociados a servicios a pozo y operaciones de producción.

- La implementación de acciones correctivas de forma inmediata y de bajo costo a partir de un buen análisis pueden revertir la decisión de cierre de un campo.

- La aplicación de un sistema filtrante con opción de recirculación para pozos de bajo caudal y con alto contenido de solidos puede reducir el riesgo de obstrucción de la bomba PCP o taponamiento de perforados. Dicho sistema filtrante permitió reducir los servicios correctivos a pozo de cuatro en el primer semestre del 2015 a cero servicios en el segundo, lo cual equivale a disminuir los costos en un 100% por este ítem y por consiguiente viabilizar la continuidad del campo Querubín.

- La reducción de los servicios a pozo del campo Querubín permitió obtener dos beneficios en la búsqueda de viabilidad del campo; incremento la producción mensual y redujo los costos asociados a estos servicios.

- La unificación de la operación de dos campos geográficamente cercanos, para nuestro caso el campo Querubín con el campo Angeles, permitió una reducción del 56% en los costos de operaciones de producción.

- Las estrategias o acciones propuestas a partir del análisis realizado a través de esta monografía fueron exitosas y lograron que el campo Querubín pasara de un flujo de caja negativo a un flujo de caja positivo, dando la posibilidad de mantener abierto el campo.

- La evaluación financiera permitió afirmar que el diagnóstico fue acertado y las acciones implementadas fueron exitosas.

8 RECOMENDACIONES

- Realizar el diagnóstico de un campo petrolero aplicando diferentes metodologías de análisis y comparando los resultados obtenidos con el fin de establecer bajo qué condiciones se recomienda la aplicación de uno u otro método.

- Aplicar la metodología expuesta en esta monografía en otros campos petroleros con el fin de optimizar la operación y viabilizar campos que bajo las condiciones actuales del precio del petróleo podrían estar generando flujo de caja negativo.

- Evaluar la aplicabilidad de la estrategia de unificar operaciones en otros campos que se encuentren cercanos entre si.

- Analizar la aplicabilidad del sistema de recirculación con filtro en campos donde el manejo de arena es un factor critico.

BIBLIOGRAFIA

BEAMER, Franchise. Definición legal de lifting cost (en línea). [fecha de consulta: 21 de marzo del 2015]. Disponible en web: http://definitions.uslegal.com/l/lifting -costs/

CHAPMAN, Alan. Análisis de matriz DOFA (en línea), actualizado en agosto del 2004. [fecha de consulta: 21 de marzo del 2015]. Disponible en web: http://www.degerencia.com/articulos.php?artid=544

HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas (en línea), actualizado en junio del 2008. [fecha de consulta: 21 de marzo del 2015]. Disponible en web: http://www.oilproduction.net/cms3/index.php/produccion/sistemas-de-extraccion/pcp/843-manual-de-bombeo-de-cavidades-progresivas