

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA
COMPRA DE UN EQUIPO DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS PARA
UN CAMPO PETROLERO**

**ARIEL RICARDO PEREZ GELVEZ
JAIME ANDRÉS MORALES PEDRAZA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECHANICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA
2013**

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA PARA LA
COMPRA DE UN EQUIPO DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS PARA
UN CAMPO PETROLERO**

**ARIEL RICARDO PEREZ GELVEZ
JAIME ANDRÉS MORALES PEDRAZA**

**Monografía presentada como requisito para optar el título de
Especialista en Evaluación y Gerencia de Proyectos**

**Director:
CARLOS EDUADO DÍAZ BOHÓRQUEZ
Ingeniero Industrial**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA
2013**

CONTENIDO

INTRODUCCION.....	14
1 ALCANCE	16
2 LOCALIZACION GEOGRÁFICA.....	17
3 GENERALIDADES ACERCA DE LOS POZOS Y DE LOS EQUIPOS DE MANTENIMIENTO A POZOS	18
3.1. DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS AL POZO	18
3.1.1 Mantenimiento a Pozos	18
3.1.2 Estimulación de Pozos.....	19
3.1.3 Limpieza de pozos.....	21
3.1.4 Reacondicionamiento de Pozos	24
3.2 DESCRIPCIÓN DE UN EQUIPO DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.....	26
3.2.1 Sistemas que componen un equipo de reacondicionamiento de pozos	26
4 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	28
5 ANÁLISIS TÉCNICO	30
5.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO.....	30
5.2 MARCO TEÓRICO	30
5.3 REQUERIMIENTOS TECNICOS.....	32
5.3.1 Mantenimiento a Equipos de Reacondicionamiento de Pozos	33
5.4 PLANTEAMIENTO DE LAS ALTERNATIVAS	36
5.5 ANALISIS DE ALTERNATIVAS	37
5.5.1 Estudio detallado	38
5.6 CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS TÉCNICO DE ALTERNATIVAS.....	40
6 EVALUACION FINANCIERA.....	41
6.1 ASPECTOS GENERALES	41
6.1.1 Costos de mantenimientos programados a equipos de servicio a pozos.....	41
6.1.2 Costos de mantenimientos no programados a equipos de servicio a pozos.....	41
6.1.3 Costos de mantenimiento mayor (Overhaul)	42
6.1.4 Costos por fabricación de anclajes en locaciones.....	42
6.1.5 Costos por no disponibilidad de equipos de servicios a pozos.....	42

6.2	PRESUPUESTO DE LA ALTERNATIVA 1.....	43
6.3	PRESUPUESTO DE LA ALTERNATIVA 2	45
6.3.1	Análisis de Sensibilidad	45
6.4	ANALISIS FACTOR J DE LAS ALTERNATIVAS.....	49
	CONCLUSIONES	51
	BIBLIOGRAFIA.....	52

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TECNICA Y FINANCIERA PARA LA COMPRA DE UN EQUIPO DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS PARA UN CAMPO PETROLERO*

ELABORACION PROPIA

ARIEL RICARDO PEREZ GELVEZ – Ingeniero Mecánico

JAIME ANDRÉS MORALES PEDRAZA – Ingeniero Electrónico e Ingeniero Industrial**

PALABRAS CLAVES: Well, Pozo, Prefactibilidad, Análisis Técnico, Análisis Financiero, Well Service, Varilleo, Work over, Hidrocarburos, Overhaul.

DESCRIPCION

En la Superintendencia de Operaciones del Rio (SOR) de la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM) se cuenta con equipos de “well Service” con un promedio de 30 años de uso, los cuales han sido adecuados buscando la facilidad y cumplimiento de las normas actuales para la realización de los trabajos propios de “well Service”. Estos equipos son mantenidos por personal directo de la compañía, con políticas de mantenimiento adecuadas para las condiciones actuales. Sin embargo, dados los inconvenientes por obsolescencia de repuestos, estado de las estructuras principales de los equipos, capacidades de operación, condiciones de los campos donde se operan estos equipos y las condiciones cambiantes y competitivas del mercado, se requiere llevar a cabo una prefactibilidad técnica y financiera, que sirva de soporte para la toma de decisión entre seguir manteniendo el equipo actual o realizar la compra de un equipo nuevo, de acuerdo a las condiciones actuales de los pozos en los campos de influencia de la superintendencia y el análisis financiero de estas dos alternativas.

Este análisis se realizara basado en información secundaria, análisis de expertos de la compañía y con los criterios de la compañía en cuanto al análisis financiero, y tendrá como entregable la recomendación resultado del correspondiente análisis.

* Monografía

** Facultad de ingenierías Fisicomecánicas. –Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. – Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos. –Director: Carlos Eduardo Díaz Bohórquez . –Ingeniero Industrial

SUMMARY

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL PREFEASIBILITY STUDY FOR PURCHASE OF WELL REHABILITATION EQUIPMENT FOR OILFIELD*

AUTHORS:

ARIEL RICARDO PEREZ GELVEZ – Mechanical Engineer

JAIME ANDRES MORALES PEDRAZA – Electronic Engineer and Industrial Engineer**

KEY WORDS:

Well, Prefeasibility, Technical Analysis Financial Analysis, Well Service, Work Over, hydrocarbons, Overhaul, artificial lift

DESCRIPTION

The Superintendencia de Operaciones del Rio (SOR) as part of Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM) has an average of 30 years of use well service rigs, equipment that has been modified looking for more flexibility and easy way to do activities related to its function and actual regulations. Company's staff has kept those Rigs with maintenance politics adapted to the actual conditions. Nevertheless obsolescence part issues, equipment's main structures diagnosis, operational requirements, changing and competitive current environments require a financial and technical analysis as decision-making tools between current well service equipment overhaul or buying a new one with specified requirements.

Technical specifications will be described as part of the present document based on technical requirements analysis, services, regulatory

Analysis will be based on secondary information, company's expert analysis and company's financial analysis standard. A recommendation will be given as a result.

* Monograph

** Faculty of Engineering Physical Mechanical.-School of Industrial and Management Studies.- Specialization in Evaluation and Project Management.- Director Carlos Eduardo Diaz Bohorquez .- Industrial Engineer

GLOSARIO

SOR: Superintendencia de Operaciones del Río.

GRM: Gerencia Regional Magdalena Medio.

CONFIABILIDAD: Capacidad de un componente de ejecutar una función requerida bajo condiciones definidas para un periodo de tiempo determinado. Probabilidad de que un componente no falle dentro de un periodo de tiempo determinado.¹

DISPONIBILIDAD: Probabilidad de que un sistema o equipo se encuentre operacional cuando se requiere que ejecute la función para la cual fue diseñado.²

PROGRAMAR: Es definir una fecha para la realización de determinada actividad.

HSE: Seguridad, salud ocupacional y ambiente (por sus siglas en ingles Health, Safety, Environment).

WELL SERVICE: intervención realizada a pozos realizado con el fin de restablecer o mejorar las condiciones del pozo.

¹ Fuente: Monografía “ANÁLISIS TÉCNICO Y FINANCIERO PARA LA ADQUISICION DE UN COMPRESOR DE GAS PARA LA ESTACION YARIGUIES EN EL MUNICIPIO DE PUERTO WILCHES (SANTANDER).”, Jose Leonardo Castillo y Alfonso Castillo Castellanos.

² Fuente: Monografía “ANÁLISIS TÉCNICO Y FINANCIERO PARA LA ADQUISICION DE UN COMPRESOR DE GAS PARA LA ESTACION YARIGUIES EN EL MUNICIPIO DE PUERTO WILCHES (SANTANDER).”, Jose Leonardo Castillo y Alfonso Castillo Castellanos.

INTRODUCCION

En el mundo actual y tal como hace varias décadas, la principal fuente de energía proviene de las fuentes fósiles no renovables como los hidrocarburos, Ecopetrol S.A. forma parte de las más grandes empresas que a nivel mundial se dedican a la búsqueda, extracción y refinación del petróleo.

En el proceso de extracción de crudo se realizan dos tipos principales de mantenimiento a los pozos petroleros, en el primero se encuentran las actividades de Workover que implican la estimulación de la formación mediante la aplicación de diversos químicos y la reparación de la estructura de la tubería o “casing” del pozo; en el segundo grupo (el cual es el tipo de operaciones realizadas con el equipo a evaluar) se encuentran las operaciones de Varilleo, que son, aquellas en las cuales se realizan trabajos en pozos que en su sistema de levantamiento tengan como parte de su estado mecánico sargas de varilla; estos sistemas son: PCP (Progressive cavity Pump) y Bombeo Mecánico (Sucker Rod Pump). Entre las operaciones de varilleo más comunes se listan: Pesca de sarga de varilla partida, lavado de válvula fija, cambios de bomba (Bomba Inserta), Cambios de pistón (THC), varilla desconectada, pruebas de tubería, trabajos de centralización de sarga, toma de registros de desviación (Gyros), acondicionamiento para trabajos de “Coiled tubing”, etc;

Este tipo de operaciones tiene como particularidades lo siguiente: sólo se modifica el estado mecánico del pozo, es decir no se realizan bombeos de fluidos diferentes a los que se producen del pozo, el equipo utilizado es básicamente el Rig de servicio (varillero), las herramientas menores de manejo de varilla y el equipo de control de pozo.

De acuerdo al requerimiento frecuente y continuo de este tipo de actividades la Superintendencia de Operaciones del Río dentro de su estrategia para optimizar sus costos de producción requiere realizar un estudio de pre-factibilidad técnica y financiera y así tener herramientas de juicio con respecto a la reparación general (overhaul) de uno de sus equipos de varilleo o la compra de uno nuevo.

Este estudio nace con el diagnóstico y contextualización de los procesos de varilleo y con el planteamiento de las premisas que se tuvieron en cuenta en el desarrollo del análisis.

Los resultados de este estudio se desarrollan en la evaluación financiera en la cual se determina la viabilidad para la compra o reparación del equipo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar y realizar la evaluación técnica y financiera para la toma de decisión entre comprar un nuevo equipo de reacondicionamiento de pozos o seguir manteniendo un equipo actual.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Presentar la actual situación en cuanto a los costos de las actividades que generan no disponibilidad del equipo de reacondicionamiento de pozos.
- Establecer criterios para la selección de actividades para el análisis y toma de decisión de mantener o hacer reposición de equipo.
- Calcular y establecer los costos consecuencia de las actividades que generan no disponibilidad del equipo.
- Comparar los beneficios/costos de las dos alternativas en evaluación de acuerdo a los criterios financieros que se manejan en la empresa.
- Brindar herramientas a la Gerencia para la toma de decisión, respecto a la reposición de equipos.

1 ALCANCE

Este proyecto abarca el estudio técnico y financiero para la toma de decisión entre las siguientes dos alternativas:

- A. Realizar overhaul (reparación General) de uno de los equipos actuales
- B. Compra de equipo nuevo de servicio a pozos.

Como resultado de este proyecto se entregará un documento con los resultados obtenidos en los análisis mencionados.

3 GENERALIDADES ACERCA DE LOS POZOS Y DE LOS EQUIPOS DE MANTENIMIENTO A POZOS

3.1. DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS AL POZO

De acuerdo al libro “el pozo ilustrado” dentro de las actividades realizadas en un pozo petrolero encontramos:

3.1.1 Mantenimiento a Pozos

“Durante su vida productiva, todos los pozos requieren de mantenimiento, estimulación y reacondicionamiento. Generalmente, en el mantenimiento de los pozos de flujo natural se hacen inspecciones programadas para verificar que el cabezal y sus aditamentos: manómetros, válvulas, flujo ductos y estranguladores están en buen estado, para evitar fugas y desperfectos indeseables. Frecuentemente se toman muestras de petróleo en el cabezal para verificar la gravedad específica del crudo, porcentaje de agua y sedimentos producidos. Se observa la presión de flujo y presión en el espacio anular para determinar anomalías. A fechas determinadas se les hacen estudios de presión de fondo (estática y fluyente) y el pozo se pone en prueba especial de producción, a través de la estación de flujo, para determinar su comportamiento. Atención igual se presta a aquellos pozos que producen por levantamiento artificial por gas. Es muy importante verificar el estado y funcionamiento de todos los componentes del cabezal. Es esencial cerciorarse que la presión y el volumen de gas, continuo o intermitente, se ajustan a las magnitudes deseadas, y que la producción del pozo y su relación gas-petróleo concuerdan con las estimaciones estipuladas. De todas estas observaciones puede deducirse si las válvulas de inyección de gas en la sarta de producción están funcionando adecuadamente, si la descarga de petróleo del yacimiento al pozo no ha sufrido deterioro debido a reducción de permeabilidad en la periferia de la pared del pozo, arenamiento y/o influjo de agua. En pozos que producen por bombeo hidráulico, se hacen inspecciones rutinarias para verificar que las instalaciones en la superficie, como son tanques, tuberías, medidores, válvulas, bombas y otros dispositivos funcionan mecánicamente bien. Por otra parte, es importante cerciorarse sobre el estado, la calidad, el volumen y la presión del fluido motriz que hace funcionar el sistema. Los pozos que producen por bombeo mecánico, tipo balancín, presentan una gran variedad de desperfectos mecánicos que surgen de las características mismas del sistema, tanto en la superficie como en el mismo pozo, desde el cabezal hasta el fondo. Fallas en la fuerza eléctrica o fuerza mecánica (motor de combustión interna) que impulsa el balancín para el bombeo, hacen que el tiempo perdido se transforme en merma de la cuota de producción del pozo. Cualquier desperfecto en algunos de los elementos del propio balancín (engranajes, bielas, colgadores, etc.), ocasiona pérdida de bombeo de petróleo”⁴.

⁴ Fuente: Efrain E. Barberii, 1998, “EL POZO ILUSTRADO”

“En el cabezal del pozo, desperfectos en el vástago pulido y el prensa-estopa pueden ocasionar derrames leves o severos de petróleo. Generalmente, las varillas de succión se sueltan o se parten. En ocasiones, la sarta de varillas se desenrosca de la bomba. En otros casos, debido a la fatiga, esfuerzos y vibración, la carrera ascendente y descendente de la sarta de varillas de succión no es sincrónica y por estiramiento causa golpeteo que puede destruir la bomba o partir las varillas. La válvula fija y la válvula viajera pueden perder su esfericidad debido a la corrosión de los fluidos o el cacarañeo por la arena que se produce con los fluidos del yacimiento, y esto merma la eficiencia del bombeo debido al escurrimiento de los fluidos.

Los pozos inyectoros de gas, agua o vapor, utilizados para vigorizar la continuidad de producción de hidrocarburos del yacimiento, son también objeto de adecuado mantenimiento. Los elementos de sus respectivos cabezales (válvulas, conexiones, medidores de presión y de temperatura, registros de volúmenes inyectados, etc.), deben funcionar bien para facilitar el seguimiento de las operaciones y detectar fallas que puedan presentarse.

3.1.2 Estimulación de Pozos

Durante el preciso período de la terminación del pozo, o durante la vida productiva del pozo, se presentan situaciones en las que el estrato productor no descarga fácilmente el supuesto volumen de hidrocarburos hacia el pozo. Algunas veces esta inconveniencia puede ser sencilla y de fácil corrección, pero otras veces se puede presentar muy difícil y casi insoluble.

Tipos de estimulación:

3.1.2.1 Succión

Durante la terminación, la estimulación más sencilla es la succión. Mientras dura la perforación y la terminación, el fluido de perforación impone contra la pared del hoyo una presión algo mayor que la mayor presión que pueda tener cualquier estrato. Esta diferencia de presión hace que la parte líquida del fluido así como partículas micrométricas de sus componentes sólidos se filtren hacia la periferia del hoyo. Si esta invasión es muy severa y extensa deteriora marcadamente la permeabilidad del estrato productor en las inmediaciones del hoyo. Por tanto, cuando se hagan los intentos de poner el pozo a producir no se logrará el flujo anticipado. Entonces, para remediar la situación se trata de inducir el pozo a fluir succionándolo. Para esto se utiliza la misma tubería de producción y un cable en cuyo extremo va colgado un émbolo especial de succión. El émbolo se introduce a una cierta profundidad en la tubería, y al sacarlo facilita la extracción de cierto volumen de fluido de la tubería y a la vez impone una fuerza de succión al estrato productor. La succión del estrato se va haciendo más fuerte a medida que el émbolo va achicando el pozo a mayor profundidad. La aplicación de la succión”⁵

⁵ Fuente: Efrain E. Barberii, 1998, “EL POZO ILUSTRADO”

“tiene como propósito limpiar la periferia o zona invadida del pozo y establecer la permeabilidad e inducir el flujo del pozo utilizando la energía natural del yacimiento. En la práctica, un mínimo de succiones pueden ser suficientes para lograr el flujo, pero a veces se succiona durante muchas horas o días sin éxito y entonces hay que recurrir a otros medios.

3.1.2.2 Inyección de fluidos

Si durante las tareas de terminación el estrato productor no permite que el petróleo fluya con facilidad, esto significa que el daño a la permeabilidad en la periferia del hoyo debe ser corregido.

La inyección de fluidos como petróleo liviano, querosén o destilados puede lograr arrancar o desplazar las obstrucciones y facilitar la limpieza de los canales de flujo durante el contraflujo que se produce al poner el pozo en pruebas de producción. Para coadyuvar la acción desplazante del fluido inyectado, se puede optar por agregarle emulsificantes o agentes que activen su desplazamiento y su acción de barrido del material que obstruye los poros.

El volumen de fluidos y aditivos y la presión de inyección dependerán del espesor del estrato, de la competencia y características de la roca, según las apreciaciones derivadas de los datos logrados por análisis de ripio, núcleos y registros petrofísicos.

3.1.2.3 Fracturamiento de estratos

En ciertas ocasiones, la inyección de fluidos a un determinado estrato puede hacerse con la deliberada intención de fracturarlo, o sea abrir canales de flujo de mayor amplitud y penetración alrededor de la periferia y más allá del hoyo, debido a que la baja permeabilidad natural, más la invasión del filtrado y partículas del fluido de perforación depositadas en el estrato, imposibilitan que pueda existir flujo hacia el pozo. Para estos casos es muy importante tomar en cuenta la viscosidad, peso y composición del fluido, como también la presión de ruptura que debe aplicarse para fracturar el estrato. Como la inyección debe concentrarse en determinado intervalo y la prolongación del resquebrajamiento del estrato debe ser radial, es muy importante que la cementación entre el revestidor y el estrato, por encima y por debajo del intervalo escogido para hacer la inyección, sea sólida y fuerte para evitar canalización y fuga del fluido hacia arriba y/o hacia abajo, a lo largo de la cementación, o que el fluido fracture intervalos no escogidos. Como podrá apreciarse, el fluido inyectado a alta presión penetra en el estrato como una cuña que abre canales de flujo. Sin embargo, al descartar el fluido, durante el flujo desde el estrato al pozo, puede ser que desaparezcan los canales al disiparse la presión de ruptura y asentarse el estrato, o quizás se haya logrado que permanezcan los canales estables y abiertos.”⁶

⁶ Fuente: Efrain E. Barberii, 1998, “EL POZO ILUSTRADO”

“Otra modalidad de fracturamiento es que al fluido se le agrega, en relación de volumen por volumen, un material sólido y competente, generalmente arena de determinadas especificaciones con respecto a tamaño de granos, circularidad, distribución del agregado, resistencia, densidad y calidad. Al inyectarse la mezcla al estrato, la arena va depositándose en los canales como una cuña estable, porosa y permeable, que impedirá el asentamiento del estrato al desvanecerse la presión de ruptura y, por ende, mantendrá los canales de flujo abiertos.

3.1.2.4 Acidificación

La acidificación de estratos petrolíferos constituye una de las aplicaciones más viejas empleadas por la industria petrolera en la estimulación de pozos. Empezó a utilizarse desde 1895. Como las rocas petrolíferas pueden contener carbonato de calcio (CaCO₃, caliza), el ácido clorhídrico (HCl) en solución de 15 %, ha sido un buen disolvente que ayuda a abrir canales de flujo en el estrato productor. La reacción química se realiza según la siguiente fórmula:



Después de la reacción se obtiene cloruro de calcio, agua y dióxido de carbono, como resultado de la descomposición del carbonato de calcio por el ácido. La cantidad de ácido requerida está en función del volumen de roca que se propone tratar. Para apreciar ese volumen se recurre a ensayos de laboratorio, utilizando ripio y/o núcleos del estrato, como también otros datos petrofísicos y experiencias de acidificaciones anteriores en el área o sitio de operaciones. Durante los años, el diseño y realización de tareas de acidificación de pozos petrolíferos han evolucionado en todos los aspectos. Los análisis básicos de laboratorio son más extensos y fundamentales para determinar las características físicas y químicas de las rocas y sus reacciones a los diferentes tipos de ácidos aplicables como: puros, concentrados, diluidos o gelatinosos. Factores como la viscosidad, densidad, temperatura, presión, penetración y celeridad o amortiguación de la reacción son evaluados con miras a obtener el mejor resultado posible. Como los ácidos clorhídricos y fórmicos son corrosivos, se dispone de inhibidores y otros aditivos que permiten aminorar su corrosividad en el equipo de acidificación y las tuberías del pozo mismo.

3.1.3 Limpieza de pozos

Desde el comienzo de la etapa de producción hasta la fecha en que cesa de ser productor comercial, cada pozo requiere de limpieza y reacondicionamientos, según los síntomas y dificultades mecánicas que presentan sus instalaciones hoyo abajo y/o el mismo estrato productor. Los programas de limpieza y reacondicionamiento de pozos en los campos petroleros son partes importantes”⁷

⁷ Fuente: Efrain E. Barberii, 1998, “EL POZO ILUSTRADO”

“del esfuerzo de cada día para mantener la producción de hidrocarburos a los niveles deseados. Además, estos programas, de por sí y conjuntamente con todas las otras actividades de apoyo que requieren, representan un alto porcentaje del presupuesto de operaciones, especialmente si los pozos producen mayoritariamente por bombeo mecánico y los yacimientos tienen años produciendo.

A continuación se listan los tipos de “daños” que presentan los pozos:

3.1.3.1 Arenamiento

A medida que el yacimiento descarga petróleo hacia el pozo, con el tiempo se va acumulando arena y sedimento en el fondo del pozo. Esta acumulación puede ser de tal magnitud y altura que puede disminuir drásticamente o impedir completamente la producción del pozo. Los casos de arenamiento son más graves y más frecuentes cuando los estratos son deleznable. Cuando se dan estratos de este tipo, la terminación del pozo se hace de manera que, desde el inicio de la producción, el flujo de arena y sedimentos sea lo más leve por el más largo tiempo posible. Para lograr esto, el tramo de la sarta de revestimiento y de producción que cubre el estrato productor es de tubos ranurados especialmente. Las ranuras, cortadas de afuera hacia adentro y de apariencia cuneiforme, tienen una abertura lo suficiente estrecha, según análisis granulométrico de la arena, para retener la arena y lograr que el apilamiento de los granos sea compacto y estable y, por ende, no fluyan junto con el petróleo hacia el pozo. Además del método anterior, existen otras modalidades para contener el flujo de arena. Hay tuberías ranuradas y pre-empacadas, o sea que la tubería ranurada interna viene cubierta por otras tuberías internas y el espacio anular entre estas dos tuberías está relleno de arena o material granular, lo que en sí forma un filtro y retenedor prefabricado. Otra es, a semejanza de la anterior, que el empaque con grava especialmente seleccionada se hace en sitio. Para eso, la sarta de revestimiento y de producción se hinca y cementa por encima del estrato productor. Luego se hace el ensanche del hoyo frente al estrato productor. Para revestir el hoyo ensanchado se utilizará una tubería calada (ranurada), la cual al final quedará colgada del revestidor cementado por encima del estrato productor. Antes de colgar la tubería calada, se bombea la cantidad determinada de grava para rellenar el espacio entre el estrato productor y la tubería calada. Hecho esto, se cuelga la tubería calada y se continúa con las otras faenas para poner el pozo en producción. El arenamiento de los pozos es de ocurrencia muy común. Y para mantener los pozos en producción plena se recurre a desarenarlos y limpiarlos utilizando fluidos debidamente acondicionados que se bombean progresivamente hasta el fondo para extraer la arena y sedimentos hasta la superficie por circulación continua. Algunas veces no es suficiente la circulación de fluidos y hay que utilizar achicadores o bombas desarenadoras en el fondo del pozo para poder hacer la limpieza. Además de disminuir la capacidad productiva del pozo, la presencia de”⁸

⁸ Fuente: Efrain E. Barberii, 1998, “EL POZO ILUSTRADO”

“arena en el pozo es dañina porque a medida que fluye con el petróleo causa cacaraño, corrosión o abrasión de las instalaciones en el pozo y en la superficie. En el caso de pozos de flujo natural, la velocidad del flujo hace que la arena y sedimentos acentúen su poder de desgaste sobre las instalaciones. En los pozos de bombeo mecánico, a veces, es muy serio el daño que la arena causa a la bomba y sus partes, principalmente a las varillas de succión, al vástago pulido y a la sarta reductora.

3.1.3.2 Acumulación de parafina

Cuando se habla de la densidad de los petróleos se dice, en sentido general, que son extra-pesados, pesados, medianos, livianos o condensados. Cuando se habla de su composición, se dice que son de base parafínica, asfáltica o mixta. Ambas clasificaciones se emplean para apuntar las características físicas de los crudos: densidad o gravedad API, viscosidad o fluidez, hasta el color y posibles contenidos de sal, azufre y metales, su flujo en el yacimiento, expectativas de extracción y modalidades de la producción primaria y subsecuentes aplicaciones de métodos de extracción vigorizada. Los crudos parafínicos tienen algo de asfalto y viceversa, de allí la catalogación de base mixta. La temperatura es factor importante que afecta el comportamiento de la viscosidad del crudo, desde el yacimiento hasta la superficie. A medida que el crudo fluye del yacimiento al pozo y hasta la superficie, la disminución de la temperatura hace al crudo más viscoso, especialmente si el crudo es pesado o extra-pesado, los cuales generalmente son de tipo asfáltico o nafténico. La disminución de temperatura o enfriamiento causa el desprendimiento de partículas de parafina. Esta cera o parafina que no arrastra el flujo tiende a obstruir los canales de flujo en la periferia del estrato productor alrededor de la pared del hoyo, reduciendo así la productividad del pozo. De igual manera, el flujo hacia la superficie va depositando parafina en la pared de la tubería, con la consiguiente reducción del diámetro interno y, por ende, merma en el volumen de producción. La parafina y residuos que se desprenden del crudo y que lentamente se van depositando en los canales de flujo del pozo tienen que ser removidos por medios mecánicos, químicos o térmicos. Por ejemplo, se utilizan:

- Raspadores, succionadores, cortadores, tirabuzones o escariadores, que se introducen en la tubería de educación o en el revestidor para efectuar la limpieza mecánicamente, o
- Se recurre a la utilización de solventes como petróleo caliente, querosén, gasóleo o gasolina o sustancias químicas que produzcan generación de calor para ablandar y desplazarlas por medio de circulación continua, o
- Muchas veces se utiliza vapor o agua caliente, o se inyecta aire comprimido caliente o gas, o
- Cuando las adhesiones son muy rebeldes en la pared del hoyo del estrato productor y en la misma periferia del pozo, entonces se recurre a escariar o ensanchar el hoyo en el estrato productor.”⁹

⁹ Fuente: Efrain E. Barberii, 1998, “EL POZO ILUSTRADO”

“Como podrá apreciarse, la necesidad de mantener los pozos en buen estado para que produzcan diariamente su cuota de hidrocarburos, es tarea diaria que ocupa a cierto número de personal de producción.

3.1.4 Reacondicionamiento de Pozos

“Las razones por las cuales se propone el reacondicionamiento de un pozo son muy variadas. Estas razones involucran aspectos operacionales que justifican la continua utilización del pozo en el campo y, por ende, las inversiones y/o costos requeridos. El reacondicionamiento es una tarea de mayores proporciones y alcances que el mantenimiento, la estimulación o limpieza corrientes. Puede exigir la utilización de un equipo o taladro especial para reacondicionamiento o un taladro de perforación.

Generalmente, los pozos de un campo petrolero se clasifican según su mecanismo y mecánica de producción como de flujo natural, de levantamiento artificial por gas, de bombeo mecánico o bombeo hidráulico, de flujo por inyección alterna o continua de vapor, o como inyectores de gas o de agua, o como pozos de observación. Así que durante su existencia como pozo productor, el pozo puede cambiar de estado una o varias veces, y ese cambio o cambios puede requerir varios reacondicionamientos. Por ejemplo, un pozo puede haber comenzado como pozo productor por flujo natural pero al correr del tiempo puede ser convertido a flujo por levantamiento artificial por gas o bombeo hidráulico o mecánico. Quizás en la etapa final de su vida útil puede ser convertido a inyector o a pozo de observación. O, a lo mejor, requiere que el estrato productor original sea abandonado y el pozo terminado en un estrato superior como productor de un yacimiento distinto. También puede darse el caso de que al abandonar el yacimiento donde fue originalmente terminado el pozo, no existan posibilidades de una terminación hoyo arriba y el pozo pueda ser utilizado para desviarlo y ahondarlo para explorar horizontes desconocidos más profundos o hacer una terminación más profunda en yacimientos ya conocidos.

Todas las alternativas antes mencionadas exigen estudios y evaluaciones precisas que desembocan en inversiones y costos mayores, los cuales deben ser justificados técnica y económicamente con miras a la rentabilidad requerida.

3.1.4.1 Tareas para reacondicionamiento de pozos

Para realizar el reacondicionamiento de los pozos es necesario preparar programas cronológicos de operaciones que describen la selección y ejecución apropiadas de una variedad de tareas, ajustadas a una secuencia técnica y seguridad requeridas para evitar accidentes. El reacondicionamiento propuesto puede ser sencillo o complejo, según las condiciones y estado físico del pozo y el contenido del programa a seguir. Sin embargo, un reacondicionamiento sencillo puede tornarse complicado por imprevisiones. Entre la variedad de tareas que”¹⁰

¹⁰ Fuente: Efrain E. Barberii, 1998, “EL POZO ILUSTRADO”

“puede tener un programa de reacondicionamiento, sin que la lista que sigue sea exhaustiva, cabe mencionar las siguientes:

- a. Estudio minucioso del archivo del pozo, para apreciar y dilucidar sobre aspectos:
 - Geológicos.
 - Perforación original.
 - Terminación original.
 - Trabajos posteriores de limpieza, estimulación o reacondicionamiento.
 - Estado físico actual y disposición de las sartas y otros aditamentos en el pozo.
- b. • Proposición y detalles del programa de reacondicionamiento y/o cambio de estado del pozo, que deben incluir:
 - Nuevos objetivos y razones técnicas y económicas que apoyan el programa.
 - Tipo de equipo requerido.
 - Tiempo de las operaciones.
 - Inversiones y/o costos.
 - Estado físico y condiciones mecánicas de las instalaciones dentro del pozo.
 - Tipo y características de los fluidos requeridos para la limpieza/reacondicionamiento o perforación.
 - Control del pozo.
 - Extracción de sartas y otros aditamentos del hoyo.
 - Circulación del fluido y limpieza.
 - Re-cañoneos (intervalos).
 - Inyección de fluidos.
 - Forzamiento de arena.
 - Cementación forzada.
 - Taponamientos.
 - Corte y extracción de revestidor.
 - Abandono de la parte inferior del hoyo original.
 - Desportillar el revestidor.
 - Perforación direccional, de largo alcance, horizontal o inclinada.
 - Registros.
 - Núcleos.
 - Revestidores y cementación.
 - Pruebas.
 - Conclusión de las operaciones.
- c. • Solicitudes previas de permisos ante los organismos gubernamentales, y participaciones, reseñas, notas o informes posteriores sobre el resultado de las operaciones.”¹¹

¹¹ Fuente: Efrain E. Barberii, 1998, “EL POZO ILUSTRADO”

3.2 DESCRIPCIÓN DE UN EQUIPO DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

“Un equipo de reacondicionamiento, es una plataforma autopropulsada móvil, utilizada para llevar a cabo una o más operaciones de recuperación, tales como la profundización, reconexión, halado y restablecimiento de los revestimientos, en un pozo productor de gas o petróleo, para tratar de restaurar o incrementar la producción del pozo.

Los equipos de reacondicionamiento son muy similares a las plataformas de perforación, ya que están ubicadas sobre camiones, es decir son plataformas móviles, que tienen la capacidad de viajar entre los sitios de trabajo utilizando la vía pública. Sin embargo, estas máquinas permanecen generalmente, en el sitio de trabajo por semanas antes de trasladarse a otro lugar.

3.2.1 Sistemas que componen un equipo de reacondicionamiento de pozos

3.2.1.1 Unidad transportadora

Consiste en una armazón de acero que sostiene los diferentes componentes del equipo y de igual manera sirve para trasladar todo el equipo de una a otra locación de trabajo.

3.2.1.2 Sistema de Levantamiento de cargas:

Este sistema se utiliza para elevar, bajar o suspender la sarta de varilla o tubería. Ver figura 2.”¹²

El equipo especializado de elevación se utiliza para elevar, bajar y suspender la sarta, y consiste de:

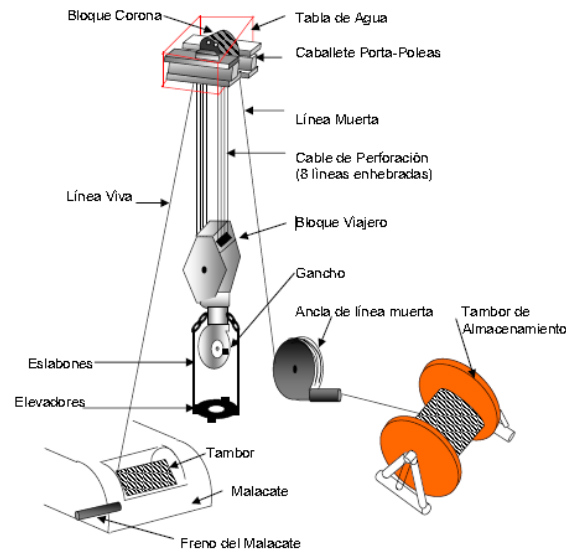


Figura 2. Detalle sistema de levantamiento.¹³

¹² Fuente: Efrain E. Barberii, 1998, “EL POZO ILUSTRADO”

¹³ Fuente: <http://bibdigital.epn.edu.ec>

3.2.1.3 Sistema Rotatorio

“Este sistema facilita el giro de la sarta de tubería y se encuentra en la posición central de la torre. Ver figura 3”¹⁴

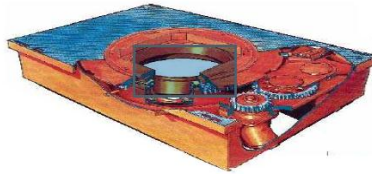


Figura 3. Detalle sistema Rotatorio.¹⁵

3.2.1.4 Sistema de Generación y transmisión de potencia

“Mediante motores de combustión interna se genera la potencia requerida para el funcionamiento de los diferentes componentes del equipo de reacondicionamiento de pozos, esta potencia se transmite por medios mecánicos o eléctricos.”¹⁶

¹⁴ Efrain E. Barberii, 1998, “EL POZO ILUSTRADO”

¹⁵ Fuente: <http://bibdigital.epn.edu.ec>

¹⁶ Efrain E. Barberii, 1998, “EL POZO ILUSTRADO”

4 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La Gerencia ha evidenciado que los costos por mantenimientos mayores de los equipos de mantenimiento a pozos son considerables teniendo en cuenta los trabajos de workover y varilleo que se dejan de realizar (Numeral 3.1), lo cual se refleja en producción diferida, debida a la no disponibilidad de equipos de reacondicionamiento para el restablecimiento de los pozos productores.

En función de reducir costos y aumentar la disponibilidad de los equipos de reacondicionamiento de pozos, lo cual redundaría en la disponibilidad de las unidades de bombeo de producción de los pozos se ha llevado a cabo un estudio de los trabajos de mantenimiento mayor en los cuales se han encontrado problemas no planeados que extienden y aumentan los costos de intervención de los equipos de servicios a pozos, de igual manera la consecución de los repuestos cada vez es más complicada y costosa, debido a que los equipos tienen en promedio 30 años. La información recopilada de este estudio soporta el análisis y la evaluación financiera realizada en el presente documento.

En la Gráfica 1. Se pueden apreciar las principales causas de indisponibilidad de los equipos.

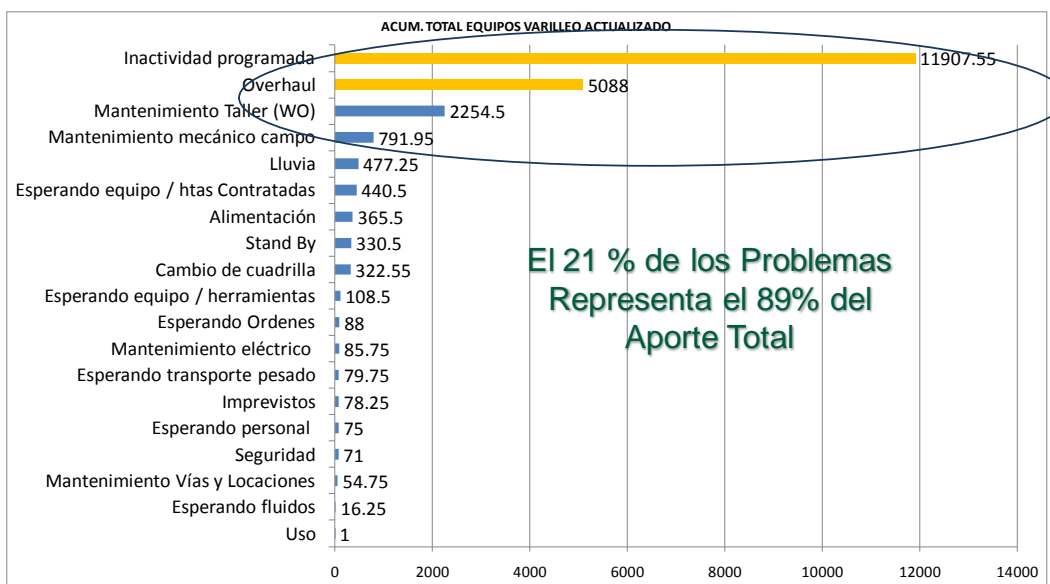


Gráfico 1. Horas perdidas vs causas¹⁷

Realizando un análisis de Pareto se puede determinar que el 21% de los problemas aporta el 89% de las horas de no disponibilidad. El 21% de los problemas son los listados a continuación:

- Inactividad programada
- Mantenimiento mayor (Overhaul)
- Mantenimiento taller (mantenimiento realizado en el taller)
- Mantenimiento mecánico campo (mantenimiento realizado al equipo en el pozo)

¹⁷ Fuente: información interna de la compañía

Los 3 problemas relacionados con el mantenimiento son los puntos a estudiar en este análisis, puesto que se quiere evaluar si estos pueden ser mitigados por medio de la compra de un equipo nuevo, teniendo en cuenta que se puede aumentar la flexibilidad de los servicios a prestar en el pozo por medio de la compra de un equipo de mayores prestaciones que permita realizar actividades adicionales a los trabajos de varilleo.

5 ANÁLISIS TÉCNICO

5.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO

Los equipos de servicio a pozos, operan en los campos del Magdalena Medio. El estudio se realizará con la información estadística recopilada en los campos mencionados.

En la actualidad los equipos de la empresa tienen las siguientes dos alternativas de operación:

1. Equipos operados de manera directa
2. Equipos operados por contratista.

En la región se cuenta con las siguientes tipologías de pozos:

En la **región 1**, Pozos con profundidades promedio de 5.000 fts y requerimiento de equipos con potencia de 350HP

En la **región 2**, Pozos con profundidades promedio de 8.000 fts y requerimiento de equipos con potencia de 550HP

5.2 MARCO TEÓRICO

Para Ecopetrol la estrategia corporativa de capital se traduce en prácticas y desempeño “Clase Mundo” soportado esto, en una gestión de tiempo y costo competitiva y predictiva que debe resultar en una mejor toma de decisiones en el portafolio de inversiones (competitividad) y una base más fuerte para realizar un control efectivo a los proyectos (predictibilidad).

El proceso de estimación y análisis de costos encierra la aplicación de metodologías y procedimientos que convierten la información técnica y sistemática cuantificada de un proyecto en información financiera y de recursos. Los resultados de la estimación son utilizados principalmente como entradas para la planeación de negocios (corridas financieras), análisis de costos (ingeniería de valor) y decisiones o procesos de control de costo y cronograma para proyectos. El proceso se soporta en herramientas y datos que son creados y mantenidos para soportar los diferentes tipos de estimados que se deben desarrollar a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

Para el análisis financiero de las alternativas se utilizará la metodología del factor J, que es utilizada como uno de los criterios principales para la toma de decisión en los proyectos desarrollados por Ecopetrol.

Al interior de la compañía el Factor J, es la metodología que se utiliza para establecer una comparativa de los beneficios marginales de un proyecto, generados por una inversión de capital. Dichos beneficios deben ser descontados a una tasa apropiada ajustada por riesgo o costo de oportunidad. En Ecopetrol S.A. EL Factor J se define como:

$$\text{Factor J} = \frac{\text{VPN (Costo esc. Base)} - \text{VPN (Costo Esc. con Proyecto)}}{\text{VPN (Inversión)}}$$

El VPN (Costo esc. Base) asocia los costos y las posibles pérdidas en que incurriría la empresa en su situación actual. El VPN (Costo Esc. con proyecto) asocia las inversiones requeridas y los mismos elementos del riesgo base en caso en que la empresa desarrolle el proyecto.

En esencia, el factor J calcula una eficiencia de la inversión, medida como la generación de beneficios marginales por cada peso invertido. El criterio de decisión es el siguiente:

Factor J > 1	Proyecto conveniente financieramente (Beneficios generados mayores a la inversión realizada)
Factor J = 1	Proyecto no conveniente financieramente (Beneficios generados iguales a la inversión realizada)
Factor J < 1	Proyecto no conveniente financieramente (Beneficios generados menores a la inversión realizada)

Tabla 1. Factor J

La información usada para el análisis del presente documento está basada en la contenida en el sistema de información de la organización, para la cual se han tomado datos de costos de mantenimiento promedios por año y la duración de la ejecución de las actividades.

5.3 REQUERIMIENTOS TECNICOS

Como parte del análisis a realizarse en este documento, se establecen los requerimientos técnicos de los equipos para realizar los servicios a pozos, teniendo en cuenta las condiciones de los campos de influencia.

En la siguiente tabla se muestran los requerimientos técnicos del equipo propuesto a comprar vs las del equipo actual con que cuenta la empresa.

Descripcion	Requerimientos	Actual
Tipo de Torre	Telescopica Geometria Cuadrada (oble tambor)	Telescopica Triangular (oble tambor)
Tipo de Soporte para Torre	Free Stand (libre de vientos)	4 vientos
Minima Altura de Mastil	104 fts	97 fts
Capacidad de carga de Torre	281.000 lbs	150.000 lbs
Numero de lineas de bloque viajero	6	6
Sistema de Seguridad	Carrera ascendente y descendente	Carrera ascendente y descendente
Numero de posiciones de trabajador	2 posiciones, plegable	1 posicion, plegable
Lengueta de trabajador con riel	Requerido	No tiene
Sistema retráctil para trabajo en altura	Requerido	Instalado
Pasarelas laterales	2 pasarelas laterales	2 pasarelas laterales
Potencia de motor	550 HP	350 HP
Insonorizacion de motor	Requerido	Sin insonorizacion
Tipo de transmision	Automatica y manual (dual)	Modificado
Freno de tambor de unidad basica	Disco ventilado	Campana
Malacate	Lubricacion centralizado y automatizada	No tiene
Tipo de embrague	Neumatico	Neumatico
Winches Maniobra Hidraulicos	2 de 2.000 lbs	2 de 3.000 lbs
Longitud de sandline	16.000 fts	6.000 fts
Diametro de sandline	9/16"	9/16"
Sistema de frenado auxiliar (malacate)	Disco	Hidromatico
Altura de mesa ajustable (rangos)	12 a 15 fts	No tiene mesa
Maximo torque continuo	5000 lb-ft	
Rango de RPMs del malacate	0-150 rpm	
Eje de mando de transmision	Requerido	Se tiene
Rieles instalacion BOP	Requerido	
Linea de evacuacion de trabajador	Requerido	Modificado
Atrapa chispas motor	Requerido	De fabrica
Consola de operador		
Indicador de peso	Digital y analogo	Analogo
Indicador de torque	Digital	Analogo
Indicador de RPMs	Requerido	Analogo
Indicador de presion	Requerido	Analogo
Sistema de control	Neumatico	Neumatico
Compresor de aire	150 psi	150 psi

Tabla No. 2 Características técnicas de los equipos¹⁸

¹⁸ Fuente: elaboración propia

El tipo de geometría requerida para la torre es la cuadrada debido a que este tipo de configuración presenta mayor robustez y soporta mayores cargas, además el tipo de soporte de estabilización para el mástil es el free stand debido a que reduce los requerimientos de facilidades de obras civiles (anclajes) existentes en las locaciones de los pozos, así como también ofrece mayor versatilidad para el trabajo en locaciones compartidas por varios pozos pues no requiere apagar los pozos cercanos, para la instalación de vientos para soporte.

La altura de la torre, la mayor potencia del motor y la capacidad de la torre ofrece una mayor versatilidad del equipo para poder realizar los diferentes servicios que se pueden requerir en los pozos de los diferentes campos donde se tiene influencia (profundidad de los pozos de los campos Cantagallo y Casabe).

Las especificaciones listadas en la tabla No. 2, contemplan características que le agregan mayor capacidad, potencia y requerimientos de seguridad, lo deseable es que estos elementos sean originales de fábrica, pero en la actualidad los equipos del campo cuentan con algunas mejoras realizadas por el personal de la operación y no cuentan con certificación alguna.

Los servicios prestados por este tipo de equipos son ejecutados por personal directo de la empresa que cuenta con experiencia en los equipos con la tecnología descrita, de igual manera operan los demás equipos existentes del campo, los cuales tienen similares características y su funcionamiento es idéntico, haciendo de esta situación la principal justificación para no evaluar tecnologías que cuenten con automatismos o paneles electrónicos más complejos que requieren de personal con otro tipo de competencias. Debido a lo anterior, en el presente estudio no se analizan requerimientos en cuanto a nivel de especialización del personal requerido para operar un equipo diferente al descrito, pues es las únicas especificaciones a considerar son capacidades y/o potencias y formas de estabilización.

5.3.1 Mantenimiento a Equipos de Reacondicionamiento de Pozos

El mantenimiento para los equipos existentes como para los equipos nuevos son similares, la única diferencia se especifica en los numerales siguientes.

5.3.1.1 Mantenimiento Preventivo

Se entiende por mantenimiento preventivo o programado aquel que se realiza periódicamente y de manera programada con el fin de preservar el equipo en las mejores condiciones de operación; dentro de este mantenimiento encontramos las lubricaciones, inspecciones y reemplazo de componentes por horas de trabajo, se

basa en el mantenimiento preventivo, este tipo de rutinas de mantenimiento se realizaría de manera indistinta en equipos actuales y nuevos. En las tablas 3 y 4 se detalla el tiempo invertido en el mantenimiento preventivo realizado a los equipos a lo largo del año.

Mantenimiento Preventivo equipo de reacondicionamiento de pozos al Año sin Mantenimiento Mayor												
	Enero (días)	Febrero (días)	Marzo (días)	Abril (días)	Mayo (días)	Junio (días)	Julio (días)	Agosto (días)	Septiembre (días)	Octubre (días)	Noviembre (días)	Diciembre (días)
Equipo 1	6			6			6			6		
Equipo 2		6			6			6			6	
Equipo 3			6			6			6			6
Equipo 4	6			6			6			6		
Equipo 5		6			6			6			6	
Equipo 6			6			6			6			6
Equipo 7	6			6			6			6		

Tabla No. 3. Mantenimiento Preventivo anual realizado a los equipos de reacondicionamiento de pozos, en periodos donde no se incluye Mantenimiento Mayor¹⁹

Mantenimiento Preventivo equipo servicio de pozos Año con Mantenimiento Mayor												
	Enero (días)	Febrero (días)	Marzo (días)	Abril (días)	Mayo (días)	Junio (días)	Julio (días)	Agosto (días)	Septiembre (días)	Octubre (días)	Noviembre (días)	Diciembre (días)
Equipo 1	3			3			3			3		
Equipo 2		3			3			3			3	
Equipo 3			3			3			3			3
Equipo 4	3			3			3			3		
Equipo 5		3			3			3			3	
Equipo 6			3			3			3			3
Equipo 7	3			3			3			3		

¹⁹ Fuente: Elaboración propia

Tabla No. 4. Mantenimiento Preventivo anual realizado a los equipos de reacondicionamiento de pozos, en el año en que se realiza Mantenimiento Mayor²⁰

Es importante resaltar que en el año en el cual se realiza un mantenimiento mayor u overhaul los mantenimientos preventivos se reducen, en la medida en que en estos mantenimientos se hace reemplazo de repuestos, así como también se incluyen y adelantan en el mantenimiento mayor, de igual manera .

5.3.1.2 Mantenimiento Predictivo

El mantenimiento predictivo es una técnica para pronosticar el punto futuro de falla de un componente de una máquina, de tal forma que dicho componente pueda reemplazarse, con base en un plan, justo antes de que falle. Así, el tiempo muerto del equipo se minimiza y el tiempo de vida del componente se maximiza. Las rutinas de inspección definidas en la estrategia de mantenimiento, se realizan de igual manera y con la misma frecuencia en equipos nuevos o en uso.

5.3.1.3 Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo o no programado tiene lugar una vez el equipo ha fallado y debe restablecerse a su estado normal de funcionamiento, se da cuando algún componente falla y debe ser reemplazado o reparado; este tipo de mantenimiento obliga en la mayoría de las veces a sacar el equipo de operación durante el tiempo que toma su reparación.

5.3.1.4 Mantenimiento Mayor u Overhaul

Este mantenimiento se realiza a los equipos de servicio a pozos una vez han cumplido con 25.000 horas de operación, dada la experiencia y los datos históricos del Departamento de Mantenimiento, se considera que en este momento todos los sistemas del equipo deben ser reparados y una gran parte de los componentes reemplazados.



Figura 4. Equipo de Reacondicionamiento de pozos²¹

²⁰ Fuente: elaboración propia

²¹ Fuente: www.brosthwellsservicing.com

5.4 PLANTEAMIENTO DE LAS ALTERNATIVAS

De acuerdo a la necesidad de la Superintendencia del Río en cuanto a optimizar sus costos se tienen dos alternativas.

Alternativa 1: Continuar con el equipo actual, realizando de acuerdo al plan de mantenimiento, los mantenimientos mayores u overhaul y los actuales costos tanto en tiempo y dinero descritos en el numeral 5.3.1 MANTENIMIENTO A EQUIPOS DE SERVICIO A POZOS.

Alternativa 2: Adquirir un equipo nuevo para reemplazar el actual con las características descritas en el numeral 5.3 REQUERIMIENTOS TECNICOS, implementando el plan de mantenimiento.

Premisas para análisis de las alternativas

Para las dos alternativas se tienen las siguientes condiciones:

- Cada 6 años se deberá realizar un mantenimiento mayor (overhaul), estos 6 años se contarán a partir del año en el cual se haya realizado el anterior overhaul o para el caso de un equipo nuevo a partir del año 0.
- Las actividades propias de mantenimiento programado se deberán realizar todos los años independientemente del equipo (los costos y tiempos requerido se describen en detalle en el numeral 6.1.1), dado que este tipo de actividad se realiza por desgaste normal de componentes, entre las actividades programadas encontramos: cambio de lubricante, rodamientos, cable de potencia, y todos los demás elementos de desgaste del equipo, que puedan ser reemplazados sin necesidad de una parada prolongada.
- Se toma como base el tiempo y costos existentes de los equipos de reacondicionamiento actuales en el caso de los mantenimientos no programados, pues este tipo de información es la mas aproximada que se puede tener y debe ser actualizada para el caso del equipo nuevo.
- Para el análisis financiero no se van a tener en cuenta los beneficios en seguridad puesto que aunque se tienen estadísticos de accidentalidad de los trabajos de workover, no se detallan o discriminan aquellos que son

consecuencia directa del estado de los equipos de servicio a pozos, de igual forma se requeriría un trabajo mayor valorando las actuales condiciones no seguras y la potencialidad de causar un incidente.

5.5 ANALISIS DE ALTERNATIVAS

De acuerdo a las alternativas planteadas se lleva a cabo una identificación y calificación de las variables que mayor impacto generan sobre la actual situación. Estas variables fueron definidas de acuerdo a especificaciones de un equipo multidisciplinario para contar con los diferentes puntos de vista que involucran las condiciones actuales en cuanto operación, percepción del cliente, mantenimiento, análisis de costos y HSE. Las calificaciones están dadas por números de 1 a 5, siendo 5 la mejor calificación y 1 la de menor.

En la Tabla No. 5 se aprecia la evaluación de las alternativas

Alternativa 1	CAL	Alternativa 2	CAL
No se realiza ninguna inversión	5	Inversión en equipo nuevo	2
Costo de mantenimiento mayor (overhaul)/trabajos adicionales	2	Costo de mantenimiento menor (overhaul)	4
Mayor frecuencia de fallas	2	Mayor confiabilidad	4
Equipo con modificaciones fuera de especificaciones	3	Equipo original de fabrica	4
Incumplimiento de normas HSE	2	Cumplimiento de normatividad y certificaciones HSE*	4
Equipo con limitaciones para trabajos específicos	2	Equipo con capacidad y disponibilidad para trabajos de workover	4
Se requiere construcción de anclajes para la realización de trabajos	2	Equipo freestand	4
Alta indisponibilidad	2	Mayor Factor de servicio por menor indisponibilidad por mantenimiento	5
Calificación Total Alt. 1	2.5	Calificación Total Alt. 2	3.875

Tabla No. 5. Evaluación Alternativas²²

²² Fuente: Analisis realizado internamente en la compañía

Del análisis de alternativas queda claro que la alternativa 2 presenta una mayor calificación de acuerdo a los beneficios que el equipo nuevo representa, frente al equipo actual, con los beneficios adicionales de certificación de fábrica en componentes tan importantes como la torre, así como también la flexibilidad y mejor selección en cuanto a las actuales condiciones requeridas por el campo.

Las ventajas de la alternativa 2 en cuanto a aspectos de seguridad y técnicos requieren una inversión, la cual debe ser razón de estudio con el ánimo de corroborar que los beneficios mencionados superan financieramente la inversión requerida teniendo en cuenta ahorros en costos de mantenimiento correctivo y mayor disponibilidad lo cual redundará en una mayor producción. Para el análisis financiero no se cuenta con datos específicos con los cuales se puedan cuantificar los beneficios financieros relacionados con HSE, pues los indicadores que miden estas condiciones son generales para toda la coordinación que realiza el mantenimiento a los pozos.

5.5.1 Estudio detallado

En la actualidad, la variable principal es la disponibilidad del equipo de reacondicionamiento, debido a que la demanda de servicios prestados por estos excede la capacidad disponible, tanto de personal como de equipos, el cual se ve afectada por las fallas o los tiempos requeridos para el mantenimiento (esta es una variable importante tenida en cuenta en el análisis financiero 6.1.5). En la tabla No 6, se detalla la cantidad de servicios a pozos realizados en los años 2011, 2012 y los primeros cuatro meses del 2013, de igual forma la cantidad de equipos prestando servicios en el mismo periodo.

Descripción	2011	2012	2013 (corte 30 de abril)
Servicios Realizados	619	885	349
Cantidad de equipos prestando servicios (ALQUILADOS+PROPIOS)	22	23	21

Tabla No. 6. Numero de servicios a pozos y cantidad de equipos por año.²³

De igual manera en la Tabla No. 7, se detalla la cantidad de servicios prestados por cada equipo.

Descripción Equipo	2011	2012	2013 (corte 30 de abril)
Equipo 1	16	2	1
Equipo 2	102	11	9
Equipo 3	95	17	7
Equipo 4	32	135	5
Equipo 5	73	72	21

²³ Fuente: Información suministrada por la Coordinación de Subsuelo de la compañía

Equipo 6	11	29	3
Equipo 7	10	50	26
Equipo 8	28	43	17
Equipo 9	14	47	15
Equipo 10	14	71	24
Equipo 11	30	25	11
Equipo 12	10	69	27
Equipo 13	8	1	15
Equipo 14	25	42	13
Equipo 15	2	35	15
Equipo 16	29	31	22
Equipo 17	28	16	17
Equipo 18	28	43	3
Equipo 19	19	51	69
Equipo 20	20	22	13
Equipo 21	22	31	16
Equipo 22	3	2	0
Equipo 23	0	40	8

Tabla No. 7 Número de trabajos realizados por equipo²⁴

Aun, con el número de trabajos realizados con los equipos listados anteriormente, se tiene un rezago de pozos con baja eficiencia o no produciendo, y en espera de servicio, variable que se tiene en cuenta para el análisis financiero.

5.5.1.1 Características de operación de los equipos

Equipos actuales:

Estos equipos se operan con cuadrillas conformadas por 5 trabajadores y un supervisor.

Una vez se requiere un servicio a determinado pozo, el proceso inicia con la revisión de la locación del pozo por parte de la coordinación de subsuelo, en esta fase se evalúan las condiciones para la instalación del equipo y se determina si es necesario algún tipo de trabajo civil para la estabilización del equipo de reacondicionamiento y se realiza la revisión de los anclajes requeridos para la estabilización de la torre. Estas actividades se realizan con antelación al servicio para evitar impactar la ejecución del servicio al pozo. Luego de verificar que la locación se encuentra en condiciones aptas para realizar la labor de programada

²⁴ Fuente: Información suministrada por la Coordinación de Subsuelo de la compañía

en el pozo, se inicia la movilización del equipo de reacondicionamiento y de sus respectivas cargas.

Equipo nuevo

Estos equipos se operarían con la misma cantidad y especialidad del personal actual, es decir cuadrillas conformadas por 5 trabajadores y un supervisor.

El tipo de equipo a comprar cuenta con la facilidad "Free Stand", para lo cual no requiere vientos, ni anclajes, usados por los equipos existentes para brindar soporte y estabilidad a la torre telescópica. El uso de equipos con vientos requiere de trabajos adicionales así como también de requerimientos especiales en las locaciones donde se cuenta con grupos de pozos en la misma locación, puesto que por seguridad se deben apagar pozos cercanos que puedan representar una amenaza para el desarrollo de las actividades. De igual manera requieren trabajos previos para adecuación de anclajes los cuales deben ser construidos con anterioridad al desarrollo de la actividad.

5.6 CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS TÉCNICO DE ALTERNATIVAS

De los análisis realizados en el presente capítulo, se concluye que la alternativa 2, la cual consiste en la compra de un equipo nuevo con las especificaciones técnicas ajustadas a los requerimientos actuales tanto de seguridad como técnicas para la ejecución de los trabajos en los campos, es la más viable teniendo en cuenta las siguientes razones:

- a) El equipo se ajusta a los requerimientos de potencia y capacidad de carga actuales del campo de acuerdo a la tipología de pozos (profundidad, tipos de servicios requeridos)
- b) El equipo contaría con certificaciones para puntos de anclajes, sistema de seguridad, barandas, pasarelas, controles de fábrica que no afectan su diseño original, lo cual se alinea con la directriz de barriles limpios de la compañía.
- c) El equipo nuevo reduciría los costos de mantenimientos (no programados y mantenimientos mayores) debido a que el plan de mantenimiento se realizaría con rigor desde el momento mismo de su puesta en funcionamiento, así como también se asegura la disponibilidad de repuestos.
- d) El equipo nuevo reduciría el costo de fabricación de anclajes pues su diseño para la torre es de tipo "free stand".

6 EVALUACION FINANCIERA

6.1 ASPECTOS GENERALES

Para el análisis financiero se utilizara una TRM constante para la conversión a \$COP correspondiente a 1.780\$/US\$ para las inversiones 2010-2020 de la compañía.

Se asumen variables macroeconómicas estables para el tiempo de análisis del proyecto.

Los costos a tener en cuenta se presentan a continuación:

6.1.1 Costos de mantenimientos programados a equipos de servicio a pozos

Los mantenimientos preventivos y predictivos corresponden a mantenimientos programados los cuales se han venido realizando y documentando desde hace 10 años en el sistema de información interno de la empresa.

Los días totales de duración de los mantenimientos programados durante el año que no se realiza mantenimiento mayor u overhaul (estas actividades se realizan en varias sesiones a diferentes componentes del equipo) son: 23.9 días y el costo promedio anual asciende a US\$74.920 (para el presente año)

Los días totales de duración de los mantenimientos programados durante el año que se realiza mantenimiento mayor u overhaul (estas actividades se realizan en varias sesiones a diferentes componentes del equipo) son: 12 días y el costo promedio anual asciende a US\$37.460 (para el presente año)

6.1.2 Costos de mantenimientos no programados a equipos de servicio a pozos

Los mantenimientos correctivos corresponden a mantenimientos no programados los cuales se han venido realizando y documentando desde hace 10 años, esta información está documentada en el sistema de información CMMS y es usada como información secundaria para el presente documento.

Los días totales de duración de los mantenimientos no programados durante el año que no se realiza mantenimiento mayor u overhaul (estas actividades se realizan en varias sesiones a diferentes componentes del equipo) son: 8.42 días y el costo promedio anual asciende a US\$38.747 (para el presente año)

Los días totales de duración de los mantenimientos no programados durante el año que se realiza mantenimiento mayor u overhaul (estas actividades se realizan en varias sesiones a diferentes componentes del equipo) son: 4.21 días y el costo promedio anual asciende a US\$19.374 (para el presente año)

6.1.3 Costos de mantenimiento mayor (Overhaul)

Del sistema de información de la empresa la duración promedio del mantenimiento mayor u overhaul es de 70 días con un costo promedio de US\$730.182.

6.1.4 Costos por fabricación de anclajes en locaciones

Para la estabilización de la torre del equipo de servicio a pozos actual se hace necesario el uso de anclajes en la locación, en total 4 por locación. El cálculo histórico por año de estos anclajes es de US\$55.000. Sin embargo para el caso del equipo actual con tipología Free stand estos anclajes no se requerirían.

6.1.5 Costos por no disponibilidad de equipos de servicios a pozos

Para el análisis de los costos por no disponibilidad del equipo se tienen los siguientes datos referencia para los pozos del campo Casabe y Cantagallo:

Producción promedio por pozo: 40 Barriles/Día

Tiempo promedio espera por pozo: 55 días

Precio barril crudo (de acuerdo al API del crudo producido): US\$59

Duración de servicio a pozo: 3 días

6.1.5.1 Costo no disponibilidad Mantenimientos Programados

El costo por la no disponibilidad del equipo para realizar mantenimientos programados por año se calcula de la siguiente manera:

$$\frac{\text{Tiempo manto prog}}{\text{Duracion serv. a pozo}} \times \text{Prod. prom. pozo} \times \text{Tiempo espera} \times \text{precio barril crudo}$$

Para el primer año de análisis este costo corresponde a US\$1033.44

6.1.5.2 Costo no disponibilidad Mantenimientos no Programados

El costo por la no disponibilidad del equipo para realizar mantenimientos programados por año se calcula de la siguiente manera:

$$\frac{\text{Tiempo manto no prog}}{\text{Duracion serv. a pozo}} \times \text{Prod. prom. pozo} \times \text{Tiempo espera} \times \text{precio barril crudo}$$

Para el primer año de análisis este costo corresponde a US\$364.080

6.1.5.3 Costo no disponibilidad Mantenimiento Mayor (overhaul)

El costo por la no disponibilidad del equipo para realizar el mantenimiento mayor por año se calcula de la siguiente manera:

$$\frac{\textit{T tiempo manto Mayor}}{\textit{Duracion serv. a pozo}} \times \textit{Prod. prom. pozo} \times \textit{Tiempo espera} \times \textit{precio barril crudo}$$

Para el año en que se realiza el mantenimiento mayor este costo asciende a US\$3.026.800

6.2 PRESUPUESTO DE LA ALTERNATIVA 1

La alternativa 1 contempla continuar con el equipo actual realizando su respectivo plan de mantenimiento programado y los mantenimientos mayores cada 6 años con un valor base de US\$730.182 (en el análisis financiero este valor se ajusta de acuerdo al año correspondiente)

En la Tabla No. 8, se presenta el análisis financiero teniendo en cuenta las características técnicas contempladas en el análisis técnico, así, como también los programas de mantenimiento y costos atribuibles a las condiciones técnicas del equipo, este análisis se realiza a 10 años, sin embargo se extrapolan los datos a 16 años:

PROYECTO BASE	Overhaul																
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Costo Mantenimiento Programado	\$ 74.92	\$ 37.46	\$ 74.92	\$ 74.92	\$ 74.92	\$ 74.92	\$ 74.92	\$ 37.46	\$ 74.92	\$ 74.92	\$ 74.92	\$ 74.92	\$ 74.92	\$ 37.46	\$ 74.92	\$ 74.92	\$ 74.92
Costo Mantenimiento No Programado	\$ 38.75	\$ 19.37	\$ 38.75	\$ 38.75	\$ 38.75	\$ 38.75	\$ 38.75	\$ 19.37	\$ 38.75	\$ 38.75	\$ 38.75	\$ 38.75	\$ 38.75	\$ 19.37	\$ 38.75	\$ 38.75	\$ 38.75
Costo Mantenimiento Mayor	\$ 0.00	\$ 730.18	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 730.18	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 730.18	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Costo Construccion de Anclajes	\$ 55.00	\$ 55.00	\$ 55.00	\$ 55.00	\$ 55.00	\$ 55.00	\$ 55.00	\$ 55.00	\$ 55.00	\$ 55.00	\$ 55.00	\$ 55.00	\$ 55.00	\$ 55.00	\$ 55.00	\$ 55.00	\$ 55.00
Costo No disponibilidad Mtto Programado	\$ 1,033.44	\$ 516.72	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 516.72	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 516.72	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44
Costo No disponibilidad Mtto No Programado	\$ 364.08	\$ 182.04	\$ 364.08	\$ 364.08	\$ 364.08	\$ 364.08	\$ 364.08	\$ 182.04	\$ 364.08	\$ 364.08	\$ 364.08	\$ 364.08	\$ 364.08	\$ 182.04	\$ 364.08	\$ 364.08	\$ 364.08
Costo No disponibilidad Mtto Mayor (overhaul)	\$ 0.00	\$ 3,026.80	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 3,026.80	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 3,026.80	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Total Costos No Disponibilidad Equipos	\$ 1,397.52	\$ 3,725.56	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52	\$ 3,725.56	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52	\$ 3,725.56	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52
Total Costos No Disponibilidad Equipos	\$ 1,397.52	\$ 3,725.56	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52	\$ 3,725.56	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52	\$ 3,725.56	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52	\$ 1,397.52
Costo Mantenimiento Equipo Ac	\$ 1,566.18	\$ 4,567.57	\$ 1,566.18	\$ 1,566.18	\$ 1,566.18	\$ 1,566.18	\$ 1,566.18	\$ 4,567.57	\$ 1,566.18	\$ 1,566.18	\$ 1,566.18	\$ 1,566.18	\$ 1,566.18	\$ 4,567.57	\$ 1,566.18	\$ 1,566.18	\$ 1,566.18

Tabla No.8. Análisis financiero Alternativa 1.²⁵

²⁵ Fuente: elaboración propia

6.3 PRESUPUESTO DE LA ALTERNATIVA 2

El presupuesto estimado de acuerdo a las cotizaciones realizadas para la compra del equipo requerido es de Col\$4.804'600.000 (US\$2'753.200), y se contempla el desembolso del 35% del total para finales del año 2013, y el 65% una vez se haga la entrega del equipo en sitio.

Para el análisis de la alternativa 2 se realizó un análisis de sensibilidad con el fin de identificar las variables mas relevantes para la generación de escenarios para el calculo del factor J.

6.3.1 Análisis de Sensibilidad

Para el análisis de sensibilidad del modelo desarrollado para el análisis financiero se determinó evaluar las siguientes variables:

- Tiempo promedio de espera para que un pozo sea atendido por un equipo de servicio de pozos
- Días de mantenimiento programado en año en que no se realiza mantenimiento mayor (“Overhaul”)
- Días de mantenimiento mayor u “overhaul”
- Días de mantenimiento no programado en año en que no se realiza mantenimiento mayor (“Overhaul”)
- Costo mantenimiento no programado en año en que se realiza un mantenimiento mayor.

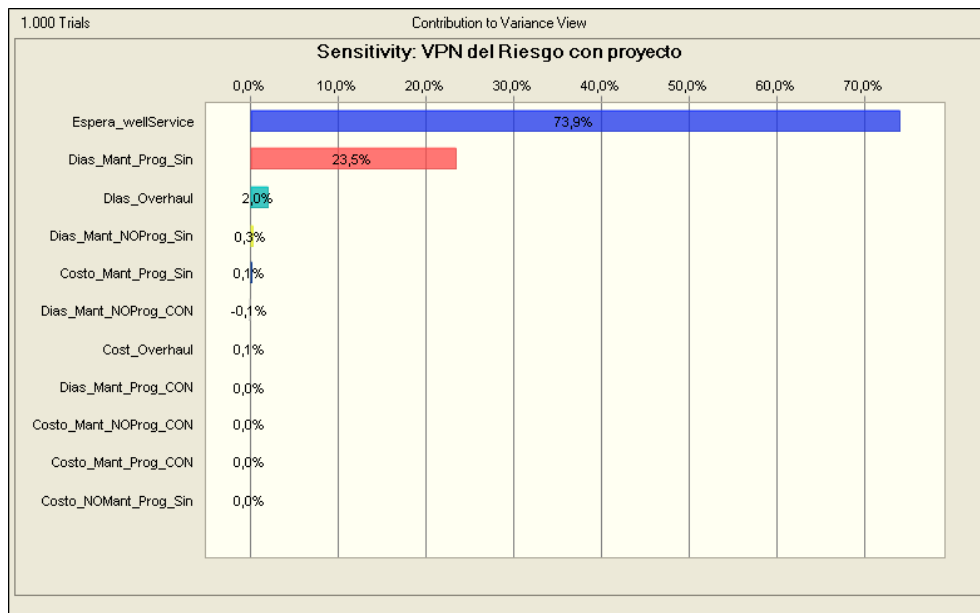


Gráfico No. 2 Análisis de sensibilidad del modelo de costos²⁶

²⁶ Fuente: elaboración propia

Como se puede observar las principales variables que afectan el VPN de los costos es la espera_wellService (tiempo de espera de well service) y los días_Overhaul que son los días de no disponibilidad del equipo por mantenimiento mayor (Overhaul), esto debido a que estas variables están directamente ligadas con producción diferida.

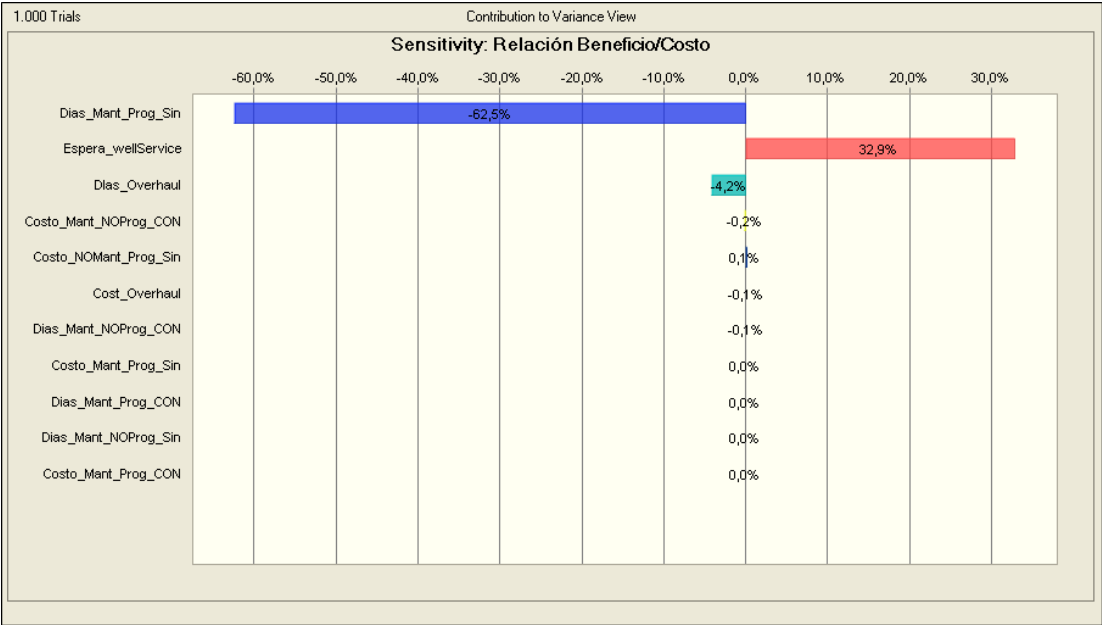


Gráfico No. 3 Análisis de sensibilidad relación beneficio/costo²⁷

La variable Dias_Mant_Prog_Sin corresponde a los días de no disponibilidad por mantenimientos programados en años sin Overhaul, sin embargo para el modelo de costos descrito esta variable se mantiene constante pues se usa la misma política de mantenimiento programado para el equipo nuevo.

La variable que tiene un mayor peso de acuerdo a las características de la evaluación realizada es la Espera_wellService debido a que esta genera los costos ligados a los días de no disponibilidad del equipo, los cuales son menores considerablemente que para los del equipo actual. Esto genera una reducción de este tipo de costos vía mayor disponibilidad de equipo nuevo por menores tiempos para mantenimientos mayores y reducción en mantenimientos correctivos o no programados. Esta variable tiene un gran efecto debido a que asegurando una mayor disponibilidad se reducen los tiempos de espera y por tanto la producción diferida.

²⁷ Fuente: elaboración propia

Respecto a los datos arrojados del análisis de sensibilidad se propone realizar 3 corridas del modelo (Tabla N.8) asumiendo tres escenarios diferentes para la alternativa 2 con las principales variables que afectan el factor J.

Los escenarios planteados se basan en los datos históricos que se tiene para la alternativa 1 teniendo en cuenta información del personal de mantenimiento y las características y propuestas del fabricante

a) Escenario Pesimista:

Tiempo para mantenimiento Mayor (overhaul): se reducen en un 20% los días requeridos para este tipo de mantenimientos para el equipo nuevo de acuerdo a la información que se tiene planeada, lo que arroja la realización del Overhaul en 56 días. El costo del correspondiente mantenimiento mayor se reduce en un 25%, lo cual asciende a US\$547.636

Tiempo para mantenimiento no programado: se reduce en un 75% los días requeridos para la alternativa 2 de compra de equipo nuevo, resultando de esta forma un total de 2.1 días para la atención de mantenimientos no programados y en un US\$9.686 en costos.

Costos de mantenimiento Programado: se reduce en un 15%, resultando de esta manera en un costo total por año de US\$63.682, en cuanto a tiempo se mantiene el mismo tiempo requerido para la realización de este tipo de mantenimiento.

Riesgo Base: VPN(costos alternativa 1)	17,600
Riesgo Alternativa 2 (KUSD)	14,766
VPN Inversión Alternativa (KUSD)	2,574

Tabla No. 9. Resultados Escenario Pesimista (datos tomados del modelo flujo de caja tabla N .16)²⁸

De la tabla N.9 el riesgo Base: VPN (Costos alternativa 1) corresponde al valor presente neto de los costos de la alternativa 1 (seguir manteniendo el equipo actual)

El riesgo alternativa 2, corresponde al VPN de los costos de la alternativa 2 (mantener el equipo nuevo) , para el calculo de este dato se uso el modelo de la tabla N.15 con los valores descritos en el presente numeral para el calculo de los costos.

Los datos de factor J (relación Beneficio/Costo) se muestran en la siguiente tabla de acuerdo a variaciones de inversión del equipo nuevo.

²⁸ Fuente: elaboración propia

Relación Beneficio/Costo	1.10	-
Análisis de Sensibilidad +	0.96	15%
Análisis de Sensibilidad -	1.30	-15%

Tabla No.10. Factor J escenario pesimista según sensibilidad a la inversión²⁹

Factor J (Relación Beneficio/Costo)=1.10 para el valor presupuestado de inversión

b) Escenario Más probable

Tiempo para mantenimiento Mayor (overhaul): se reduce en un 30%, lo que arroja la realización del Overhaul en 49 días.

Tiempo para mantenimiento no programado: se reduce en un 85%, resultando de esta forma un total de 1.3 días para la atención de mantenimientos no programados.

Costos de mantenimiento Programado: se reduce en un 20%, resultando de esta manera en un costo total por año de US\$59.936

Costos de mantenimiento no Programado: tiene una reducción del 85%, obteniéndose US\$5.812

Riesgo Base (Alternativa 1)	17,600
Riesgo Alternativa 2 (KUSD)	14,210
VPN Inversión Alternativa (KUSD)	2,574

Tabla No11. Resultados Escenario más probable³⁰

Los datos de factor J (relación Beneficio/Costo) se muestran en la siguiente tabla de acuerdo a variaciones de inversión en el equipo nuevo.

Relación Beneficio/Costo	1.32	-
Análisis de Sensibilidad +	1.15	15%
Análisis de Sensibilidad -	1.55	-15%

Tabla No12. Factor J escenario más probable según sensibilidad a la inversión³¹

Factor J (Relación Beneficio/Costo)=1.32 para el valor presupuestado de inversión

c) Escenario Optimista

Tiempo para mantenimiento Mayor (overhaul): se reduce en un 40%, lo que arroja la realización del Overhaul en 42 días.

²⁹ Fuente: elaboración propia

³⁰ Fuente: elaboración propia

³¹ Fuente: elaboración propia

Tiempo para mantenimiento no programado: se reduce en un 95%, resultando de esta forma un total de 0.4 días para la atención de mantenimientos no programados.

Costos de mantenimiento Programado: se reduce en un 25%, resultando de esta manera en un costo total por año de US\$56.190

Costos de mantenimiento no Programado: tiene una reducción del 95%, obteniéndose US\$1.937

Riesgo Base Alternativa 1	17,600
Riesgo Alternativa 2 (KUSD)	13,654
VPN Inversión Alternativa (KUSD)	2,574

Tabla No13. Resultados Escenario optimista³²

Los datos de factor J (relación Beneficio/Costo) se muestran en la siguiente tabla de acuerdo a variaciones de inversión en el equipo nuevo.

Relación Beneficio/Costo	1.53	
Análisis de Sensibilidad +	1.33	15%
Análisis de Sensibilidad -	1.80	-15%

Tabla No14. Factor J escenario optimista según sensibilidad a la inversión³³

Factor J (Relación Beneficio/Costo)=1.53 para el valor presupuestado de inversión

6.4 ANALISIS FACTOR J DE LAS ALTERNATIVAS

Como se definió en el numeral 5.2 de MARCO TEORICO, el análisis a realizar es el factor J calculado de la siguiente forma:

$$Factor J = \frac{VPN (Costo esc. Base) - VPN (Costo Esc. con Proyecto)}{VPN (Inversión)}$$

³² Fuente: elaboración propia

³³ Fuente: elaboración propia

ANALISIS EQUIPO NUEVO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Overhaul	2021	2022	2023	2024	2025	Overhaul	2027	2028	2029
Descripción de la Inversión	0	1	2	3	4	5	6	2020	8	9	10	11	12	2026	14	15	16
Equipo Nuevo	\$ 963.62	\$ 1,789.58	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00									
Bruto (Global para la actividad)	\$ 963.62	\$ 1,789.58	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00						
Costo inicial de compra (Inversión inicial)	\$ 2,574.40																
Costo Mantenimiento Programado	\$ 74.92	\$ 44.95	\$ 59.94	\$ 59.94	\$ 59.94	\$ 59.94	\$ 59.94	\$ 29.97	\$ 59.94	\$ 59.94	\$ 59.94	\$ 59.94	\$ 59.94	\$ 29.97	\$ 59.94	\$ 59.94	\$ 59.94
Costo Mantenimiento No Programado	\$ 38.75	\$ 14.85	\$ 5.81	\$ 5.81	\$ 5.81	\$ 5.81	\$ 5.81	\$ 2.91	\$ 5.81	\$ 5.81	\$ 5.81	\$ 5.81	\$ 5.81	\$ 2.91	\$ 5.81	\$ 5.81	\$ 5.81
Costo Mantenimiento Mayor	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 474.62	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 474.62	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Costo Construccion de Anclajes																	
Costo No disponibilidad Mto Programado	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 516.72	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 516.72	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44	\$ 1,033.44
Costo No disponibilidad Mto No Programado	\$ 364.08	\$ 260.92	\$ 54.61	\$ 54.61	\$ 54.61	\$ 54.61	\$ 54.61	\$ 27.31	\$ 54.61	\$ 54.61	\$ 54.61	\$ 54.61	\$ 54.61	\$ 27.31	\$ 54.61	\$ 54.61	\$ 54.61
Costo No Disponibilidad Mantenimiento Mayor	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 2,118.76	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 2,118.76	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Perdidas por No Disponibilidad del equipo	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Total Costos No Disponibilidad Equipos	\$ 1,397.52	\$ 1,294.36	\$ 1,088.05	\$ 1,088.05	\$ 1,088.05	\$ 1,088.05	\$ 1,088.05	\$ 2,662.78	\$ 1,088.05	\$ 1,088.05	\$ 1,088.05	\$ 1,088.05	\$ 1,088.05	\$ 2,662.78	\$ 1,088.05	\$ 1,088.05	\$ 1,088.05
Costo Mantenimiento Equipo Nuevo	\$ 2,474.80	\$ 3,143.74	\$ 1,153.80	\$ 1,153.80	\$ 1,153.80	\$ 1,153.80	\$ 1,153.80	\$ 3,170.28	\$ 1,153.80	\$ 1,153.80	\$ 1,153.80	\$ 1,153.80	\$ 1,153.80	\$ 3,170.28	\$ 1,153.80	\$ 1,153.80	\$ 1,153.80
VPN del Riesgo con proyecto	\$ 14,209.66																

*Los valores de los cálculos de las tablas están dados en miles de US\$

** El análisis se realiza a 10 años, sin embargo se presentan los datos a 16 años.

Tabla No15. Modelo de costos alternativa 2, escenario mas probable³⁴

³⁴ Fuente: elaboración propia

CONCLUSIONES

Del análisis financiero se puede apreciar el resultado del factor J (ver 5.2 Marco teórico) en los tres escenarios simulados mayores a 1, usando como referencia el factor de descuento para proyectos en Ecopetrol del 11% (para descontar los costos de los dos escenarios y de la inversión), concluyendo de esta manera, que el beneficio marginal de esta alternativa es mayor que el requerimiento de inversión, aun con variaciones marcadas en las principales variables que pueden deberse a incertidumbres propias de un equipo con nuevas características.

El análisis financiero soporta además, las ventajas existentes en cuanto a aspectos de cumplimiento de aspectos de HSE (certificaciones de elementos de seguridad de fábrica), cumplimiento de directriz corporativa de barriles limpios, cabe resaltar que en el presente documento estas ventajas no fueron cuantificadas para ser tenidas en cuenta en el análisis financiero.

No se debe incurrir en inversiones para el incremento de la nómina, ni en formación del personal para la implementación de la alternativa No. 2, debido al no cambio de tecnología.

Adquirir un equipo de mayor potencia que los actuales, aumenta la flexibilidad de la coordinación de subsuelo en la prestación de servicios, y le permite adaptarse a las nuevas condiciones del campo, debidas a las campañas de perforación realizadas en los últimos años.

En definitiva después de los análisis técnico y financiero se puede concluir que la compañía debe realizar las actividades propias para el reemplazo del equipo actual por el equipo descrito en el documento presentado.

BIBLIOGRAFIA

ANÁLISIS TÉCNICO Y FINANCIERO PARA LA ADQUISICION DE UN COMPRESOR DE GAS PARA LA ESTACION YARIGUIES EN EL MUNICIPIO DE PUERTO WILCHES (SANTANDER).”, José Leonardo Castillo y Alfonso Castillo Castellanos. 2012

EL POZO ILUSTRADO, Efrain E. Barberii, 1998

CIBERGRAFIA

ECOPETROL S.A. “Perspectiva Histórica”. {En línea}. {05 de Junio del 2012}.
Disponible: <http://www.ecopetrol.com.co/>

GOOLE MAPS

<http://bibdigital.epn.edu.ec>