

Desarrollo de una metodología de evaluación técnico- financiera para la ejecución de los servicios a pozo en un campo maduro del VMM

Daniela Guerrero Sepúlveda, Laura Juliana Olaya Cáceres

Trabajo de Grado para Optar al título de Ingenieras de Petróleos

Director

Germán González Silva

PhD. en Ingeniería Química

Codirector

Dairo Rafael Mercado Benítez

Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A Dios por brindarme sabiduría y fortaleza para poder lograr cada meta de mi vida. Todo se lo debo a ÉL.

A mis padres, Gloria y Carlos, por su infinito amor y su apoyo incondicional. Por haberme forjado como la persona que soy actualmente.

A mis hermanos, Andrés, Tatiana, Alejandra, y especialmente a mi hermana Estefany, por estar ahí en cada momento de mi vida.

A mis grandes amigos, Brayan, Diego, Carlos, Julián, Paula, Angie, Nayla, Sebastián, Steven, Tutti y Tata, por cada risa, cada conversación, por todos esos buenos momentos vividos y el cariño brindado durante todos estos años.

A Laura, por ser una gran amiga y compañera de tesis, por su entrega y dedicación porque a pesar de todas las dificultades encontradas, logramos culminar juntas esta etapa.

A Luis y a su familia por su constante apoyo, comprensión y compañía compartida durante largo tiempo.

Daniela Guerrero.

Dedicatoria

A Dios por brindarme la paciencia, sabiduría y fortaleza que necesité en los momentos más difíciles. Por no dejarme desfallecer.

A mi abuelo Aníbal que está en el cielo y en mi corazón, protagonista de este sueño, por apoyarme hasta el último día.

A mis padres, Yasmín y Edgar, por su amor y apoyo incondicional, por enseñarme las cosas más importantes de la vida.

A mi tío Iván, por guiarme, apoyarme y ser mi ejemplo desde el inicio para emprender el camino de la ingeniería de petróleos.

A toda mi familia, por ser el pilar de mi vida y mi mayor motivación.

A mis grandes amigos, Melanny, Angie, Andrea, Paula, Nayla, Ximena, Carlos B, Brayan, Edwar, Sebastián, Carlos y Julián, por todas esas buenas anécdotas que me quedan en la mente y en el corazón.

A Daniela, por ser una gran amiga, porque juntas logramos ser un equipo y culminar esta bella etapa.

A Dairo, porque no me alcanzan las palabras para expresar mi amor y agradecimiento; por su constante apoyo, compañía, comprensión y cariño en tan poco tiempo, y por los años que nos quedan.

Laura Olaya.

Agradecimientos

Queremos expresar nuestros más sinceros agradecimientos a quienes aportaron de alguna manera al desarrollo de este trabajo, especialmente:

A Dios por darnos la sabiduría, entendimiento y creatividad para permitirnos desarrollar de la mejor manera el presente trabajo de grado.

Al profesor German González Silva, director del proyecto, por la confianza brindada a lo largo del desarrollo de este trabajo. Por motivarnos a dar lo mejor en cada fragmento de este proyecto.

Al ingeniero Dairo Rafael Mercado, por ser un excelente profesional y una gran persona, por su colaboración, disponibilidad y constante apoyo desde el inicio, por aportarnos su experiencia y conocimiento, por el respaldo incondicional a lo largo de la investigación, siempre con la mejor disposición.

A nuestra alma mater, la Universidad Industrial de Santander, por ofrecer la mejor enseñanza universitaria a nivel académico, social y personal; por hacer de nuestra estancia en la institución una experiencia inolvidable; por la formación brindada durante estos años.

A nuestras familias y cada uno de nuestros amigos, quienes estuvieron apoyándonos en los buenos momentos y en otros de dificultad, que de una u otra manera aportaron a nuestro crecimiento personal y profesional.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	20
1. Objetivos.....	22
1.1. Objetivo General.....	22
1.2. Objetivos Específicos.....	22
2. Servicio a pozo.....	22
2.1. Equipo de servicio a pozo	22
2.2. Tipos de servicio	23
2.2.1. Varilla partida o desconectada.	23
2.3. Material de pozo	25
2.3.1. Accesorios de tubería.	26
2.3.2. Accesorios de varilla.	26
3. Generalidades de la evaluación de proyectos	27
3.1. Flujo de Caja.....	27
3.2. Ingresos	27
3.2.1. Precio de venta del crudo.....	27
3.3. Egresos	28
3.3.1. OPEX.....	28
3.3.2. Regalías.....	29
3.3.3. Impuesto sobre la renta.....	29
3.4. Indicadores financieros.	29

3.5.	Tasa interna de Oportunidad (TIO).....	29
3.5.1.	Valor Presente Neto (VPN).	29
3.5.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR).	30
3.5.3.	Periodo de retorno de inversión (PRI).....	30
3.5.4.	Eficiencia de Inversión (EI).	31
4.	Metodología para la ejecución de un servicio a pozo	31
4.1.	Variables.....	33
4.1.1.	Variables operacionales	33
4.1.2.	Variables financieras	34
4.2.	Desarrollo de la metodología.....	34
4.2.1.	Hoja de entrada de datos.....	34
4.2.2.	Consumo de materiales y servicios.	37
4.2.3.	Hoja de cálculo de ingresos y egresos.	39
4.2.4.	Flujo de caja.	42
5.	Aplicación de Metodología a pozos seleccionados.....	44
5.1.	Evaluación del pozo VMM1	44
5.2.	Evaluación del pozo VMM2	48
5.3.	Evaluación del pozo VMM3	53
5.4.	Evaluación del pozo VMM4	58
5.5.	Evaluación del pozo VMM5	63
6.	Análisis de resultados	67
6.1.	Balance de datos entre pozos.....	67
6.1.1.	Análisis comparativo de indicadores financieros.....	67

6.1.2. Análisis comparativo de la producción de aceite entre pozos	68
6.2. Balance de sensibilidad entre pozos	70
7. Conclusiones	71
8. Recomendaciones.....	73
Referencias bibliográficas	74
Apéndices	77

Lista de Tablas

Tabla 1. <i>Indicador financiero de entrada</i>	35
Tabla 2. Indicadores de venta de entrada.....	35
Tabla 3. Costos adicionales de tratamiento del campo de estudio.	36
Tabla 4. Costos adicionales de consumo eléctrico del campo de estudio.	36
Tabla 5. Costos adicionales de transporte del campo de estudio.	36
Tabla 6. Costos adicionales de renta de equipo del campo de estudio.....	36
Tabla 7. Datos de entrada de producción del pozo.....	37
Tabla 8. Datos de entrada del consumo eléctrico del pozo.....	37
Tabla 9. Lista de materiales utilizados en el servicio a pozo.....	38
Tabla 10. Tiempo estimado anualmente para servicios del pozo.....	38
Tabla 11. Costo de inversión en materiales y equipo de servicio a pozo.	38
Tabla 12. Tiempo de producción del ALS.....	39
Tabla 13. Producción de aceite, agua y gas.	40
Tabla 14. Consumo de energía mensual del ALS.	40
Tabla 15. Ingresos mes a mes en función de la venta del crudo.	41
Tabla 16. Costos variables de tratamiento.	41
Tabla 17. Costos variables energía.	41
Tabla 18. Costos variables de transporte	42

Tabla 19. Costos fijos.	42
Tabla 20. Flujo neto de caja.	43
Tabla 21. Flujo de caja para costo de inversión.	43
Tabla 22. Indicadores financieros.	43
Tabla 23. Flujo de caja con utilidad antes y después de impuestos, pozo VMM2.	48
Tabla 24. Balance de flujo de caja., pozo VMM2.....	49
Tabla 25. Indicadores financieros, pozo VMM2.....	50
Tabla 26. Flujo de caja con utilidad antes y después de impuestos, pozo VMM3.	53
Tabla 27. Balance de flujo de caja., pozo VMM3.....	54
Tabla 28. Indicadores financieros, pozo VMM3.....	55
Tabla 29. Flujo de caja con utilidad antes y después de impuestos, pozo VMM4.	59
Tabla 30. Balance de flujo de caja., pozo VMM4.....	59
Tabla 31. Indicadores financieros, pozo VMM4.....	60
Tabla 32. Flujo de caja con utilidad antes y después de impuestos, pozo VMM5.	63
Tabla 33. Balance de flujo de caja, pozo VMM5.....	64
Tabla 34. Indicadores financieros, pozo VMM5.....	64
Tabla 35. Indicadores financieros de pozos evaluados.....	68
Tabla 36. Parámetros de producción y TIR de los pozos evaluados.	69
Tabla A.37. Datos de sarta de tubería del pozo VMM1.	77
Tabla A.38. Datos de sarta de varilla del pozo VMM1.	78
Tabla A.39. Datos de subsuelo del pozo VMM1.	78

Tabla A.40. Consumo de material en los servicios del pozo VMM1.....	78
Tabla A.41. Pruebas de producción del pozo VMM1.	79
Tabla A.42. Datos de sarta de tubería del pozo VMM2.	79
Tabla A.43. Datos de sarta de varilla del pozo VMM2.	79
Tabla A.44. Datos de subsuelo del pozo VMM2.	80
Tabla A.45. Consumo de material en los servicios del pozo VMM2.....	80
Tabla A.46. Pruebas de producción del pozo VMM2.	80
Tabla A.47. Datos de sarta de tubería del pozo VMM3.	81
Tabla A.48. Datos de sarta de varilla del pozo VMM3.	81
Tabla A.49. Datos de subsuelo del pozo VMM3.	82
Tabla A.50. Consumo de material en los servicios del pozo VMM3.....	82
Tabla A.51. Pruebas de producción del pozo VMM3.	82
Tabla A.52. Datos de sarta de tubería del pozo VMM4.	83
Tabla A.53. Datos de sarta de varilla del pozo VMM4.....	83
Tabla A.54. Datos de subsuelo del pozo VMM4.	84
Tabla A.55. Consumo de material en los servicios del pozo VMM4.....	84
Tabla A.56. Pruebas de producción del pozo VMM4.	84
Tabla A.57. Datos de sarta de tubería del pozo VMM5.	85
Tabla A.58. Datos de sarta de varilla del pozo VMM5.	85
Tabla A.59. Datos de subsuelo del pozo VMM5.	86
Tabla A.60 .Consumo de material en los servicios del pozo VMM5.....	86

Tabla A.61. Pruebas de producción del pozo VMM5.	86
Tabla B.62. Consumo de material y servicios.....	87
Tabla B.63. Tiempos operacionales	88
Tabla C.64. Nómina mensual asociada a cada pozo.....	89
Tabla C.65. Gastos administrativos.....	90
Tabla C.66. Gastos de mantenimiento del ALS.	90

Lista de Figuras

Figura 1. Comportamiento del flujo de caja en el periodo de evaluación, pozo VMM1.	45
<i>Figura 2.</i> Comportamiento producción de aceite Vs TIR, pozo VMM1.	45
Figura 3. Comportamiento del corte de agua Vs TIR, pozo VMM1.....	46
<i>Figura 4.</i> Comportamiento del precio del Brent Vs TIR, pozo VMM1.....	47
<i>Figura 5.</i> Comportamiento de la TRM Vs TIR, pozo VMM1.....	48
<i>Figura 6.</i> Comportamiento del flujo de caja en el periodo de evaluación, pozo VMM2.....	49
<i>Figura 7.</i> Comportamiento producción de aceite Vs TIR, pozo VMM2.	50
Figura 8. Comportamiento del corte de agua Vs TIR, pozo VMM2.....	51
<i>Figura 9.</i> Comportamiento del precio del Brent Vs TIR, pozo VMM2.....	52
<i>Figura 10.</i> Comportamiento de la TRM Vs TIR, pozo VMM2.....	52
<i>Figura 11.</i> Comportamiento del flujo de caja en el periodo de evaluación, pozo VMM3.....	55
<i>Figura 12.</i> Comportamiento producción de aceite Vs TIR, pozo VMM3.	56
<i>Figura 13.</i> Comportamiento corte de agua Vs TIR, pozo VMM3.....	57
<i>Figura 14.</i> Comportamiento del precio del Brent Vs TIR, pozo VMM3.....	57
Figura 15. Comportamiento de la TRM Vs TIR, pozo VMM3.	58
<i>Figura 16.</i> Comportamiento del flujo de caja en el periodo de evaluación, pozo VMM4.....	60
Figura 17. Comportamiento producción de aceite Vs TIR, pozo VMM4.	61
<i>Figura 18.</i> Comportamiento corte de agua Vs TIR, pozo VMM4.....	61

<i>Figura 19.</i> Comportamiento del precio del Brent Vs TIR, pozo VMM4.	62
Figura 20. Comportamiento de la TRM Vs TIR, pozo VMM4.	63
Figura 21. Comportamiento del flujo de caja en el periodo de evaluación, pozo VMM5.	65
Figura 22. Comportamiento de la producción de aceite Vs TIR, pozo VMM5.	65
Figura 23. Comportamiento del corte de agua Vs TIR, pozo VMM5.	66
Figura 24. Comportamiento del precio del Brent Vs TIR, pozo VMM5.	66
Figura 25. Comportamiento de la TRM Vs TIR, pozo VMM5.	67
Figura 26. Tasa interna de retorno de los pozos evaluados.	68
<i>Figura 27.</i> TIR Vs Producción de aceite de los pozos evaluados.	69
Figura 28. Precio del Brent Vs TIR de los pozos evaluados.	70

Lista de Apéndices

Apéndice A. Presentación de los pozos seleccionados.....	77
Apéndice B. Costos de material y servicio.	87
Apéndice C. Costos Fijos.....	88

Resumen

Título: Desarrollo de una metodología de evaluación técnico- financiera para la ejecución de los servicios a pozo en un campo maduro del VMM*.

Autores: Daniela Guerrero Sepúlveda**

Laura Juliana Olaya Cáceres**

Palabras clave: Servicio a pozo, pozo con falla, costos de inversión, metodología, periodo de evaluación

Descripción:

Con el fin de aportar al análisis de la viabilidad de evaluación de proyectos para la ejecución de un servicio de pozo, el propósito del trabajo ha sido elaborar una herramienta metodológica capaz de estudiar las diferentes variables que pueden afectar la rentabilidad de estos, por medio del análisis de indicadores financieros.

Para generar la metodología como primer paso se identificaron las variables más relevantes que pudiesen afectar directa o indirectamente la ejecución de cada servicio como la producción diaria, el tipo y frecuencia de falla, el consumo de energía para el funcionamiento del sistema de levantamiento, entre otras. Adicionalmente fue necesario revisar y entender el comportamiento general de los pozos con ayuda del histórico que se tenía, dado que de este se despliegan factores importantes como el tiempo estimado por servicio y el consumo de material que pueden agregar o quitar valor a los costos de inversión.

La metodología ofrece la opción de eliminar la subjetividad en la decisión de hacer o no un servicio a pozo con falla, basado en los parámetros operacionales y financieros de estos, que permitan modelar el comportamiento de cada caso y así poder hacer proyecciones en el periodo de evaluación, pasando de un escenario en el que se decide subjetivamente la intervención de un pozo, a otro en el que se hace de manera metodológica, estructurada y que pueda implementarse en cualquier candidato independientemente de las condiciones individuales de cada uno.

Por último, para validar el desempeño de la metodología, se aplicó a un grupo de pozos del campo de estudio, y se hizo la correspondiente interpretación de datos. Una vez obtenidos los resultados de rentabilidad por pozo, se hizo un análisis de sensibilidad para estudiar los diferentes escenarios que pudieran presentarse y así poder hacer seguimiento a cambios futuros en los parámetros.

*Proyecto de grado.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ph. D. Germán González Silva. Codirector: Ing. Dairo Rafael Mercado Benítez.

Abstract

Title: Development of a technical-financial evaluation methodology for the well services execution in a mature field of the VMM*.

Authors: Daniela Guerrero Sepúlveda**

Laura Juliana Olaya Cáceres**

Keywords: Well service, wells with failure, investment cost, methodology, evaluation period

Description:

Aiming to contribute to the projects evaluation feasibility analysis for a well services intervention, the purpose of this work has been to develop a methodological tool capable of studying the different variables that can affect the profitability of these, through the financial indicators analysis.

In order to generate the methodology as a first step, the most relevant variables that could directly or indirectly affect the execution of each service were identified, such as fluids daily production, type and frequency of failure, energy consumption for the operation of the artificial lift system, among others. Additionally, it was necessary to review and understand the general behavior of the field wells based on the historical one, to calculate important factors such as the estimated time per service and the consumption of material that can add or take away value to the investment costs.

The methodology offers the option of eliminating subjectivity in the decision to perform or not a well service with failure, based on the operational and financial parameters of these, which allow to model the specific behavior of each case and thus be able to make projections in the period of evaluation, going from a scenario in which the intervention of a well is subjectively decided, to another in which it is done in a methodological, structured way and that can be implemented in any candidate regardless of the individual conditions of each one.

Finally, to validate the performance of the methodology, it was applied to a selected group of wells from the field of study, and the corresponding interpretation of results was made. Once the profitability results were obtained per well, a sensitivity analysis was carried out to study the different scenarios that could arise and thus be able to monitor future changes in the parameters.

*Graduate Project Thesis.

**Faculty of Physicochemical Engineering, Petroleum Engineering School. Director: Ph. D. Germán González Silva. Codirector: Ing. Dairo Rafael Mercado Benítez.

Introducción

En los últimos años el precio del crudo se ha visto afectando por distintos factores sociales, políticos y económicos que han impactado a la industria energética. Según la U.S. Energy Information Administration (eia) la baja que empezó a tomar forma en 2014 llegó a tener un valor inferior a los USD\$ 40 en el 2016 (Eia, 2019), generando recortes de presupuestos de inversión. Esto ha contribuido a que las compañías petroleras se vean obligadas a ser cada vez más eficientes en todos sus procesos con el fin de adaptarse a los precios del mercado mundial y a los montos anuales mediante la optimización de producción y de recursos. Finalmente se terminan limitando las actividades de servicio a pozo que se deben ejecutar ya sea por optimización o por distintas condiciones que conlleven a trabajos de mantenimiento de los mismos. Por este motivo, todo proceso debe estar acompañado de un análisis técnico-financiero estandarizado que indique su viabilidad en función a su rentabilidad. El presente proyecto busca desarrollar una metodología para la intervención de pozos productores de petróleo, con el fin de obtener el máximo provecho en este proceso.

Actualmente en un campo maduro del valle medio del Magdalena (VMM) no se cuenta con este análisis previo a la intervención de los pozos. Por esta razón se intervienen teniendo en cuenta únicamente la diferida generada o el incremento de la producción que, al no dar una descripción tan detallada, pueden errar la decisión de hacer o no un servicio en el cual no se recupere la inversión realizada. Se propone realizar una metodología que abarque los aspectos técnicos y económicos anteriormente mencionados, para determinar la viabilidad de la ejecución de este en función a su rentabilidad. Todo con el fin de reducir gastos en el proceso, minimizar tiempos y de implementar las mejores estrategias para hacer que los servicios sean óptimos e integrales y se

realicen en el momento necesario, o de lo contrario, que se pueda dar solución a los problemas del pozo a través de vías alternas.

El campo de estudio cuenta con 89 pozos activos, y un solo equipo de workover, con disponibilidad limitada, dado que no solo incluye actividades de mantenimiento, sino que también ejecuta labores de optimización (incluyendo la instalación de nuevas tecnologías) y completamiento de pozo. Debido a las múltiples tareas, se debe contemplar la adecuada distribución de los trabajos en un rango de tiempo óptimo y dar prioridad a la ejecución de aquellos que más se requieran.

Es sabido que, al momento de realizar un servicio a pozo, se ve afectado el presupuesto, el tiempo de actividad y la producción del campo. Por lo anterior, se propone realizar una estrategia que defina claramente en qué momento se deben ejecutar, teniendo en cuenta aspectos operativos, producción, y evaluación técnico-financiera entre otros. Este proyecto de investigación tiene como objetivo elaborar una metodología que unifique los criterios técnicos y económicos para determinar la rentabilidad de la intervención del pozo en un campo del VMM.

La metodología que se va a diseñar se limitará a evaluar los trabajos de servicio a pozo por mantenimiento; esto con el fin de dar prioridad a los que sean realmente viables al momento de intervenir con equipo. Además, contemplará los sistemas de levantamiento de bombeo por cavidades progresivas y bombeo mecánico. Todos los casos deben ser evaluados con los mismos parámetros, teniendo en cuenta las diferentes variables, entre ellas el precio del crudo. Se debe tener en cuenta que esta será implementada en un grupo de pozos, asegurando que estos contemplen los dos sistemas de levantamiento mencionados y que no presenten similitud en parámetros y potenciales de producción.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Desarrollar una metodología de evaluación técnico-financiera para la realización de los servicios a pozo en un campo maduro del VMM.

1.2. Objetivos Específicos

- Identificar y analizar los variables que pueden afectar el proceso de ejecución de un servicio a pozo, teniendo en cuenta las condiciones de operación.
- Desarrollar una metodología adecuada para determinar la conveniencia o no de la ejecución de un servicio de pozo, basado en la evaluación técnica financiera.
- Aplicar la metodología a un grupo adquirido de pozos que componen el campo.

2. Servicio a pozo.

Para mantener la producción de los pozos en un campo petrolero del VMM es necesario realizar servicios de mantenimiento a los pozos que tienen falla en alguno de sus componentes y se encuentran parados. Esta clase de servicio esta enfocado a reactivarlo y dejarlo con las mismas condiciones de producción en las cuales se encontraba inicialmente. Para esto se requiere un equipo de servicio a pozo.

2.1. Equipo de servicio a pozo

Este tipo de equipos son muy versátiles y pueden ser usados para bajar el completamiento de producción de pozos nuevos, además de actividades de mantenimiento o reacondicionamiento de los pozos productores. Al final de la vida de producción, se hace necesario hacer el abandono adecuado donde también es útil el equipo de servicio a pozo (CWC Energy Services, 2019).

El equipo consta de una unidad básica, compuesta de un camión con una torre telescópica montada sobre él, la cual puede ser de dos o tres secciones. Adicional a esto, cuenta con equipos periféricos como la bomba de desplazamiento positivo, bomba centrífuga, tanques de almacenamiento de fluido, canasta de tubería, sancocho para las herramientas, set de preventoras, acumulador, tanque de almacenamiento de combustible, generador y caseta.

Se debe tener en cuenta que estos equipos no tienen la capacidad de hacer rotar la sarta de tubería, dado que no tienen mesa rotaria ni subestructura. Existen equipos de servicio a pozo más versátiles llamados Flush By con las cuales se puede manejar solo varillas; además de las Rapid Services Units (RSU), que tienen la capacidad de manejar tubería solo en sencillos.

2.2. Tipos de servicio

Una vez que se ha definido el tipo de falla probable del pozo, ya sea mediante la interpretación de las cartas dinamométricas en el caso de SRP, o por análisis de parámetros en el caso de PCP, el siguiente paso es la intervención del pozo con el equipo. A continuación, se muestran los principales tipos de servicio a pozo asociados a las fallas más recurrentes encontradas en el campo de estudio, que servirán para el posterior análisis de cada caso.

2.2.1. Varilla partida o desconectada.

Este tipo de falla se puede presentar por tensión (cuando la carga soportada supera el límite de resistencia por tensión), fatiga (esfuerzos repetitivos), fricción (pérdida de material por el contacto entre la varilla y tubería) y corrosión (expuesta a ambientes corrosivos). Para pozos con falla por varilla partida o desconectada, el servicio consiste en dejar el pozo en las mismas condiciones antes de la falla; para esto se debe retirar la sarta de varillas hasta encontrar el punto de rotura o de desconexión de la sarta, armar y bajar la herramienta de pesca requerida dependiendo de cuál sea

el objetivo o tope de pescado, hacer la maniobra de pesca, sacar la herramienta hasta superficie, retirarla y continuar sacando la sarta de varillas completa incluyendo el rotor en los pozos con PCP o el pistón o bomba inserta en los pozos con SRP. Se debe hacer la inspección visual de todos los componentes de la sarta tales como rotor, pistón o bomba inserta, varillas, acoples de varillas y centralizadores, posterior a esto se debe bajar la sarta de varillas reemplazando todos los componentes en mal estado y llevando registro de las cantidades cambiadas, continuar bajando la sarta de varillas, asegurando que se le aplique el torque óptimo; finalmente se debe dejar el pozo produciendo.

Tubería Rota. Puede estar asociada a pérdida de material por fricción o corrosión. Su objetivo es reemplazar los tubos rotos de la sarta de tubería del pozo. Dependiendo del ALS y/o de los componentes que se tengan en fondo de pozo, puede variar un poco la ejecución del servicio. Es indispensable retirar la sarta de varillas para sacar la sarta de tubería del pozo. Una vez esté toda la sarta de varillas afuera, se hace la prueba hidrostática de tubería si se tiene contra que probar, ya sea una válvula cheque o una niplesilla donde se sienta un standing valve o hold down. Después de reemplazar los tubos rotos se asegura la integridad de la tubería mediante una prueba de presión y a medida que se baja la tubería se deben hacer varias pruebas subsecuentes; en algunos pozos es necesario sacar la bomba de subsuelo a superficie, por lo que se hace inspección visual para hacer el cambio en caso de ser requerido.

Cambio de bomba. Dependiendo del tipo de bomba de subsuelo, puede deberse en el caso de sistemas PCP a elastómero hinchado o rasgado (se calienta y se deteriora trabajar sin fluido), rotor partido (por inadecuado espaciamiento de la sarta de varillas), bomba pegada por arena (atascamiento de la bomba por cantidad de solidad y arena), y la descompresión explosiva (por cambios de presión se genera burbujas que se revientan). Para sistemas SRP puede presentarse

problemas por barril rotor (la presión externa supera la presión de colapso), escurrimiento en válvulas (por erosión o depositación de sólidos), bomba pegada por arena, válvula fija pescada o bomba desasentada (por mal espaciado de la sarta de varillas).

Una vez que se determina cambiar la bomba de subsuelo, se procede a la ejecución del servicio, el cual puede variar dependiendo del tipo de ALS del pozo; por ejemplo en los pozos con SRP que tengan bomba tipo R, solo se requiere sacar la sarta de varillas, mientras que si la bomba es tipo T, aparte de sacar la sarta de varillas, se debe sacar la sarta de tubería; en los pozos con PCP se hace necesario sacar la sarta de varillas y de tubería para hacer el cambio de bomba. Es importante aclarar que en todos los casos se hace inspección visual de todos los componentes de subsuelo y se reemplazan los que estén en mal estado.

Tubería desconectada. Se presenta cuando el torque aplicado a las conexiones es inferior al torque óptimo. Este tipo de servicio es poco frecuente, y se da normalmente en pozos con PCP donde falla el ancla anti torque lo que puede traer como consecuencia la desconexión de la sarta de tubería; para poner de nuevo en producción los pozos que presentan este tipo de fallas, se debe sacar la sarta completa de varillas, y pescar la sarta de tubería que se desconectó; para esto se hace un intento de pesca inicial con punta abierta con la misma sarta de producción del pozo, en caso de no tener éxito, se saca la sarta de tubería completa y se procede a conectar y bajar una herramienta de pesca, se hace la maniobra de pesca y se saca la sarta de tubería a superficie incluyendo la herramienta de pesca y el pescado; se inspecciona la bomba de subsuelo en superficie y se procede a bajar el completamiento de producción verificando que cada conexión tenga el torque adecuado y reemplazando los componentes en mal estado. Finalmente se baja la sarta de varillas verificando y reemplazando los componentes en mal estado.

2.3. Material de pozo

A continuación, se mostrarán los diferentes materiales más usados en los servicios a pozo.

2.3.1. Accesorios de tubería.

La tubería está formada por un conjunto de tubos que transportan el fluido hasta superficie y al además sirven de guía a la sarta de varillas (Figuroa & Tibaduisa, 2016). Es necesario tener precaución con la sarta de tubería ya que esta puede presentar desenrosque y puede causar problemas en la bomba. Los accesorios de tubería pueden ser: el tubing hanger (colgador de tubería) utilizado para colgar la sarta de tubería en el bowl del tubing head de producción, los acoples de tubería para la unión de dos tubos, la nipples que se conecta a la tubería y se utiliza para asentar el standing valve en ella durante las pruebas de presión. la bomba de subsuelo suministra la energía al fluido del pozo para llevarlo hasta superficie. (Figuroa & Tibaduisa, 2016). La check valve (válvula cheque) se conecta a la tubería y admite flujo en un solo sentido, con el propósito de permitir realizar pruebas de tubería sin necesidad de un hold down. El separador de gas (centrifugo o de copas) separa el gas libre antes de que ingrese a la bomba y evita que afecte el desempeño de esta. El ancla antitorque elimina la desconexión de esta en caso de presentar back spin.

2.3.2. Accesorios de varilla.

Las varillas son las encargadas de transmitir el movimiento desde la barra lisa a la parte móvil de la bomba, que en este caso es el rotor (Hirschfeldr, 2008). Los accesorios de la sarta de varillas pueden ser: la barra lisa que soporta la carga de la sarta de varillas y el fluido de producción del pozo. Los acoples de varilla, utilizados para la unión de dos varillas (Schlumberger). Los centralizadores que mantienen la sarta de varillas centrada dentro de la tubería y con esto mitigar el desgaste por fricción debido al contacto de las varillas con la tubería (Weatherford, 2005).

3. Generalidades de la evaluación de proyectos

El servicio a pozo es, quizá, una de las operaciones más frecuentes dentro del campo, esto conlleva a la pérdida de producción, y por ende de ingresos, así como el consumo asociado a material y equipo de intervención. Por ello, se hace necesario calcular los gastos de dicha operación y compararlos con el valor a obtener por la venta del producto final (crudo), para obtener así un balance de costos. La ejecución de este cálculo e interpretación de tasas, tendencias, e indicadores financieros nos indican la rentabilidad del proyecto, es decir, determinar si los beneficios obtenidos pueden compensar con los gastos realizados, lo cual implica ganancias para la empresa que opera el campo.

3.1. Flujo de Caja

Es la elaboración de un modelo matemático-financiero, a fin de simular variables económicas asociadas a la operación futura de un proyecto durante un tiempo de vida determinado. Todo esto con el fin de calcular que monto se genera a los accionistas, teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo (Moix, 2014).

$$\text{Flujo de caja neto} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \quad (4)$$

3.2. Ingresos

Son las entradas líquidas que deja el proyecto por la venta de productos y servicios producidos.

La industria petrolera calcula ingresos a partir de la venta de hidrocarburo, cuya extracción depende de un plan de producción con base en las reservas probadas del campo (Moix, 2014).

3.2.1. Precio de venta del crudo.

El producto final está definido en base al crudo de referencia Brent y es un porcentaje de este, que puede estar por encima o debajo dependiendo de las propiedades del crudo que se va a vender.

3.3. Egresos

Hace referencia a todas las salidas de dinero que se tienen en el flujo de caja. Se pueden clasificar principalmente en CAPEX (costos de adquisición y por ende aplicados generalmente a proyecto nuevos, y no de mantenimiento por lo cual no se tendrán en cuenta) y OPEX (costos de operación). Además, se debe tener en cuenta otras salidas como el pago de impuestos y regalías.

3.3.1. OPEX.

Los costos operativos son aquellos relacionados a la operación que no pueden definirse como activos de la empresa o ser capitalizados (Moix, 2014). Para efectos de la elaboración del proyecto, los costos OPEX serán tenidos en cuenta. Están clasificados en costos fijos y variables.

Costos fijos: Son aquellos que se requieren, y que no varían con la producción del campo.

Costos Variables: Dependen de las condiciones operacionales de cada pozo. Para su cálculo, se deben tener en cuenta datos puntuales del estado actual de los mismos, además de datos históricos. Debido a que el índice de falla ideal del campo se ha definido como uno (1), y que el análisis financiero se va a hacer en un año, se va a tomar una data del histórico de los servicios realizados en los últimos 3 años y se hará una revisión de las pruebas de los 6 meses anteriores a la última falla que presentó o condición actual de no bombeo de pozo.

El servicio a pozo más que un egreso, es considerado como una inversión. Dado que su periodicidad y alcance de trabajo es muy variable, para los efectos de evaluación financiera se toma un costo promedio para renta del equipo y consumo de materiales. En este caso se tomará también el historial de los 3 años inmediatamente anteriores.

3.3.2. Regalías.

Contraprestación económica para el estado por explotación de recursos según la ley 756 de 2002 que en este caso es del 8% en función de la producción diaria de aceite (menor a 5000 bbl/día).

3.3.3. Impuesto sobre la renta.

El artículo 80 que modifica al primer inciso del artículo 240 de la ley 1943 de 2018 de Estatuto Tributario que rige en Colombia, establece la tarifa general e impuesto sobre la renta del 33% para el año gravable 2019 y del 32% para el 2020. (El congreso de Colombia, 2018).

3.4. Indicadores financieros.

Son métodos de evaluación que relacionan los ingresos y egresos a partir del flujo de caja.

3.5. Tasa interna de Oportunidad (TIO).

Hace referencia a la tasa mínima de interés a la cual una compañía o grupo de inversionistas están dispuestos a invertir en un proyecto bajo cierto grado de riesgo, con el fin de obtener un margen de utilidades viable para el interés de estos.

3.5.1. Valor Presente Neto (VPN).

El valor presente neto brinda información de la cantidad de efectivo a valor presente que rinde un proyecto después de recuperar la inversión inicial (Gitman, 2007). Este considera el valor del dinero en el tiempo, además de la inflación, de manera que la inversión y los beneficios futuros (flujos de efectivo), se transforman en cifras monetarias equivalentes al valor presente, determinando así, la rentabilidad del proyecto.

$$VPN = I + \sum_{i=1}^k \left(\frac{CFk}{(1+i)^k} \right) \quad (5)$$

Entendiéndose: CFk , como flujo de caja; I , costo de inversión, i , la tasa interna de oportunidad;

y k , el periodo de tiempo.

- Cuando el $VPN > 0$, se logra una ganancia después de recuperar la inversión inicial; por lo tanto, el proyecto es viable.
- Cuando el $VPN = 0$, se recuperó solo la inversión inicial, luego el proyecto es indiferente.
- Cuando $VPN < 0$, existe un dinero faltante para cumplir con la recuperación del monto de la inversión inicial; por ello el proyecto no será viable.

3.5.2. Tasa Interna de Retorno (TIR).

Muestra información del rendimiento del proyecto porcentualmente y determina la tasa interna de oportunidad a la que el VPN arroja un valor de cero, es decir, cuando los flujos de caja netos son iguales a la inversión inicial (Gitman, 2007).

$$TIR = I + \sum_{t=0}^n \left(\frac{CFt}{(1 + TIO)^t} \right) - I_0 \quad (6)$$

Entendiéndose: CFt , como el flujo neto de efectivo; TIO , la tasa interna de oportunidad; t , el periodo de tiempo; y I_0 , costo de la inversión inicial.

- Cuando $TIR > TIO$, el proyecto es rentable, dado que el inversionista obtiene un rendimiento mayor al exigido.
- Cuando $TIR = TIO$, el inversionista recupera el monto de la inversión inicial.
- Cuando $TIR < TIO$, el proyecto se debe ser rechazado, pues no será rentable.

3.5.3. Periodo de retorno de inversión (PRI).

Es usado para establecer el tiempo requerido para recuperar la inversión inicial neta (Moix, 2014).

$$PRI = a + \frac{(b - c)}{d} \quad (8)$$

Entendiéndose: a , como el año inmediatamente anterior en que se recupera la inversión; b , la inversión inicial; c , flujo de caja acumulado del año inmediatamente anterior en el que se recupera la inversión y d , el flujo de caja del año en que se recupera la inversión.

3.5.4. Eficiencia de Inversión (EI).

Es una relación costo – beneficio, que mide la cantidad de flujos netos de efectivo que se obtienen después de recuperar la tasa de interés exigida en el proyecto de inversión (Bolten, 1997).

$$EFI = \left[\frac{\sum_{t=1}^t \left(\frac{CFt}{(1+k)^t} \right)}{I_o} - 1 \right] * 100 \quad (7)$$

Entendiéndose: CFt ; como el flujo de cada neto; k , la tasa interna de oportunidad; t , el número de periodos; e I_o , inversión inicial.

El beneficio adicional logrado se muestra cuando el flujo de efectivo excede al monto de inversión. En caso de proporcionar un valor negativo, se interpreta como el porcentaje de inversión faltante que no generaron los flujos netos de efectivo, es decir, el costo que no se cubre de la inversión.

4. Metodología para la ejecución de un servicio a pozo

Como anteriormente se ha dicho, la metodología está enfocada en determinar si es conveniente o no la intervención con equipo de servicio a pozos sin bombeo. Cuando sea utilizada para el análisis de múltiples casos, los resultados arrojados se pueden comparar para definir el orden de intervención, con el fin de obtener el mayor beneficio económico en el tiempo. Se debe tener en cuenta que ésta se va a aplicar a pozos que tengan falla en uno de sus componentes principales.

Por otro lado, debido a que la producción de aceite del campo es menor a 5000 BOPD (3200 BOPD), para el cálculo de regalías se va a usar un valor del 8%.

Para el desarrollo de ésta se hicieron algunas consideraciones presentadas a continuación. Cada una de éstas tiene en cuenta que el tiempo estimado a evaluar el desempeño del pozo y así determinar su viabilidad es de (1) un año, es decir 365 días.

- El tiempo de evaluación se dividirá en 4 trimestres, cada uno de igual número de días.
- El precio del crudo de referencia se mantiene constante en 2019 y variará a inicio del 2020.
- La producción de aceite del pozo declinará 1% mensual, de acuerdo al comportamiento del campo.
- La producción de agua incrementará mensualmente el mismo valor que va a declinar la producción de aceite ya que la producción del fluido de cada pozo se considera constante durante la evaluación del proyecto.
- El número de servicios estimados, y por lo tanto el tiempo de intervención de cada uno, serán tenidas en cuenta en el primer trimestre.
- No se tendrá en cuenta los días estimados en los que el pozo estará en servicio para el cálculo de la producción acumulada.
- Para el cálculo de la inversión (renta de equipo y consumo de material) se va a analizar el histórico de intervención de los últimos 3 años.
- Dado que el periodo de evaluación se va a ubicar entre el 2019 y el 2020, se estima un incremento anual para todos los costos correspondiente al IPC establecido de 3,3%, proporcionado por la compañía de estudio.
- Como no se tiene definido en que momento ocurrirán las fallas estimadas en este periodo, se asume que todas van a transcurrir en el 2020.

- Dentro de los servicios que se analizaron para calcular el tiempo promedio de falla y el consumo de material, no se tuvieron en cuenta servicios que modificaran el comportamiento del histórico del pozo (frecuencia de la falla y cantidad de material consumido) tales como cambios en el diseño de la sarta de producción del pozo e implementación de nuevas tecnologías.
- Para generar sensibilidad de la variación del precio del crudo de referencia, se asumió constante el porcentaje de venta sobre el precio del crudo de referencia y se hizo la modificación solamente del precio del crudo de referencia Brent.

4.1. Variables

A continuación se presentan las variables utilizadas en la metodología. Estas fueron seleccionadas de acuerdo a su impacto técnico y económico en el proceso de ejecución de un servicio a pozo, con el fin de realizar la evaluación del proyecto después de analizar cada una. Éstas se clasificaron en operacionales y financieras.

4.1.1. Variables operacionales

Son aquellas que tienen incidencia en la variación del comportamiento del pozo, y por ende, dependen de parámetros operacionales. Para el desarrollo de la metodología se seleccionaron aquellas que impactan el flujo de caja durante el análisis de cada proyecto.

Dentro de las más importantes se encuentra el tiempo de operación del ALS con el que se obtiene la producción de fluidos del pozo (aceite, agua y gas), los cuales se utilizan para calcular los ingresos y parte de los egresos como los gastos variables de tratamiento y transporte; otra variable a tener en cuenta es el corte de agua, ya que la variación de esta afecta directamente la producción de aceite del pozo. Es importante determinar las principales fallas que afectan el pozo

y llevar registro de estas para poder identificar el tipo de servicio requerido, el consumo de materiales, el tiempo de duración de cada uno y los costos asociados a renta de equipo para eventos actuales y futuros.

Para que funcionen los ALS, se requiere suministro eléctrico constante, por lo que se debe llevar un registro del consumo del amperaje, para determinar cual es el gasto mensual de cada pozo.

Los costos fijos tienen en cuenta al personal a través del pago de nómina y otros gastos administrativos; además del mantenimiento preventivo del ALS para minimizar fallas.

4.1.2. Variables financieras

Son aquellas que generan impacto en el flujo de caja, modificando el costo de ejecución de algunas actividades que forman parte del proyecto en el tiempo; por lo que se utilizan para evaluar directamente que tan viable puede llegar a ser. Entre estas se encuentran el precio de venta del crudo, la TRM, el IPC, entre otras. Un ejemplo es el caso del IPC que afecta el costo de actividades de tratamiento y transporte para el año siguiente. Cabe resaltar que son independientes de los parámetros operacionales de cada pozo.

4.2. Desarrollo de la metodología

Para optimizar la entrada de información y el análisis de todos los datos, se organizó con ayuda de la herramienta *Microsoft Excel*, la metodología técnico-financiera presentada. Para mejor entendimiento, se generaron diferentes segmentos: Hoja de entrada de datos, consumo de materiales y servicios, hoja de cálculo de ingresos y egresos, y flujo de caja,

4.2.1. Hoja de entrada de datos.

La principal utilidad de este segmento es ordenar los datos a ingresar del pozo en cuestión, que van a ser específicos en cada caso para cálculos posteriores, además de indicadores y costos relevantes ya establecidos para el campo en general.

En esta parte se muestran indicadores y costos. En el caso de los indicadores financieros, inicialmente solo se muestra la tasa interna de oportunidad (TIO) que ya está establecida y es propia de cada empresa. Como se dijo anteriormente, este indicador tiene suma importancia al momento de evaluarse, pues dependiendo de este valor y de la TIR, es posible definir la viabilidad de un proyecto. Para la compañía en estudio, se tiene una TIO del 11.25% como se puede ver en la tabla 1.

Tabla 1.
Indicador financiero de entrada.

Ítem	2019	2020
Tasa interna de oportunidad	11,25%	11,25%

Además del TIO, se tienen indicadores de entrada propios de la venta del crudo. Dado que se va a tomar un periodo de evaluación estimado entre octubre del 2019 y septiembre del 2020, es necesario evaluar data para los dos años. El valor de referencia del Brent, según un promedio de los últimos meses del año actual, es de \$ 65,89 USD/Barril y el porcentaje de venta sobre este es del 92,72% que vendría dando un precio de venta final de \$61,09 USD/Barril. De acuerdo a un estudio realizado por la compañía, para el 2020 este será de un 83,15% con referencia a un Brent de \$66,00 USD/Barril y por consiguiente a un precio de \$54.9 USD/Barril.

Tabla 2.
Indicadores de venta de entrada.

Indicadores de venta	2019	2020	Unid.
Precios Brent	65,89	66,00	USD

% Venta sobre Brent	92,72%	83,15%	%
Precio venta crudo	61,09	54,88	USD
TRM	3200,00	3200,00	COP

Para llevar el crudo a condiciones de venta, se hace necesario intervenir los pozos, suministrar la energía a los ALS, tratar los fluidos y transportarlos. Estos requerimientos tienen costos asociados, que se relacionan en la tablas presentadas a continuación.

Tabla 3.

Costos adicionales de tratamiento del campo de estudio.

Costos de tratamiento	COP 2019	USD 2019	COP 2020	USD 2020
Barril de crudo	174,92	0,05	180,69	0,056
Barril de agua	34,00	0,01	35,12	0,011
Pie cúbico de gas	0,00	0,00	0,000	0,000

Tabla 4.

Costos adicionales de consumo eléctrico del campo de estudio.

Costos eléctricos	COP 2019	USD 2019	COP 2020	USD 2020
Costo KWH comprado	330,00	0,10	341	0,107
Costo KWH autogenerado	127,00	0,04	131	0,041

Tabla 5.

Costos adicionales de transporte del campo de estudio.

Costos de transporte	COP 2019	USD 2019	COP 2020	USD 2020
Barril de crudo	4.000,00	1,25	4.132	1,29

Tabla 6.

Costos adicionales de renta de equipo del campo de estudio.

Costo de equipo	COP 2019	USD 2019	COP 2020	USD 2020
Renta de equipo por día	24.135.620	7542,38	24.932.095	7791,28

En la siguiente tabla se ingresan los datos más relevantes para la metodología propios de cada pozo, que servirán para generar más adelante los cálculos de la evaluación del proyecto. Al momento de hacer la interpretación de los resultados es importante conocer que la producción promedio por pozo es de aproximadamente 36 BOPD, este valor se obtiene dividiendo la

producción del campo, entre el total de pozos productores activos. Cualquier pozo que tenga un valor superior a este, se considera un pozo de alto potencial.

Para entender mejor el análisis posterior de todos los casos, los datos asociados a partir de ahora en cada cuadro van a corresponder a la información del pozo VMM1, este se tomara como ejemplo.

Tabla 7.

Datos de entrada de producción del pozo.

Producción de fluido	957	BFPD
Corte de agua	96%	%
Producción de aceite	42	BOPD
Producción de agua	915	BWPD
Producción de gas	6,06	SCFPD

Tabla 8.

Datos de entrada del consumo eléctrico del pozo.

Amperios	42	A
Kilowatts/Hora/Día	768	KWHD

Entre los datos de entrada se encuentra también el número de intervenciones por año. En este caso, se tiene en cuenta el histórico, para así identificar la falla más frecuente en ese tiempo y el tiempo promedio en que se da. Para el ejemplo actual, el pozo tiene alrededor de 2 intervenciones anuales, esto se evidencia en el historial anexo en el apéndice A.

4.2.2. Consumo de materiales y servicios.

En la mayoría de las intervenciones se cambian componentes que están en mal estado, tales como varillas, tubería, centralizadores, bombas de subsuelo, etc. Por ello, para cada pozo se hizo la revisión del histórico de los servicios y se cuantificó el consumo de material promedio. Este dato será utilizado como el consumo futuro que se tendrá en la intervención del siguiente servicio.

En la lista de materiales se encuentra el costo de cada uno de estos, y se debe ingresar la cantidad utilizada por servicio para así poder obtener un costo total de todas las intervenciones del año.

Tabla 9.

Lista de materiales utilizados en el servicio a pozo.

Materiales	Costo 2019 COP	Costo 2019 USD	Costo 2020 COP	Costo 2020 USD	Unid. Servicio 1	Unid. Servicio 2	Unid. Servicio 3	Total
Tubería de 2-7/8" EUE de 6.5 lb/pie	713.504	223,0	737.050	230,3	8	8		1.843
Bomba subsuelo tipo cavidades progresivas	52.232.001	16.322,5	53.955.657	16.861,1			1	16.861
Varilla de 1" x 25 pies alto torque	527.017	164,7	544.408	170,1	25	25		4.253
Acople de varilla de 1" alto torque	72.435	22,6	74.825	23,4	32	32		748
Centralizador de bipartido de BCP para varilla 1" y tubería de 2-7/8"	49.607	15,5	51,244	16,6	30	30		480
Total								\$24.186

Además del costo en materiales, se debe contabilizar el tiempo gastado por cada servicio (tabla 10), dado que estos también generan un costo que debe estimarse. Con ayuda de la tabla de tiempos suministrada en el apéndice B, se hace el cálculo de horas por cada tipo de servicio y se multiplica por lo que cuesta la renta del equipo por hora.

Tabla 10.

Tiempo estimado anualmente para servicios del pozo.

Descripción	Servicio 1	Servicio 2	Servicio 3	Total (USD)
Tipo de servicio	Tubería rota	Tubería rota	Cambio de bomba	
Tiempo de servicio (hrs)	52	52	52	\$49.564,8

Para cuantificar esta inversión, se debe sumar el monto por costo de materiales requeridos, más el monto ocasionado por la renta de equipo en el tiempo utilizado.

Tabla 11.

Costo de inversión en materiales y equipo de servicio a pozo.

Costo de Materiales	\$31.276,1
Renta de equipo	\$49.564,8
Total	\$80.840,9

4.2.3. Hoja de cálculo de ingresos y egresos.

Dado que el tiempo de evaluación es de un año, se debe realizar un cálculo que permita ver más de cerca cambios tenidos en cuenta, como la depleción en la producción. Para ello se toman 365 días y se dividen entre 4 trimestres, tomándolos todos con el mismo número de días.

A continuación, se muestra la tabla 14 el cambio en barriles por día, que se tiene para los fluidos producidos por el pozo en cuestión. Aquí se puede ver la disminución gradual de la producción de aceite, y con ello, el aumento de la producción de agua, asumiendo una producción de fluido constante.

Se va a asumir que a partir del primer mes el pozo va a producir lo que venía produciendo anteriormente, es decir que lo que indica el histórico. Por lo mismo no se van a considerar incrementos de producción, simplemente la depleción que se definió como el 1% mensual.

En la siguiente tabla se tienen los tiempos de producción en los 4 trimestres de estudio. Dado que no se tiene certeza del momento exacto en el que se va a presentar una falla en el transcurso del año, se debe descontar del primer mes, el tiempo en el cual se estima que el pozo va a estar en intervención con equipo de acuerdo con la revisión del histórico. Se debe tomar en cuenta que todo el análisis económico se hace desde el momento en que se ejecuta el servicio que va a reactivar el pozo, más no desde que el pozo falla.

Tabla 12.
Tiempo de producción del ALS.

Ítem	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
Días de Operación	86,9	91,3	91,3	91,3

Los ingresos que genera cada pozo se obtienen de la venta del crudo producido por este, para esto se debe tener en cuenta la producción promedio de aceite de cada uno, es decir, el potencial. Para determinar los ingresos, se multiplica la producción de aceite del pozo por el precio de venta del crudo del campo.

Se puede ver que la producción no se mantiene constante dado que los valores mensuales son diferentes, esto se debe a la depleción de aceite del 1% que se tiene por el histórico del campo; es decir, que el dato de producción en barriles de un pozo determinado hoy, para el mes siguiente será el 99% de esta. Es por esto que la depleción se aplica a partir del segundo mes de la evaluación.

Durante el primer mes se descontará la producción diferida generada por las intervenciones proyectadas para el pozo, en los otros se tiene en cuenta únicamente la depleción.

Tabla 13.

Producción de aceite, agua y gas.

Produc.	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
Aceite (BOPD)	3.647,5	3.717,5	3.607,1	3.500,0
Agua (BWPD)	79.560,4	83.638,8	83.749,3	83.856,4
Gas (SCFPD)	554,4	565,1	548,3	532,0

De la producción de gas, el 94% se utiliza para autogeneración, el otro 6% se quema; lo que afecta el consumo de energía eléctrica del campo.

Tabla 14.

Consumo de energía mensual del ALS.

Ítem	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
Consumo eléctrico (KWH)	66.767,4	70.096,1	70.096,1	70.096,1

En los ingresos se tiene únicamente la venta del crudo, y se calcula en función la producción acumulada de aceite por cada trimestre. Para esto se debe hallar primero los barriles de aceite obtenidos en este periodo, multiplicando el potencial (BOPD) por los días de actividad del pozo en el trimestre, y a su vez por el precio de venta para obtener de esta manera el ingreso total.

Tabla 15.
Ingresos mes a mes en función de la venta del crudo.

Costo (USD)	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
Venta del crudo	222.840,0	219.492,2	197.954,5	192.075,1

En la evaluación económica se tendrán en cuenta los costos fijos y costos variables correspondientes a la operación en campo. Estos se distribuirán dependiendo de las condiciones presentes en los pozos.

Como se dijo anteriormente, para la venta del crudo como producto final es necesario realizar algunos ajustes en los parámetros de este, a través de la ejecución de procesos de tratamiento.

Tabla 16.
Costos variables de tratamiento.

Costos (USD)	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
Tratamiento Crudo	199,4	205,4	203,7	197,6
Tratamiento Agua	845,3	898,4	919,2	920,4
Tratamiento Gas	0,0	0,0	0,0	0,0
Total USD	1.044,7	1.103,9	1.122,9	1.118,0

De los costos eléctricos se debe tomar en cuenta el valor del KW por día y multiplicarlo por los KW consumidos por día y a su vez por el tiempo de trabajo del sistema de levantamiento. Se asume un consumo eléctrico diario constante.

Tabla 17.
Costos variables energía.

Costo (USD)	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
Energía	3.596,2	3.919,4	4.107,2	4.207,0

comprada				
Energía	1.266,9	1.305,3	1.294,2	1.255,8
autogenerada				
Total	4.863,1	5.224,7	5.401,4	5.462,7

El transporte de crudo tiene estandarizado un costo establecido por barril. Tomando este valor y la producción por pozo, es posible sacar el costo total que se genera.

Tabla 18.

Costos variables de transporte

Costo (USD)	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
Transporte de crudo	4.559,4	4.697,5	4.657,7	4.519,3

Dentro de los egresos debe entrar el costo de todos los factores que de una u otra manera está aportando al funcionamiento del pozo, por ello se debe tener en cuenta al trabajador, cuantificando un monto mensual de nómina, además de gastos administrativos. Los gastos de mantenimiento mensual también cuentan como fijos y deben integrarse a la evaluación.

Tabla 19.

Costos fijos.

Costos (USD)	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
Nómina	6.109,1	6.176,3	6.310,7	6.310,7
Administrativos	3.543,7	3.582,6	3.660,6	3.660,6
Mantenimiento	3.531,3	3.570,1	3.647,8	3.647,8
Total	13.184,0	13.329,1	13.619,1	13.619,1

4.2.4. Flujo de caja.

Es preciso definir qué variables representan los ingresos y así mismo cuales representan los egresos en el flujo de caja de la compañía.

El pozo va a seguir siendo evaluado en cuatro trimestres, para así evidenciar una variación más notoria de cada parámetro.

Tabla 20.

Flujo neto de caja.

Flujo de caja	1T	2T	3T	4T
Ingresos operacionales	\$222.840,0	\$219.492,2	\$197.954,5	\$192.075,1
Costos de operación	\$23.796,3	\$24.210,1	\$24.801,0	\$24.719,2
Utilidad antes de impuestos	\$199.043,7	\$195.282,1	\$173.153,5	\$167.355,9
Impuestos	\$73.537,2	\$71.759,2	\$63.345,4	\$61.464,0
Regalías 8%	\$17.827,2	\$17.559,4	\$15.836,4	\$15.366,0
Utilidad después de impuestos y regalías	\$107.679,3	\$105.963,5	\$93.971,7	\$90.525,9

De acuerdo con los datos de la tabla 22, se muestra la inversión inicial en el tiempo cero (esta incluye un valor estimado por servicio a pozo y consumo de material), además del comportamiento del flujo de caja acumulado y de forma trimestral.

Tabla 21.

Flujo de caja para costo de inversión.

Ítem	0	1T	2T	3T	4T
Inversión	\$80.840,9				
Flujo de caja neto	-\$80.840,9	\$107.679,3	\$105.963,5	\$93.971,7	\$90.525,9
Flujo de caja acumulado	-\$80.840,9	\$26.838,4	\$132.801,9	\$226.773,6	\$317.299,5

Finalmente se tienen los indicadores financieros definidos anteriormente que, dependiendo del valor que arrojen, determinan la viabilidad del proyecto.

Tabla 22.

Indicadores financieros.

TIO	11,25%
TIR	125%
VPN	\$228.913
EI	283,16%
PRI	2,25 meses

5. Aplicación de Metodología a pozos seleccionados

5.1. Evaluación del pozo VMM1

Actualmente el pozo está parado en espera de intervención por tubería rota y se estima que tenga un consumo promedio de material de 8 tubos de 2-7/8", 25 varillas de 1"x25 ft de alto torque, 32 acoples de varilla de 1" de alto torque y 30 centralizadores para tubería de 2 7/8", de acuerdo al histórico de falla que mostró en los anteriores servicios de tubería rota, evaluados en los últimos tres años. El histórico mostró, además, que se tienen aproximadamente dos fallas por año.

Después de aplicar la metodología para el análisis de los pozos, se llegó a la conclusión de que el pozo es viable para intervenir de manera inmediata por las razones mostradas a continuación.

A pesar de que el pozo tiene un alto corte de agua de aproximadamente 96%, debido a la alta producción de fluido, se tiene una producción diaria de aceite de 42 Bbls (tabla 7), que genera ingresos de \$832.361,8 USD al año. Después de efectuar todos los descuentos correspondientes y haciendo el cálculo de la TIR, se tiene un valor de 125% (tabla 22) que es considerablemente alto con respecto a la TIO que definió la empresa de 11,25%, la cual se supera aproximadamente en 11 veces. Por otro lado, el valor presente neto de este análisis, que es de \$226.893, confirma la viabilidad de intervenir este pozo.

Aunque el número de servicios anual está estimado en 2 (por tubería rota y cambio de bomba), el proyecto sigue siendo rentable a pesar de que la inversión represente el 10% de los ingresos.

En la figura 1 se muestran los flujos de caja por cada trimestre. Para este pozo se evidencia la inversión en el periodo cero, la cual se muestra como una salida de dinero inicialmente, que se

recupera en el primer periodo evaluado ya que el flujo de caja acumulado pasa a ser positivo. Los periodos siguientes se muestran los beneficios de la inversión y por ende se tornan positivos.

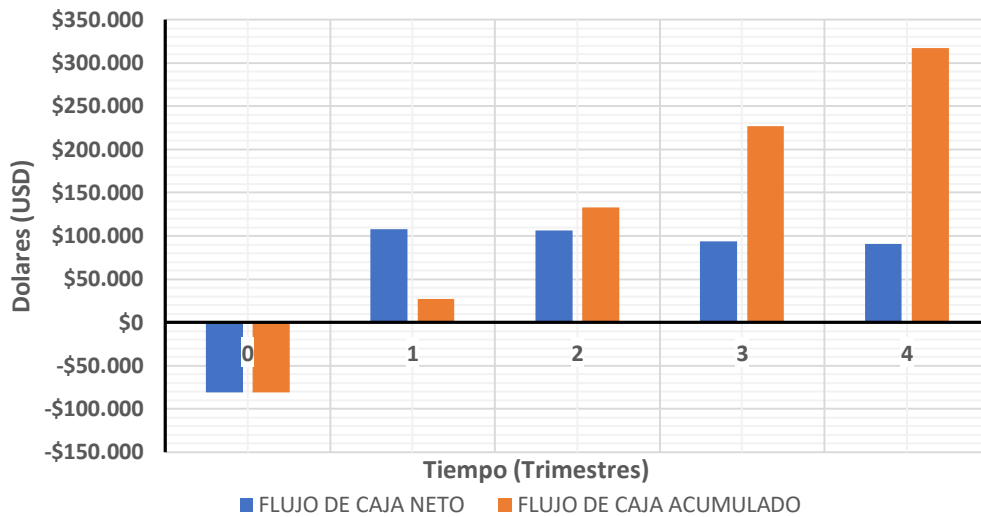


Figura 1. Comportamiento del flujo de caja en el periodo de evaluación, pozo VMM1.

A continuación, se muestran diferentes escenarios del análisis de este pozo.

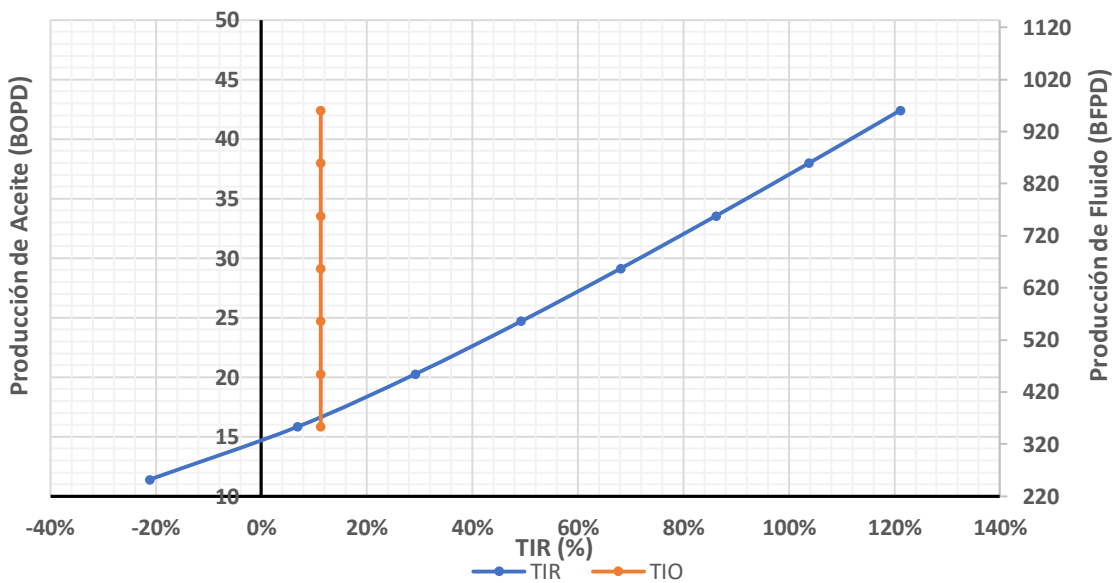


Figura 2. Comportamiento producción de aceite Vs TIR, pozo VMM1.

La variación de la TIR con la producción de aceite del pozo se muestra en la figura 2, manteniendo constantes las demás variables; Se tiene entonces que el pozo va a seguir siendo rentable incluso

en el escenario que caiga la producción de aceite hasta un valor aproximado de 17 BOPD, que es el punto donde la TIR se iguala con la TIO. Por debajo de este valor no sería rentable intervenir el pozo; para que esto suceda, y asumiendo constante el corte de agua, la producción de fluido debe caer desde 957 BFPD hasta 280 BFPD (577 BFPD, un 60%); este caso se puede dar cuando la eficiencia de la bomba cae en un 60%, ya sea por escurrimiento de la bomba o por que el pozo tiene una fuga que compromete la integridad de la tubería y se genera escurrimiento en la tubería.

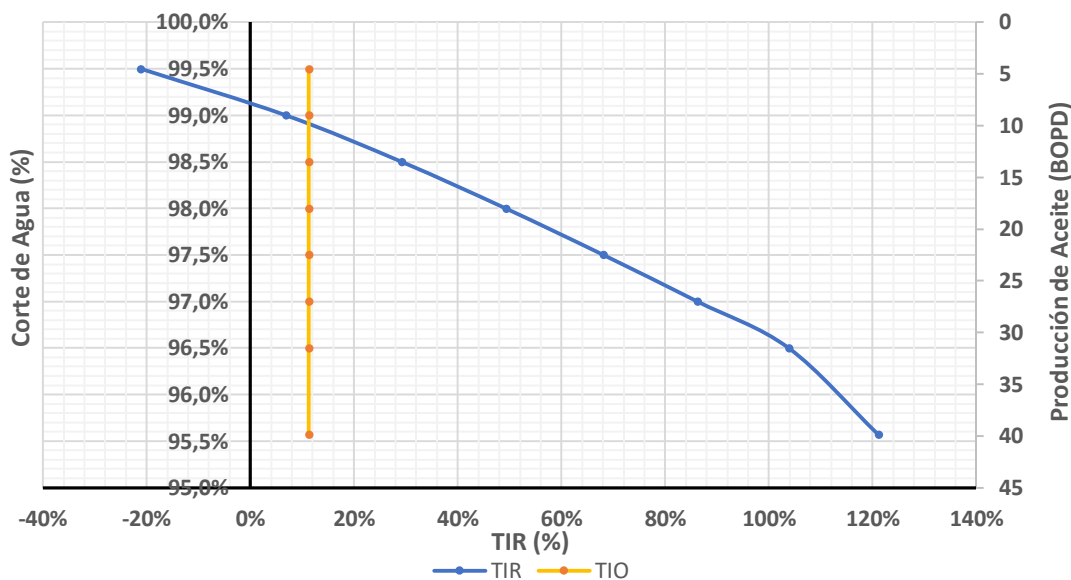


Figura 3. Comportamiento del corte de agua Vs TIR, pozo VMM1.

Por otro lado, en la figura 3 se presenta la variación del corte de agua vs la TIR del pozo, manteniendo constantes las demás variables; Se tiene entonces que el pozo va a seguir siendo rentable incluso en el escenario que aumente el corte de agua hasta un valor aproximado de 98,9 %, que es el punto donde la TIR se iguala con la TIO. Por encima de este valor de corte de agua no sería rentable intervenir el pozo. El corte de agua del pozo puede aumentar por operaciones inadecuadas de producción tales como producir por encima del caudal crítico, lo que puede generar

conificación y por ende un aumento en el corte de agua; lo anterior justifica contemplar este escenario.

La variación de la TIR en función del precio de referencia Brent, manteniendo constantes las demás variables, se muestra en la figura 4. Se tiene entonces que el pozo va a seguir siendo rentable incluso en el escenario que disminuya el precio de referencia hasta un valor aproximado de 26 USD, que es el punto donde la TIR se iguala con la TIO. Por debajo de este valor no sería rentable intervenir el pozo. Actualmente es poco probable llegar a ese valor en el precio del Brent, no obstante, se considera contemplar este escenario dado que en enero de 2016 se alcanzaron los valores más bajos, cercanos a 25 USD.

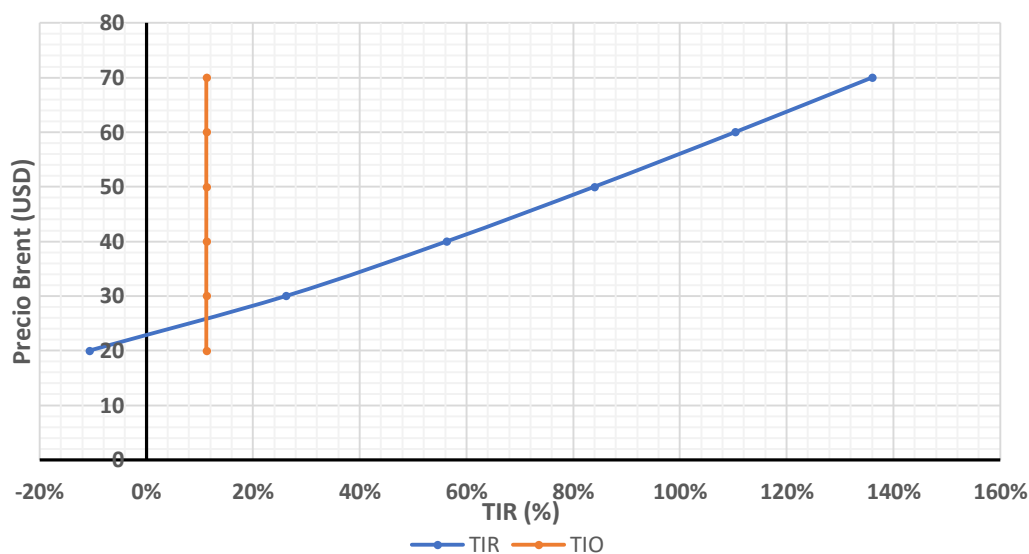


Figura 4. Comportamiento del precio del Brent Vs TIR, pozo VMM1.

La figura 5 presenta la variación de la tasa representativa del mercado (TRM) vs la TIR, manteniendo constantes las demás variables. Se tiene que el pozo va a seguir siendo rentable incluso en el escenario que disminuya la TRM hasta un valor aproximado de 1250 COP, que es el punto donde la TIR se iguala con la TIO; por debajo de este valor no sería viable intervenirlo, aunque es muy poco probable que se alcancen valores tan bajos para la TRM.

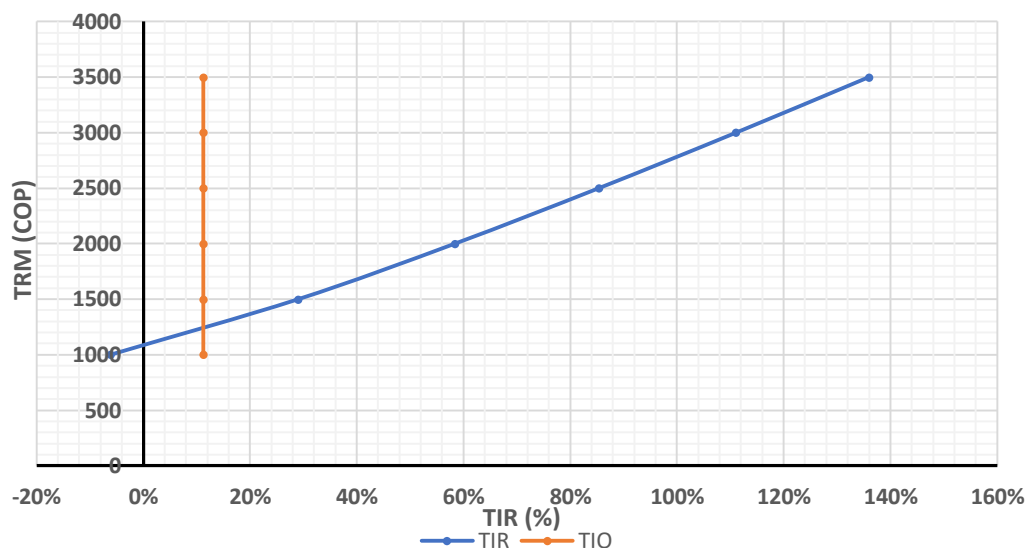


Figura 5. Comportamiento de la TRM Vs TIR, pozo VMM1.

5.2. Evaluación del pozo VMM2

El pozo tiene en promedio una falla por año de acuerdo con el histórico revisado los últimos 3 años; actualmente está parado en espera de intervención por tubería rota y se estima que tenga un consumo de material de 10 tubos de 2-7/8" de acuerdo con los consumos que mostró en los anteriores servicios de tubería rota.

Los resultados arrojados después de ejecutar la metodología para el análisis de los pozos indican que no es económicamente viable intervenir el pozo por las razones mostradas a continuación.

Tabla 23.

Flujo de caja con utilidad antes y después de impuestos, pozo VMM2.

Flujo de caja	1T	2T	3T	4T
Ingresos operacionales	\$25.917,9	\$24.877,7	\$22.436,6	\$21.770,2
Costos de operación	\$18.246,7	\$18.262,3	\$18.798,4	\$18.789,1
Utilidad antes de impuestos	\$7.671,1	\$6.615,3	\$3.638,1	\$2.981,0
Impuestos	\$8.552,9	\$8.133,3	\$7.179,7	\$6.966,5
Regalías 8%	\$2.073,4	\$1.990,2	\$1.794,9	\$1.741,6
Utilidad después de impuestos y regalías	-\$2.955,2	-\$3.508,2	-\$5.336,5	-\$5.727,0

Debido al alto corte de agua del pozo de aproximadamente 98%, y a la baja producción de fluido de este (244 BFPD), se tiene una producción diaria de aceite de tan solo 5 Bbls, la cual genera ingresos de \$95.002,8 USD anualmente.

Tabla 24.
Balance de flujo de caja., pozo VMM2.

Ítem	0	1T	2T	3T	4T
Inversión	\$36.478,1				
Flujo de caja neto	-\$36.478,1	-\$2.955,2	-\$3.508,2	-\$5.336,5	-\$5.727,0
Flujo de caja acumulado	-\$36.478,1	-\$39.433,3	-\$42.941,5	-\$48.278,0	-\$54.005,0

En la figura 6 se muestran los flujos de caja por cada periodo (trimestral). En este pozo todos los flujos periódicos son negativos, al igual que la inversión; lo que trae como consecuencia que no exista una tasa interna de retorno calculable.

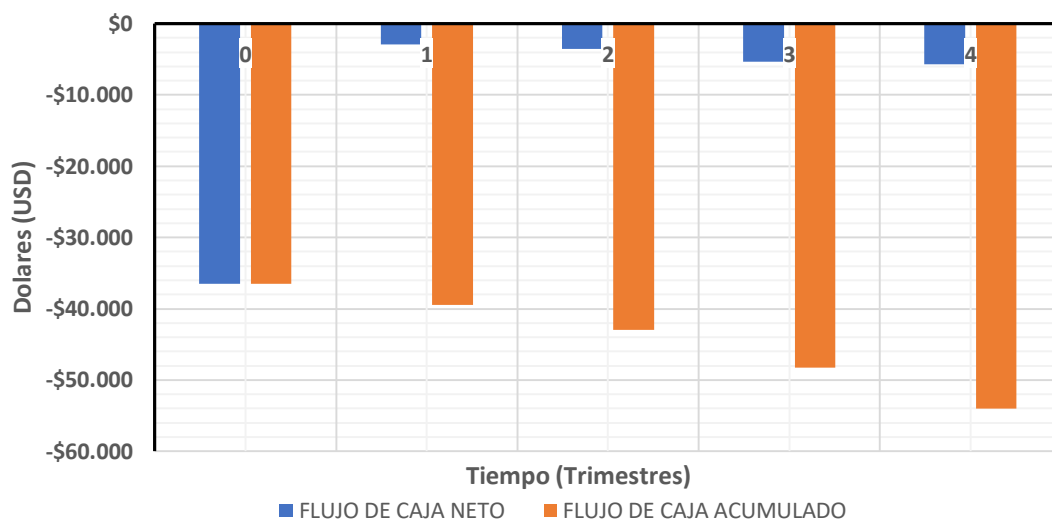


Figura 6. Comportamiento del flujo de caja en el periodo de evaluación, pozo VMM2.

Después de efectuar todos los descuentos correspondientes, se puede observar que se tiene una utilidad negativa en todos los periodos evaluados, lo que hace que no exista retorno de inversión calculable (TIR). Por lo que bajo estas condiciones ni siquiera se alcanza un valor cercano a la TIO

que definió la empresa de 11,25%. Por otro lado, se tiene un valor presente neto negativo de -\$49.584, lo que confirma que el proyecto para intervenir el pozo es totalmente inviable.

Tabla 25.
Indicadores financieros, pozo VMM2.

TIO	11,25%
TIR	-
VPN	-\$49.584
EI	-135,93%
PRI	-

Se ha encontrado que la falla principal del pozo es por tubería rota, y el número de intervenciones por año es de uno, lo que se considera aceptable. A continuación, se muestran los diferentes escenarios para el análisis del análisis de este pozo.

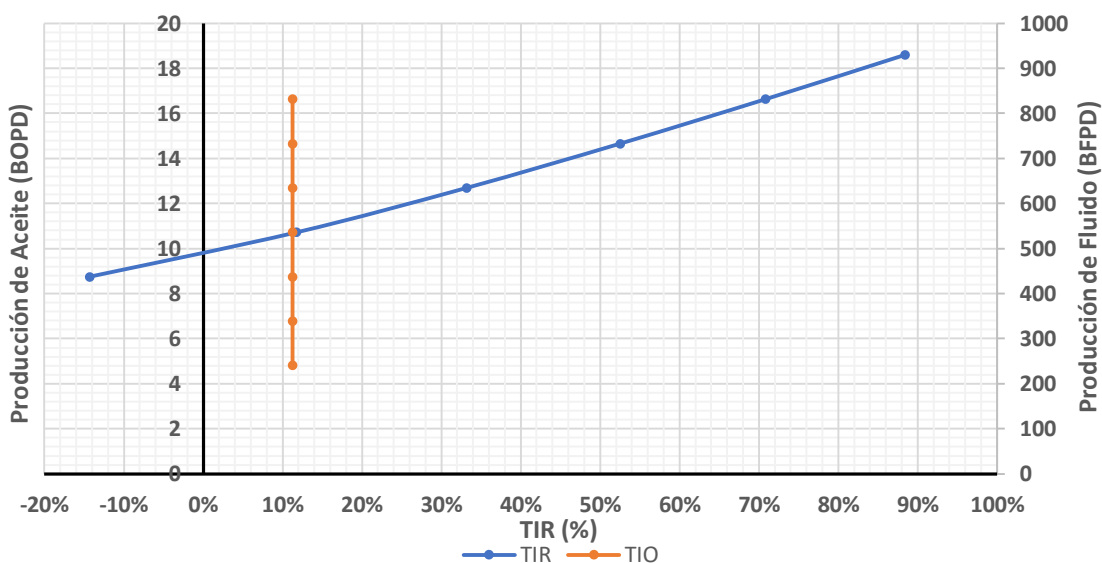


Figura 7. Comportamiento producción de aceite Vs TIR, pozo VMM2.

De la figura 7 se puede inferir que para que el pozo sea rentable, con respecto a la TIO definida por la empresa, se requiere que al menos su producción de aceite sea de 11 BOPD, ya que este es el punto donde la TIR se iguala con la TIO. Asumiendo que se mantiene constante el corte de agua,

esto equivale a aproximadamente 540 BFPD; es decir aumentar la producción actual del pozo (244 BFPD) en 296 BFPD (un 121%).

Otra manera de hacer que el pozo sea viable económicamente es mantener su producción actual de fluido, pero disminuir su corte de agua hasta alcanzar un valor de 95,6% como lo indica la figura 8; cuando se tiene un corte de agua por debajo de este valor, se vuelve rentable el proyecto ya que su producción de aceite aumenta aproximadamente a 11 BOPD.

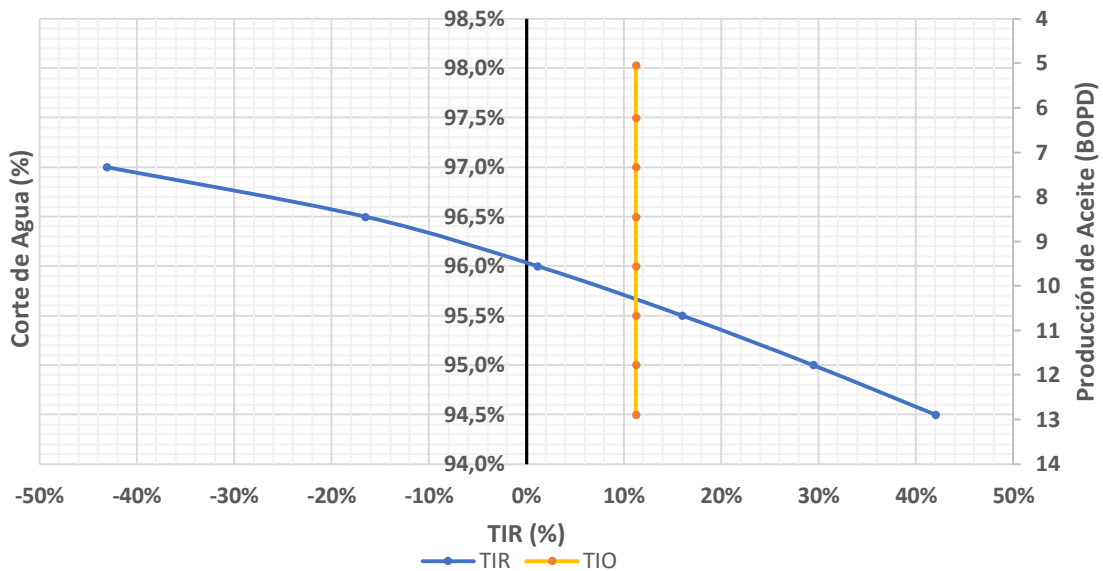


Figura 8. Comportamiento del corte de agua Vs TIR, pozo VMM2.

Analizando el escenario de variación del precio de referencia Brent (figura 9), se observa que el pozo se vuelve rentable cuando el Brent alcanza valores cercanos a 136 USD, manteniendo constante las demás variables del pozo. Esta consideración tiene poca probabilidad de materializarse, ya que prácticamente implica duplicar el valor actual del precio de referencia Brent.

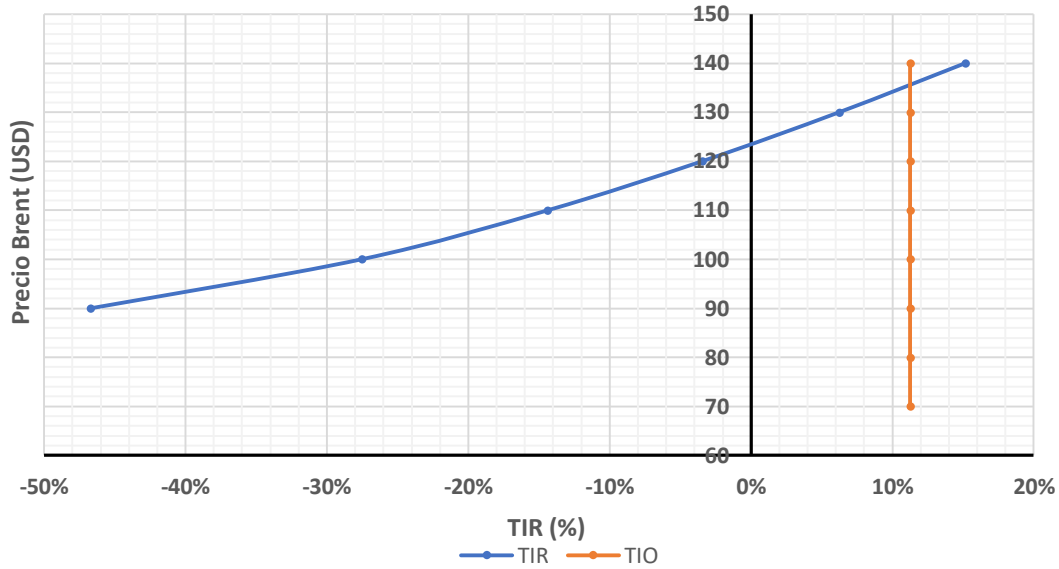


Figura 9. Comportamiento del precio del Brent Vs TIR, pozo VMM2.

La última consideración que se tuvo en cuenta fue modificar la TRM (figura 10) manteniendo constante las demás variables del pozo, lo que arroja que se deben tener una TRM de 7300 COP aproximadamente para que el pozo pueda ser rentable. De acuerdo con el comportamiento histórico de la TRM y a las proyecciones futuras, no se tiene proyectado alcanzar este valor.

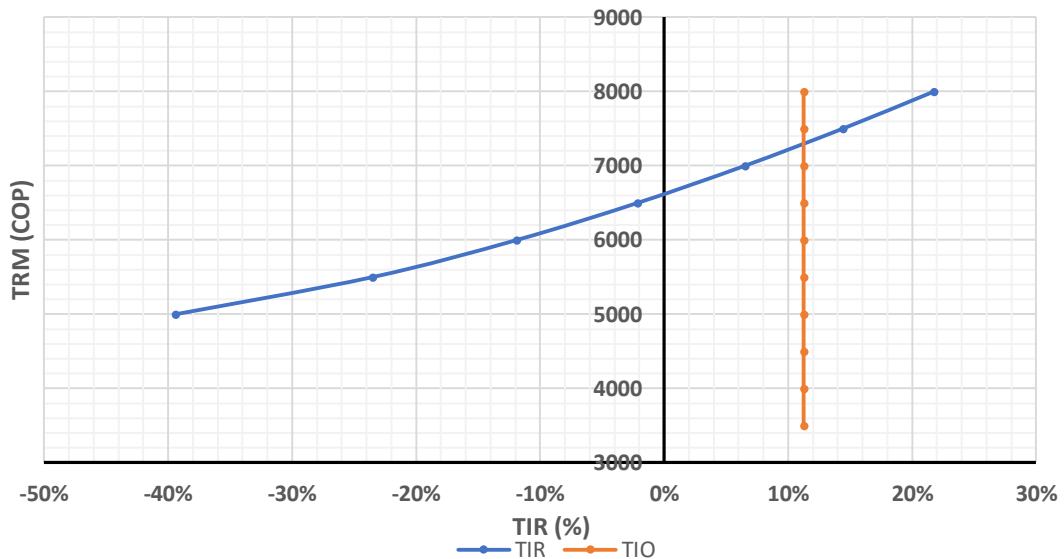


Figura 10. Comportamiento de la TRM Vs TIR, pozo VMM2.

La principal causa de que el pozo no sea rentable es la baja producción de aceite; por lo que se puede contemplar realizar un workover donde, se tenga como objetivo aumentar la producción de fluido del pozo y por ende la producción de aceite, tal como un recañoneo, una estimulación a alta presión, o una acidificación, dependiendo de la causa que genera el bajo aporte del pozo; otra manera de incrementar la producción de aceite es disminuir el corte de agua, mediante la identificación y aislamiento de las zonas productoras de esta, ya sea por medio de empaques de aislamiento o por medio de operaciones de cementación forzada (squeeze); para finalmente generar mayor rentabilidad en el tiempo.

5.3. Evaluación del pozo VMM3

El pozo se encuentra en condición de falla, parado en espera de intervención por cambio de bomba y de acuerdo con el material utilizado para servicios anteriores del mismo tipo, cuenta con un consumo estimado de una bomba de subsuelo tipo cavidades progresivas, 6 tubos de 2 7/8", 2 varillas de 1"x 25 ft, 1 acople de varilla de 1" y 4 centralizadores. Además, se infiere a partir del histórico de los últimos 3 años, que tiene en promedio tres fallas anuales.

Los resultados obtenidos aplicando la metodología, indican que, si es económicamente viable realizar el proyecto de intervención, por los datos mostrados a continuación.

Tabla 26.

Flujo de caja con utilidad antes y después de impuestos, pozo VMM3.

Flujo de caja	1T	2T	3T	4T
Ingresos operacionales	\$580.403,2	\$606.825,8	\$588.802,4	\$571.314,4
Costos de operación	\$27.978,9	\$28.894,6	\$28.676,4	\$28.464,7
Utilidad antes de impuestos	\$552.424,3	\$577.931,2	\$560.126,0	\$542.849,7
Impuestos	\$191.533,1	\$200.252,5	\$194.304,8	\$188.533,8
Regalías 8%	\$46.432,3	\$48.546,1	\$47.104,2	\$45.705,2
Utilidad después de impuestos y regalías	\$314.459,0	\$329.132,6	\$318.717,0	\$308.610,8

De entrada, se tiene de la tabla 26 que el flujo de caja aporta utilidades considerables, después de hacer los descuentos correspondientes a costos de operación; y que sigue aportando después de restar impuestos y regalías.

Tabla 27.

Balance de flujo de caja., pozo VMM3.

Ítem	0	1T	2T	3T	4T
Inversión	\$106.344,7	-			
Flujo de caja neto	-\$106.344,7	\$314.459,0	\$329.132,6	\$318.717,0	\$308.610,8
Flujo de caja acumulado	-\$106.344,7	\$208.114,3	\$537.246,9	\$855.963,9	\$1.164.574,8

El corte de agua del pozo es de aproximadamente 75%, relativamente bajo en comparación a los casos anteriores; esto se ve reflejado en la producción de fluido (461 BFPD), y por ende de aceite 113 BOPD, ubicándolo como uno de los pozos con mayor potencial cuanto a producción dado que genera ingresos cercanos a \$2,4 MM de USD al año. Se debe tener en cuenta que para este y los demás casos, el valor anterior representa el ingreso general por la venta del crudo, sin aplicar los descuentos de operación.

Como se evidenció antes, al efectuar todos los descuentos correspondientes no solo se tiene una utilidad aceptable, sino que además se considera suficiente para recuperar rápidamente la inversión durante el primer trimestre. En la figura 11 se presentan los flujos de caja trimestrales para todo el periodo de evaluación. Al igual que en el pozo VMM1, se tiene una inversión inicial en el tiempo cero, que se recupera en los siguientes periodos, pero esta vez con un retorno de efectivo aún más rápido.

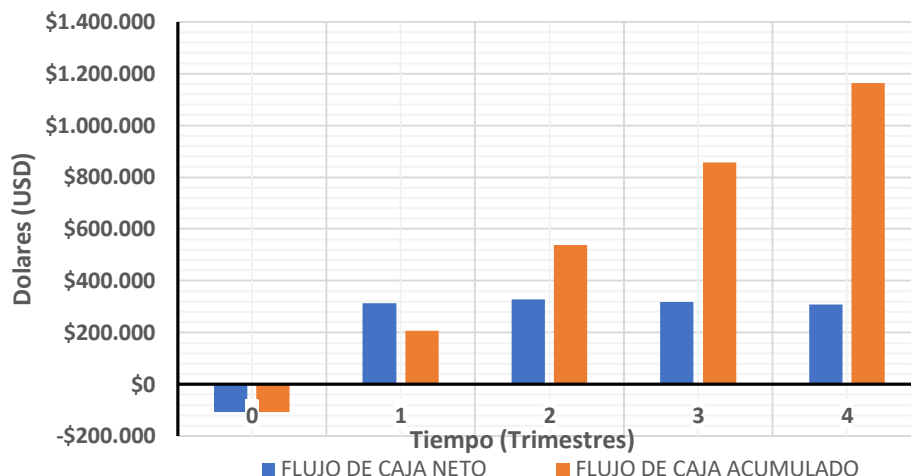


Figura 11. Comportamiento del flujo de caja en el periodo de evaluación, pozo VMM3.

La evaluación arroja una TIR del 297%, que evidentemente supera la TIO, haciendo que sea aproximadamente 26 veces su valor. Del valor presente neto se tiene un monto de \$875.193 USD, que ratifica la intervención del pozo como un proyecto bastante viable para generar ingresos.

Tabla 28. Indicadores financieros, pozo VMM3.

TIO	11,25%
TIR	297%
VPN	\$875.193
EI	822,98%
PRI	1,01 meses

Se ha encontrado que el pozo falla principalmente por cambio de bomba y tubería rota; además, teniendo en cuenta que el número de intervenciones por año es de tres, se considera que es un valor aceptable en comparación a la rentabilidad que se genera. A continuación, se muestran los diferentes escenarios para el análisis de este pozo.

De la figura 12 se tiene que el pozo seguirá siendo rentable hasta el momento en que su producción torne los 20 BOPD, y por consiguiente llegue a los 80 BFPD. Este será el escenario más bajo al que se puede tomar para generar una ganancia que arroje una TIR mayor a la TIO. Como se dijo anteriormente, es debido a la alta producción de aceite del pozo que se generan

ingresos anuales cercanos a 2,4MM de USD; lo que hace que se requieran condiciones extremas para que el pozo deje de ser rentable, tales como que la producción de fluido caiga de 460 BFPD a 75 BFPD (un 84% de pérdida de caudal), lo que traería como consecuencia una pérdida de producción de aceite de 95 BOPD (de 113 BOPD a 18 BOPD), asumiendo constantes las demás variables del pozo.

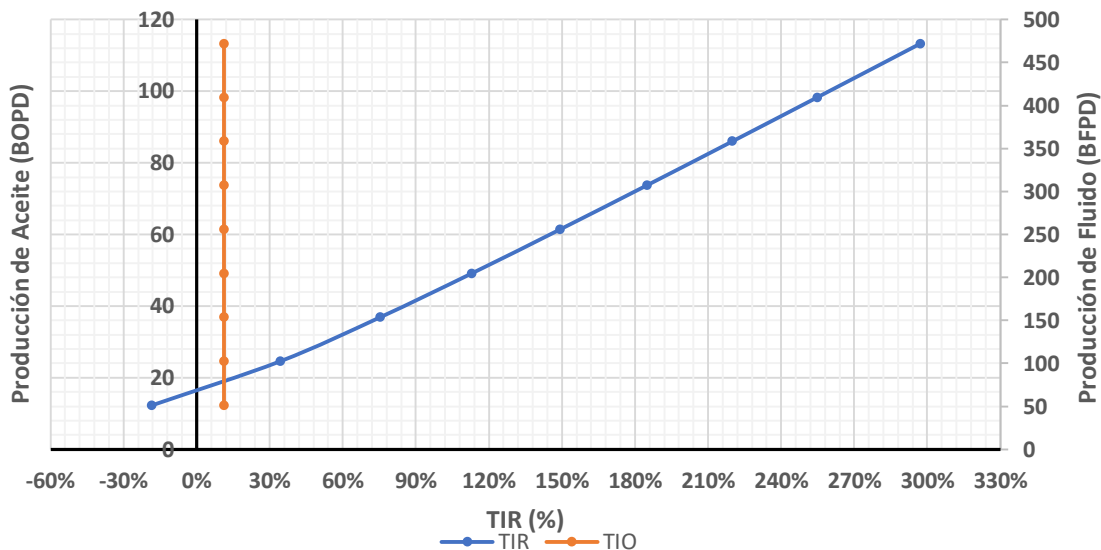


Figura 12. Comportamiento producción de aceite Vs TIR, pozo VMM3.

Observando la variación del corte de agua vs la TIR en la figura 13, se confirma la óptima condición del pozo dado que para que deje de ser rentable se requiere un incremento del corte de agua de aproximadamente 21% (pasar de 75% a 96%). Normalmente los pozos no presentan una variación tan alta en corto tiempo bajo condiciones estables de operación.

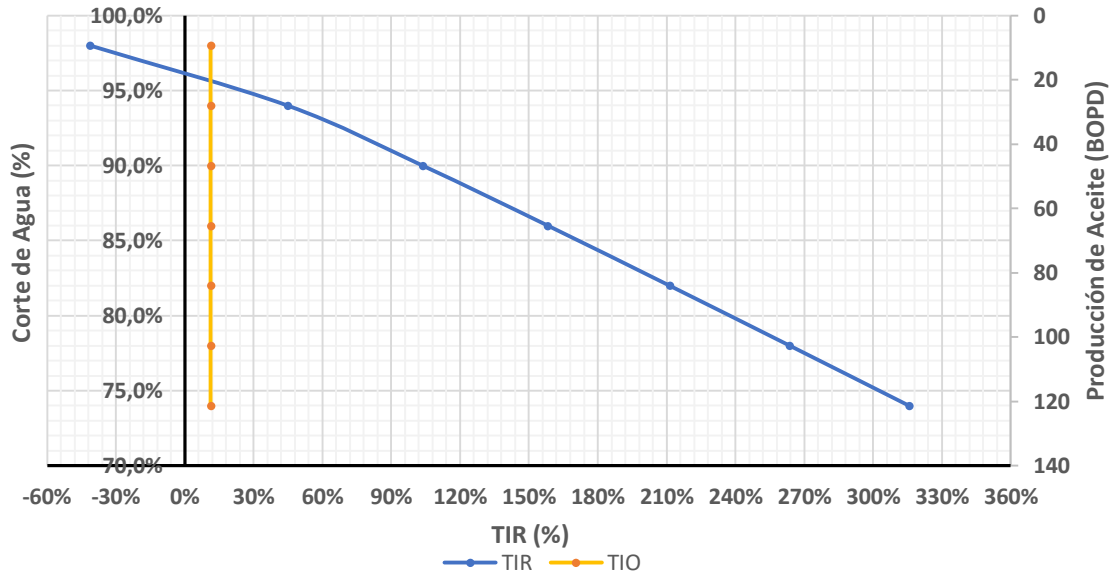


Figura 13. Comportamiento corte de agua Vs TIR, pozo VMM3.

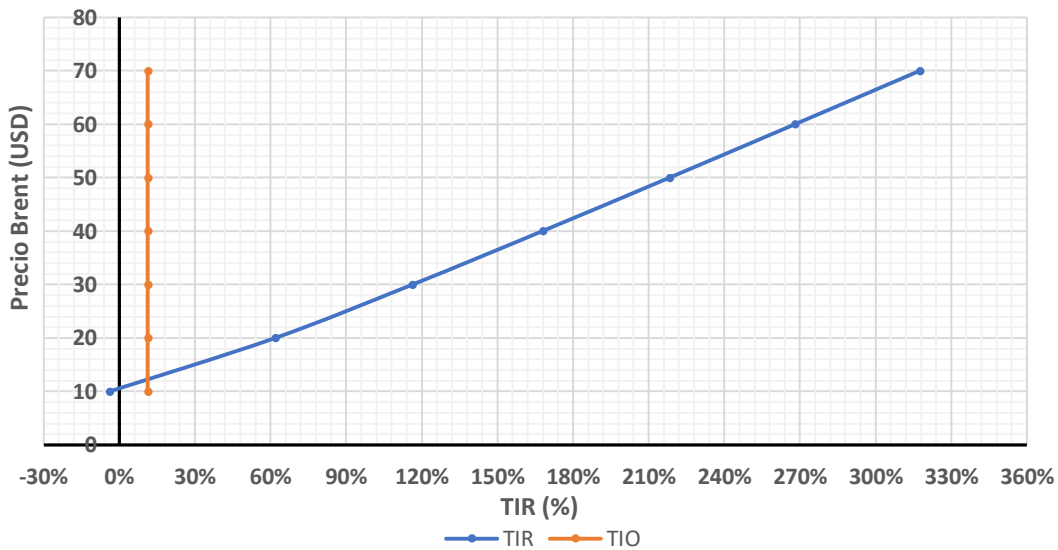


Figura 14. Comportamiento del precio del Brent Vs TIR, pozo VMM3.

Como se muestra en la sensibilidad de la variación del precio de referencia Brent vs la TIR (figura 14), para valores por encima de 12 USD/barril, el pozo va a ser rentable manteniendo constante las demás variables.

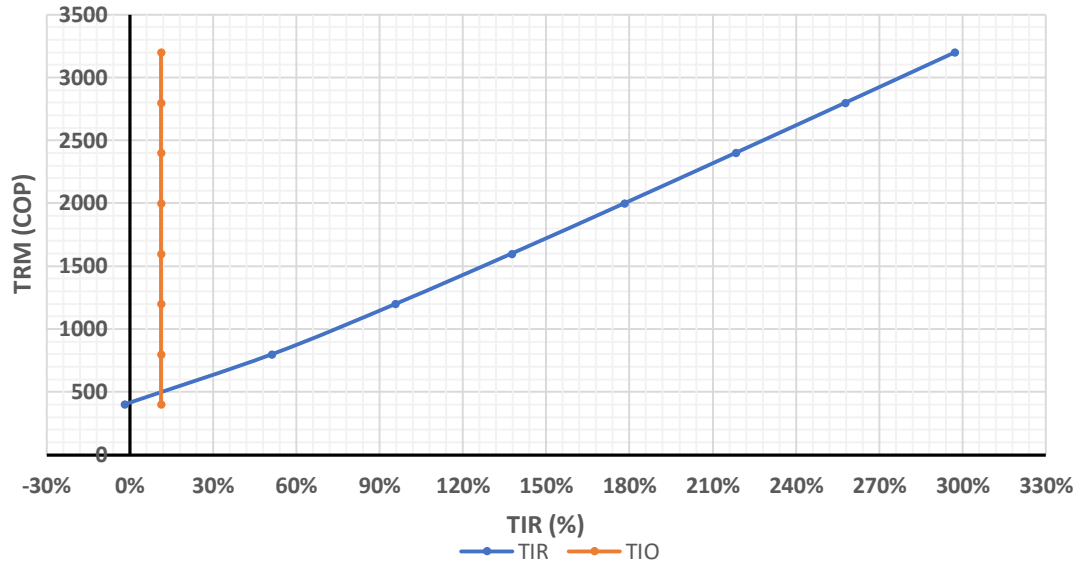


Figura 15. Comportamiento de la TRM Vs TIR, pozo VMM3.

Dada la alta rentabilidad del pozo, y analizando el comportamiento de la TIR en función de la TRM, se observa que este deja de ser atractivo económicamente para valores de TRM por debajo de 500 (COP), donde la TIR empieza a ser menor que la TIO; este escenario es muy poco probable, dado que no ha ocurrido en los últimos 20 años (Banco de la República, 2019).

5.4. Evaluación del pozo VMM4

El pozo VMM4, cuenta con un promedio de 3 intervenciones al año según lo muestra el histórico; se encuentra actualmente en estado de falla, parado por tubería rota. Para el desarrollo del servicio por mantenimiento, se estima un promedio de 4 tubos de 3 ½" y 14 varillas de 1" x 25 ft como material de consumo. Los resultados después de aplicar la metodología indican que es económicamente viable realizar la intervención, como se muestra a continuación.

Tabla 29.

Flujo de caja con utilidad antes y después de impuestos, pozo VMM4.

Flujo de caja	1T	2T	3T	4T
Ingresos operacionales	\$154.414,6	\$161.685,3	\$156.883,1	\$152.223,5
Costos de operación	\$19.281,3	\$19.700,3	\$19.642,1	\$19.585,7
Utilidad antes de impuestos	\$135.133,3	\$141.985,0	\$137.241,0	\$132.637,8
Impuestos	\$50.956,8	\$53.356,2	\$51.771,4	\$50.233,8
Regalías 8%	\$12.353,2	\$12.934,8	\$12.550,6	\$12.177,9
Utilidad después de impuestos y regalías	\$71.823,3	\$75.694,0	\$72.918,9	\$70.226,1

De los datos de corte de agua del pozo se tiene que es en promedio de 83%, al igual que el VMM3, relativamente menor en comparación a otros candidatos; pero esto no se ve reflejado en la producción de fluido como con el pozo anterior ya que la producción de fluidos es de tan solo 175 BFPD, y por consiguiente de aceite serán 30 BOPD, un potencial considerado más bajo que el promedio, que genera ingresos estimados de \$625.206,6 USD anuales, sin descontar los costos operacionales.

Tabla 30.

Balance de flujo de caja., pozo VMM4.

Ítem	0	1T	2T	3T	4T
Inversión	\$97.104,8				
Flujo de caja neto	-\$97.104,8	\$71.823,3	\$75.694,0	\$72.918,9	\$70.226,1
Flujo de caja acumulado	-\$97.104,8	-\$25.281,4	\$50.412,6	\$123.331,5	\$193.557,7

Al descontar todos los costos correspondientes a la operación, se tiene una utilidad que arroja una TIR del 65%, que a su vez supera la TIO de la compañía en casi 6 veces su valor. Del VPN se tiene un monto de \$127.419 USD, lo que confirma que el proyecto para intervenir el pozo, aunque no es el mejor de todos los candidatos, sigue siendo viable. La figura 16 muestra de forma dinámica la data de la tabla anterior, donde se evidencia que el retorno de efectivo que se tiene en el tiempo va a suplir en el segundo trimestre la inversión que se programó inicialmente.

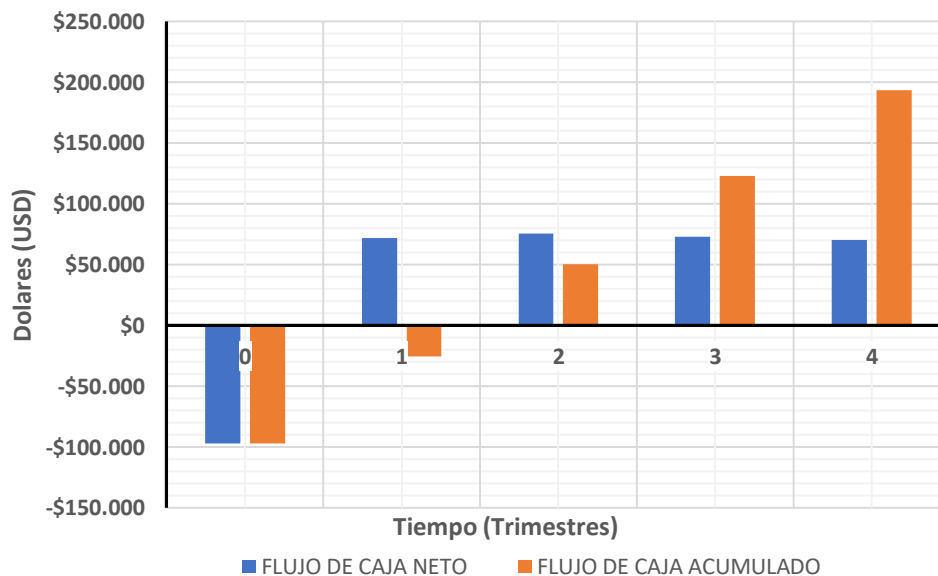


Figura 16. Comportamiento del flujo de caja en el periodo de evaluación, pozo VMM4.

Como se puede ver en la tabla 31, el tiempo en que se va a retornar la inversión es de 4 meses, que representa la tercera parte del periodo de evaluación del proyecto.

Tabla 31. Indicadores financieros, pozo VMM4.

TIO	11,25%
TIR	65%
VPN	\$127.419
EI	131,22%
PRI	4 meses

A continuación, se hace el análisis de los datos que arrojó la metodología, combinando diferentes escenarios. En la figura 17 se puede ver que el pozo dejará de ser rentable cuando la producción de fluido disminuya de 175 BFPD a 95 BFPD, es decir, 80 BFPD o 46% menos de eficiencia. Asumiendo constantes los demás parámetros, esto sería equivalente a disminuir la producción de aceite de 30 BOPD a 16 BOPD (14 BOPD). Para evitar que esta condición se presente, se debe hacer monitoreo a la producción del pozo de manera frecuente.

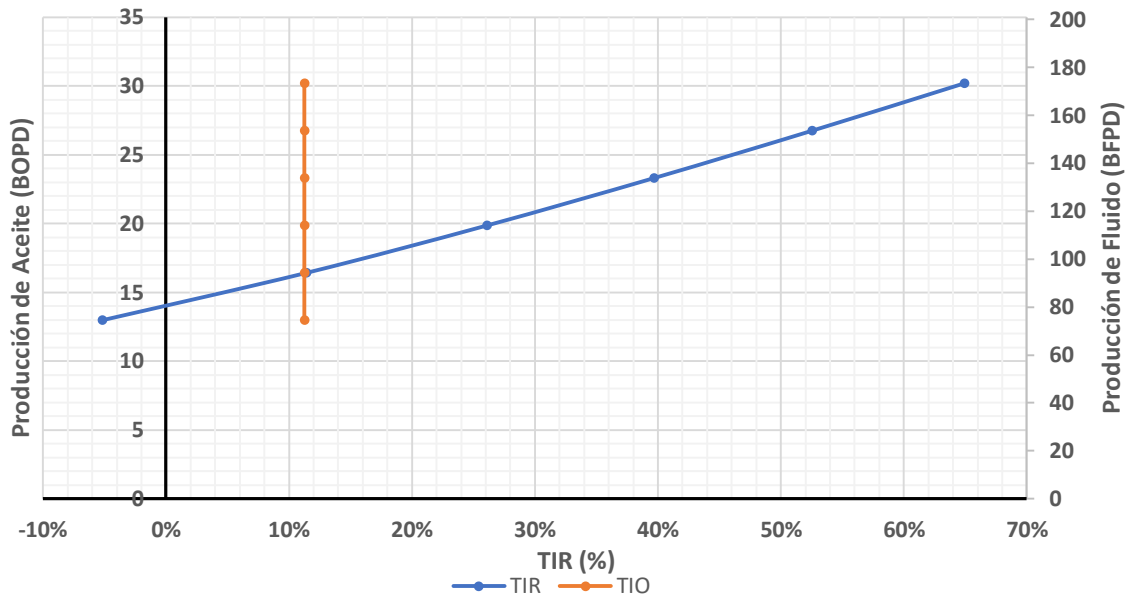


Figura 17. Comportamiento producción de aceite Vs TIR, pozo VMM4.

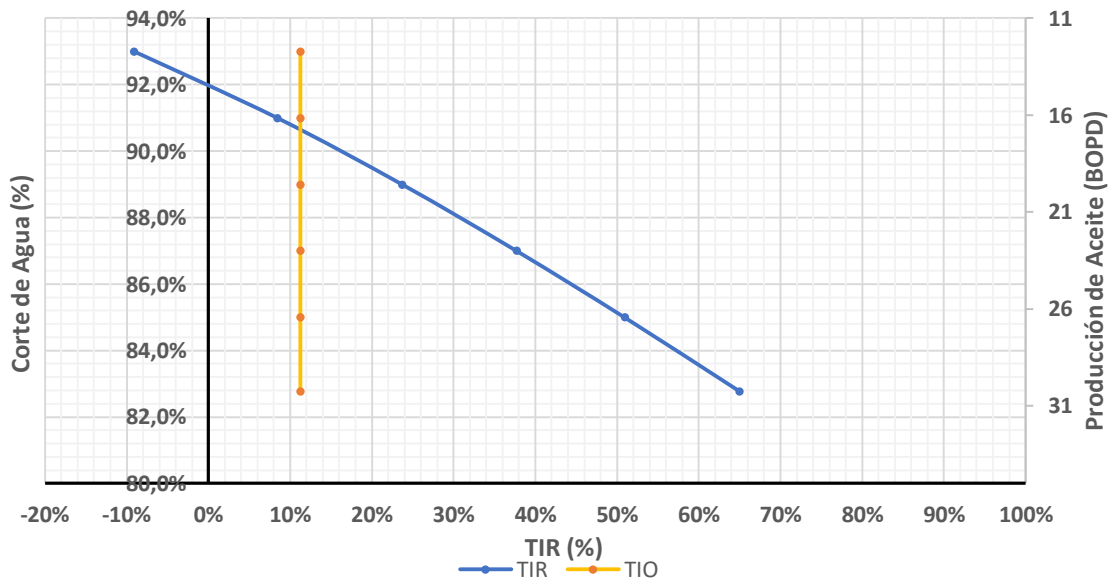


Figura 18. Comportamiento corte de agua Vs TIR, pozo VMM4.

Analizando como la variación del corte de agua afecta la TIR del pozo (figura 18), se evidencia que para valores de corte de agua por encima de 90,8% aproximadamente y manteniendo constante las demás variables, el pozo va a dejar de ser rentable dado que la TIR va a estar por debajo de

TIO. Este escenario puede darse si el corte de agua aumenta 8% (de 82,8% a 90,8%), lo cual es probable en un determinado periodo de tiempo.

Si el precio de referencia Brent llegara a estar por debajo de 36 USD/Bbls, como se puede ver en la figura 19, este sería un pozo candidato para ser parado, dado que inmediatamente dejaría de ser beneficioso de acuerdo con la TIO definida por la empresa, asumiendo que se mantienen constantes las demás variables del pozo.

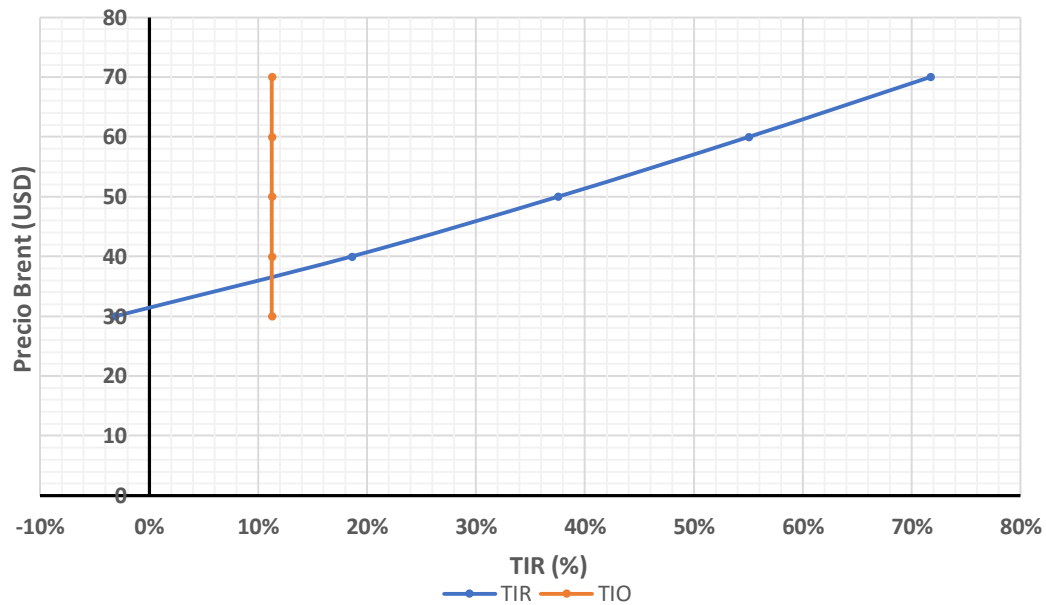


Figura 19. Comportamiento del precio del Brent Vs TIR, pozo VMM4.

Para el escenario en el que la TRM llegue a estar por debajo de 1700 COP, el pozo con las condiciones actuales va a dejar de ser rentable, a menos que se incremente la producción de aceite por medio de un workover. Dado que la tendencia reciente del comportamiento de la TRM es al alza y no a la baja; este caso tiene poca probabilidad de suceder (figura 20).

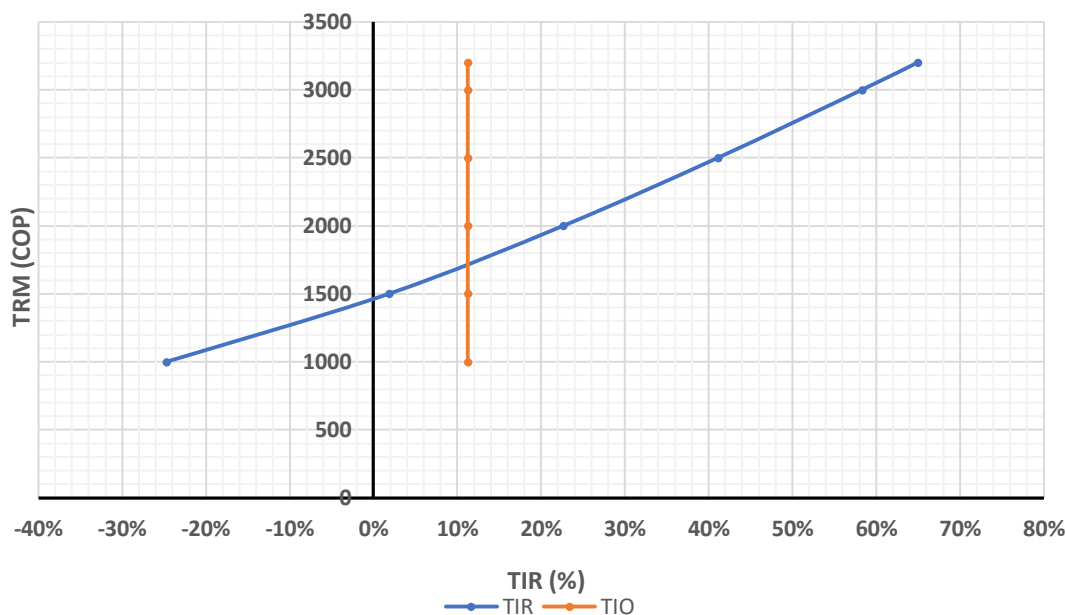


Figura 20. Comportamiento de la TRM Vs TIR, pozo VMM4.

5.5. Evaluación del pozo VMM5

Este pozo se encuentra actualmente en estado de falla, parado por tubería rota y cuenta con un promedio de 2 intervenciones al año según el histórico. Se estima un promedio de 5 tubos de 3 ½", una válvula cheque, 63 varillas de 1" x 25 ft, 61 acoples de varilla de 1" y 112 centralizadores como material de consumo en el próximo servicio.

Los resultados después de aplicar la metodología indican que si es económicamente rentable efectuar el proyecto de intervención y se presentan a continuación.

Tabla 32.

Flujo de caja con utilidad antes y después de impuestos, pozo VMM5.

Flujo de caja	1T	2T	3T	4T
Ingresos operacionales	\$264.681,6	\$270.441,0	\$262.408,7	\$254.614,9
Costos de operación	\$21.857,6	\$22.214,4	\$22.117,1	\$22.022,8
Utilidad antes de impuestos	\$242.824,0	\$248.226,7	\$240.291,5	\$232.592,1
Impuestos	\$87.344,9	\$89.245,5	\$86.594,9	\$84.022,9
Regalías 8%	\$21.174,5	\$21.635,3	\$20.992,7	\$20.369,2
Utilidad después de impuestos y regalías	\$134.304,5	\$137.345,8	\$132.704,0	\$128.200,0

Presenta un corte de agua aproximadamente de 36%, estando por debajo del promedio de la mayoría de los pozos del campo, y ubicándose como el valor más bajo de porcentaje de producción de agua de los pozos en estudio. Cuenta con una producción de aceite de 51 BOPD y por ello trae una producción de fluido de 79 BFPD, que genera ingresos estimados de \$1.052.146,1 USD anuales.

Tabla 33.

Balance de flujo de caja, pozo VMM5.

Ítem	0	1T	2T	3T	4T
Inversión	\$103.017,8				
Flujo de caja neto	-\$103.017,8	\$134.304,5	\$137.345,8	\$132.704,0	\$128.200,0
Flujo de caja acumulado	-\$103.017,8	\$31.286,7	\$168.632,6	\$301.336,6	\$429.536,6

Una vez calculados los indicadores financieros de este pozo, se tiene el siguiente análisis.

Tabla 34.

Indicadores financieros, pozo VMM5.

TIO	11,25%
TIR	126%
VPN	\$308.750
EI	299,71%
PRI	2,30 meses

El pozo clasifica como viable ya que tiene una TIR del 126%, que es aproximadamente 11 veces el valor de la TIO que tiene la compañía para sus proyectos, por lo cual se puede considerar que el pozo es rentable. Por otro lado, el VPN tiene un valor de \$308.750 traído al presente, que al ser positivo ratifica la viabilidad del proyecto, al igual que la eficiencia de inversión.

Aunque la frecuencia de falla del pozo es de 2 por año, por tubería rota, el proyecto sigue siendo rentable ya que la producción de aceite de este hace que su viabilidad no se vea afectada; esto también se da gracias a que el corte de agua moderado genera costos bajos de tratamiento de agua.

En la figura 21 se evidencia que la inversión que se hizo inicialmente, se recupera antes de culminar el primer trimestre.

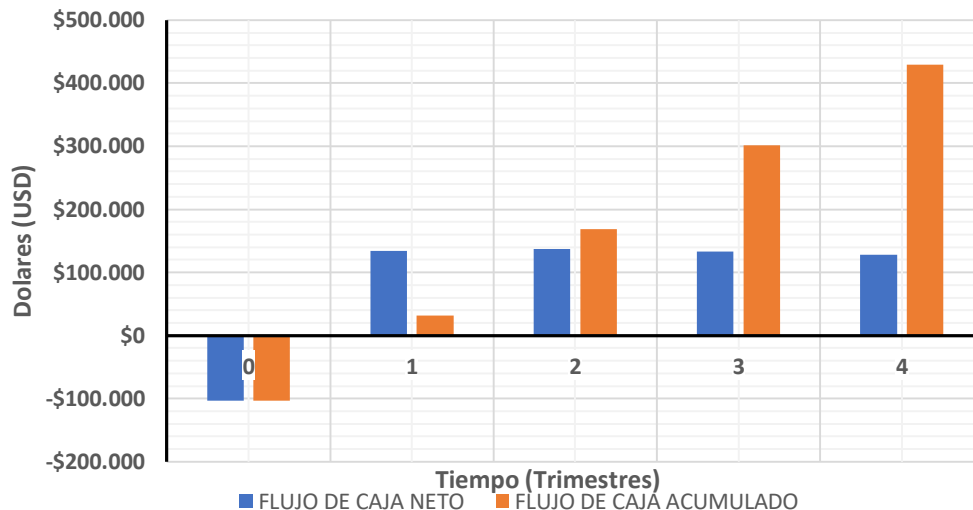


Figura 21. Comportamiento del flujo de caja en el periodo de evaluación, pozo VMM5.

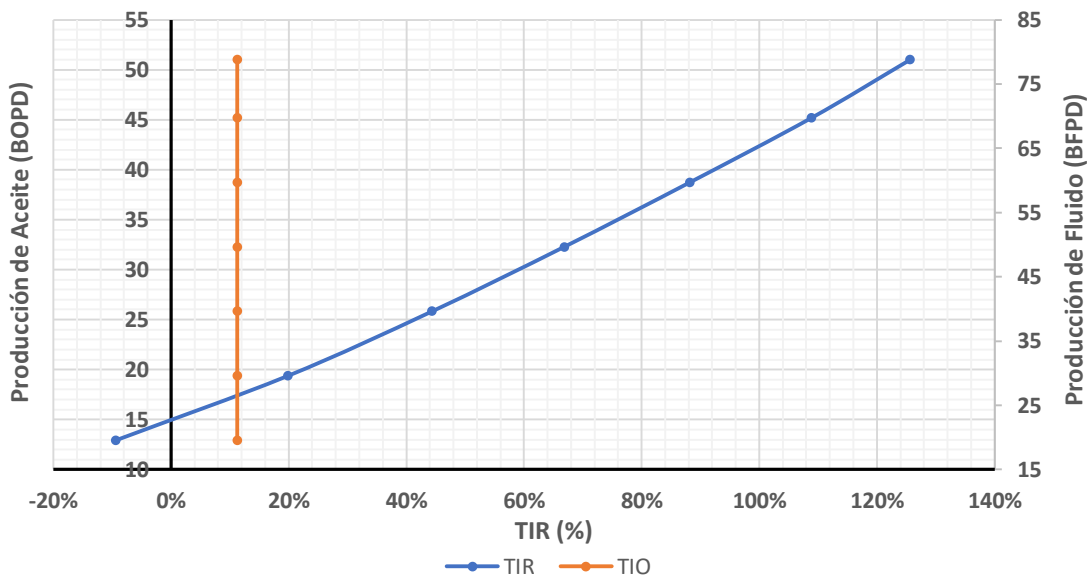


Figura 22. Comportamiento de la producción de aceite Vs TIR, pozo VMM5.

La figura anterior muestra que el pozo va a seguir siendo viable económicamente incluso para valores de producción de aceite de 18 BOPD, es decir, que el pozo soporta una caída de producción de aceite en un 65% (33 BOPD); esto evidencia que el pozo tiene un gran margen de operación rentable.

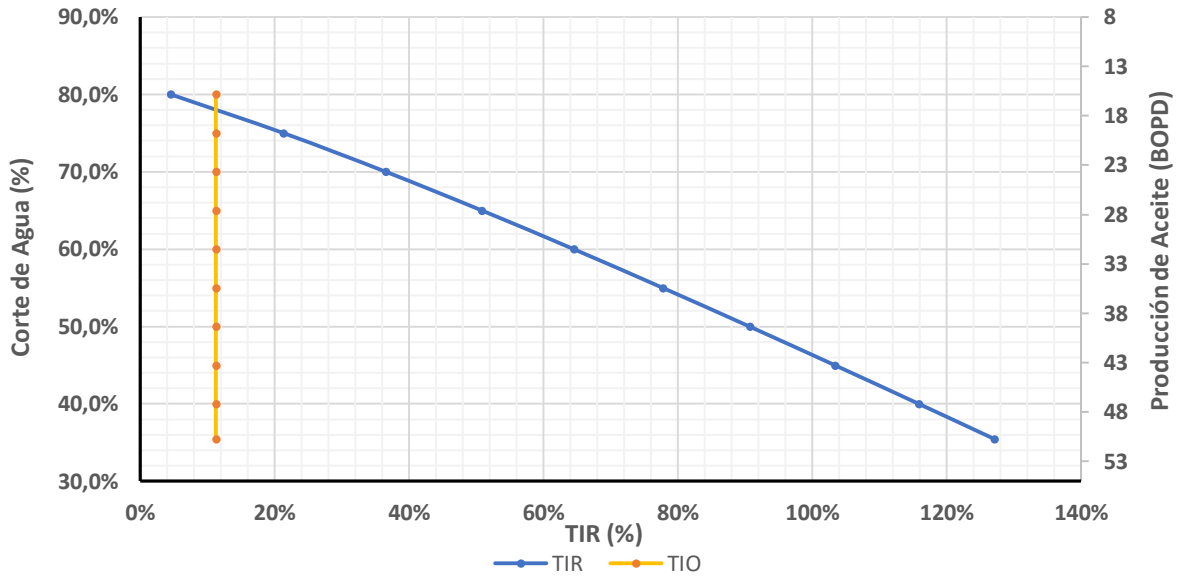


Figura 23. Comportamiento del corte de agua Vs TIR, pozo VMM5.

El moderado corte de agua del pozo da un amplio rango de operación sin que se pierda la rentabilidad (figura 23). De esta manera, el máximo valor que puede tomar es de 78%; es decir, se debe aumentar el corte de agua más de un 100% del valor inicial para que deje de ser rentable.

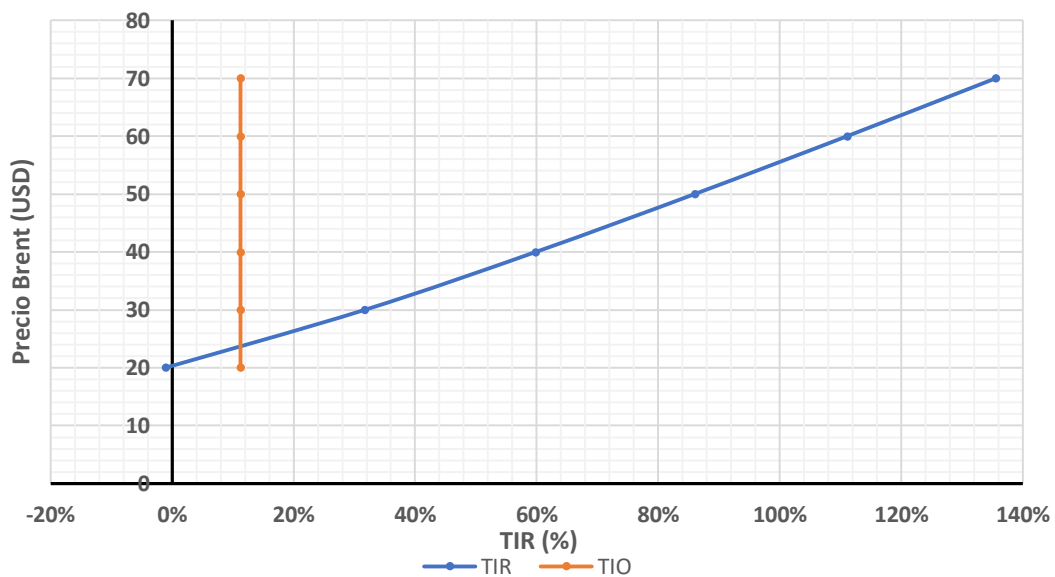


Figura 24. Comportamiento del precio del Brent Vs TIR, pozo VMM5.

La buena condición del pozo se ratifica también observando su sensibilidad a la variación del precio del crudo; de la figura 24 se concluye que este pozo soporta valores tan bajos del precio del crudo como 24 USD/barril, el cual es un escenario que ha ocurrido en los últimos 10 años, pero que, de acuerdo a la tendencia actual, es poco probable que suceda.

Por último, se tiene la sensibilidad de la TIR ante la variación de la TRM. De la figura 25 se lee que el proyecto puede seguir incluso con una TRM de 1100 COP. Por debajo de este valor dejará de ser rentable; un escenario prácticamente improbable por la tendencia a la alza de la TRM actual.

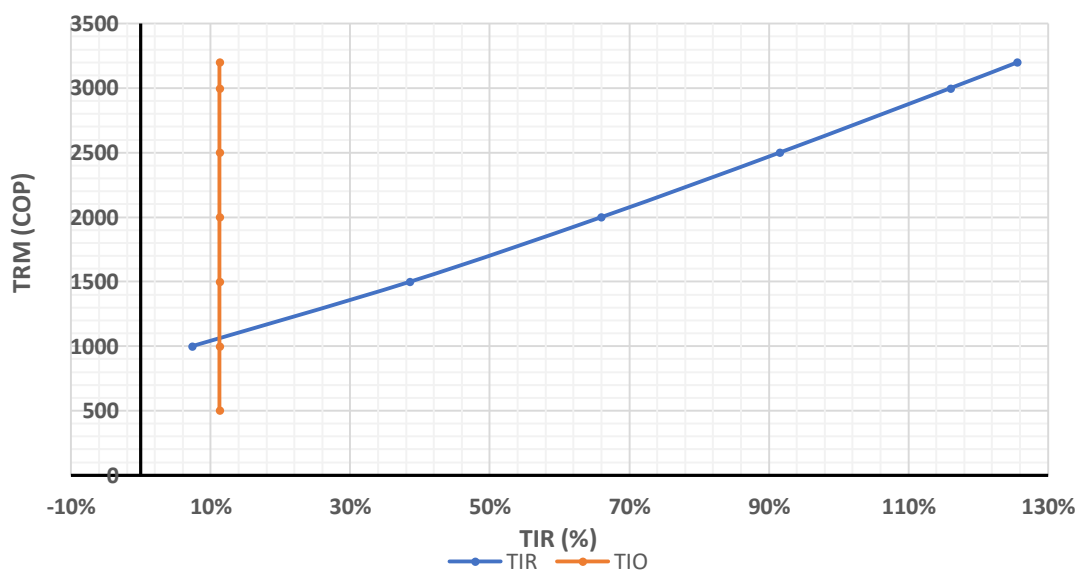


Figura 25. Comportamiento de la TRM Vs TIR, pozo VMM5.

6. Análisis de resultados

6.1. Balance de datos entre pozos

6.1.1. Análisis comparativo de indicadores financieros

Para establecer el orden de intervención se tuvieron en cuenta los resultados financieros arrojados por la metodología. Se puede ver claramente en la tabla 35 que, al no tener una TIR, y por ende,

un tiempo de retorno de la inversión, el pozo VMM2 no es candidato a intervención por su baja rentabilidad y escasa viabilidad económica. Al hacer un análisis entre los resultados de los casos evaluados, se pudo observar que el pozo VMM3 obtuvo una TIR considerablemente mayor en comparación a los otros, haciéndolo el más rentable; esto se puede evidenciar también porque tiene el menor periodo de retorno de la inversión y el mayor porcentaje de EI. Es por ello, que el presente pozo es considerado como el primer candidato a intervenir.

Tabla 35.

Indicadores financieros de pozos evaluados.

Indicador	VMM1	VMM2	VMM3	VMM4	VMM5
TIO (%)	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25
TIR (%)	125	-	297	65	126
VPN(USD)	228.913	-49.584	875.193	127.419	308.750
EI (%)	283,16	-135,93	822,98	131,22	299,71
PRI (meses)	2,25	-	1,01	4	2,30

La figura 26 muestra el orden de intervención de los pozos a través de la TIR que se obtuvo de cada caso. Como se dijo anteriormente, el pozo VMM3 se ubica como primera opción, y en ese orden de ideas, se tiene que el último pozo candidato a intervención será el VMM4.

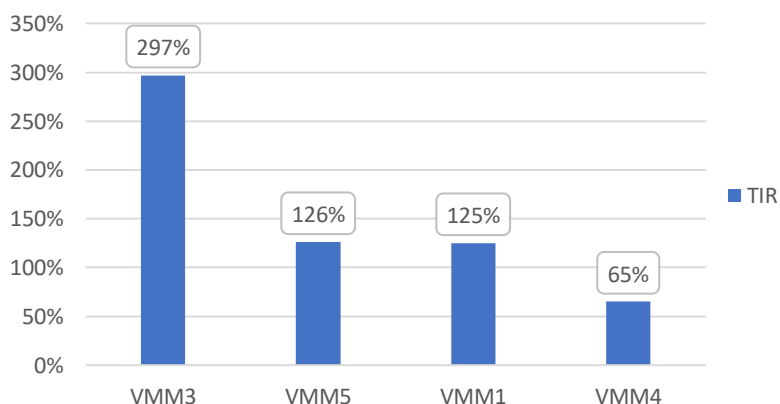


Figura 26. Tasa interna de retorno de los pozos evaluados.

6.1.2. Análisis comparativo de la producción de aceite entre pozos

Existen diversas formas de organizar los pozos para su intervención; entre esas está ordenarlos

por potencial, o por medio de la TIR haciendo uso de la metodología. Así, se dará idea de cuales proyectos traen un mayor porcentaje de ganancia de la inversión; sin embargo, puede presentarse el caso en que un valor mayor de producción no traiga consigo una mejor rentabilidad. Esto puede suceder porque existen otros parámetros presentes en cada pozo que pueden favorecer o no la realización del proyecto y por ello deben analizarse.

Tabla 36.
Parámetros de producción y TIR de los pozos evaluados.

Ítem	VMM1	VMM2	VMM3	VMM4	VMM5
TIR	125%	-	297%	65%	126%
Producción de aceite	42 BOPD	5 BOPD	113 BOPD	30 BOPD	51 BOPD

A continuación, se muestran los datos gráficamente para identificar más fácilmente este tipo de casos que requieren de un análisis que va más allá de la producción de aceite.

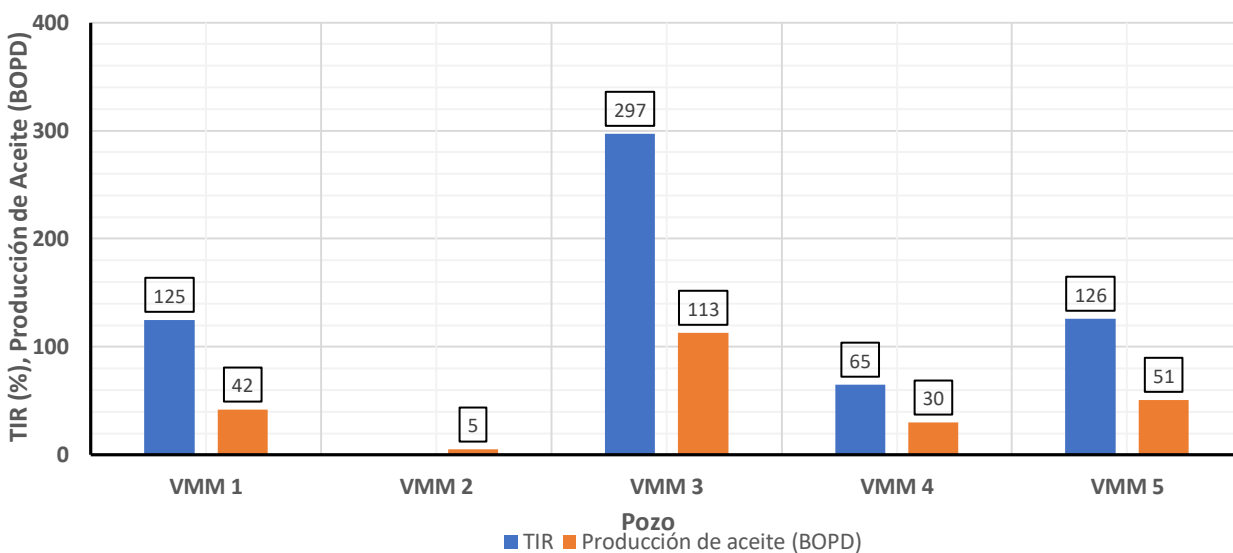


Figura 27. TIR Vs Producción de aceite de los pozos evaluados.

6.2. Balance de sensibilidad entre pozos

En el desarrollo de la metodología se tuvo en cuenta la presencia de múltiples escenarios, con el fin de aterrizar un poco más la evaluación de los pozos. Para ello se tomaron cuatro parámetros que, al momento de variar, pudiesen generar cambios importantes y relevantes en la rentabilidad de los proyectos. A continuación, se presenta la variación de la TIR en función del precio del crudo de referencia Brent, uno de los parámetros más decisivos en la evaluación de proyectos y se analizan las posibles situaciones de evaluación financiera que podrían tenerse.

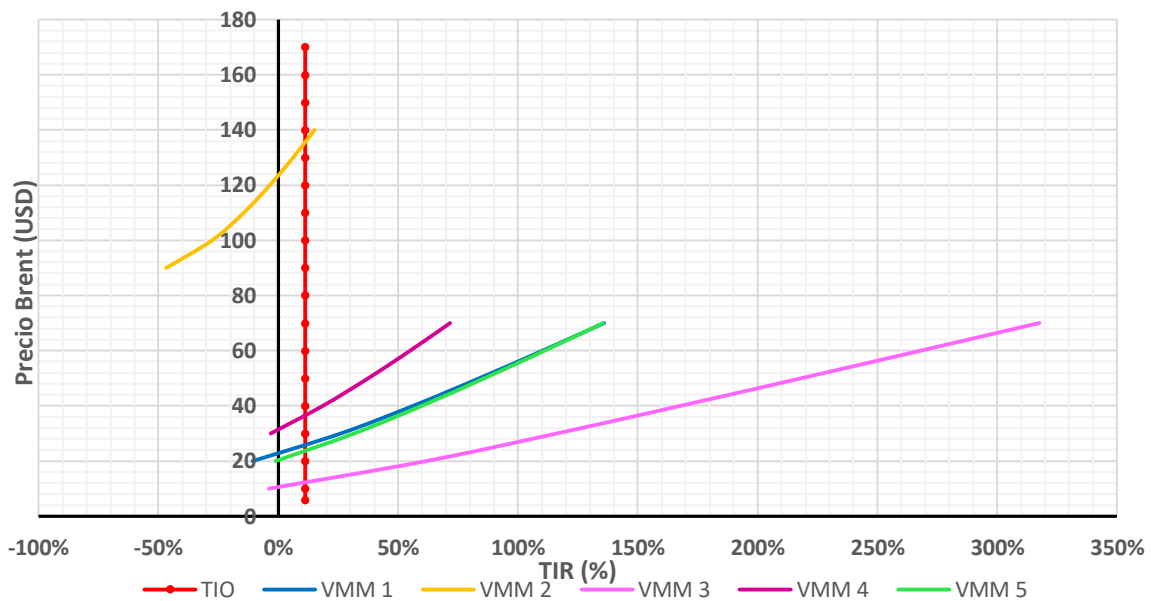


Figura 28. Precio del Brent Vs TIR de los pozos evaluados.

La línea vertical roja representa la TIO definida por la empresa. Gráficamente se puede ver que los pozos cuyos valores de TIR estén a la izquierda de esta, serán catalogados como no viables económicamente para ser intervenidos, como es el caso del pozo VMM 2, que para la mayoría del rango de valores de precio del crudo sigue a la izquierda de la TIO, y pasa a ser rentable solo con valores del crudo por encima de 136 USD/bbl. Los demás pozos evaluados son rentables como se indicó anteriormente; el pozo VMM4 dejará de ser viable económicamente cuando el precio del

brent caiga por debajo de 36 USD/bbl; por otra parte se observa que en la medida en que la línea que representa un pozo esté más alejada de la TIO en la parte derecha, este será más atractivo económicamente hablando, y por lo tanto será más difícil que se materialice el escenario para que deje de ser viable, dado el amplio rango de variación que puede manejar, como es el caso del pozo VMM3, para el cual se requiere que el precio del Brent caiga por debajo de 12 USD/bbl, lo que es prácticamente imposible. Es de notar también que los pozos con mayor TIR tienen una pendiente menos pronunciada y por consiguiente más estabilidad en el cambio de los precios que se puedan tener en el tiempo.

7. Conclusiones

- Al realizar el análisis de sensibilidad de los pozos en los diferentes escenarios, se observó que existen pozos como VMM3, que al variar algunos de sus parámetros, demostraron seguir siendo rentables no solo en condiciones diferentes a las que presentan actualmente, sino que lograron sobrellevar condiciones un poco más extremas. Por otro lado, se dieron otros casos como en los pozos VMM4 y VMM5 donde al generar la sensibilidad de diferentes escenarios, bastante probables, la rentabilidad del pozo pasa de ser positiva a negativa; por lo anterior se recomienda implementar la metodología cada vez que uno de estos escenarios se materialice.
- Teniendo en cuenta que existen variables como la frecuencia de falla, el consumo de material, la producción de agua y el consumo de energía, que impactan el comportamiento y la rentabilidad de cada pozo; se pueden presentar casos en los que una mayor producción no implica necesariamente una mayor rentabilidad del pozo

- El análisis del histórico de falla evidenció que algunos pozos que tuvieron trabajos especiales en algún momento, cambiaron de alguna manera su comportamiento. Este es el caso del pozo VMM5 que tuvo un servicio hace más de un año para hacer el cambio de toda la sarta de tubería; lo cual conllevó a la disminución de la frecuencia de falla de 4, a 2 en promedio por año. Por esta razón, se consideró una buena opción tomar registro de información después de la ejecución de este tipo de servicio con el fin de mantener datos similares no solo la frecuencia de falla sino el consumo de material promedio.
- Adicional a determinar la viabilidad de la intervención de los pozos parados, la metodología se puede utilizar para definir el orden de intervención de los mismos, comparando los diferentes resultados de los indicadores económicos o incluso para determinar si se hace necesario parar un pozo que esté produciendo pero que no sea rentable económicamente con las condiciones actuales o al momento que se presente uno de los escenarios que determine la no viabilidad económica de ese pozo.
- Una de las virtudes de la metodología es que es dinámica lo que permite cada vez que se requiera, ingresar datos de entrada nuevos o retirar datos que ya no se utilicen para analizar pozos de otros campos.
- En el caso que la compañía defina una nueva tasa interna de oportunidad, la metodología y las gráficas de sensibilidad pueden determinar cuáles serían las condiciones mínimas que se requieren para que el pozo sea rentable, mirando parámetros de corte de agua, producción de fluido, precio de venta del crudo o tasa representativa del mercado.
- Teniendo en cuenta que el tipo de levantamiento no es un parámetro de entrada de la metodología, se concluye que esta funciona para cualquier SLA que tengan los pozos.

8. Recomendaciones

- Complementar la metodología con la adición de datos de entrada o la remoción de datos que ya no se utilicen, para ajustar el análisis de la misma de acuerdo a las necesidades de otros campos.
- Para futuros trabajos se puede tener mayor precisión en los datos de los costos fijos para mantenimiento de los ALS (control estricto de los recursos invertidos), tomando parámetros específicos para cada pozo.
- La metodología podría emplearse haciendo algunas modificaciones, para analizar pozos activos que estén produciendo y que tengan deficiencia en el bombeo, para saber hasta dónde se hace rentable producir el pozo bajo esas condiciones.
- Para trabajos posteriores, tener en cuenta el margen de incertidumbre que puede llegar a tener la aplicación de la metodología en el caso de datos estimados a partir del histórico en cada pozo.
- La metodología puede adecuarse para evaluar pozos activos que no presentan falla en el momento, con el fin de analizar si son o no rentables a pesar de estar trabajando.
- Para mejorar el cálculo de los indicadores financieros, se propone llevar un histórico del tiempo en espera por servicio a pozo, para calcular un promedio en días y descontarlo de la producción de aceite del pozo.

Referencias bibliográficas

- Acp. (diciembre de 2018). *Asuntos economicos*. Obtenido de Estudio de tendencias de inversion E&P: <https://acp.com.co/web2017/es/asustos/economicos/455-informe-economico-tendencias-de-inversion-e-p-en-colombia-2018-y-perspectivas-2019/file>
- Álvarez Lacayo & Vega Castro, F. x. (2008). *Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del campo Cantagallo*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander .
- American Petroleum Institute. (Octubre de 1988). API RP 11L. Dallas, Texas, USA.
- American Petroleum Institute. (Mayo de 2015). API Specification 11AX. *Specification for Subsurface Sucker Rod Pump Assemblies, Components, and Fittings*(13th edition). Washington, DC, USA.
- ASTM Internacional. (Julio de 2013). *ASTM D4007-11, Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS)*. Obtenido de Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure): <https://www.astm.org>
- Barrera, G. S. (2012). *Aplicaciones del Sistema Artificial de Producción Híbrido ESPCP: Bomba de Cavidades Progresivas Asistida por un motor Eléctrico Sumergido*. Mexico D.F.
- Botto, B. O. (2004). *Optimización de la operación del sistema de bombeo mecánico de la sección 67 de los campos petroleros "Ing. Gustavo Galindo Velasco"*. Bucaramanga: Universidad Industrial Santander.
- Brown, K. E. (1980). *The Technology of Artificial Lift Methods* (Vol. (Volume 2a: "Introduction to Artificial Lift Systems. Beam Pumping: Design & Analysis. Gas Lift"). Tulsa., USA: PennWell Books.

- Carvajal, M. J. (2005). *Análisis de falla en las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en el Campo Casabe*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Chacín, N. (2003). *Bombeo de cavidad Progresiva*. 59p: Esp Oil.
- CWC Energy Services. (2019). *Service Rigs - CWC Energy Services Corp*. Obtenido de http://www.cwcenergyservices.com/index.php?page=service_rigs
- Economides, M. J., Hill, A. D., & Zhu, D. (2013). *Petroleum Production Systems* (Second Edition ed.). Prentice Hall.
- Eia. (2019). *Independent Statistics & Analysis*. Obtenido de U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/realprices/>
- Figuerola, O., & Tibaduisa, D. (2016). *Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en donde de pozo para la extracción de crudo pesado en el pozo torcaz 3*. Bogotá: Fundación universidad de América.
- Flatern, R. V. (Junio de 2013). *Schlumberger*. Obtenido de Serie de artículos introductorios: https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_Well_Testing_Jun_2013.pdf?la=en&hash=5CA2ACA9CBB785DD6A1EA9ACA4B4EAA5C9439F5A
- Hirschfeldt, M. (2008). *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas*. Oil Production.
- LUFKIN. (2013). *Pumping Units*. Texas, USA. Obtenido de www.thehistorycenteronline.com
- Moix, R. (2014). *Evaluación Económica de Proyectos Petroleros*. Bogotá D.C.: Pacific Rubiales Energy .
- NETZSCH. (2004). *Manual de Sistemas PCP*. 12p.

- Pava, A. F. (2017). *Evaluación técnico y financiera del desempeño del sistema de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas metal-metal para la producción de crudo pesado en el campo Abarco*. Bogotá: Fundación Universidad de América.
- petrolera, L. c. (2017). *Diccionario petrolero*.
- Rey , S., & Velasco, J. (2007). *Aplicación Software para la Evaluación Económica de Proyectos de Inyección de Vapor*. Bucaramanga : Universidad Industrial de santander .
- Schlumberger. (s.f.). Schlumberger Oilfield Glossary. Obtenido de https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/well_servicing.aspx
- Takacs, G. (2015). *Sucker-Rod Pumping Manual*. Waltham, USA: Elsevier.
- TAM. (2019). General Features in TAM.
- TEC, A. (08 de 06 de 2016). *AGM TEC Boroscopios Industriales*. Obtenido de <http://www.camara-de-tuberias.es/blog/boroscopio-industrial-aplicacion-inspeccion>
- Vega, F. A. (2008). *Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del campo Cantagallo*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander .
- Weatherford. (2005). *Guías para la selección de centralizadores*.
- Weatherford. Corod. (2012-2014). *Continuous Rod and Servicio a pozo*.

Apéndices

Apéndice A. Presentación de los pozos seleccionados.

En el análisis de la viabilidad para hacer efectivo o no el servicio a pozo en cada caso, fue necesario antes tener una hoja de vida de los pozos que se iban a evaluar. Por ello a continuación se muestran datos reales, obtenidos de un histórico, con el fin de facilitar la evaluación técnico-financiera.

A.1 Pozo VMM1

El pozo VMM1 es un pozo tipo vertical, su sistema de levantamiento artificial es por cavidades progresivas, ya que cuenta con un Cabezal PCP; modelo NDH 075DH33 MBD. A continuación, se muestran los datos correspondientes a sarta de tubería y sarta de varilla presente en subsuelo.

Tabla A.37.

Datos de sarta de tubería del pozo VMM1.

Cant.	Descripción	OD [pulg]	Long. [ft]	TMD
	Elevación mesa rotatoria (EMR)		13,00	13,00
1	Colgador de tubería 2-7/8" EUE x 7 1/16	7,06	0,90	13,90
149	Tubería 2-7/8" EUE N80 (long promedio: 30,91 ft)	2,88	4608,20	4622,10
4	Tubería 2-7/8" EUE J-55 enduralloy (long promedio: 32,02 ft)	2,88	128,70	4750,80
1	Estator 400*150 ST 78 4"NU slim hole (conex soldad)	2,88	42,70	4793,50
1	Tubería 2-7/8" EUE N80 caja-pin	2,88	31,00	4824,50
1	Ancla antitorque TX5-2 2-7/8" EUE caja-pin	2,88	1,20	4825,70
1	Tubería 2-7/8" EUE N80 caja-pin	2,88	31,50	4857,20
1	Conexión 3 1/2" EUE pin x 2 7/8" EUE caja	3,50	0,60	4857,80
1	Válvula cheque 3-1/2" EUE caja-pin	3,50	1,23	4859,00
1	Separador centrifugo de gas 3-1/2" EUE caja-pin	3,50	2,80	4861,80
1	Acople de 3 1/2" EUE caja-caja	3,50	0,48	4862,30

Tabla A.38.

Datos de sarta de varilla del pozo VMM1.

Cant.	Descripción	OD [pulg]	Long. [ft]	TMD
	Diferencia de mesa rotaria (DMR)		13,00	13,00
1	Barra lisa 1-1/2" x 40 ft	1,50	39,00	52,00
1	Varilla corta (pony) 1" x 6 ft	1,00	6,00	58,00
1	Varilla corta (pony) 1" x 8 ft	1,00	8,00	66,00
187	Varilla N97 1" x 25 ft pin 1"	1,00	4675,00	4741,00
1	Varilla corta (pony) N97 1" x 8 ft	1,00	8,00	4749,00
1	Rotor 150 ST 78 pin 1-1/8" P7	1,00	38,75	4787,80
	Espaciamiento (44")		3,66	4791,40

Para el caso del casing, se tiene que es de grado J55 y va hasta una profundidad de 7084 ft.

Posee un OD de 5-1/2", y un ID de 4.892". Su peso es de 17 lb/ft y cuenta con una rosca tipo BTC.

Tabla A.39.

Datos de subsuelo del pozo VMM1.

Collar flotador	7084 ft	Tope perforados	5608 ft
Tope arena	6403 ft	Base perforados	7065 ft
Arena en fondo	681 ft		

En el periodo comprendido entre septiembre de 2016 y junio de 2019 se presentaron seis servicios a pozo por mantenimiento. Por ello el material que se requirió se presenta a continuación.

Tabla A.40.

Consumo de material en los servicios del pozo VMM1.

Fecha	Tipo de Servicio	Consumo de Material
4 sep 2016	Tubería rota, cambio de bomba	Bomba de subsuelo, 5 tubos
20 nov 2016	Tubería rota	7 tubos de 2-7/8" EUE, 105 acoples de varilla, 90 centralizadores, 46 varillas.
14 ene 2017	Tubería rota	10 tubos de 2-7/8" EUE, 53 acoples de varilla, 59 centralizadores y 23 varillas de 1" x 25 ft.
9 mar 2017	Tubería rota	10 tubos
10 may 2018	Varilla desconectada, cambio de bomba	Bomba de subsuelo, acople de varilla, 2 varillas
12 jun 2019	Tubería Rota	N/A

De las pruebas de producción se deben tener en cuenta la información mostrada en la tabla 41.

Tabla A.41.

Pruebas de producción del pozo VMM1.

Mes	BFPD	BOPD	MSCFPD	Corte de agua	Amperaje
11 ene 2019	924	43	6,47	95,1%	39
29 feb 2019	975	43	6,13	95,6%	43
21 mar 2019	963	42	6,06	95,6%	42
23 abr 2019	947	42	5,96	95,6%	43
10 may 2019	939	41	5,91	95,6%	42
2 jun 2019	996	41	5,84	95,9%	44

A.2 Pozo VMM2

El pozo VMM2 es un pozo tipo vertical, su sistema de levantamiento artificial es por bombeo mecánico y cuenta con un modelo A-456D 144-134, C2235. A continuación, se muestran los datos correspondientes a sarta de tubería y sarta de varilla presente en subsuelo.

Tabla A.42.

Datos de sarta de tubería del pozo VMM2.

Cant.	Descripción	OD [pulg]	Long. [ft]	TMD
	Elevación mesa rotaria (EMR)		13,00	13,00
1	Colgador de tubería 7-1/16"X2-7/8" EUE	7,06	0,90	13,90
111	Tubería 2-7/8" EUE N80	2,88	3440,00	3453,90
1	Niplesilla 2-7/8" EUE N80	2,88	1,00	3454,90
2	Tubería 2-7/8" EUE N80	2,88	61,50	3516,40
1	Corona 2-7/8" EUE	2,88	0,50	3516,90

Tabla A.43.

Datos de sarta de varilla del pozo VMM2.

Cant.	Descripción	OD [pulg]	Long. [ft]	TMD
	Diferencia mesa rotaria (DMR)		4,00	4
1	Barra lisa 1-1/4" x 26 ft	1,25	26,0	30,0
1	Varilla corta (pony) 1" x 2 ft	1,00	2,0	32,0
26	Varilla 1" D78 x 30 ft	1,00	780,0	812,0
1	Varilla 1" D78 x 25 ft	1,00	25,0	837,0
35	Varilla 7/8" D78 x 30 ft	0,88	1050,0	1887,0
3	Varilla 7/8" D78 x 25 ft	0,88	75,0	1962,0
41	Varilla 3/4" D78 x 30 ft	0,75	1230,0	3192,0
2	Varilla 3/4" D78 x 25 ft	0,75	50,0	3242,0
4	Varilla 1" x 30 ft pin 1"	1,00	120,0	3362,0

2	Varilla 1" x 30 FT PIN 7/8"	1,00	60,0	3422,0
1	Varilla 1" x 30 FT PIN 3/4"	1,00	30,0	3452,0
1	Bomba 25-200-RWAC-20-4	1,00	18,0	3470,0
	Espaciado 10"		0,8	3470,8

Para el casing, se tiene que es de grado J55, con un OD de 5-1/2" y un ID de 4,892". Su peso es de 17 lb/ft y cuenta con una rosca tipo BTC. En la tabla 44 se presentan datos de fondo de pozo.

Tabla A.44.

Datos de subsuelo del pozo VMM2.

Collar flotador	6186 ft	Tope perforados	3994 ft
Arena en fondo	239 ft	Base perforados	4651 ft
Tope arena	4885 ft		

En el periodo comprendido entre noviembre de 2016 y agosto de 2019 se presentaron seis servicios a pozo por mantenimiento. Por ello el material que se requirió se presenta a continuación.

Tabla A.45.

Consumo de material en los servicios del pozo VMM2.

Fecha	Tipo de Servicio	Consumo de Material
12 nov 2016	Tubería Rota	Bomba de subsuelo, 10 tubos de 2-7/8" EUE
3 dic 2018	Cambio de Bomba	Bomba de subsuelo
12 ago 2019	Tubería Rota	N/A

De las pruebas de producción se deben tener en cuenta algunos datos mostrados en la tabla 46.

Tabla A.46.

Pruebas de producción del pozo VMM2.

Mes	BFPD	BOPD	MSFCPD	Corte de agua	Amperaje
15 feb 2019	245	5	0,64	98,0%	26
20 mar 2019	240	5	0,66	97,9%	26
18 abr 2019	250	5	0,65	98,0%	26
28 may 2019	242	5	0,63	98,0%	25
17 jun 2019	246	5	0,64	98,0%	25
10 jul 2019	241	4	0,53	98,3%	26

A.3. Pozo VMM3

Este es un pozo desviado, su sistema de levantamiento artificial es por cavidades progresivas y cuenta con un cabezal PCP, modelo NDH 060 DH 33 -MBD.

A continuación, se muestran los datos correspondientes a sarta de tubería y sarta de varilla.

Tabla A.47.

Datos de sarta de tubería del pozo VMM3.

Cant.	Descripción	OD [pulg]	Long. [ft]	TMD
	Elevación mesa rotaria (EMR)		13,00	
1	Colgador de tubería 7-1/16" x 2-7/8" EUE	7,10	0,90	13,90
142	Tubería 2-7/8" EUE N80, 6.4 lb/ft	2,88	4446,3	4460,20
1	Conexión 3-1/2" EUE x 2-7/8" EUE	3,50	0,50	4460,70
4	Tubería 3-1/2" EUE N80, 9.4 lb/ft	3,50	125,30	4586,00
1	Conexión 4" NU x 3-1/2" EUE	4,00	0,50	4586,50
1	Extensión superior 4" NU	4,00	5,60	4592,10
1	Acople 4" NU	4,00	0,50	4592,60
1	Estator modelo: 400x180ST78	4,00	35,80	4628,40
1	Acople 4" NU	4,00	0,50	4628,90
1	Extensión inferior 4" NU	4,00	1,30	4630,20
1	Pin de paro 4" NU x 3-1/2" EUE	4,00	0,40	4630,60
1	Ancla antitorque, modelo: TX7-3	5,00	1,10	4631,70
1	Tubería 3-1/2" EUE N80, 9.4 lb/ft	3,50	30,60	4662,30
1	Válvula cheque 3 1/2"	3,50	1,20	4663,50
1	Separador centrifugo de gas	3.50	3,80	4667,30

Tabla A.48.

Datos de sarta de varilla del pozo VMM3.

Cant.	Descripción	OD [pulg]	Long. [ft]	TMD
	Diferencia de mesa rotaria (DMR)		13,00	
1	Barra lisa 1-1/2" x 40 ft	1,50	39,00	52,00
1	Varilla corta (Pony) 97 1" x 6 ft	1,00	6,00	58,00
181	Varilla T66 1" x 25 ft pin 1"	1,00	4525,00	4583,00
1	Varilla corta (Pony) 97 1" x 4 ft	1,00	4,00	4587,00
1	Rotor, modelo: 180ST78, pin: 1-1/8", P7	2,00	38,80	4625,80
	Espaciado 45"		3,80	4629,60

El VMM3 fue completado hasta 312 ft con un casing de superficie de 9-5/8" OD, de 43,5 lb/ft, grado N-80, con 8,755" de ID y rosca tipo BTC. El casing de producción es de 7" OD, de 23,0 lb/ft, grado N-80, con 6,366" de ID y rosca tipo BTC, el cual va desde superficie hasta 7485 ft. En la tabla 49 se presentan los datos de fondo de pozo.

Tabla A.49.

Datos de subsuelo del pozo VMM3.

Collar flotador	7445 ft	Tope perforados	6994 ft
Tope arena	7222 ft	Base perforados	7180 ft
Arena en fondo	223 ft		

En el año comprendido entre octubre de 2016 y julio de 2019 se presentaron tres servicios a pozo por mantenimiento (tubería rota y cambio de bomba). Por ello el material que se requirió se muestra a continuación.

Tabla A.50.

Consumo de material en los servicios del pozo VMM3.

Fecha	Tipo de Servicio	Consumo de Material
28 dic 2016	Varilla desconectada/Cambio de bomba	Bomba de subsuelo, ancla antitorque, 8 varillas y 25 centralizadores
19 abr 2017	Varilla desconectada/ Cambio de bomba	Bomba de subsuelo, 4 varillas, 1 acople,
11 ago 2017	Tubería Rota/Cambio de bomba/Limpieza de arena	5 tubos, bomba de subsuelo
5 sep 2017	Cambio de bomba	Bomba de subsuelo
20 nov 2017	Cambio de bomba	36 tubos, bomba de subsuelo
23 ago 2018	Tubería Rota	Válvula cheque, 5 tubos, acople
9 oct 2018	Tubería Rota/Cambio de Bomba	Bomba de subsuelo, 8 tubos, 20 centralizadores, 4 varillas.
1 may 2019	Tubería Rota	10 tubos, válvula cheque.
5 jun 2019	Tubería Rota	5 tubos
27 jul 2019	Cambio de bomba	N/A

De las pruebas de producción se debe tener en cuenta la información mostrada en la tabla 51.

Tabla A.51.

Pruebas de producción del pozo VMM3.

Mes	BFPD	BOPD	MSCFPD	Corte de agua	Amperaje
18 ene 2019	463	116	16,73	74,9%	46
25 feb 2019	460	115	16,56	75,0%	46
19 mar 2019	455	114	16,45	74,9%	46
20 abr 2019	477	113	16,28	76,3%	46
22 may 2019	452	111	16,01	75,4%	46
21 jun 2019	459	110	15,86	76,0%	46

A.4. Pozo VMM4

El VMM4 es un pozo vertical, con sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas y con un cabezal PCP, modelo NDH 060 SH 33 MBD. A continuación, se muestran los datos correspondientes a sarta de tubería y sarta de varilla presente en subsuelo.

Tabla A.52.

Datos de sarta de tubería del pozo VMM4.

Cant.	Descripción	OD [pulg]	Long. [ft]	TMD
	Elevación mesa rotaria (EMR)		13,00	
1	Colgador de tubería 7-1/16" x 3-1/2" EUE	7,06	0,90	13,90
154	Tubería 3-1/2" EUE N80	3,50	4799,3	4813,2
1	Tubería 3-1/2" EUE N80 x 6 ft	3,50	5,65	4818,9
1	Conexión 3-1/2" EUE x 4" NU	4,00	0,50	4819,4
1	Extensión superior 4" NU	4,00	5,60	4825,0
1	Acople 4" NU	4,00	0,50	4825,5
1	Estator, modelo: 400*240ST33	4,00	28,40	4853,9
1	Acople 4" NU	4,00	0,50	4854,4
1	Extensión inferior 4" NU	4,00	1,38	4855,7
1	Pin de paro 4" NU x 3-1/2" EUE	4,00	0,40	4856,1
1	Ancla antitorque, modelo: TX7-3	6,00	1,15	4857,3
1	Tubería 3-1/2" EUE N80	3,50	31,22	4888,5
1	Válvula cheque 3-1/2" EUE	3,50	1,20	4889,7
1	Separador centrifugo de gas	3,50	2,80	4892,5
1	Acople 3-1/2" EUE N80	3,50	050	4893,0

Tabla A.53.

Datos de sarta de varilla del pozo VMM4

Cant.	Descripción	OD [pulg]	Long. [ft]	TMD
	Diferencia mesa rotaria (DMR)		13,00	
1	Barra lisa 1-1/2" x 40 ft	1,50	39,00	52,00
1	Varilla corta (pony) 1" x 6 ft	1,00	6,00	58,00
190	Varilla T66 1" x 25 ft pin 1"	1,00	4750,0	4808,0
1	Varilla corta (pony) 97 1" x 4 ft	1,00	4,00	4812,0
1	Rotor, modelo: 240ST33, P7, pin 1".	2,00	38,80	4850,8
	Espaciamiento 52"		4,30	4855,1

Para el caso del casing, se tiene que es de grado J55, con un OD de 5-1/2" y un ID de 4,892". Su peso es de 17 lb/ft y cuenta con una rosca tipo BTC. En la tabla 54 se presentan los datos de fondo de pozo.

Tabla A.54.

Datos de subsuelo del pozo VMM4.

Collar flotador	7004 ft	Tope perforados	5894 ft
Tope arena	6924 ft	Base perforados	6934 ft
Arena en fondo	80 ft		

En el año comprendido entre octubre de 2016 y julio de 2019 se presentaron diez servicios a pozo por mantenimiento. Por ello el material que se requirió se muestra a continuación.

Tabla A.55.

Consumo de material en los servicios del pozo VMM4.

Fecha	Tipo de Servicio	Consumo de Material
10 jun 2017	Varilla partida/Cambio de bomba	Bomba de subsuelo, 13 varillas.
26 jun 2017	Varilla desconectada/ Cambio de bomba/ limpieza de arena	Bomba de subsuelo, 190 varillas.
13 oct 2017	Varilla partida	1 varilla
20 may 2018	Limpieza de arena	N/A
31 ago 2018	Cambio de bomba/ Tubería rota	5 tubos, bomba de subsuelo, válvula cheque
1 nov 2018	Tubería Rota	2 tubos
26 nov 2018	Tubería Rota	5 tubos, 4 varillas.
15 may 2019	Tubería Rota	5 tubos, 37 varillas.
2 jun 2019	Tubería Rota/cambio de bomba	1 tubo, bomba de subsuelo, válvula cheque.
5 jul 2019	Tubería Rota	N/A

De las pruebas de producción se debe tener en cuenta la información mostrada en la tabla 56.

Tabla A.56.

Pruebas de producción del pozo VMM4.

Mes	BFPD	BOPD	MSCFPD	Corte de agua	Amperaje
7 ene 2019	174	31	4,61	82,2%	25
9 feb 2019	180	31	4,61	82,8%	26
14 mar 2019	182	30	4,47	83,5%	25
11 abr 2019	169	30	4,48	82,2%	25
15 may 2019	177	30	4,46	83,1%	25
17 jun 2019	170	29	4,33	82,9%	27

A.8. Pozo VMM5

El pozo VMM5 es un pozo desviado, con sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas y cabezal PCP, modelo NDH 060 SH 33 MBD. A continuación, se muestran los datos correspondientes a sarta de tubería y sarta de varilla del pozo

Tabla A.57.

Datos de sarta de tubería del pozo VMM5.

Cant.	Descripción	OD [pulg]	Long. [ft]	TMD
1	Elevación mesa rotaria (EMR)	-	20,0	-
1	Colgador de tubería 7-1/16" x 3-1/2" EUE	7,06	0,90	20,90
169	Tubería 3-1/2" EUE N80	3,50	5242,74	5263,6
1	Acople 3 1/2" EUE x 4" NU	4,50	0,50	5264,1
1	Extensión superior 4 " NU	4,00	5,61	5269,8
1	Acople 4" NU	4,00	0,50	5270,3
1	Estator, modelo: 400*240 ST 33	4,00	35,73	5306,0
1	Acople 4" NU	4,00	0,50	5306,5
1	Extensión inferior 4 " NU	4,00	1,40	5307,9
1	Pin de paro 4" NU x 3-1/2" EUE	4,50	0,42	5308,3
1	Tubería 3 1/2" EUE N80	3,50	31,82	5340,1
1	Ancla antitorque, 3 1/2" modelo: tx7-3	5,00	1,14	5341,3
1	Separador centrifugo de gas 3 1/2"	5,50	2,82	5344,1
1	Acople 3 1/2" EUE	3,50	0,50	5344,6

Tabla A.58.

Datos de sarta de varilla del pozo VMM5.

Cant.	Descripción	OD [pulg]	Long. [ft]	TMD
-	Diferencia mesa rotaria (DMR)	-	20,00	-
1	Barra lisa 1-1/2" x 40 ft	1,50	40,00	60,00
1	Varilla corta (pony) 97 1" x 8 ft	1,00	8,00	68,00
1	Varilla corta (pony) 97 1" x 10 ft	1,00	10,00	78,00
207	Varilla 97, 1" x 25 ft	1,00	5175,0	5253,00
1	Varilla corta (pony) 97 1" x 8 ft	1,00	8,00	5261,00
1	Rotor, modelo 240ST33, pin 1", P7	2,00	38,77	5299,80
-	Espaciamiento 54"	-	4,50	-

El casing de superficie es grado K55, con un OD de 13-3/8" y un ID de 12,615", con un peso de 54 lb/ft y rosca tipo BTC. El casing intermedio es grado L80, con un OD de 9-5/8" y un ID de

8,755", con un peso de 43,5 lb/ft y rosca tipo BTC y por último el casing de producción es grado N80, con un OD de 7" y un ID de 6,366", con un peso de 23 lb/ft y rosca tipo BTC. En la tabla 59 se presentan los datos de fondo de pozo.

Tabla A.59.

Datos de subsuelo del pozo VMM5.

Collar flotador	8.368 ft	Tope perforados	8.213ft
Tope arena	N/A	Base perforados	8.282 ft
Arena en fondo	N/A		

En el 2018 se realizó un servicio de cambio completo de sarta de tubería con el objetivo de disminuir las fallas del pozo; teniendo en cuenta que el consumo de material en este servicio está muy por encima del promedio y que este tipo de servicios no se realiza frecuentemente, para el análisis del histórico del pozo solo se tendrán en cuenta las intervenciones posteriores a esta. En el periodo comprendido entre julio de 2018 y junio de 2019, se presentaron tres servicios a pozo por mantenimiento. Por ello el material que se requirió se presenta a continuación.

Tabla A.60.

Consumo de material en los servicios del pozo VMM5.

Fecha	Tipo de Servicio	Consumo de Material
2 jul 2018	Tubería Rota	5 tubos.
19 mar 2019	Tubería Rota	5 tubos, válvula cheque, 63 varillas, 61 acoples de varilla, 112 centralizadores.
14 jun 2019	Tubería Rota/limpieza de parafina	N/A.

De las pruebas de producción se deben tener en cuenta algunos datos mostrados en la tabla 61.

Tabla A.61.

Pruebas de producción del pozo VMM5.

Mes	BFPD	BOPD	MSCFPD	Corte de agua	Amperaje
24 nov 2018	83	52	6,81	37,3%	33
20 dic 2018	79	51	6,68	35,4%	33
15 ene 2019	70	51	6,68	27,1%	33
20 feb 2019	69	50	6,55	27,5%	33
24 mar 2019	89	50	6,55	43,8%	33
23 abr 2019	84	49	6,42	41,7%	33

Apéndice B. Costos de material y servicio.

Como se dijo anteriormente, dado que el servicio a pozo es considerado más que un egreso como una inversión que se recupera en el tiempo, debe definirse no solo la renta del equipo, sino también el consumo de material. A continuación, se muestra una lista con los materiales de uso más frecuente para la ejecución del cálculo de consumo del pozo, además se detalla el tiempo estimado por servicio y justificado con sus respectivas actividades.

B.1. Costos de material consumido en cada servicio

Tabla B.62.

Consumo de material y servicios.

Material	2019		2020	
	Costo COP	Costo USD	Costo COP	Costo USD
Colgador de tubería de 2-7/8" EUE para revestimiento de 7-1/16"x 3000 PSI	6.221.862	1.944,3	6.427.183	2.008,5
Colgador de tubería de 3-1/2" EUE para revestimiento de 7-1/16"x 3000 PSI	6.756.298	2.111,3	6.979.256	2.181,0
Tubería de 2-7/8" EUE de 6.5 lb/ft	713.504	223,0	737.050	230,3
Tubería de 3-1/2" EUE de 9.3 lb/ft	844.195	263,8	872.053	272,5
Acople de tubería de 2-7/8" EUE	40.869	12,8	42.218	13,2
Acople de tubería de 3-1/2" EUE	112.698	35,2	116.418	36,4
Válvula cheque para tubería de 3-1/2" EUE	3.500.000	1.093,8	3.615.500	1.129,8
Bomba subsuelo tipo cavidades progresivas	52.232.001	16.322,5	53.955.657	16.861,1
Bomba reciprocante de subsuelo	17.151.110	5.359,7	17.717.097	5.536,6
Ancla antitorque para tubería 3-1/2" EUE y revestimiento de 7"	9.188.642	2.871,5	9.491.867	2.966,2
Ancla antitorque para tubería 2-7/8" EUE y revestimiento de 5-1/2"	8.972.353	2.803,9	9.268.441	2.896,4
Separador de gas centrifugo de 2-7/8" EUE	10.046.640	3.139,6	10.378.179	3.243,2
Separador de gas centrifugo de 3-1/2" EUE	12.035.750	3.761,2	12.432.930	3.885,3
Separador de gas tipo copas de 2-7/8" EUE	8.721.480	2.725,5	9.009.289	2.815,4
Barra lisa de 1-1/2" X 36 ft	2.500.436	781,4	2.582.951	807,2
Barra lisa de 1-1/4" X 26 ft	1.755.930	548,7	1.813.876	566,8
Grapa para barra lisa de 1-1/4"	411.949	128,7	425.543	133,0
Varilla corta de 1" X 2 ft alto torque	362.155	113,2	374.106	116,9
Varilla corta de 1" x 4 ft alto torque	404.338	126,4	417.681	130,5
Varilla corta de 1" x 6 ft alto torque	390.227	121,9	403.105	126,0
Varilla corta de 1" x 8 ft alto torque	384.763	120,2	397.460	124,2
Varilla corta de 1" x 10 ft alto torque	485.750	151,8	501.780	156,8
Varilla corta de 1" x 2 pies grado D	67.568	21,1	69.798	21,8
Varilla corta de 1" x 4 pies grado D	68.768	21,5	71.037	22,2
Varilla corta de 1" x 6 pies grado D	68.768	21,5	71.037	22,2
Varilla corta de 1" x 8 pies grado D	68.768	21,5	71.037	22,2
Varilla corta de 1" x 10 pies grado D	68.768	21,5	71.037	22,2
Varilla de 1" x 25 ft alto torque	527.017	164,7	544.408	170,1
Varilla de 1" x 30 ft grado D	167.229	52,3	172.748	54,0
Varilla de 7/8" x 30 ft grado D	140.655	44,0	145.296	45,4
Varilla de 3/4" x 30 ft grado D	176.497	55,2	182.321	57,0
Acople de varilla de 1", alto torque	72.435	22,6	74.825	23,4
Acople de varilla de 1", clase T	33.343	10,4	34.444	10,8
Acople de varilla de 7/8", clase T	66.751	20,9	68.953	21,5

Acople de varilla de 3/4", clase T	44.232	13,8	45.692	14,3
Acople de varilla de 7/8" a 3/4", clase T	43.566	13,6	45.003	14,1
Acople de varilla de 1" a 7/8", clase T	199.613	62,4	206.200	64,4
Centralizador de bipartido de BCP para varilla 1" y tubería de 2-7/8" EUE	49.607	15,5	51.244	16,0
Centralizador de bipartido de BCP para varilla 1" y tubería de 3-1/2" EUE	51.364	16,1	53.059	16,6
Centralizador de conexión tipo spin-through toughorq, para varilla 1" y tubería 2-7/8" EUE	317.344	99,2	327.817	102,4
Centralizador de ruedas de bombeo mecánico para varilla 1" y tubería de 2-7/8" EUE	580.409	181,4	599.562	187,4
Centralizador de ruedas de bombeo mecánico para varilla 7/8" y tubería de 2-7/8" EUE	475.133	148,5	490.812	153,4
Centralizador de ruedas de bombeo mecánico para varilla 3/4" y tubería de 2-7/8" EUE	388.952	121,5	401.787	125,6

B.2. Tiempo estimado de las actividades de servicio a pozo

En las siguientes tablas se muestra el tiempo general que se utiliza para los servicios de que pueden darse en el campo, no obstante, el tiempo de servicio varía según el estado mecánico de cada pozo, cabe resaltar que estos tiempos son estándar para profundidades mostradas en las tablas. Y se toma el mismo tiempo de cambio de bomba como para tubería rota.

Tabla B.63.

Tiempos operacionales

Servicio	Tiempos Planeados	
	< 5000 ft	5000 ft - 10000 ft
Cambio de bomba completa BM	52	60
Cambio de bomba completa PCP	52	60
Tubería Rota	52	60
Cambio de bomba + limpieza de parafina	60	70
Cambio de sistema PCP @ BM	55	65
Corrida de completamiento BM	40	60
Corrida de completamiento PCP	40	60
Limpieza de arena	70	90
Varilla partida o desconectada	22	28
Varilla partida + limpieza de perforados con biodiesel	80	92
Corrida de completamiento ESP	84	100

Apéndice C. Costos Fijos

Además de los costos operativos, existen costos adicionales que deben descontarse mes a mes y deben estimarse; estos son denominados costos fijos dado que no presentan una variación relevante

en el tiempo. Este es el caso de la nómina de los trabajadores, el mantenimiento preventivo de los equipos y los gastos de administración.

C.1. Nómina del personal.

Dentro de los costos que genera un pozo se debe tener en cuenta el personal involucrado directa o indirectamente, que de alguna forma aporta al buen funcionamiento de este. A continuación, se enumeran los principales cargos que participan de la actividad junto a salarios promedio, que se encuentran distribuidos en todos los pozos por igual.

Tabla C.64.

Nómina mensual asociada a cada pozo.

Cargo	Cant.	Salario Básico	Prestaciones y Beneficios	Total (COP)	Total (USD)	Numero de pozos activos	Distribución por pozo
Asistente de HHRR	1	\$ 4.200.000	\$ 7.560.000	\$ 7.560.000	\$ 2.363	89	\$ 26,5
Recorredor	4	\$ 4.200.000	\$ 7.560.000	\$ 30.240.000	\$ 9.450	89	\$ 106,2
Operador de batería	4	\$ 6.000.000	\$ 10.800.000	\$ 43.200.000	\$ 13.500	89	\$ 151,7
Técnico de procesos	1	\$ 6.000.000	\$ 10.800.000	\$ 10.800.000	\$ 3.375	89	\$ 37,9
Técnico de producción	1	\$ 6.000.000	\$ 10.800.000	\$ 10.800.000	\$ 3.375	89	\$ 37,9
Coordinador de HHRR	1	\$ 7.200.000	\$ 12.960.000	\$ 12.960.000	\$ 4.050	89	\$ 45,5
Social	1	\$ 7.200.000	\$ 12.960.000	\$ 12.960.000	\$ 4.050	89	\$ 45,5
Ingeniero de proyectos	1	\$ 7.500.000	\$ 13.500.000	\$ 13.500.000	\$ 4.219	89	\$ 47,4
Seguridad física	1	\$ 7.500.000	\$ 13.500.000	\$ 13.500.000	\$ 4.219	89	\$ 47,4
Ingeniero de yacimientos	1	\$ 8.200.000	\$ 14.760.000	\$ 14.760.000	\$ 4.613	89	\$ 51,8
Ingeniero de producción	1	\$ 9.000.000	\$ 16.200.000	\$ 16.200.000	\$ 5.063	89	\$ 56,9
Técnico de mantenimiento	3	\$ 9.200.000	\$ 16.560.000	\$ 49.680.000	\$ 15.525	89	\$ 174,4
Ingeniero de producción	1	\$ 10.000.000	\$ 18.000.000	\$ 18.000.000	\$ 5.625	89	\$ 63,2
Ingeniero de mantenimiento	1	\$ 12.000.000	\$ 21.600.000	\$ 21.600.000	\$ 6.750	89	\$ 75,8
Seguridad industrial	2	\$ 13.500.000	\$ 24.300.000	\$ 48.600.000	\$ 15.188	89	\$ 170,6
Ingeniero de producción	1	\$ 12.000.000	\$ 25.200.000	\$ 25.200.000	\$ 7.875	89	\$ 88,5
Ingeniero de producción	1	\$ 13.500.000	\$ 28.800.000	\$ 28.800.000	\$ 9.000	89	\$ 101,1
Coordinador de mantenimiento	1	\$ 18.000.000	\$ 32.400.000	\$ 32.400.000	\$ 10.125	89	\$ 113,8
Coordinador de yacimientos	1	\$ 19.000.000	\$ 34.200.000	\$ 34.200.000	\$ 10.688	89	\$ 120,1
Ingeniero de producción	1	\$ 20.000.000	\$ 36.000.000	\$ 36.000.000	\$ 11.250	89	\$ 126,4
Coordinador de producción	1	\$ 22.000.000	\$ 39.600.000	\$ 39.600.000	\$ 12.375	89	\$ 139,0
Gerente de producción	1	\$ 33.000.000	\$ 59.400.000	\$ 59.400.000	\$ 18.563	89	\$ 208,6
							\$ 2.036,4

C.2. Gastos administrativos.

Toda compañía genera gastos adicionales por temas administrativos, esto se ve evidenciado en costos de transporte de personal, alimentación, estadía, entre otros. Teniendo en cuenta que son 89 pozos en total que están en actividad, se debe organizar la distribución de este monto por cada pozo.

Tabla C.65.

*Gastos administrativos.***C.3. Mantenimiento del sistema de levantamiento.**

Cargo	Cantidad	Valor	Total (COP)	Total (US)	Distribución por pozo
Camionetas	5	\$7.500.000	\$37.500.000	\$11.719	\$131,7
Alimentación	1.980	\$30.000	\$59.400.000	\$18.563	\$208,60
Hospedaje	660	\$150.000	\$99.000.000	\$30.938	\$347,60
Combustible	3.600	\$9.031	\$32.511.276	\$10.160	\$114,20
Transporte Principal	8	\$6.000.000	\$48.000.000	\$15.000	\$168,50
Transporte Secundario	60	\$500.000	\$30.000.000	\$9.375	\$105,30
Otros	30	\$1.000.000	\$30.000.000	\$9.375	\$105,30
Total					\$833,60

Para conservar los equipos en buen funcionamiento es necesario realizar ciertas operaciones de mantenimiento regularmente. En la siguiente tabla se mostrará los costos de estos servicios que se encuentran organizados de manera trimestral y mensual.

Tabla C.66.

Gastos de mantenimiento del ALS.

Cargo	Cant. Trimestral	Valor	Total Trimestral (COP)	Total Mensual (COP)	Total USD	Núm. Pozos Activos	Distrib. por pozo 2019	Distrib. por pozo 2020
Mantenimiento Motor	89	\$2.950.000	\$262.550.000	\$87.516.667	\$27.349	89	\$307,3	\$317,40
Mantenimiento Variador	89	\$2.500.000	\$222.500.000	\$74.166.667	\$23.177	89	\$260,4	\$269,00
Mantenimiento Acometidas	89	\$950.000	\$84.550.000	\$28.183.333	\$8.807	89	\$99,0	\$102,20
Mantenimiento sistema de frenado	89	\$1.200.000	\$106.800.000	\$35.600.000	\$11.125	89	\$125,0	\$129,10
Cambio de aceite	89	\$2.200.000	\$195.800.000	\$65.266.667	\$20.396	89	\$229,2	\$236,70
Engrase	89	\$1.500.000	\$133.500.000	\$44.500.000	\$13.906	89	\$156,3	\$161,40
Total							\$1.177,10	\$1.215,90