

**VIABILIDAD DE AHORRO ENERGÉTICO EN LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN
DE POZOS EN COLOMBIA EN LOS AÑOS 2020 A 2025.**

CARLOS HERNANDO ESCOBAR ARDILA

**Trabajo de Grado para optar al título de Magister en Ingeniería de Petróleos Énfasis en
Gerencia y economía de Hidrocarburos**

Director

MsC. WILSON RAÚL CARREÑO VELASCO



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS ÉNFASIS EN GERENCIA Y

ECONOMÍA DE HIDROCARBUROS

BUCARAMANGA

2020

DEDICATORIA

A Dios por permitirme vivir cada día al máximo, por darme la posibilidad de ampliar mis conocimientos y ante todo la Salud necesaria para estar en este momento difícil de nuestro planeta.

A mis padres, esposa y amigos, por el apoyo, paciencia y amor durante todo este tiempo.
A la empresa donde laboro, por darme el tiempo, el recurso para poder estudiar y sacar adelante este estudio.

A la Universidad Industrial de Santander, por aportar para que trabajadores como Yo, puedan adquirir con el mejor horario y programa educativo, el conocimiento.

CONTENIDO

	Pág.
1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	12
2. OBJETIVOS	13
2.1 Objetivo General	13
2.2 Objetivos Específicos.....	13
3. JUSTIFICACIÓN	14
4. INTRODUCCIÓN.....	14
5. GENERALIDADES DE LA CUENCA DE ESTUDIO: CUENCA DEL CASANARE	16
6. OPERACIONES DE PERFORACIÓN.....	23
6.1 Ciclo de vida del proyecto de perforación.	23
6.2 Ejecución de la perforación.....	23
7. VALORACIÓN DE EMPRESAS DE HIDROCARBUROS	34
7.1 Indicadores Financieros	36
7.2 Flujo de Caja.....	38
7.3. Flujo de caja del proyecto.	40
8. ¿QUÉ SISTEMA DE GENERACIÓN SE DEBERÍA USAR EN LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN?	41
8.1 Equipos eléctricos.....	41
8.2 Motores Diesel vs Motores Gasolina	43
8.3 Motores a gas.....	46
8.4 Mantenimiento de Generadores	47
9. ANÁLISIS AMBIENTAL.....	50
9.1 Licenciamiento y autorizaciones ambientales	50
9.1.1 Marco Normativo Colombiano.	50
9.2 Impacto Atmosférico	52
9.2.1 Marco Normativo Colombiano.	52
9.2.2 Emisiones Atmosféricas.	52
9.2.3 Aplicación Normatividad Colombiana.....	56
9.3 Impacto por Ruido	60
9.3.1 Marco Normativo Colombiano.	60
9.4 Impacto por Residuos	61
9.4.1 Marco Normativo Colombiano.	61

9.4.2 Residuos Líquidos y Sólidos.....	62
10. RELACIÓN ENTRE LA PERFORACIÓN, PRODUCCIÓN Y RESERVAS.....	64
11. ¿Cómo impacta el cambio de sistema de generación en los costos de la campaña de perforación?..	69
11.1. Construcción de la tasa de descuento.	69
11.2 Sensibilidades del proyecto.	77
12. CONCLUSIONES.....	82
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	83

Lista de Figuras

Figura 1. Mapa de localización de los llanos orientales. Sarmiento (2011).	17
figura 2. Línea sísmica interpretada del área de casanare. Sarmiento (2011).	18
figura 3. Estado mecánico.	24
figura 4. Formaciones atravesadas en perforación.	25
figura 5. Tiempo – costos pozo 66 de la campaña perforación. (fuente: autor, con información recolectada confidencial de empresa operadora)	26
figura 6.grafica profundidad – kw/d pozo 66 de la campaña perforación. (fuente: reporte operaciones empresa taladro - 2019)	27
figura 7. Tiempos y costos campaña perforación 100 pozos. (fuente: autor, con información recolectada confidencial de empresa operadora)	28
figura 8. Grafica construcción vertical y dog leg del pozo 66. (fuente: autor, con información recolectada confidencial de empresa operadora)	30
figura 9. Tight oil development economics. (sergey paltsev 2016)	35
figura 10. Funcionamiento del mercado eléctrico colombiano (acogen 2016)	48
figura 11. Emisiones admisibles de contaminantes- res 909 del 2008	57
figura 12. Emisión de contaminantes a condiciones de referencia- motor modelo qsk60 diesel-eds169.	58
figura 13. Emisión de contaminantes- modelo nhc20/qsk60 gas g-drive	59
figura 14. Opciones de motor para generador a gas	59
figura 15. Emisiones admisibles de ruido- res 627 del 2006	61
figura 16. Comportamiento de la campaña de perforación y el comportamiento de reservas y	65
figura 17. Distribución de costos la perforación de un pozo y la distribución de costos de los combustibles.	67
figura 18. Construcción tasa de descuento. Fuente autor.	70
figura 19. Fuente informe sec – geopark. Modificado autor.	70
figura 20. Opex vs capex y su distribución. Fuente (estados financieros frontera 2018)	70
figura 21. Distribución de los costos de perforación.	71
figura 22. Estructura costos taladro perforación.	72
figura 23. Potencia consumida en promedio por hora, en los días de perforación.	72
figura 24. Correlación precio del diesel y el precio del kw/h generación diésel. Fuente: upme 2019, valores en usd.	73
figura 25. correlación precio del diesel y el precio del kw/h generación gas. Fuente upme 2019 valores en usd.	74
figura 26. Precio kw/h sistema interconectado nacional, precios de bolsa. Fuente xm	74
figura 27. Tiempo de perforación vs costos kw/h de los sistemas de generación del pozo 1.	75
figura 28. Tiempo de perforación vs costos kw/h de los sistemas de generación del pozo 2	75
figura 29. Tiempo de perforación vs costos kw/h de los sistemas de generación del pozo 3.	76
figura 30. Comparativo de ahorros cambio sistema de generación.	76

figura 31. Distribución costos de precio crudo.	77
figura 32. Costos capital generación diesel	78
figura 33. Flujo de caja del proyecto con generación diesel	78
figura 34. Costos operativos con generación a gas	78
figura 35. Flujo de caja con generación a gas	79
figura 36. Gastos de capital interconexión eléctrica	79
figura 37. Flujo de caja interconexión eléctrica	80
figura 38. Distribución costo de kw/h.	80
figura 39. Flujo de caja operativo, al cambiar el costo kw7h	81

Lista de Tablas

	Pág.
TABLA 1. <i>FLUJO DE CAJA</i>	40
TABLA 2. <i>EMISIÓN DE CONTAMINANTES- MOTOR MODELO QSK60 DIESEL- EDS169</i>	58

RESUMEN.

TITULO: VIABILIDAD DE AHORRO ENERGÉTICO EN LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN DE POZOS EN COLOMBIA EN LOS AÑOS 2020 A 2025.¹

AUTOR: CARLOS HERNANDO ESCOBAR ARDILA.²

PALABRAS CLAVES: Ahorro energético, Perforación, análisis económico perforación pozos, Llanos orientales

DESCRIPCIÓN:

La reducción de reservas y producción de hidrocarburos en la cuenca de los llanos orientales en Colombia, han hecho que la perforación de los pozos de desarrollo no sea viable económicamente.

En la revisión técnica de las etapas de perforación de los pozos en los llanos orientales entre los años 2014 al 2019, se han encontrado diferentes opciones de mejora, que a su vez han generado ahorros económicos en la perforación, sin embargo, estos ahorros no son suficientes para poder continuar con la perforación y con esto, aumentar el recobro de los campos.

La viabilidad de continuar con la perforación de pozos sugiere tener ahorros entre el 20 % y 30% en la perforación de un pozo, este porcentaje de ahorro no fue posible de conseguirlo técnicamente, ya que el yacimiento ya está repletado, tiene pozos alto desplazamiento, entre otras complejidades técnicas. Para poder lograr estos ahorros fue necesario realizar un estudio energético a los taladros de perforación donde se encontró que el KW/h de las empresas prestadoras del servicio de perforación es alto y tiene varias opciones de mejora. Como plan de optimización energética se evaluó sistemas de generación diesel, sistemas de generación a gas y sistema de generación con interconexión eléctrica nacional. Encontrados ahorros energéticos del 60% si nos interconectamos al sistema eléctrico nacional, cambiando la generación diesel convencional. Este ahorro del 60%, permitirá perforar pozos con precios de crudo bajos y generar mayor utilidad a precios altos. Con estos ahorros se plantean diferentes escenarios de viabilidad económica de proyectos de perforación tomando como variables el precio de crudo, el aumento del precio del KW/h en la interconexión eléctrica y la perforación de pozos con baja producción.

¹ Trabajo de grado.

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleos énfasis en Gerencia y economía de Hidrocarburos.
Director: M.Sc. WILSON RAUL CARREÑO VELASCO

ABSTRACT

TITLE: VIABILITY OF ENERGY SAVINGS IN THE WELL DRILLING CAMPAIGN IN COLOMBIA IN THE YEARS 2020 TO 2025. ¹

AUTHOR: CARLOS HERNANDO ESCOBAR ARDILA²

KEY WORDS: Energy saving, Drilling, economic analysis for drilling wells, Llanos Orientales Colombia.

DESCRIPTION:

The reduction of hydrocarbon reserves and production in the llanos Orientales basin in Colombia have made the drilling of development wells not economically viable.

In the technical review of the drilling stages of the wells in the llanos orientales basin between 2014 and 2019, different improvement options have been found, which have generated economic savings in drilling, however, these savings are enough in order to continue drilling and with this, increase the recovery of the fields.

The viability of continuing with the drilling of wells, can have savings between 20% and 30% in the drilling of a well, this percentage of savings is not possible to achieve technically, since the deposit is already depleted, it has high wells displacement, among other technical complexities. In order to achieve these savings, it is necessary to carry out an energy study on the drilling drills where the KW / h of the companies providing the drilling service is high and has several options for improvement. As an energy optimization plan, diesel generation systems, gas generation systems and a generation system with national electrical interconnection are evaluated. Energy savings of 60% were found if we connect to the national electrical system, changing conventional diesel generation. This savings of 60%, lose wells with low oil prices and generate more profit at high prices. With these savings, different challenges arise for the economic viability of drilling projects, taking as variables the price of crude oil, the increase in the price of KW / h in the electrical interconnection and the drilling of wells with low production.

¹ Master Thesis

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleos énfasis en Gerencia y economía de Hidrocarburos.
Director: M.Sc. WILSON RAUL CARREÑO VELASCO

1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Ante la volatilidad de los precios del petróleo, es necesario reducir los costos de perforación para hacer viable los proyectos. En los pasados dos años, ya se han realizado las mejores optimizaciones de ingeniería y contratos, con el fin de bajar costos sin poner en riesgo técnico la perforación de los pozos. Sin embargo, aún se tienen proyectos que llegan a ser no viables económicamente, razón por la cual se hace necesario revisar al detalle los costos de los servicios de los taladros de perforación buscando otras optimizaciones.

Al desglosar los costos unitarios de los equipos de perforación, se encuentra que del 30% al 40% de los costos asociados a este servicio son por consumo energético. Por su impacto en el precio del servicio, este rubro se tratará en este trabajo con el fin de buscar un ahorro energético en la campaña de perforación de los próximos 5 años, que según el plan de trabajo de la Compañía Operadora es de 80 a 100 pozos, entre los años 2020 a 2025.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo General

Realizar un análisis de ahorro energético en la campaña de perforación 2020-2025 programada para Colombia.

2.2 Objetivos Específicos

- Describir la operación y los costos de una campaña de perforación de 100 pozos, durante cinco (5) años en Colombia.
- Analizar las potencialidades de ahorro económico durante la planeación de la campaña en estudio.
- Plantear la estrategia donde se tenga el mejor escenario económico, basado en el ahorro potencial definido.

3. JUSTIFICACIÓN

La investigación permite conocer los beneficios de utilizar otros sistemas de generación eléctrica en los taladros de perforación, que sean más económicos, sin afectar el desempeño de la perforación. Contar con otras fuentes de energía permitirá dar viabilidad económica a varios proyectos y así continuar la campaña de perforación de pozos de baja producción, donde ya no se pueden optimizar los costos de ingeniería, y es necesario revisar al detalle los costos de los servicios, para determinar otra fuente de optimización.

Colombia, al igual que los demás países de Latinoamérica, es un país dependiente de la energía y de la industria de los hidrocarburos, está obligada a explorar y aumentar las reservas de petróleo. Sin embargo, en esta etapa de encontrar más reservas, debe conservar la producción de los campos existentes, muchos de los cuales poseen aun reservas. Estos campos poseen una producción declinante, lo que no hace rentable continuar con proyectos de perforación, dejando reservas 2P sin producir, lo que genera perdida para las compañías y el estado.

El caso de estudio tiene como fin describir cómo ha evolucionado en costos y tiempos el proyecto de perforación de 100 pozos en el Casanare entre los años 2015 al 2019, lo que ayudo al autor a buscar alternativas energéticas que permitan reducir costos para la campaña de perforación 2020-2025.

Los costos que se lograron reducir de las alternativas energéticas, permitirán aumentar la cantidad de pozos a perforar; con esto aumentar producción y factor de recobro de los campos.

4. INTRODUCCIÓN.

Colombia es un país con unas reservas probadas de hidrocarburos decrecientes, en muchos escenarios parte de los hidrocarburos se quedan en el subsuelo debido a altos costos de explotación y producción.

Para poder producir la mayor cantidad de hidrocarburos de las diferentes cuencas geográficas del país es necesario realizar pozos de desarrollo, los cuales van seguidos de estrategias de tecnologías de extracción y producción, que harán que se tenga el mayor recobro o capacidad extractiva.

En los proyectos de desarrollo, el costo que más impacta es el de la perforación, estos costos dependiendo de la cuenca tendrá desafíos técnicos que hacen los costos diferentes.

En el desarrollo de las campañas de perforación en el área del Casanare entre Villanueva y Tauramena, con una extensión de 1'050.000 acres, se ha tenido una curva de aprendizaje que va desde el mayor Costo-Tiempo para el pozo 1, al menor Costo-Tiempo para el último pozo de la campaña de perforación 2014-2019, sin embargo, es posible que en el desarrollo de los proyectos, la curva se aplane, no pudiendo generar cambios significativos en Costo-Tiempo, haciendo que sea un reto tratar de bajar Costo-Tiempo de la perforación.

El propósito del trabajo es realizar un estudio de viabilidad económica para generar ahorro energético en la campaña 2020 a 2025, a partir de la experiencia del autor en la perforación de pozos de hidrocarburos en la cuenca del Casanare pozos ubicados entre Villanueva y Tauramena Casanare. y la información registrada en diferentes estudios de la misma área por diferentes fuentes Bibliográficas, al igual que estudios realizados en otros países de trabajos similares.

Debido a que las cuencas del país son geológicamente diferentes, el proyecto describe la cuenca del Casanare, características de cómo se perfora en dicha cuenca, los estados mecánicos de perforación, construcciones de los pozos que se han realizado y las que se realizarán. En este

capítulo se revisará como ha sido el comportamiento de la perforación en tiempos, costos y consumo energético de la campaña de Perforación del 2015 al 2019. Se explica la operación de perforar un pozo de esta campaña, luego se realiza la introducción al análisis financiero de empresas de hidrocarburos, para después centrarnos en los tres sistemas de generación eléctrica que se estudiaron. Con esto se analizó el entorno ambiental y que beneficios tiene cada sistema de generación y se concluirá con el análisis económico del proyecto, incluyendo como se afectan las reservas y la producción con el desarrollo del proyecto, esto se dividió en cinco fases, lo cual permite mostrar la relación costos, reservas y producción.

Al final de proyectos se tiene el análisis económico, tomando como referencia tres pozos tipo, los cuales se analizaron con las alternativas energéticas, para al final tener unas conclusiones.

5. GENERALIDADES DE LA CUENCA DE ESTUDIO: CUENCA DEL CASANARE.

Para poder describir la campaña de perforación y los desafíos técnicos es indispensable conocer la cuenca donde se perforan los pozos.

La cuenta de los llanos orientales se encuentra entre los departamentos del Meta, Casanare, Arauca y Vichada. En el siguiente mapa se identifica la cuenca en estudio.

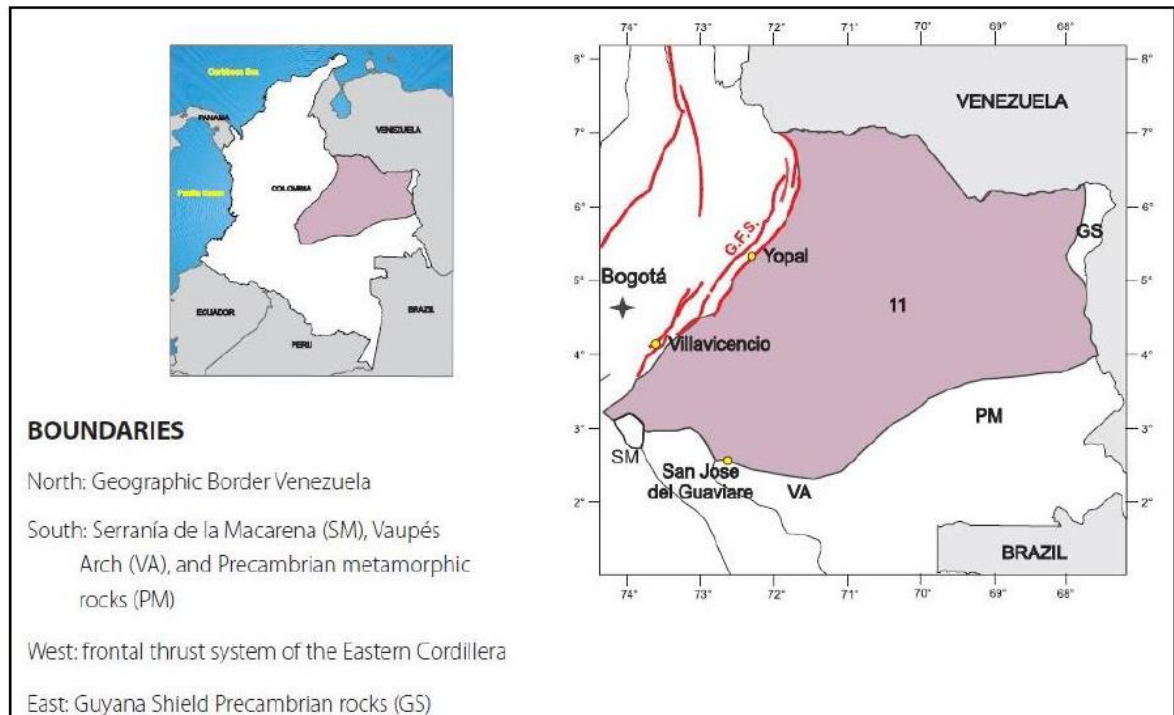


Figura 1. Mapa de localización de los llanos orientales. Sarmiento (2011).

Según Sarmiento (2011), la cuenca de los llanos orientales basado en los elementos estructurales, se divide en Terreno Arauca, terreno Meta, terreno Vichada, terreno Piedemonte Llanero y el terreno objeto del estudio; terreno Casanare, el cual se identifica al tener todas las cuencas de secuencia sedimentaria buzando hacia el oeste.

En el terreno Casanare, las formaciones productoras objeto de estudio son: Mirador, Guadalupe y Gacheta, con pozos perforados entre 11000 y 12000 ft profundidad vertical (TVD).

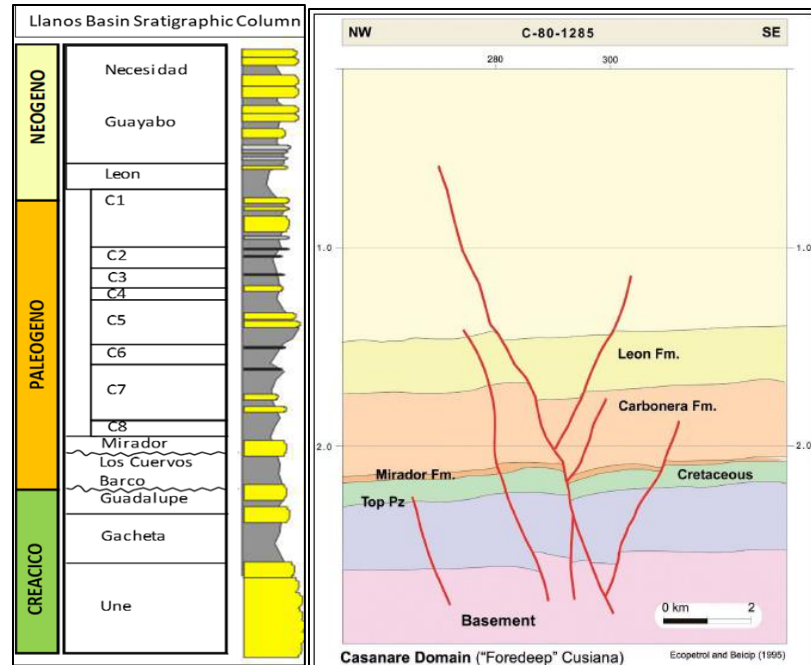


Figura 2. Línea sísmica interpretada del área de Casanare. Sarmiento (2011).

Los principales elementos geológicos petroleros que identifican esta cuenca (Servicio geológico colombiano, 2014) son:

- Roca fuente, representada en las lodolitas y lodolitas calcáreas de las Formaciones que por sus características van de inmaduras a maduras. Estas Formaciones son:
- Gachetá, con las siguientes características geoquímicas; %TOC 2-14, Tmax 420°C-450°C y %Ro <0.6-1.
- Carbonera, con las siguientes características geoquímicas; %TOC 1-6.5, Tmax 410°C-450°C y %Ro <0.6-1.
- Barco y Los Cuervos con las siguientes características geoquímicas; %TOC 1-8, Tmax 420°C-440°C y %Ro <0.6-1.
- Roca reservorio, representada en areniscas de las formaciones Mirador, Barco, Guadalupe, Gachetá, Une y Carbonera; todas ellas con porosidades que van del 2% al 25%,

característica que proporciona elementos que las convierten en reservorios idóneos. Las porosidades más altas se encuentran al Este de la cuenca.

- Roca sello, representada en lodolitas de las Formaciones León y Carbonera.
- Trampas, estas son de tipo estructural y se presentan básicamente cinco estilos: pliegues por propagación de falla, pliegues en zonas triangulares, anticlinales fallas invertidas, pliegues por fallas de desgarre y antitéticas.

En la perforación se localizan las formaciones en el siguiente orden con las siguientes características:

- **Formación Necesidad – Guayabo Superficie – 6070’ MD / Superficie – 5465.43’ TVD)**

Las Formaciones Necesidad y Guayabo de edad Mioceno Superior – Cuaternario, representan un ambiente depositacional fluvio - deltaico con llanuras deltaicas y canales meandriformes, en un sistema de subsidencia de la cuenca de los Llanos Orientales y aporte de sedimentos detríticos provenientes de la Cordillera Oriental de Colombia; se encontraron constituidas a grandes rasgos, en su parte superior por arenisca de composición cuarzosa, intercalada con locales niveles de conglomerado de composición policíclico y con menores niveles de arcillolita; entre tanto, hacia la base predominó arenisca intercalada con menores capas de arcillolita; a lo largo de esta formación se observaron minerales traza, tales como chert, pirita, carbón, óxidos de hierro y siderita. (Reporte Perforación pozo Jacana 4- Geopark 2016)

Para su descripción se dividió en dos intervalos lito-estratigráficos según su composición litológica:

- **Intervalo Superior (Superficie – 1400' MD / superficie – 1399.61' TVD)**

Este intervalo se caracterizó por presentar un predominio de arenisca, con menores intercalaciones de conglomerado y arcillolita. Se registraron, además, trazas de óxidos de hierro y chert.

- **Intervalo Inferior (1400' – 6070' MD / 1399.61' – 5465.43' TVD)**

Este intervalo se definió por el predominio de niveles de arenisca con menores intercalaciones de arcillolita; la arcillolita hacia la parte superior presentó color gris claro a medio, menor castaño rojizo medio a oscuro, castaño amarillento claro; mientras hacia la parte inferior incrementó el color gris verdoso claro a medio; además fue adquiriendo aspecto de lutita, indicando la zona transicional entre las formaciones Guayabo y León.

- **Formación León (6070' – 7963' MD / 5465.43' – 6938.70' TVD)**

La Formación León datada del Mioceno Medio, conformada por una secuencia de lutita, lo que permitió definir el tope y contrasta con la litología arcillo-arenosa de la formación suprayacente. Esta formación la constituyó una secuencia monótona de lutita; esta litología es característica de ambientes reductores e indica una zona más profunda en la cuenca de sedimentación.

- **Formación Carbonera (7963' – 11720' MD / 6938.70' – 9865.47' TVD)**

En esta parte de la Cuenca de los Llanos Orientales, la Formación Carbonera se presenta dividida en ocho miembros: C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7 y C8 que fueron identificaron en los pozos perforados.

Esta Formación de edad Oligoceno – Mioceno Medio, registra sistemas depositacionales deltaicos, lacustres, salobres y fluviales. Su tope se definió a partir de la manifestación del primer nivel de areniscas.

De manera general, los miembros impares se caracterizaron por presentar una litología de granulometría bimodal que varía entre tamaño limo y arena; siendo además posible reconocer algunos niveles de lutita y arcillolita. Por otro lado, los miembros pares fueron predominantemente fino granulares, compuestos en mayor porcentaje por lodolitas, en sentido estricto (lutita y arcillolita); indicando este sistema depositacional la entrada y salida del nivel medio del mar, marcando así ambientes específicos de depositación y sedimentación.

- **Formación Mirador (11720' – 11970' MD / 9865.47' – 10069.85' TVD)**

La Formación Mirador de edad Eoceno Medio - Tardío, se caracterizó por presentar paquetes espesos de arenisca, intercalados con delgadas capas de arcillolita y limolitas. El tope se determinó por la presencia de arenisca y la disminución de los valores en el registro gamma ray. Como minerales trazas se observaron pirita, carbón y yeso.

- **Formación Guadalupe (11970' – 12119' MD / 10069.85' – 10190.60' TVD)**

La Formación Guadalupe de edad Campaniano - Maastrichtiano y de ambiente sedimentario marino somero; representa el objetivo principal del 80% de los pozos en estudio y se caracteriza por presentar una secuencia arcillosa - limosa con intercalaciones de arenisca. Se observaron minerales trazas como pirita, carbón y yeso. El tope se determinó litológicamente por la aparición de niveles de arcillolita de color blanco amarillento claro y el incremento en los valores del registro gamma ray. (<https://www.usgs.gov/>)

- **Formación Gachetá (12119' – 12504' MD / 10190.60' – 10518.29' TVD)**

La Formación Gachetá de edad Turoniano Temprano - Coniaciano; se encontró constituida por paquetes de lutita de color gris oscuro, con menores intercalaciones de arenisca, limolita y arcillolita. Las lutitas son ricas en materia orgánica y fueron depositadas en un medio anóxico marino, por lo que se consideran hasta ahora como la roca generadora de los Llanos Orientales.

- **Formación Ubaque (12504' – 12674' MD / 10518.29' – 10672.29' TVD)**

El tope de la Formación Ubaque se determinó por la disminución en los valores del registro de Gamma Ray. Esta Formación por correlación regional, es asignada al Cenomaniano de acuerdo a Ecopetrol (1992). Estuvo caracterizada predominantemente por capas gruesas de arenisca con intercalaciones de arcillolita limolita y localmente lutita. Como minerales traza se encontró pirita y yeso.

6. OPERACIONES DE PERFORACIÓN

Después de revisar la cuenta de los llanos orientales donde las formaciones de interés están por a profundidades de 10000 ft a 12000 ft, con desafíos en desplazamientos verticales por encima de 2000 ft.

La siguientes es la descripción de la campaña de perforación en los años 2014 a 2019, donde se describen tiempos, costos y consumo de energía, al igual de la descripción de la perforación de un pozo.

6.1 Ciclo de vida del proyecto de perforación.

La campaña de perforación tiene la siguiente estructura de decisiones y va de la mano de grupo de geología y exploración.

Planeación

- a. Define coordenadas.
- b. Busca mejor lugar para hacer la localización.
- c. Se realiza plan de trabajo perforación. Ingeniería conceptual y básica.

Ejecución

- a. Realizar la plataforma de perforación
- b. Contratar equipo de perforación adecuado a lo requerido
- c. Realizar ingeniería de detalle direccional.
- d. Iniciar perforación

6.2 Ejecución de la perforación.

La perforación en la Cuenca de los Llanos Orientales posee el siguiente estado mecánico:

- Etapa inicial.

- Casing intermedio
- Casing productor

En la siguiente grafica se describe como está construido el pozo o como es su estado mecánico, este estado mecánico solo cambiara en el caso de que cambie la coordenada objetivo, lo que hace que cambie la profundidad final y la sección vertical. Tres tipos de pozos con tiempos de Perforación y diferentes coordenadas serán evaluados en la conclusión del proyecto.

El pozo en su construcción o perforación atraviesa las formaciones detalladas en la sección anterior, sin embargo, los objetivos donde se tiene hidrocarburos cambian con respecto a las zonas.

En este caso las formaciones productoras son Mirador, Guadalupe y Gacheta.

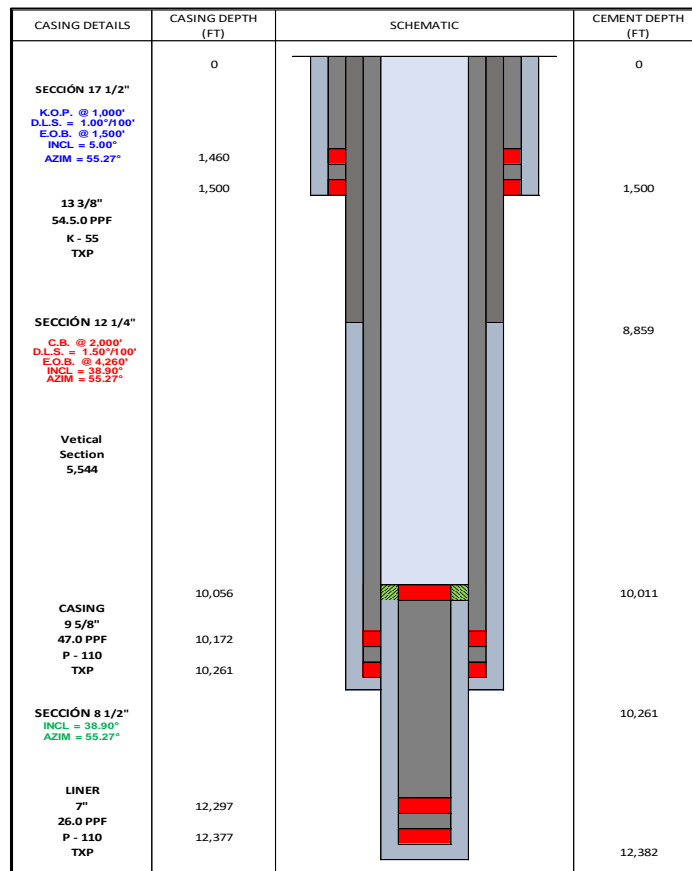


Figura 3. Estado mecánico.

FORMATION DETAILS		
FORMATION	MD TOP	TVD TOP
GUAYABO	SUP	SUP
LEON	5,908	5,385
CARBONERA - MBR C1	7,716	6,902
CARBONERA - MBR C2	8,627	7,666
CARBONERA - MBR C3	8,939	7,928
CARBONERA - MBR C4	9,255	8,193
CARBONERA - MBR C5	9,359	8,280
CARBONERA - MBR C6	10,129	8,926
CARBONERA - MBR C7	10,393	9,148
CARBONERA - MBR C8	10,992	9,650
MIRADOR	11,166	9,796
GUADALUPE	11,484	10,063
GACHETA	11,583	10,146
TOTAL DEPTH	12,382	10,817

Figura 4. Formaciones atravesadas en perforación.

6.3 Secuencia operacional de la perforación:

Después de haber descrito en la sección anterior el tipo de arenas donde se perfora en la cuenca del Casanare, se realiza una descripción de las operaciones de perforación del pozo.

En la siguiente gráfica se presentan los tiempos y costos de perforar un pozo. Se tomó como referencia el pozo 66, el cual es uno de los pozos con tiempos y costos optimizados, de la campaña 2019.

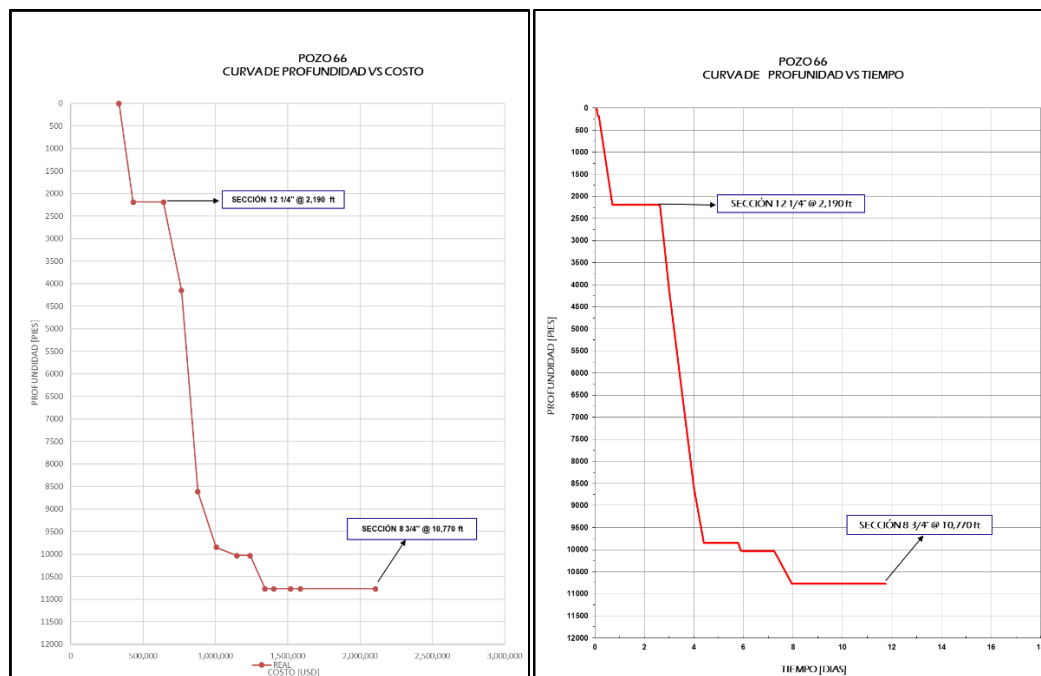


Figura 5. Tiempo – Costos pozo 66 de la campaña perforación. (Fuente: Autor, con información recolectada confidencial de empresa Operadora)

El pozo se perforó en 11.3 días y el costo del pozo fue de 2.2 Millones de Dólares.

La energía consumida (Reporte Operaciones Empresa del Taladro, 2019) en la perforación del pozo día a día, se muestra en al siguiente grafica. Estos valores de potencia día serán usados en la valoración del proyecto para cuantificar los ahorros que se podrán tener con los tres sistemas de generación en estudio.

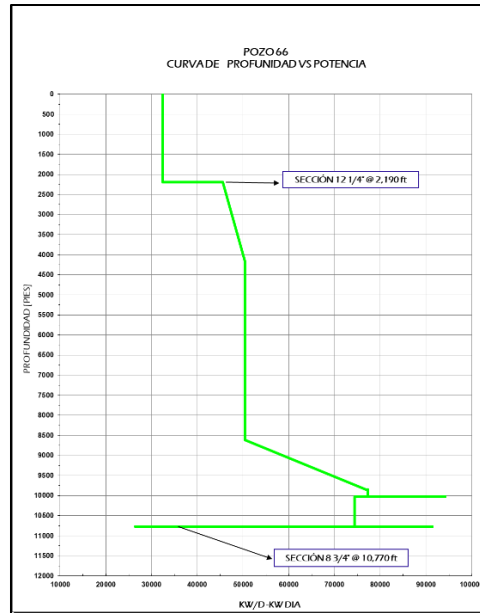


Figura 6. Grafica Profundidad – KW/d pozo 66 de la campaña perforación. (Fuente: Reporte operaciones empresa taladro - 2019)

En la siguiente grafica se tiene la evolución de los 100 pozos perforados desde el año 2014 al 2019 (Fuente: Campaña perforación compañía Operadora. Información confidencial, recolectada por el autor). A través de mejoras operativas se han podido disminuir tiempos y costos de perforación. Al analizar los pozos se realizó normalización de la información debido a que hay pozos que tienen coordenadas finales diferentes, cambiando así la profundidad y la sección vertical.

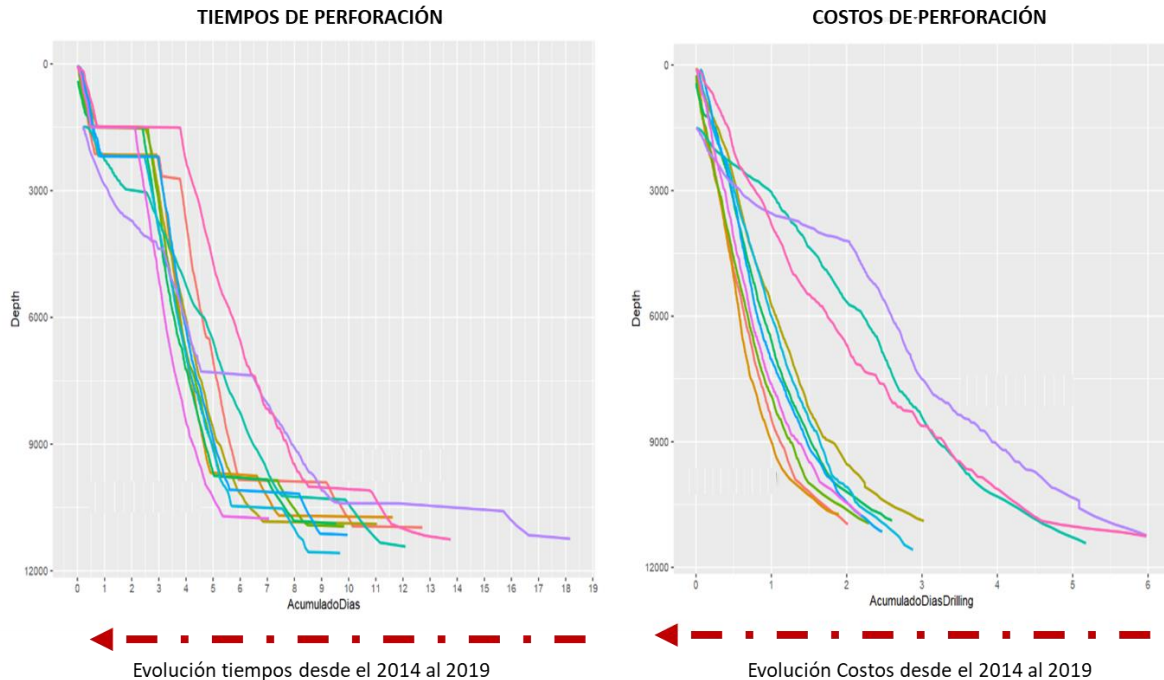


Figura 7. Tiempos y Costos campaña perforación 100 pozos. (Fuente: Autor, con información recolectada confidencial de empresa Operadora)

Como se describe en la figura 8, los tiempos de perforación bajaron desde 18 días hasta un promedio de 9 a 11 días en la perforación y los costos de perforación bajaron de 5 a 6 millones de dólares a un promedio de 2.2 a 2.7 millones de dólares por pozo.

Con estas mejoras operativas y económicas se redujeron en un 40% los tiempos de perforación y en un 55% los costos de perforación.

Con esta reducción de costos, según reportes de la compañía ([www. Sec.gov/Geopark](http://www.Sec.gov/Geopark)) los proyectos de perforación con estas optimizaciones son viables si el precio del petróleo está por encima de 60 USD/barril, por lo cual, se continúa trabajando en buscar optimizaciones. Sin embargo, al llegar los tiempos y costos de los últimos pozos, no es posible desde el punto de vista técnico y comercial con las compañías de servicio, tener optimizaciones significativas.

A continuación, se describe la operación de perforación del pozo 66 de la campaña de perforación de 100 pozos, con información suministrada por la empresa Operadora y ajuste del autor.

El pozo se debe construir tomando como puntos principales la coordenada de superficie; donde está ubicado el taladro y la coordenada objetivo, la cual es definida con geología. Entre la coordenada de superficie y la final, se deben atravesar las formaciones descritas en el capítulo anterior, estos hacen que dependiendo de la coordenada se deba mover horizontalmente el pozo, generando complejidad técnica en la perforación y a su vez se tengan mayores costos.

En los siguientes gráficos se muestra cómo es la construcción del pozo y los puntos de cambio de orientación que se puedan llegar a tener producto de la construcción del pozo. El dog leg o cambio de orientación de la broca mientras se perfora es un indicativo de trabajo direccional del pozo.

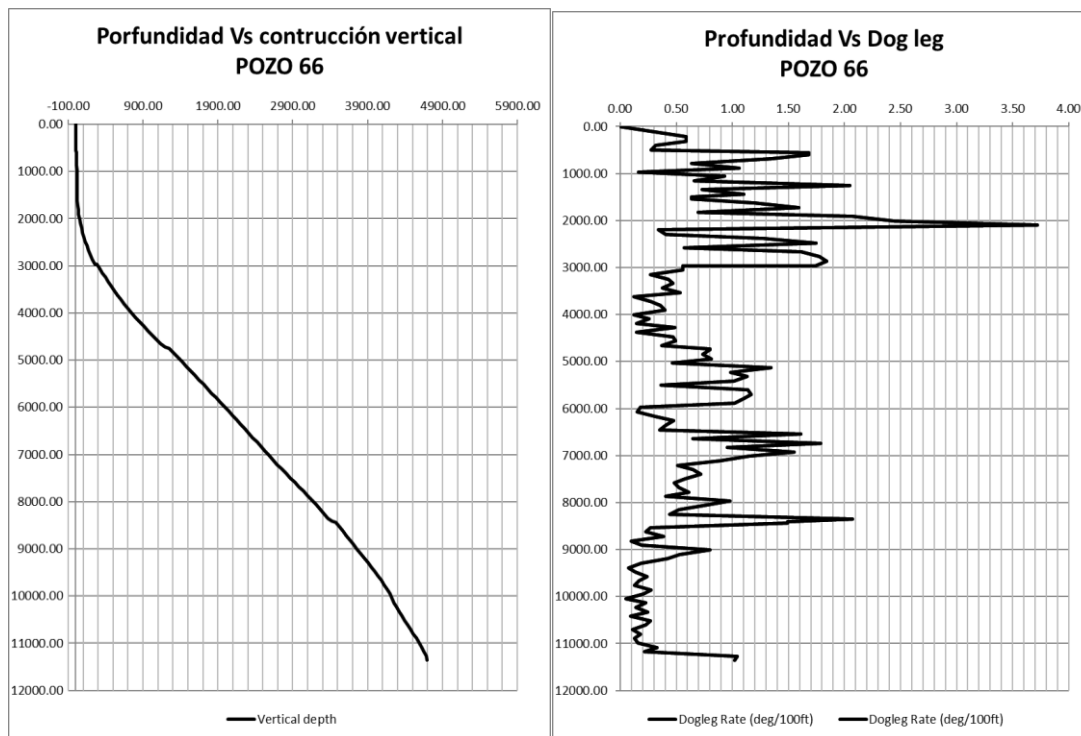


Figura 8. Grafica construcción vertical y dog leg del Pozo 66. (Fuente: Autor, con información recolectada confidencial de empresa Operadora)

A continuación, se resume la secuencia operativa de perforar un pozo. (Reporte final perforación pozo 66 – 2019)

- **Perforación de Intervalo Superior (Superficie – 1400' MD / superficie – 1399.61' TVD**
- a. **Arma ensamble de trabajo en fondo de pozo - Bottom Hole Assembly - BHA No. 01** direccional Measured While Drilling (MWD). Perforó fase de 12-1/4" con BHA No. 01 (Direccional MWD) desde 31 ft hasta 187 ft (Fm. Guayabo). Avance: 156 ft, ROP promedio: 62.4 ft/hr. Perforó BHA No. 01 (Direccional - MWD) desde 187 ft hasta 2,190 ft. Parámetros Q: 500-800 Galones por minuto - gpm, Stand pipe pressure (SPP) off: 1,200-1,800 psi, SPP: 1,900-2,300 psi, Rotación: 60-70 Revolucionese por minuto (rpm) , Torque (T-Q): 2-6 Klb-ft. Avance: 2,003 ft, Rate of penetration – velocidad de perforación o

penetración (ROP) promedio: 154.08 ft/hr. Nota: Repaso una vez cada parada perforada. Bombeó & circuló 50 bbl de píldora viscosa de 9.3 ppg, (“**Libras por galon – Pound per gallon (ppg)**”), viscosidad 180 sec, @ 2,190 ft con movimiento axial (arriba - abajo) hasta obtener retornos limpios en superficie. Parámetros de circulación: Q: 800 gpm, SPP: 2,160 psi. Sacó BHA No. 01 (Direccional - MWD) con DP de 5.5" desde 2,190 ft hasta superficie. Se Bombeó & desplazó 170 bbl de píldora pesada de 10.4 ppg @ 614 ft, chequeo nivel del pozo, Estático 12 ft.

- b. Bajada de Revestimiento:** Bajó revestimiento de 9-5/8" ~ N-80 ~ 36 lb/ft ~ TXP/BTC desde superficie hasta 2,190 ft. Notas: (1) Zapato rimador de 9-5/8". (1) Junta de revestimiento de 9-5/8" ~ N-80 ~ 36 lb/ft ~ TXP/BTC (TXP/BTC, describe tipo de rosca usada en el revestimiento) (www.tenaris.com). (1) Collar flotador (Float Collar). (50) Juntas de revestimiento de 9-5/8" ~ N-80 ~ 36 lb/ft ~ TXP/BTC. Probó funcionamiento de equipo de flotación @ 88 ft con Q: 400 gpm, SPP: 120 psi, Ok. Rompió circulación @ 1,029 ft, con los siguientes parámetros: Q: 250 gpm & SPP: 120 - 180 psi. Circuló pozo @ 2,190 ft, con movimiento axial (arriba - abajo). Parámetros: Q: 250-350 gpm, SPP: 130-200 psi, Rotación: 30 rpm, TQ: 2.0 - 3.0 Klbf-ft.
- c. Cementación:** Realizó cementación de revestimiento de 9-5/8", N-80, 36 lbs/ft, TXP/BTC, como sigue: Bombeó (350) Bbl de lechada principal Halcem (Halcem es producto químico para mejorar el frague de la lechada) (www.haliburton.com) (14.5 ppg) @ 6 bpm. * Liberó Top Plug. Desplazó lechada principal como sigue: (10) Bbl de agua fresca (8.33 ppg) @ 8 bpm, con la unidad de cementación. (100) Bbl de lodo (9.4 ppg) @ 8 bpm, con las bombas del equipo. (40) Bbl de Lodo @ (9.4 ppg) @ 4 bpm, con las bombas del equipo. (16) Bbl de Lodo @ (9.4 ppg) @ 2 bpm, con las bombas del equipo. Presión final de

desplazamiento: 560 psi. Presión de sentamiento Top Plug: 1,100 psi. Back Flow: 3 Bbl.

No observó retorno de cemento en superficie.

Costo de perforar Etapa: \$ 432.083 USD

Tiempos de perforar etapa: 45 horas

Potencia Consumida en la etapa: 253.440 KW

- **Perforación de etapa intermedia y productora (1400' – 11720' MD / 1400' – 9865.47' TVD)**
 - a. **Armó ensamble de trabajo en fondo BHA #2.** Bajó desde 108 ft hasta 1402 ft MD. Realiza drill out o limpieza del collar y cemento. Se inicia perforación de sección de 8-3/4". Se observa tendencia a mantener inclinación en el primer survey de la sección @ 1559 ft con inclinación: 5.84° y azimut (dirección): 18.20°. Se perfora rotando hasta 1816 ft MD profundidad a la cual continua la construcción de la curva del pozo, deslizando en promedio 16 ft y obteniendo severidad promedio de 1.5°. Se construye curva desde 1816 ft MD hasta 5700 ft MD con 280 ft deslizados (22%), severidad promedio de 1.66°/100 ft y máxima de 2.67°/100 ft. Al final de la curva se posicionó la trayectoria a 8.07 ft (6.77 ft arriba y 4.38 ft a la derecha) del plan direccional, con inclinación de 25.49° y dirección 21.93°. A partir de 5740 ft MD y hasta 6377 ft (parte superior – media de la formación León). Desde 6377 ft hasta tope tentativo de Carbonera C1 a 7380 ft, la tendencia a tumbar inclinación es mayor, por lo cual se incrementan los intervalos deslizados entre 17 y 25 ft por parada. Desde 7609 ft hasta 8284 ft, se realiza trabajo direccional para terminar de verticalizar la trayectoria, dejando la trayectoria con inclinación de 0.66° y azimut 31.84°. Una vez en la vertical se observa tendencia de construcción en el cuarto cuadrante (342-308°). Debido a este comportamiento se hace necesario realizar correcciones para llevar el pozo al segundo

cuadrante (azimut: 171-152°) con éxito. Con el survey a 8779 ft, profundidad de broca a 8813 ft, se debe observar una inclinación de 1.95° en dirección 308.53° por lo que se realiza corrección de 17 ft, logrando tumbar la inclinación hasta 1.57° y girarlo hasta la dirección de 268°. Se realizan otras dos correcciones de 7 y 25 ft con el objetivo de girar la trayectoria en dirección del segundo cuadrante, lo cual se logra, obteniendo survey con inclinación 1.5° en dirección 156° promedio. El survey a 9345 ft - broca a 9380 ft, muestra inclinación de 1.76° en dirección 170°. Se tomó un survey de chequeo 30 ft más abajo, el cual mostró inclinación de 2.19° en dirección 170°. Se perforó hasta 9476 ft y tomó survey con inclinación de 3.26° en dirección 167°. Se incrementó caudal de 500 a 530 gpm (Desde 10123 ft hasta 10141 ft) (observó mejoría; sin embargo, por orden de la operadora no es posible manejar este caudal, sólo se manejó en este intervalo). Continuó perforando sección de 8-3/4" rotando desde 10354 ft hasta profundidad final del pozo de 10766 ft. Realizó sección repetida desde 10710 ft hasta 10766 ft. Bombeó y circuló píldora de limpieza hasta fondos arriba. Tomó parámetros, presiones reducidas y chequeó flujo por 10 minutos. Saca BHA hasta superficie sin problemas.

Costo de perforar Etapa: \$ 1.674.452 USD

Tiempos de perforar etapa: 191 horas

Potencia Consumida en la etapa: 1'563.600 KW

Con esta secuencia operativa se perforan los pozos en estudio en la cuenca de Casanare.

Tiempos totales 11 días, costos totales \$ 2.2. MUSD. El consumo de energía es de 2'200.000 KW/proyecto.

7. VALORACIÓN DE EMPRESAS DE HIDROCARBUROS

Para poder comprender como afecta la perforación las finanzas de las empresas, es necesario hacer una introducción a la valoración de las empresas de hidrocarburos. Estas variables y términos serán usados en la parte final del trabajo para obtener los resultados del análisis energético.

El negocio de exploración y Producción de hidrocarburos es de alto riesgo, dada su dependencia continua de inversión y de las acumulaciones comerciales de hidrocarburos que puede llegar a tener varios intentos fallidos antes de tener éxito. (Ted Lawrence-2018).

Los ingresos por ventas están determinados por los volúmenes de hidrocarburos que se puedan producir, estos volúmenes son llamados reservas 2P. En la valoración económica de las empresas de hidrocarburos la variable más importante a analizar es la ganancia antes de impuestos, también llamado EBITDA por su nombre en inglés (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization). EBITDA es la relación de ventas menos los costos de operación, lo que representa la capacidad de la empresa en generar ganancias gracias a su actividad productiva, sin embargo, en la vida del proyecto producto de reemplazo de reservas, aumento de requerimientos técnicos u otros, se requiere generar inversiones las cuales se deben descontar año a año de las ganancias antes de impuesto para así llegar al flujo de caja operativo. Según la Figura 10.

Adicionalmente a la evaluación de los costos operativos y de inversión, se debe realizar la evaluación de ventas basados en variables que no son controlables por la empresa; precio del barril, lo cual puede llevar a que el proyecto posea más o menos ganancias, haciendo que pueda no ser rentable o tener punto de equilibrio.

Full Cycle	Half Cycle	Capital Expense	Finding	Exploration	
				Leasing	
				Reservoir Delineation	
			Development	Engineering	
				Gathering Pipelines	
				Roads & Other Infrastructure	
				Cost of Financing Field Development	
				Decommissioning	
				Cost of Financing Well Development	
				Well Pad Construction	
	Production	Operating Expense	Lifting Cost	DUC	Well Construction
					Drilling, Casing, Cementing
					Completion
	Production	Operating Expense	Lifting Cost	F	Lease Operating Expense
					Repairs & Maintenance
					Fuels and Electric Power
					Labor
					Royalties & Taxes
					Transport to Market
					Water & Waste Disposal
General & Administrative					

Figura 9. **Tight Oil Development Economics.** (Sergey Paltsev 2016)

El análisis de los flujos de caja descontados y su riesgo son los pilares del análisis de oportunidades de negocio y proyectos dentro de la industria petrolera debido a que como característica sobresaliente se manejan grandes inversiones y los niveles de incertidumbre son bastante altos comparados con otros sectores. Desgraciadamente, la ciencia de los modelos económicos y el análisis de riesgo no proveen todas las respuestas también se necesita un poco de intuición y experiencia al momento de evaluar un proyecto petrolero.

Los siguientes son los principales indicadores importantes de revisar en un proyecto de desarrollo petrolero:

- **CAPEX - Capital Expenditures ó Inversiones de Capital.**

La característica principal de los gastos de capital, (CAPEX), es que son costos de inversión, que usualmente ocurren al principio del proyecto. Estos grandes gastos se deben realizar varios años antes de obtener ganancias.

- **OPEX - Operational Expenditures ó costos operacionales**

La característica principal de los gastos operacionales (Operating Expenditures, OPEX) es que ocurre periódicamente y es necesario durante las operaciones diarias en el campo. En el análisis de flujo de caja, los costos operativos se expresan usualmente en términos de desembolso por año o desembolso por barril o por miles de pies cúbicos.

7.1 Indicadores Financieros

- **VPN o VAN (Valor Presente Neto o Valor actual Neto)**

El método del valor presente neto se basa en el concepto del valor equivalente de todos los flujos de efectivo relativos a alguna base o punto de inicio en el tiempo, llamado presente. Es decir, considera el valor del dinero en el tiempo y compara el valor presente de los beneficios de un proyecto contra el valor de la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales. Cuando el valor presente neto es negativo, el proyecto debe rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Muestra la capacidad del proyecto de generar valor

Entonces, el criterio de decisión es el siguiente:

Si $VPN > 0$ el proyecto se acepta

Si $VPN < 0$ el proyecto se rechaza

La fórmula que permite calcularlo es la siguiente

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{Rt}{(1+i)^t} - \text{Inversión inicial}$$

Donde:

R = flujos de efectivo

t = períodos de tiempo que van desde 1 hasta n

i = tasa de rendimiento esperada

- **Tiempo de Repago (payback)**

El dinero que se ha de invertir para la ejecución de cualquier proyecto tiene que ser recuperado para que éste sea considerado como lucrativo o beneficioso. El tiempo de recuperación del mismo es muy importante y constituye el centro de atención del análisis de un proyecto, ya que de este depende el grado de rentabilidad que se espera obtener y así asegurar una ganancia razonable. Indica cuanto tiempo dura expuesta la inversión

Para calcular el payback, utilizamos la siguiente ecuación:

$$\text{Payback} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Flujo de efectivo anual}}$$

- **TIR (Tasa Interna de retorno)**

El cálculo de la TIR nos dará un valor porcentual que nos informará sobre el retorno que puede arrojar del proyecto cada año. Una vez que se ha calculado la TIR se compara con la Tasa de Oportunidad para decidir si el proyecto es viable. la tasa de oportunidad es el valor de dinero ponderado por el dueño, puede incluir tasas de interés, inflación o un conjunto de variables que generan esta tasa, para el caso de la industria de hidrocarburos se utiliza una tasa de oportunidad de 10. Si la TIR es mayor o igual a la Tasa de Oportunidad, la alternativa es aceptable. La TIR

muestra la rentabilidad de un proyecto, favoreciendo aquellos con ingresos tempranos. No ofrece una idea de la capacidad de generar caja.

Aunque las dos fórmulas, la de VPN y TIR son iguales, el VPN analiza todos los flujos de cajas futuros del proyecto, mientras la TIR me va a mostrar la tasa en años en que recuperamos la inversión.

$$TIR = \sum_{t=1}^n \frac{Rt}{(1+i)^t} - \text{Inversión inicial} = 0$$

Donde:

R = flujos de efectivo

t = períodos de tiempo que van desde 1 hasta n

i = tasa de rendimiento esperada

7.2 Flujo de Caja

El flujo de caja es la materia prima principal para calcular el valor de una firma, medir la rentabilidad de un proyecto de inversión, planificar las operaciones o establecer la capacidad de pago de una deuda, algo a lo cual las entidades financieras suelen prestar mucha atención.

Una máxima financiera nos dice: “que mientras el estado económico representa una opinión - ya que los criterios contables pueden modificar el resultado de la firma - el cash flow es un hecho, una cifra única”. Muchas de las diferencias de criterio que aparecen en el estado económico, desaparecen cuando transformamos las mismas en flujos de caja. En la proyección de los estados financieros intervienen una serie de variables que el buen juicio del analista debe tamizar: la evolución de la actividad económica y su relación con las ventas de la firma; la relación entre éstas y los costos; la rotación de los bienes de cambio, etc.

A menudo es corriente escuchar hablar de distintos tipos de flujo de caja (cash Flow) tales como el flujo de caja libre (free cash flow), flujo de caja para el accionista, flujo de caja de capital, flujo de caja operativo, etc. En realidad, son todas medidas diferentes de un mismo flujo.

El flujo de caja integrado con los estados contables nos muestra una "foto" de la posición de caja de la empresa en un momento determinado.

En esencia, se consideran ingresos para el cash flow las disminuciones de activos, los incrementos de pasivos, los resultados positivos y los aportes societarios. Se consideran egresos los aumentos de activos, las disminuciones de pasivos, los resultados negativos y los dividendos en efectivo:

Los puntos de partida para la realización del flujo de caja pueden ser:

- a) El EBITDA o resultado operativo
- b) Las ventas
- c) La utilidad neta después de impuestos

Independientemente del punto de partida, el cash flow obtenido debe ser el mismo en todos los casos.

Cuando se parte del EBITDA, se empieza del resultado operativo antes de intereses e impuestos; ya se han deducido los costos de producción y los gastos comerciales y de administración. Luego se siguen los siguientes pasos:

1. En primer lugar sumamos al EBITDA la depreciación y la amortización, debido a que estos conceptos no representan egresos reales de caja. De esta operación surge el EBITDA, que representa el resultado operativo antes de restar la depreciación y la amortización.

2. Sumamos o restamos, según corresponda, los cambios en el capital de trabajo. Por ejemplo, los incrementos en inventarios y en cuentas a cobrar se restan, por ser estos incrementos en activos,

y por lo tanto representan erogaciones de fondos. Por otra parte, sumamos los incrementos en cuentas a pagar, o los aumentos en deudas sociales y fiscales, por representar ingresos de fondos al ser incrementos de deudas. Al final, llegamos a la “caja generada por las operaciones”.

3. Restamos todo incremento de activos fijos o sumamos las disminuciones. Este rubro representa la “inversión” de la empresa.

4. Sumamos o restamos según corresponda los rubros que hacen al financiamiento de la empresa: por ejemplo, sumamos todo incremento de deuda y viceversa, y restamos dividendos en efectivo.

5. Finalmente, sumamos a la caja de operaciones los valores de los flujos de inversión y financiamiento de la empresa para obtener el cash flow neto. Sumando a este último el saldo de caja inicial que figura en el balance de la empresa, obtenemos el saldo de caja proyectado para el próximo año.

7.3. Flujo de caja del proyecto.

Para la valoración del proyecto se tiene en cuenta el siguiente flujo de caja.

Tabla 1.

Flujo de caja

FLUJO DE CAJA	
Producción	P
Total Revenues (venta de producción)	A
Selling expenses (costos de transporte)	B
OPEX (Costos operativos)	C
EBITDA (ganancias antes de impuestos)	D= A-B-C
CAPEX (costos Capital)	E
Operation Cash Flow	F= D-E
Income tax and others	G
Cash Flow before Debt	F-G

8. ¿QUÉ SISTEMA DE GENERACIÓN SE DEBERÍA USAR EN LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN?

Las compañías que prestan servicio de perforación de pozos a las empresas operadoras, incluyen el suministro de energía en su tarifa. La energía en la mayoría de las empresas prestadoras de servicio es generado por medio de motores que utilizan combustible Diesel, esto debido a que es un sistema más flexible para movilizaciones y mantenimientos.

Con el fin de definir el mejor sistema de generación, buscando mejorar la gestión energética y reducción en costos en la perforación, se van a evaluar sistemas de generación Diesel, gas e interconexión eléctrica a la red nacional.

8.1 Equipos electrógenos

El proceso de combustión se puede definir como la combinación química rápida del oxígeno con elementos del combustible, los principales elementos del combustible son el carbono, hidrógeno y azufre, siendo este último de menor importancia como fuente de calor. Cuando el carbono e hidrógeno se queman completamente con oxígeno se transforman a CO_2 y H_2O según las siguientes reacciones:



El objetivo de la combustión es liberar el calor máximo, minimizando pérdidas por una combustión incompleta y el aire en exceso. La oxidación completa de los elementos y compuestos del combustible requiere una temperatura suficientemente alta que permita la ignición de los constituyentes, mezcla o turbulencia y suficiente tiempo de residencia para completar la reacción.

Los Grupos Electrógenos (GE) corresponden en general a motores de combustión interna encendidos por compresión que utilizan petróleo diesel, gasolina o gas natural como combustible.

El motor está conectado directamente a un generador de corriente alterna, que permite obtener la energía eléctrica deseada. Usualmente el conjunto es completado con el sistema de almacenamiento del combustible, permitiéndole al sistema operar en condiciones portátiles.

Los generadores eléctricos están disponibles en gran variedad de tamaños y configuraciones las que dependen de los requerimientos de energía necesarios. Se pueden emplear para la generación de energía en sectores sin suministro, para respaldo en horas de altos costos, para emergencias en el suministro o fallas en los sistemas de alimentación. Los generadores eléctricos permiten tener un suministro de energía en muy corto tiempo, por lo cual son empleados también como respaldo en el suministro de energía a sectores poblacionales en situaciones de corte de la red interconectada. Las variables relevantes que definen las categorías de estos equipos son:

- Cilindrada.
- Potencia.
- Uso (emergencia o respaldo), define el nivel de actividad previsto.
- Tipo de usuario: Fábricas, Edificios, Hospitales, Escuelas.

En general, en las aplicaciones industriales se puede considerar que los equipos utilizados son conformados con motores de cuatro tiempos. La tecnología de los motores utilizados ha cambiado sólo en los últimos años con la introducción de los motores “common rail” que permiten controlar y reducir las emisiones de material particulado y NOx. El uso de sistemas de control computarizados que regulan la inyección de combustible y aire, así como el desarrollo de equipos de control de emisiones, tales como la reducción catalítica selectiva, permiten reducir considerablemente las emisiones cumpliendo la normativa internacional vigente

8.2 Motores Diesel vs Motores Gasolina

Los motores son máquinas destinadas a producir energía a partir de un combustible en una masa de aire, la cual ha sido previamente comprimida hasta alcanzar una presión suficientemente elevada. Por el hecho de ser una máquina destinada a producir energía recibe el nombre de motor, por otra parte, como la combustión tiene lugar en el interior del motor se dice que se trata de un motor de combustión interna, en contraste con los motores de vapor los cuales queman el combustible al exterior de la máquina. En ambos casos el calor es convertido a energía mecánica.

Tanto los motores diésel como de gasolina funcionan como combustibles líquidos. La gasolina y el diésel (aceite pesado o gasoil) se obtienen todos del petróleo bruto y entre ellos se distinguen principalmente por la volatilidad o facilidad con que pueden pasar del estado líquido a vapor. La gasolina es muy volátil, es decir, se evapora a temperatura baja, mientras que el Diésel necesita más calor para evaporarse. Ambos tipos de motores son de combustión interna, es decir, queman el combustible al interior de los cilindros, muchos motores Diésel funcionan con ciclos de cuatro tiempos, el pistón realiza una carrera aspiración (descendente), una carrera de compresión (ascendente), una carrera motriz (descendente) y una carrera de escape (ascendente).

Existen tres diferencias fundamentales entre los motores Diésel y los de gasolina: primero los motores Diésel encienden el combustible exclusivamente, mediante calor generado por la compresión y por lo tanto carecen de sistema de encendido; segundo, los motores diésel aspiran solamente aire al llenar los cilindros y por lo tanto carecen de carburador; tercero, los motores diésel introducen el combustible en los cilindros bajo la forma de chorro pulverizado a alta presión y por lo tanto utilizan una bomba de inyección de combustible.

Los motores Diésel carecen de sistema de encendido, o sea no tienen bujías que reciban corriente de alta de tensión procedente de un distribuidor, ni bobina, avance de encendido, batería

o magneto. Ninguno de estos dispositivos es necesario en los motores diésel porque el encendido del combustible se lleva a cabo por simple contacto con aire muy caliente que ha sido previamente comprimido a muy alta presión dentro del cilindro. Un motor Diésel aspira hacia el interior de cada uno de sus cilindros únicamente aire, comprimiéndolo durante la carrera de compresión antes de que el combustible penetre en el cilindro.

En los motores a gasolina el aire se mezcla con el combustible dentro de un carburador, exterior a los cilindros y antes de que penetre en estos a través de las válvulas de admisión, durante la carrera de aspiración. La compresión en los motores diésel es muy superior a la compresión de los motores de gasolina. La relación de compresión en los motores de gasolina está limitada por el hecho que el combustible es también comprimido junto con el aire y si la mezcla de aire y gasolina se comprime excesivamente, esta puede calentarse tanto que se inflame por si misma prematuramente, es decir, sufrir un pre encendido antes de que el pistón finalice la carrera de compresión, lo que frenaría el movimiento de este. Incluso una compresión solo ligeramente superior a la correcta puede ser causa de detonación, puesto que parte de la mezcla puede quemarse antes de que la llama producida por la chispa llegue hasta ella.

Los motores tienen las siguientes características: inyección directa de combustible, inyección unitaria electrónica que se acciona mecánicamente, turbocompresor y enfriado aire a aire (ATAAC). El sistema de control del motor electrónico proporciona las siguientes funciones: Regulación electrónica, control automático de la relación aire combustible, conformación de la elevación de par, control de sincronización de la inyección y funciones de diagnóstico del sistema. Un regulador electrónico controla la salida de los inyectores unitarios a fin de mantener las revoluciones por minutos (RPM) del motor que se desean. Las funciones del regulador incluyen una velocidad baja en vacío programable y una sobre marcha del regulador de 20 a 200 rpm. Las

presiones de inyección muy altas son producidas por inyectores unitarios accionados mecánicamente y controlados electrónicamente. Los inyectores combinan el bombeo y la dosificación electrónica del combustible (la duración y la sincronización) durante la inyección. Los inyectores unitarios controlan con precisión la limitación del humo, el humo blanco y los regímenes de aceleración del motor. Hay un inyector unitario por cada cilindro. Los inyectores unitarios individuales dosifican el combustible. Los inyectores unitarios individuales también bombean el combustible. La dosificación y el bombeo se hacen bajo alta presión. Las presiones altas de inyección ayudan a reducir el consumo de combustible y las emisiones. El uso de este tipo de inyector unitario proporciona control electrónico total de la sincronización de la inyección. La sincronización de la inyección varía según las condiciones de operación del motor. El rendimiento del motor se optimiza en las siguientes áreas:

- Arranque
- Emisiones
- Ruidos
- Consumo de combustible

El avance de sincronización se logra mediante el control preciso del encendido de los inyectores. La velocidad del motor se controla ajustando la duración del encendido. Un sensor de velocidad/sincronización del motor proporciona la información al módulo de control electrónico (ECM). La información es para la detección de la posición del cilindro y la velocidad del motor. Los motores tienen funciones de diagnóstico incorporadas para asegurar que todos los componentes estén funcionando y operando apropiadamente. En caso de que un componente del sistema se desvíe de los límites programados, el operador recibirá una advertencia por medio de una luz de diagnóstico montada en el tablero de control.

El sistema de enfriamiento consta de los siguientes artículos: una bomba centrífuga impulsada por engranaje, termostato del agua, un enfriador de aceite y un radiador con un sistema de derivación.

El aceite lubricante del motor es suministrado por una bomba de engranajes. El aceite lubricante del motor es enfriado y filtrado. Las válvulas de derivación proporcionan flujo libre del aceite lubricante a las piezas del motor cuando la viscosidad del aceite es alta o si el enfriador del aceite o los elementos del filtro de aceite (cartucho de papel) quedan obstruidos.

8.3 Motores a gas

Los combustibles gaseosos de mayor aplicación en la industria son el gas natural y el propano comercial. El gas natural se compone principalmente de metano con pequeñas cantidades de etano y otros hidrocarburos. Carece prácticamente de gas incombustible y residuos sólidos. Su poder calorífico oscila entre 8000 kcal/Nm³ y 10.500 kcal/Nm³.

El propano comercial está compuesto en su mayoría por propano con pequeñas cantidades de etano y butano. Se obtiene de las primeras fracciones de destilación del petróleo y es fácilmente licuable para su almacenamiento en botellas a presión.

Dependiendo de las condiciones de presión y temperatura que provoquen la reacción del combustible en el motor, se pueden distinguir los dos siguientes ciclos en los motores:

- Ciclo OTTO, el combustible introducido en el motor reacciona por la ignición de una chispa.
- Ciclo DIESEL, el combustible introducido en el motor reacciona al ser sometido a alta presión y temperatura.

El gas puede ser utilizado como combustible principal en los motores con cualquiera de los dos ciclos.

En los motores que utilizan como combustible gas natural, es necesaria la adición de una pequeña cantidad de fueloil gasoil, aproximadamente un 5% del combustible total, para que faciliten la explosión de la mezcla de combustible-aire. Estos motores son denominados duales.

El gas natural posee un índice de octano en torno a 130. El proceso de combustión es muy similar al de un motor de gasolina. El aire aspirado por el motor se mezcla en el colector de admisión con el gas natural por efecto “venturi” o por inyección. La mezcla es introducida en el cilindro por la válvula de admisión para posteriormente ser comprimida y explosionada tras saltar la chispa en la bujía.

Dependiendo del rango de potencias, para la combustión de gas se utiliza uno u otro de los motores. Frecuentemente son utilizados los de ciclo OTTO hasta potencias unitarias de 5.000 kW y entre 3.500 y 15.000 kW los de ciclo diesel.

8.4 Mantenimiento de Generadores

Un departamento de mantenimiento puede representar entre el 10% y el 35% del capital operativo. Este número dependerá en primer lugar de la capacidad instalada, tipos y complejidad de los procesos, tecnología e incluso la ubicación geográfica. Los presupuestos de mantenimiento deben traducirse en generar disponibilidad y confiabilidad de los procesos lo cual conlleva en una reducción de los costos operativos del sistema.

Una reducción en las actividades de mantenimiento puede generar fallas con consecuencias en la integridad del personal, medio ambiente y/o instalaciones, lo cual conllevaría a un sobre costo mucho mayor que el costo operativo. Un programa de mantenimiento bien planeado y con

opciones de mantenimiento bien escogidas impacta de forma positiva los costos de operación, ya que disminuyen el mantenimiento reactivo que normalmente por disponibilidad de repuestos es más costoso que el preventivo; disminuyen las horas extras para atender corrección de fallas inesperadas; disminuyen las compras de emergencia y todos los costos adicionales que estas incluyen; disminuye el riesgo de accidentes y sus costosas consecuencias y, finalmente, impacta en reducir las pérdidas de producción y el costo asociado a estas.

8.5 Interconexión eléctrica – nacional.

La interconexión eléctrica nacional nace a partir de la necesidad de tener un sistema de generación a menos costos y poder así utilizar las fuentes de generación disponibles y más amigables con el ambiente.

El mercado mayorista de energía está dividido en generación, transmisión, distribución y comercialización de energía. Cada una de estas divisiones tiene unas funciones y responsabilidades en el mercado. Los entes encargados de la regulación se listan en la siguiente figura:



Figura 10. Funcionamiento del mercado eléctrico colombiano (ACOGEN 2016)

En Casanare, el área de estudio, se tiene sistema interconectado entre Villanueva y Tauramena Casanare. La Empresa comercializadora y distribuidora de energía es Enerca. Actualmente la empresa operadora de hidrocarburos dispone de 4 GW/h disponible, según contrato que han realizado con la empresa comercializadora de energía en el año 2018.

La empresa operadora de hidrocarburo, utiliza 2.6 Gw/h de energía para la operación de las facilidades, levantamiento artificial de pozos y campamentos, con este balance, quedan disponibles 1.4 G w/h de energía, los cuales se podrán usar para el suministro a los equipos de perforación

El consumo de energía promedio por pozo de un equipo de perforación es de 9 MW/h, la potencia requerida se puede suplir el contrato actual de energía de la empresa operadora.

El sistema interconectado en su mayoría es energía generada con hidroeléctricas y una porción de energía es generada por termoeléctricas. En el área del Casanare la energía es soportada por la hidroeléctrica de Chivor y de la termocasanare. En caso de tener mayor demanda, se interconecta con la red nacional hacia Boyacá. (<http://www.siel.gov.co/>).

El mantenimiento de la red es económico, este mantenimiento se tiene en cuenta en el análisis económico del proyecto. Entre los principales puntos de mantenimiento esta: Poda de árboles, Termografía, mediciones eléctricas, cambio de aisladores, retiro de nidos y protección ante descargas eléctricas. Ebeling, Charles E. (1997).

9. ANÁLISIS AMBIENTAL

9.1 Licenciamiento y autorizaciones ambientales

9.1.1 Marco Normativo Colombiano. La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA - es la encargada en Colombia de que los proyectos, obras o actividades sujetos de licenciamiento, permiso o trámite ambiental cumplan con la normativa ambiental, de tal manera que contribuyan al desarrollo sostenible del país.

La Licencia Ambiental es el instrumento administrativo mediante el cual la autoridad ambiental autoriza la ejecución de una obra, proyecto o actividad, en sus etapas de construcción, operación y desmantelamiento. El Decreto 2820 de 5 de agosto de 2010 del MAVDT, determina los proyectos que requieren licencia ambiental y las autoridades competentes para otorgarlo.

En lo referente al sector eléctrico, el Ministerio de Ambiente ha definido para la elaboración de los estudios ambientales, términos de referencia de los proyectos de generación y transmisión eléctrica: Diagnóstico Ambiental de Alternativas – DAA, y Estudio de Impacto Ambiental –EIA, igualmente ha adoptado las Guías Ambientales de Referencia para los estudios (Resolución 1023 de 2005).

Adicionalmente, mediante la resolución 1503 de 4 de agosto de 2010, el MAVDT definió la metodología general para la elaboración de los Estudios de Impacto Ambiental, para todo tipo de proyectos.

El Decreto 2820 de 5 de agosto de 2010 establece que la Licencia Ambiental incluye los permisos y autorizaciones requeridos para el uso y aprovechamiento de los recursos naturales renovables necesarios para el desarrollo del proyecto, los cuales deben ser descritos en el Estudio de Impacto Ambiental – EIA. Estos permisos, en general, se otorgan por toda la vida útil del proyecto.

De otra parte, cuando se requiera hacer modificación a la Licencia Ambiental, se debe solicitar autorización al MAVDT. En el año 2009, mediante gestión realizada ante este Ministerio por el sector eléctrico, se aprobó una modificación al Decreto 1220 de 2005 en lo referente a los casos en que se requiera modificaciones menores de la Licencia Ambiental, el cual fue aprobado mediante la Resolución 2101 de 2009 de este mismo Ministerio.

El decreto 2820 de 5 de agosto de 2010, establece que se debe informar a las comunidades el alcance del proyecto, con énfasis en los impactos y las medidas de manejo propuestas y valorar e incorporar en el Estudio de Impacto Ambiental - EIA. En los casos en que se requiera, deberá darse cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 76 de la Ley 99 de 1993, en materia de consulta previa con comunidades indígenas y negras tradicionales y al Decreto 1320 de 1998 o al que lo sustituya o modifique.

En cuanto al cobro de servicios de evaluación y seguimiento de la licencia ambiental, autorizaciones y demás instrumentos de control y manejo ambiental, la Ley 633 de 2000 faculta al Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial para el cobro de dichos servicios; la Resolución 1110 de 2002 establece las tarifas y el procedimiento para su cobro. La Ley 1450 de 2011, por medio de la cual se aprueba el Plan Nacional de Desarrollo 2010- 2014, especifica las condiciones y requisitos mínimos que deben tener las personas y empresas que realicen EIA.

La construcción de la interconexión entre las plataformas probablemente no requiera el trámite de una nueva licencia ambiental, ya que no está impactando un área diferente en la que se encuentra la operación, aunque se recomienda realizar un análisis de impacto ambiental que pueda llegar a representar el cambio.

La interconexión al sistema eléctrico nacional que se encuentra a 35 Kms de la principal subestación eléctrica de la operadora de hidrocarburo; ubicada en el municipio de

Tauramena Casanare, podría necesitar según el artículo 8 del mencionado Decreto una modificación a la licencia ambiental ó la solicitud de una nueva, dependiendo del estudio de impacto ambiental del tendido de las líneas de trasmisión necesarias, enfatizándose que en el transcurso del trazado de la línea eléctrica se encuentran fincas sembradas de palma de aceite africana.

9.2 Impacto Atmosférico

9.2.1 Marco Normativo Colombiano. En Colombia se ha regulado en materia de la calidad del aire a nivel de inmisión (Resolución 601 de 2006 del MAVDT, modificada por las Resoluciones 610 y 760 de 2010 del MAVDT).

Así mismo, el Decreto 909 de 2008 estableció los estándares de emisión admisible de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas. Se adoptó el protocolo para control y vigilancia de contaminación de fuentes fijas (Res. 760/10) y para monitoreo y seguimiento de calidad del aire (Res. 650/10) e igualmente, se creó el Subsistema de Información de Calidad del Aire – SISAIRE (Res. 651/10).

Mediante Resolución 935 de 2011, se establecen los métodos para la evaluación de emisiones contaminantes por fuentes fijas y se determina el número de pruebas o corridas para la medición de contaminantes en fuentes fijas. La Resolución 760 de 2010, también desarrolla el Protocolo para el Control y Vigilancia de la Contaminación Atmosférica generada por Fuentes Fijas (Resolución 760 de 2010 el cual se ajustó mediante Resolución 2153 de 2 de noviembre de 2010).

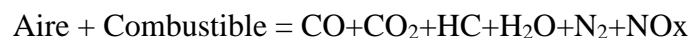
9.2.2 Emisiones Atmosféricas.

Los principales contaminantes atmosféricos son los gases de efecto invernadero que potencian el cambio climático (CO₂, CH₄, NO_x, SO_x...), los Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (PAHs) y las partículas (PM₁₀ y PM_{2.5}).

Si la combustión de los motores fuese completa o perfecta, las emisiones resultantes de la misma serían exclusivamente: nitrógeno (N_2), anhídrido carbónico (CO_2), vapor de agua (H_2O) y oxígeno. Evidentemente, esto no es así, la combustión siempre es incompleta y, dependiendo del tipo y condiciones de funcionamiento de cada motor, en las emisiones emitidas a la atmósfera a través del tubo de escape se pueden localizar una cantidad de componentes nocivos próxima al 1%.

Entre las emisiones contaminantes emitidas por los motores destacan, por cantidad y toxicidad, el monóxido de carbono (CO) y las partículas sólidas en forma de cenizas y hollín, resultantes de mezclas con exceso de combustible y déficit de aire. Otras emisiones contaminantes generadas en la combustión de los motores son: los óxidos de nitrógeno (NO_x), resultantes de las altas temperaturas de la combustión y los hidrocarburos no quemados (HC), resultantes de la combustión incompleta, partículas, plomo y dióxido de azufre (SO_2).

Todos estos productos se obtienen a partir del aire y del combustible que ingresa al motor, el aire tiene un 80% de Nitrógeno y un 20% de Oxígeno (aproximadamente). Por lo que la reacción que tiene lugar es:



a. CO (MONÓXIDO DE CARBONO):

Es el resultado de la combustión incompleta del combustible, debido a la escasez de oxígeno no es posible la oxidación completa del carbono para formar CO_2 y por tanto aquellas condiciones que propician la combustión total tienden a reducir la cantidad de CO presente en el escape. Un factor importante es la relación aire-combustible. En los motores diesel las mezclas son siempre pobres y por ello las emisiones de CO son muy bajas. Afecta la salud, se unen irreversiblemente a

la hemoglobina de la sangre disminuyendo así su capacidad para transportar oxígeno a los tejidos. Afecta la capacidad de trabajo físico e intelectual. Inhibe el sistema enzimático que metaboliza fármacos.

b. CO₂ (DIÓXIDO DE CARBONO):

Es también el resultado del proceso de combustión, no es tóxico a bajos niveles, es el gas de la soda, el anhídrido carbónico. El motor funciona correctamente cuando el CO₂ está a su nivel más alto, este valor porcentual se ubica entre el 12 y el 15%. Es un excelente indicador de la eficiencia de la combustión, es el gas que provoca el efecto invernadero y calentamiento global del planeta.

c. HC (HIDROCARBUROS):

Las condiciones de oxidación en un motor de combustión interna hacen que se originen, además de CO₂ y H₂O, otros productos entre los que figuran diversos hidrocarburos parcialmente oxidados y, además, queda presente parte del combustible sin quemar. Una indicación alta de HC muestra que la mezcla es rica, por lo que el CO también tendrá un valor alto, o una mala combustión. Afectan directamente a la salud, reaccionan en la atmósfera con la luz solar para producir ozono a nivel del suelo. El efecto tóxico del ozono se debe a su capacidad para generar radicales libres, los cuales producen la oxidación de ácidos grasos no saturados en células pulmonares.

d. NO_x (ÓXIDO DE NITRÓGENO):

Los NO_x comprenden el NO y el NO₂. Es el NO el que predomina en los motores de combustión. Su principal fuente de producción es la oxidación del nitrógeno del aire a altas temperaturas de combustión. Provocan daño a la salud, además de ser un precursor del ozono fomenta la lluvia ácida, el smog fotoquímico entre otros. El NO_x contribuye a otros efectos,

provoca daño pulmonar, disminuyendo los mecanismos pulmonares de defensa, incrementa la permeabilidad del epitelio bronquial y de la membrana de los alvéolos pulmonares.

f. SO₂ (DIÓXIDO DE AZUFRE):

Este compuesto procede de la oxidación del azufre contenido en el combustible y la cantidad emitida por el escape es directamente proporcional al contenido de azufre del combustible. En las gasolinas la cantidad de azufre no supera el 0.1% en cambio, la proporción de azufre en los gasóleos puede alcanzar hasta el 0.5% lo que supone cierta importancia

e. PARTÍCULAS:

Estas partículas pueden ser de tres clases: plomo, partículas orgánicas y sulfatos. Es en los motores diésel donde la formación de partículas adquiere importancia. Si durante el proceso de combustión existen zonas con diésel muy ricos, al alcanzarse elevadas presiones y temperaturas con falta de oxígeno puede suceder que la cadena de HC comience a fracturarse y des hidrogenarse y quedar fácilmente convertida en carbono.

La exposición prolongada a partículas y/o dióxido de azufre puede causar cáncer, irritación en las vías respiratorias por la presencia de SO₂ así como lluvia ácida. La concentración de material particulado en el aire es el factor clave para preemergencias, que corresponden a partículas totales en suspensión (PTS), material particulado respirable (PM), monóxido de carbono (CO), y ozono (O₃), en tanto que es zona latente para el dióxido de nitrógeno (NO₂)

Las emisiones que provoca un motor diésel son más sucias, causan una mayor contaminación y pueden tener peores efectos en la salud. De hecho, son una de las mayores causas del dióxido de nitrógeno en la atmósfera. Los gases de este combustible transportan hasta 20.000 veces más partículas que otros. Éstas contienen elementos como los hidrocarburos aromáticos polinucleares, sustancias que están relacionadas con la generación de ciertos cánceres, por ejemplo, de pulmón.

En el caso de la creación de ozono generado por emisiones NO_x, los motores de gas registran niveles de emisiones bajos, al contrario, los motores a diésel producen diez veces más emisiones NO_x. Si se compara el porcentaje de NO₂ en las emisiones NO_x se registran diferencias aún mayores. Mientras que los motores a gas tiene bajas emisiones de NO₂ comparado con la regulación y los motores diésel, el porcentaje motores diésel se sitúa entre 30 y 50 por ciento de emisiones NO_x. Los motores diésel producen más ozono local que los motores con sistemas a gas.

Los motores diésel queman combustible líquido, fuel óleo o gasóleo. La utilización de un combustible u otro tiene una serie de consecuencias.

Una de las líneas en que más han avanzado los motores de gas, es precisamente, en la reducción de las emisiones atmosféricas. Los gases combustibles, además de partir de menores contaminantes en su composición original, pueden ser depurados con mayor facilidad que los combustibles líquidos. El desarrollo de los motores de gas con mezclas pobres, que funcionan con menores presiones máximas y menores temperaturas que los motores diésel ha permitido disminuir sensiblemente las emisiones de NO_x. Los motores diésel no pueden bajar la presión y temperatura, que son parámetros relacionados con el aumento de emisiones de NO_x, puesto que es preciso alcanzar las condiciones de auto ignición para que puedan funcionar.

9.2.3 Aplicación Normatividad Colombiana. Según la Resolución 619 de 1997 del MAVDT, una instalación como la que poseen las empresas de perforación, los cuales son moto generadores portátiles, no necesita un permiso específico de emisión atmosféricas, basado ne la regulación vigente según resolución 909 de 2008.

En la resolución 909 de 2008 (MAVDT), por la cual se establecen las normas y estándares de emisión aceptables de contaminantes a la atmosfera por Fuentes Fijas, se presentan los

estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para actividades industriales a condiciones de referencia (25 °C y 760 mm Hg) con oxígeno de referencia del 11%.

Contaminante	Flujo del contaminante (kg/h)	Estándares de emisión admisibles de contaminantes (mg/m ³)	
		Actividades industriales existentes	Actividades industriales nuevas
Material Particulado (MP)	≤ 0,5	250	150
	> 0,5	150	50
Dióxido de Azufre (SO ₂)	TODOS	550	500
Óxidos de Nitrógeno (NO _x)	TODOS	550	500
Compuestos de Fluor Inorgánico (HF)	TODOS	8	
Compuestos de Cloro Inorgánico (HCl)	TODOS	40	
Hidrocarburos Totales (HC _T)	TODOS	50	
Dioxinas y Furanos	TODOS	0,5*	
Neblina Ácida o Trióxido de Azufre expresados como H ₂ SO ₄	TODOS	150	
Plomo (Pb)	TODOS	1	
Cadmio (Cd) y sus compuestos	TODOS	1	
Cobre (Cu) y sus compuestos	TODOS	8	

* Las Dioxinas y Furanos se expresan en las siguientes unidades: (ng-EQT / m³), EQT: Equivalencia de Toxicidad.

Figura 11. Emisiones admisibles de contaminantes- Res 909 del 2008

En el Parágrafo Quinto de la resolución 909 del 2008 se establecen las condiciones para los generadores eléctricos impulsados por motores: *“Los equipos de generación eléctrica impulsados por motores de combustión interna con capacidad igual o superior a 1 MW deben cumplir un límite de emisión admisible para MP de 50 mg/m³, para SO₂ de 400 mg/m³ y para NO_x de 300 mg/m³ a condiciones de referencia y con oxígeno de referencia del 15%.”* En el artículo 6, de la misma resolución, se determina los contaminantes que se deben monitorear, que para el caso de una instalación de generadores eléctricos, en otros se deben medir las siguientes variables: MP, SO₂, NO_x, CO,

Los generadores actualmente instalados con Motores Diésel son marca Cummins, Model DQKC, Motor modelo QSK60, KW rating: 2000 Standby, 1825 Prime y 1600 Continuous

La siguiente es la Data Sheet de emisiones EDS-169 de los generadores según su ficha técnica:

Engine Information:						
Model:	Cummins Inc. QSK60-G6 Nonroad 1			Bore:	6.25 in. (159 mm)	
Type:	4 Cycle, 60°V, 16 Cylinder Diesel			Stroke:	7.48 in. (190 mm)	
Aspiration:	Turbocharged and Low Temperature Aftercooled			Displacement:	3673 cu. in. (60.1 liters)	
Compression Ratio:	14.5:1					
Emission Control Device:	Turbocharged and Low Temperature Aftercooled					

	1/4	1/2	3/4	Full	Full	
PERFORMANCE DATA	Standby	Standby	Standby	Standby	Prime	
BHP @ 1800 RPM (60 Hz)	731	1461	2192	2922	2647	
Fuel Consumption (gal/Hr)	41.0	71.0	102.8	136.6	121.5	
Exhaust Gas Flow (CFM)	6110	9130	12420	15150	13765	
Exhaust Gas Temperature (°F)	705	785	820	850	805	
EXHAUST EMISSION DATA						
HC (Total Unburned Hydrocarbons)	0.50	0.26	0.21	0.20	0.18	
NOx (Oxides of Nitrogen as NO2)	5.40	6.20	6.40	7.00	7.10	
CO (carbon Monoxide)	0.70	0.70	0.80	0.90	1.00	
PM (Particular Matter)	0.21	0.10	0.10	0.10	0.10	
SO2 (Sulfur Dioxide)	0.71	0.61	0.58	0.58	0.57	
Smoke (Bosch)	0.70	0.40	0.30	0.40	0.40	

All Values are Grams/HP-Hour, Smoke is Bosch #

Figura 12. Emisión de contaminantes a condiciones de referencia- Motor modelo QSK60 Diesel-EDS169.

Teniendo en cuenta el flujo de gas del exosto y realizando cambio de unidades, se transformaron las emisiones de la EDS-169 a mg/m3 para comparar con los rangos solicitados por el Decreto.

Tabla 2.

Emisión de contaminantes- Motor modelo QSK60 Diesel- EDS169

KW	500	1000	1500	2000	1825
HP	661	1323	1984	2646	2414
Exhaust Gas Flow (m3/hr)	10381	15512	21102	25740	23387
Exhaust Emission Data	1/4 Stand	1/2 Stand	3/4 Stand	Full Stand	Full
	By	By	By	By	Prime
HC (Total Unburned Hydrocarbons)	32	22	20	21	19
Nox (Oxides of Nitrogen as NO2)	344	529	602	719	733
CO(Carbon Monoxide)	45	60	75	93	103
PM (Particular Matter)	13	9	9	10	10
SO2 (Sulfur Dioxide)	45	52	55	60	59

En la tabla 2, muestra que los motores actuales; a Diésel cumplen los criterios de MP y SO₂, pero están por fuera del rango solicitado de NO_x. Poseen niveles bajos de CO, aunque este contaminante no está regulado por la normatividad colombiana.

Los generadores a gas recomendados, modelo NHC20/QSK60 Gas G-Drive, según ficha técnica presentan los siguientes niveles de emisiones:


 Manufacturing Birch Road Dumbarton, G82 2RF Tel: 0044 (0)1389 742214 Fax: 0044 (0)1389 742554	EQUIPMENT DATA SHEET		No.	G08.0323
	Gas Generating Set		Rev.	A
	50Hz	1100kW / 1375 kVA	Date	14-Dec-07
	60Hz	1300kW / 1625kVA	Page	2 of 2
11 Exhaust Emissions				
	Specific Load	100% Load ± 2%		
	NO _x - Oxides of Nitrogen	489 mg/nm ³		473 mg/nm ³
	CH ₄ – Methane (affected by gas composition)	1330 mg/nm ³		1496 mg/nm ³
	CO - Carbon Monoxide	676 mg/nm ³		485 mg/nm ³

Figura 13. Emisión de contaminantes- Modelo NHC20/QSK60 Gas G-Drive

En la Figura 14, se observan niveles de NO_x por encima de los 300mg/nm³ permitido según la norma, para los modelos NHC20/QSK 60, es necesario acordar con el fabricante el suministro de un modelo con un especial requerimiento de motor para cumplir los niveles de NO_x requeridos por la normatividad, como lo permiten las opciones que se anexan de catálogo de Cummins. Por esta razón, se recomienda un motor con Nox de 250 mg/Nm³.

Generator set options and accessories	
Engine <input type="checkbox"/> NO _x 250 mg/Nm ³ <input type="checkbox"/> NO _x 350 mg/Nm ³ <input type="checkbox"/> NO _x 500 mg/Nm ³ <input type="checkbox"/> NO _x 1.0 g/hp-hr <input type="checkbox"/> NO _x 0.5 g/hp-hr	Alternator <input type="checkbox"/> 80 °C (176 °F) rise alternator <input type="checkbox"/> 105 °C (221 °F) rise alternator Generator set <input type="checkbox"/> CE Certification

Figura 14. Opciones de Motor para Generador a gas

Los motores a gas producen mayor cantidad de CO que los motores a diésel actualmente utilizados por las empresas de taladros de perforación. Aunque estas emisiones no tiene un requerimiento específico según legislación colombiana, resoluciones estudiadas anteriormente; ya que es un sistema de generación de baja potencia portátil (por debajo de 5 MW) y no es un sistema de generación interconectado a la red eléctrica nacional.

En caso de requerir motores a gas, se recomienda de adquirir motores a gas con bajas emisiones de CO, con esto reducir la contaminación y estar línea con la legislación colombiana con respecto a emisiones en caso tal que se regule el mercado de generación No interconectado.

9.3 Impacto por Ruido

9.3.1 Marco Normativo Colombiano. El Decreto 948 de 1995 del Ministerio del Medio Ambiente, hoy MAVDT, regular lo relacionado con aire y ruido; el artículo 49 establece “- *Ruido de Plantas Eléctricas. Los generadores eléctricos de emergencia, o plantas eléctricas, deberán contar con silenciadores y sistemas que permitan el control de los niveles de ruido, dentro de los valores establecidos por los estándares correspondientes*”.

La Resolución 627 de 2006 del MAVDT regula lo relacionado con emisión de ruido y ruido ambiental. Esta Resolución determina los parámetros para medición del ruido ambiental estableciendo zonificación y horarios respectivos. En la siguiente tabla se detallan los parámetros establecidos.

Sector	Subsector	Estándares máximos permisibles de niveles de ruido en dB(A)	
		Día	Noche
Sector A. Tranquilidad y Silencio	Hospitales, bibliotecas, guarderías, sanatorios, hogares geriátricos.	55	50
Sector B. Tranquilidad y Ruido Moderado	Zonas residenciales o exclusivamente destinadas para desarrollo habitacional, hotelería y hospedajes.	65	55
	Universidades, colegios, escuelas, centros de estudio e investigación. Parques en zonas urbanas diferentes a los parques mecánicos al aire libre.		
Sector C. Ruido Intermedio Restringido	Zonas con usos permitidos industriales, como industrias en general, zonas portuarias, parques industriales, zonas francas.	75	75
	Zonas con usos permitidos comerciales, como centros comerciales, almacenes, locales o instalaciones de tipo comercial, talleres de mecánica automotriz e industrial, centros deportivos y recreativos, gimnasios, restaurantes, bares, tabernas, discotecas, bingos, casinos.	70	60
	Zonas con usos permitidos de oficinas.	65	55
	Zonas con usos institucionales.		
	Zonas con otros usos relacionados, como parques mecánicos al aire libre, áreas destinadas a espectáculos públicos al aire libre.	80	75
Sector D. Zona Suburbana o Rural de Tranquilidad y Ruido Moderado	Residencial suburbana.	55	50
	Rural habitada destinada a explotación agropecuaria.		
	Zonas de Recreación y descanso, como parques naturales y reservas naturales.		

Figura 15. Emisiones admisibles de ruido- Res 627 del 2006

El campo donde se encuentran los cien pozos está ubicado en una zona Suburbana del municipio de Tauramena, el cual tiene un rango de 55DB en día y 50 DB en la noche, según normatividad.

Los equipos electrógenos se encuentran insonorizados a partir de cabinas insonoras. Dentro de la cabina los niveles de ruido sobrepasan los 150 decibeles, fuera de la cabina los niveles de ruido alcanzan 30 a 40 decibeles, lo cual hace que el sistema de generación instalado cumpla con los requisitos ambientales de los niveles de ruido.

9.4 Impacto por Residuos

9.4.1 Marco Normativo Colombiano. En Colombia la normatividad en materia de residuos es muy amplia, la cual está dirigida a reglar sobre residuos peligrosos y no peligrosos. En relación con los residuos no peligrosos que pueden generarse en un proyecto, conviene analizar

básicamente el manejo de escombros y los sitios de disposición de estos, como lo señala la Resolución 541 de 1994 del MAVDT.

En materia de residuos peligrosos, Colombia suscribió el Convenio de Basilea y lo ratificó con la Ley 430 de 1998. A partir de la suscripción del convenio se ha regulado la gestión integral del ciclo de vida del producto, la responsabilidad del generador, en la cual se establece que ésta se extiende hasta la disposición final del producto; se introdujo en la normatividad el principio de precaución, la internalización de costos ambientales, normas de seguridad en el sistema de transporte de residuos peligrosos, entre otros.

Entre las normas a destacar está la Ley 1259 de 2008 sobre Gestión Integral de Residuos Peligrosos, el Decreto 4741 de 2005 y el Decreto reglamentario 1362 de 2007 del MAVDT.

El Decreto 4741 de 2005 tiene por objeto prevenir la generación de residuos o desechos peligrosos, así como regular el manejo de los residuos o desechos generados, con el fin de proteger la salud humana y el ambiente. Así mismo, el Decreto reglamentario 1362 de 2007 tiene por objeto establecer los requisitos y el procedimiento para el Registro de Generadores de Residuos o Desechos Peligrosos, como instrumento de captura de información, con la finalidad de contar con información normalizada, homogénea y sistemática sobre la generación y manejo de residuos o desechos peligrosos originados por las diferentes actividades productivas y sectoriales del país.

9.4.2 Residuos Líquidos y Sólidos. Los residuos que se generan durante la etapa de operación de generadores eléctricos son principalmente residuos sólidos y líquidos. Los residuos sólidos peligrosos consisten en filtros de aceite, filtros de diésel, envases vacíos de lubricantes y baterías usadas. Los residuos líquidos son aceites quemados, los cuales están compuestos de metales de desgaste de la maquina lubricadora (cromo, bario, cadmio, plomo), de varios contaminantes como el agua originada en la cámara de combustión e hidrocarburos livianos (combustible no quemado).

Los aceites usados contaminan el ambiente cuando:

- Se descargan a un curso de agua, una gota de aceite puede contaminar cerca de 100 m³ de agua
- Se realiza una quema inapropiada, el aceite tiene emisiones altamente contaminantes debido al contenido de metales pesados y la presencia de compuestos clorados y sulfurados. La quema solo se debe hacer en instalaciones cuyas operaciones se realizan a altas temperaturas y gran consumo de combustible. Los aceites quemados son cancerígenos por su alto contenido de poli-aromáticos. Un lubricante usado puede tener compuestos poli-aromáticos en cantidades superiores hasta en cien veces su valor inicial.
- La mala disposición de los aceites también genera contaminación y no existe ó es ineficiente el reciclaje por procesos físicos.

El manejo actual de los residuos en el campo es:

- Aceite usado se dispone en la misma facilidad, retornando al sistema de tratamiento del crudo.
- Canecas metálicas las recoge el vendedor del aceite.
- Los filtros se lavan en diésel o condensando, después se ingresan a reciclaje, hay una maquina manual que los abre y se saca el material metálico y el material sobrante se dispone como residuos contaminados.

Teniendo en cuenta los principales aspectos ambientales la conexión al sistema eléctrico nacional es la forma ambientalmente menos contaminante de generación eléctrica, sin embargo para el avance del proyecto es probable de necesite un adenda a la licencia ambiental vigente de la empresa operadora de hidrocarburos

10. RELACIÓN ENTRE LA PERFORACIÓN, PRODUCCIÓN Y RESERVAS.

Basado en las reservas que posee el campo en estudio, estas empezaron a declinar con el incremento de la producción, esto es debido al aumento de la campaña de perforación y con el objetivo de aumentar ingresos. Ante la declinación de reservas y la esperada declinación de la producción se necesita seguir perforando para evitar una pérdida progresiva de producción.

En la siguiente gráfica se presenta el comportamiento de la campaña de perforación y el comportamiento de reservas y producción. Se tomaron cinco fases de análisis, la cuales permiten ver cómo ha sido la evolución en costos de la perforación de pozos. En su orden, la fase 1 son los primeros pozos perforados, hasta la fase 5; pozos finales de la campaña. Esta evolución permite ver que en todo momento se han tenido optimizaciones o planes de mejora.

La etapa 5 muestra la estabilidad en los tiempos de perforación, lo que permite también afirmar que no se han podido tener más ahorros u optimizaciones de costos en los pozos perforados.

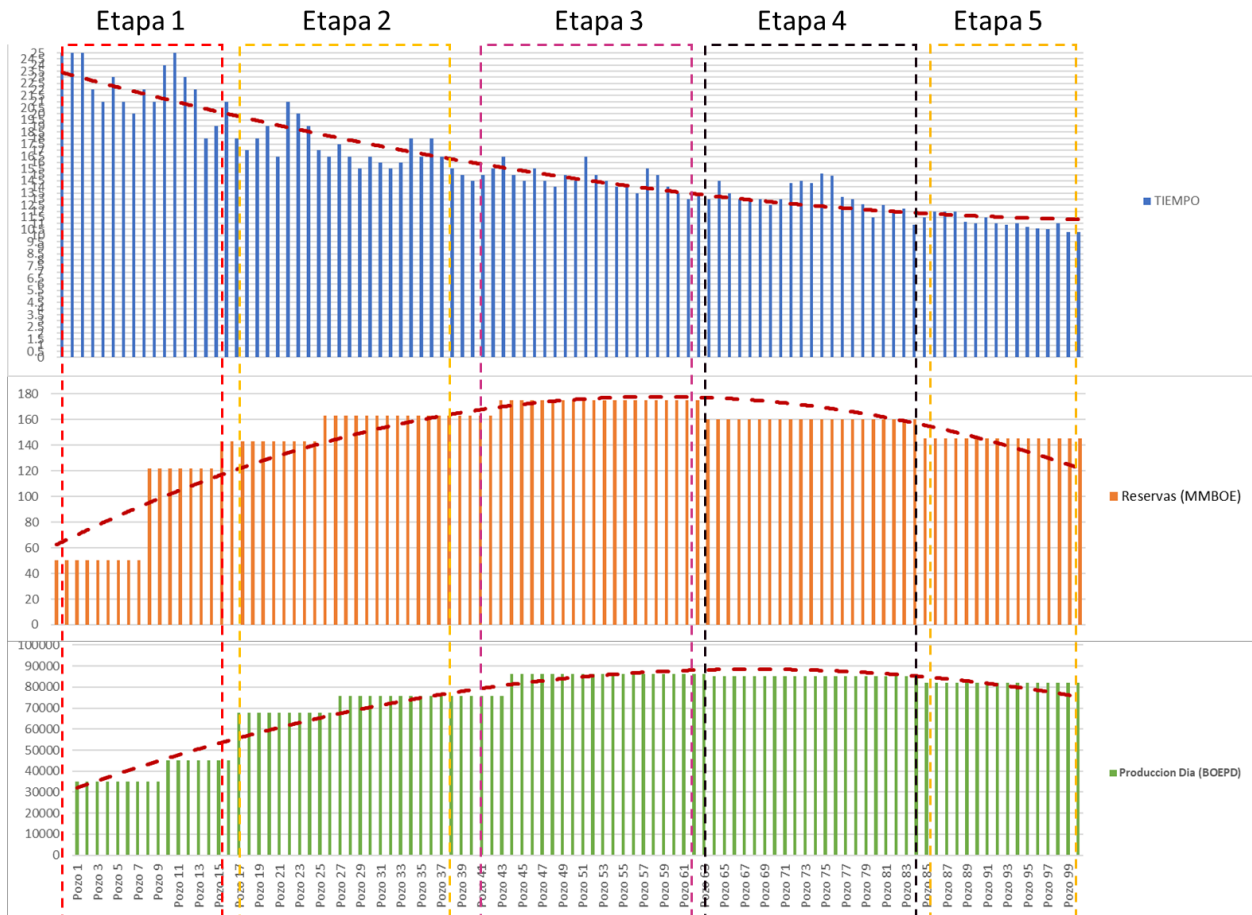


Figura 16. Comportamiento de la campaña de perforación y el comportamiento de reservas y
 Como hitos de las gráficas se puede evidenciar:

- Hito 1: Los costos de perforación tienden a estabilizarse, producto de trabajos de negociación y optimización de las operaciones. En la etapa 5 se presenta la estabilización de los costos de perforación.
- Hito 2: Las reservas tienen un pico en la etapa 3, iniciando curva descendente. Continuando la curva de descenso.
 - Hito 3: Producción tiene su máximo en etapa 4, iniciando la disminución de reservas. Se aumenta perforación, para mantener producción a mediano plazo.

El avance ha traído consigo reducción de costo, aumento de productividad y mejora en calidad del pozo perforado, así como mejora en daño de formación. El siguiente es el

comportamiento de las etapas planteadas, para explicar la evolución de la campaña de perforación:

Etapas 1: 15 pozos. Se trabajó en formato proyecto integral (IPM). En donde una misma empresa era responsable de todo el proyecto de perforación, incluyendo ingeniería de perforación y servicios de perforación.

Etapas 2. La ingeniería de perforación paso a ser responsable de la empresa operadora. Se renegociaron tarifas de equipo perforación, el personal técnico, ingenieros de campo, pasaron a ser de la operadora, con esto se trajo el conocimiento y se redujeron costos por asesorías.

Etapas 3: Se negociaron tarifas de servicio, tales como lodos, perforación direccional, control de sólidos, tratamiento de lodos. Adicionalmente se redujeron tiempos de perforación, se reevaluaron:

- Cambios de fluidos
- Reusó de Lodos.
- Uso de misma sarta direccional hasta profundidad de pozo.
- Cambio de brocas en etapa intermedia.

Etapas 4: Se trabajo y mejoro en los siguiente puntos :

- Se aumento velocidad de perforación
- Se quitaron dos viajes de reacondicionamiento de hueco antes de revestir o pasando Carbonera C5-C7.
- Se trabaja con un mismo lodo base en todo el pozo.
- Se realiza mejora en sellos de carbonato para evitar pérdidas y poder perforar con lodo de menor peso.

Etapa 5: Se trabajó en seguir el programa de perforación según planeación. Se realizó control detallado de tiempos no productivos (No productive time) NPT y calidad ayudando a control de todos los costos.

Después de los ahorros y mejores prácticas tanto técnicas como operativas, se continúa teniendo la necesidad de bajar costos en perforación, esto debido a que se ha pasado de tener pozos de 1500 BOPD aproximado por pozo, a 300 o 400 BOPD por pozo. En la revisión técnica de cada etapa anteriormente descrita, no se evidencia una forma adicional de poder llegar a tener ahorros significativos que mejoren el flujo de caja del proyecto.

Después de revisar el detalle de perforación, de renegociar tarifas con las compañías de servicios incluyendo taladro, se encuentra oportunidad de ahorro energético, producto del combustible que utiliza el taladro y las compañías de servicios para generar energía.

El siguiente gráfico muestra la distribución de costos asociados a la perforación de un pozo y la distribución de costos de los combustibles en este.

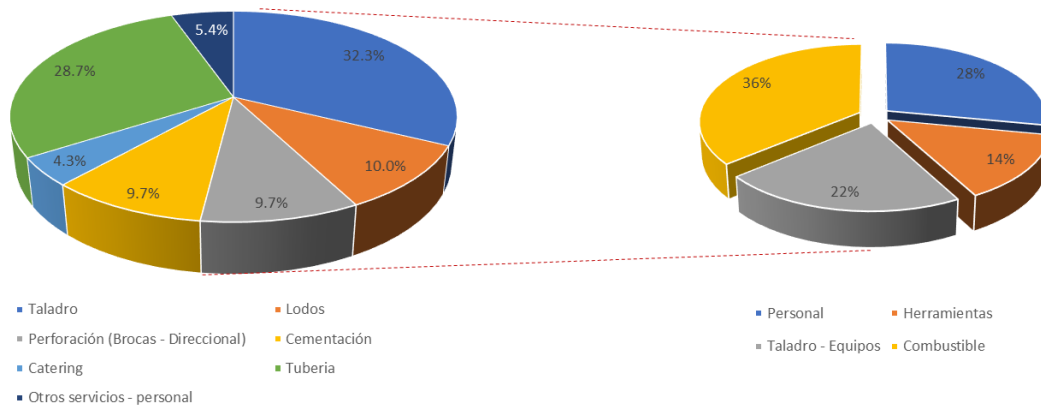


Figura 17. Distribución de costos la perforación de un pozo y la distribución de costos de los combustibles.

Como muestra la gráfica 18, el 32% de los costos de la perforación corresponden al funcionamiento del taladro, y el 36% son gastos de combustible y mantenimiento de equipos a combustión interna, lo que podría concluir que estos costos hacen parte del 12% de los costos totales perforación.

Basado en los resultados obtenidos, la empresa obtuvo un cambio de costos de 4.7 MUSD en el año 1 a 2.9 MUSD por pozo sin completamiento. Sin embargo, basado en la curva de mejoras operativas, la organización, producto del descenso en reservas, inestabilidad del precio del petróleo e incremento en cortes de agua y otros aspectos técnicos, continúa necesitando continuar con la curva de reducción de costos sin alterar el componente técnico de la perforación.

11. ¿Cómo impacta el cambio de sistema de generación en los costos de la campaña de perforación?

11.1. Construcción de la tasa de descuento.

La tasa de descuento se estima a partir del costo del patrimonio o del “equity” de la compañía, por medio del modelo Capital Asset Pricing Model (C.A.P.M.) ajustado a Colombia. La siguiente formula refleja sus principales componentes:

$$K_e = R_f + B_l * (R_m - R_f) + R_p + D[E]$$

Dónde:

- K_e = Costo promedio de los recursos aportados por los accionistas.
- R_f = Tasa libre de riesgo, estimada como el retorno actual de los bonos del tesoro de Estados Unidos a 10 años.
- B_l = Beta apalancado, medida del riesgo de la empresa con respecto al mercado, estimado por el Beta del sector de “Automotive” publicado por Aswath Damodaran-2012
- R_m = Retorno del mercado, estimado como el retorno promedio de las acciones del S&P500.
- R_p = Riesgo país de Colombia medido por el EMBIG, un índice elaborado por J.P. Morgan que corresponde al diferencial de rendimientos de la deuda pública de Colombia en dólares americanos con respecto al bono del tesoro de USA de similar duración.

$D[E]$ = Devaluación esperada del peso colombiano frente al dólar americano, estimado como el diferencial entre los rendimientos de los bonos emitidos en dólares (Yakee), los Bonos Yankee son bonos emitidos por una entidad extranjera y que se comercializan en estados Unidos (www.bankofamerica.com) y los bonos emitidos en pesos (TES) a largo plazo.

Tasa de Interes Real						
Concepto	2020	2021	2022	2023	2024	2025
BL	1.130	1.130	1.130	1.130	1.130	1.130
Ke USA	8.20%	8.20%	8.20%	8.20%	8.20%	8.20%
Ke Colombia en USD	9.50%	9.50%	9.50%	9.50%	9.50%	9.50%
Ke Colombia en COPs	13.16%	13.16%	13.16%	13.16%	13.16%	13.16%
Kd	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
WACC	13.16%	13.16%	13.16%	13.16%	13.16%	13.16%
Inflación Proyectada (Bancolombia)	3.09%	3.24%	3.09%	2.95%	2.82%	2.70%
TD Real	9.77%	9.61%	9.77%	9.92%	10.05%	10.18%

Figura 18.Construcción Tasa de Descuento. Fuente Autor.

Los costos de perforación hacen parte de los gastos de capital. Los ítems que intervienen en los costos de capital son: Infraestructura, Tierra- Sísmica, Ajuste de efectivo y administración.

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Producción día		34850	45100	67650	75850	86100	85075	82000	40000	39000	
Produccion por año		12720250	16461500	24692250	27685250	31426500	31052375	29930000	14600000	14235000	
Cash Flow											
Ganancias totales		699.6138	905.3825	1358.074	1522.689	1728.458	1707.881	1646.15	803	782.925	
Gastos de ventas		-69.9614	-90.5383	-135.807	-152.269	-172.846	-170.788	-164.615	-80.3	-78.2925	
Opex		-44.5209	-57.6153	-86.4229	-96.8984	-109.993	-108.683	-104.755	-51.1	-49.8225	
Ebitda		585.1315	757.229	1135.844	1273.522	1445.619	1428.409	1376.78	671.6	654.81	
Capex		-66.53	-91.667	-81.3175	-112.366	-93.1455	-140.458	-134.544	-159.678	-165.592	
Operation Cost flow		-4000	518.6015	665.562	1054.526	1161.156	1352.474	1287.952	1242.237	511.922	489.218

Figura 19.Fuente informe Sec – Geopark. Modificado autor.

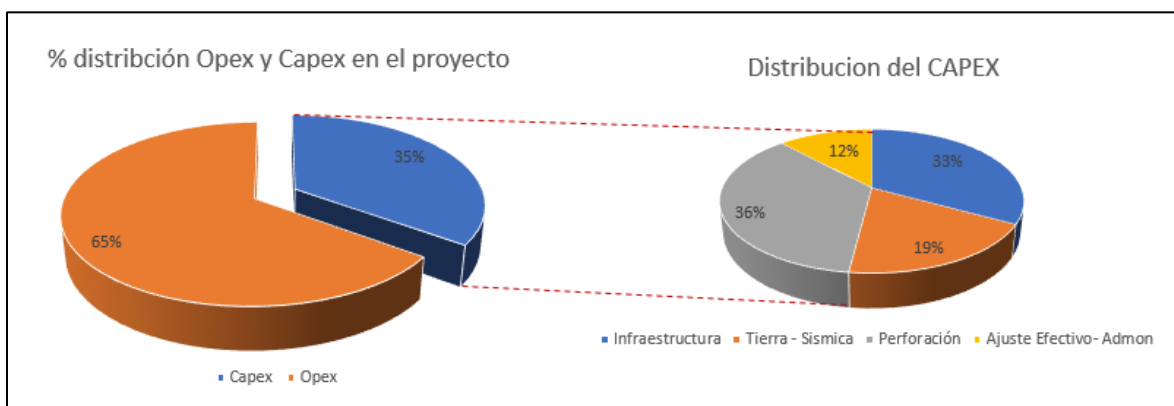


Figura 20.Opex vs Capex y su distribución. Fuente (Estados Financieros Frontera 2018)

Los costos de perforación hacen parte del 36% de los costos de Capital (CAPEX), que son los costos de mayor impacto. Lograr reducir este porcentaje impacta directamente el flujo de caja de la compañía. La evolución de los costos de perforación ha venido a la baja, como se observa en la siguiente grafica. Los mayores costos son los del servicio de taladro.

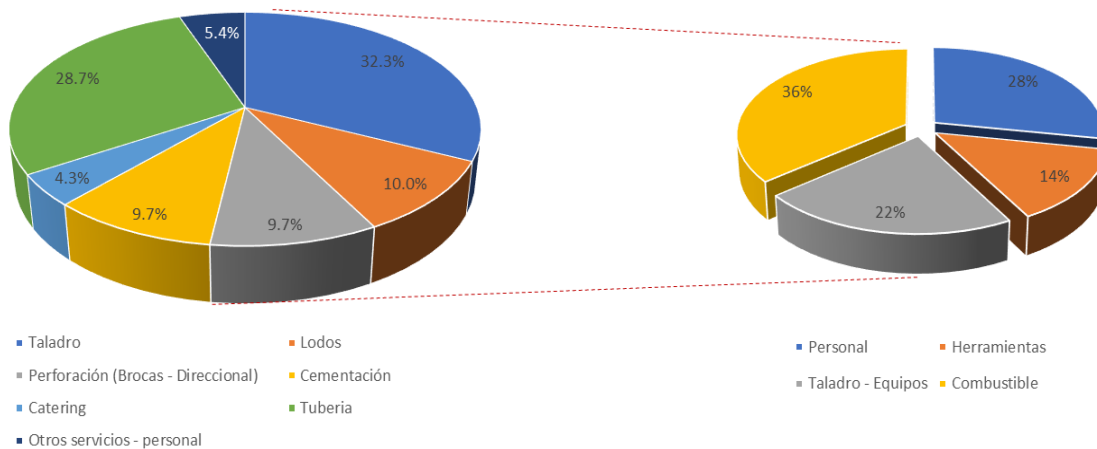


Figura 21. Distribución de los costos de perforación.

Al abrir la estructura de costos de perforación, según figura 21, el servicio de mayor impacto en costos en la compañía de perforación; servicio de taladro, a su vez al descomponer los costos del taladro se tiene que el mayor impacto es el combustible o la energía requerida para el trabajo de perforación.

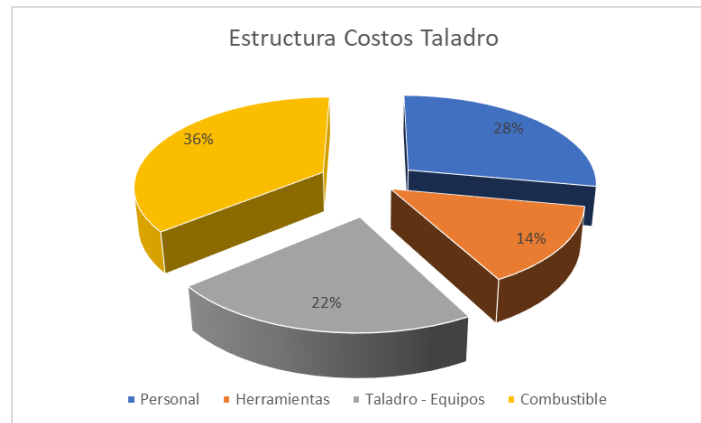


Figura 22. Estructura costos taladro perforación.

Teniendo en cuenta que el combustible afecta en el 12% del costo de perforar un pozo, se realiza el seguimiento del consumo de energía en KW/h, para poder hacer el comparativo de los tres tipos de generación que hacen parte del estudio. Se tomó una muestra de tres pozos de distinta trayectoria para la revisión de la potencia consumida.

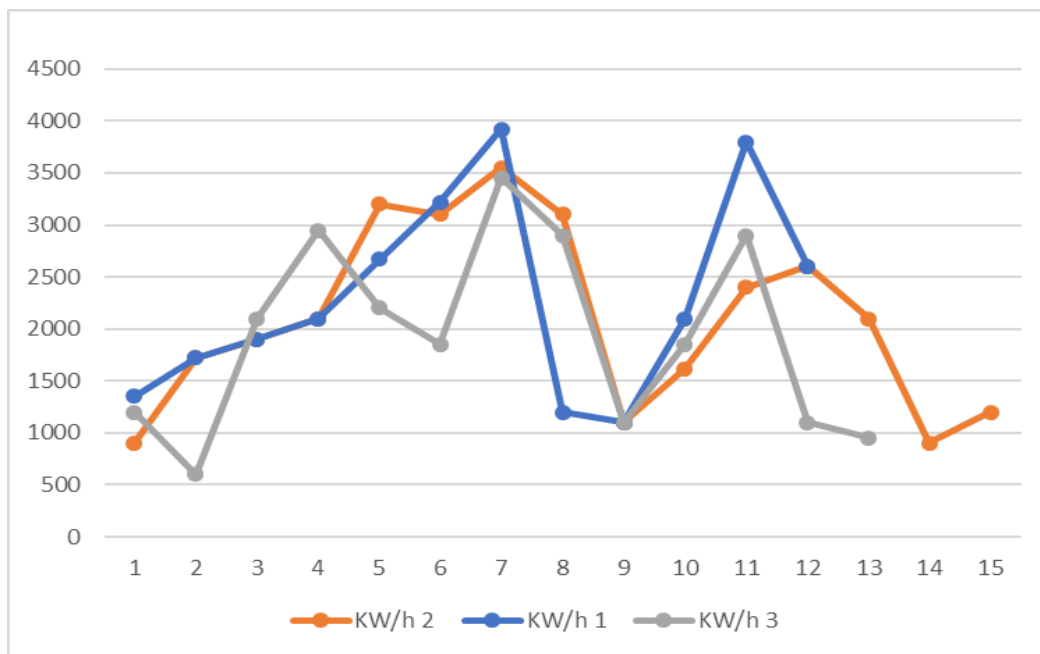


Figura 23. Potencia consumida en promedio por hora, en los días de perforación.

El costo promedio del Kw/h utilizando Diesel como combustible variaron entre Col\$420 a Col\$480, esta variación dependió de la variación de los precios del combustible Diesel. El costo del KW/h incluye mantenimiento y operación según contratos de venta de energía Petrominerales 2010. Se obtuvieron los precios del Diesel (www.ecopetrol.com) desde el 2010 al 2019 para poder tener el valor actual del KW/h.

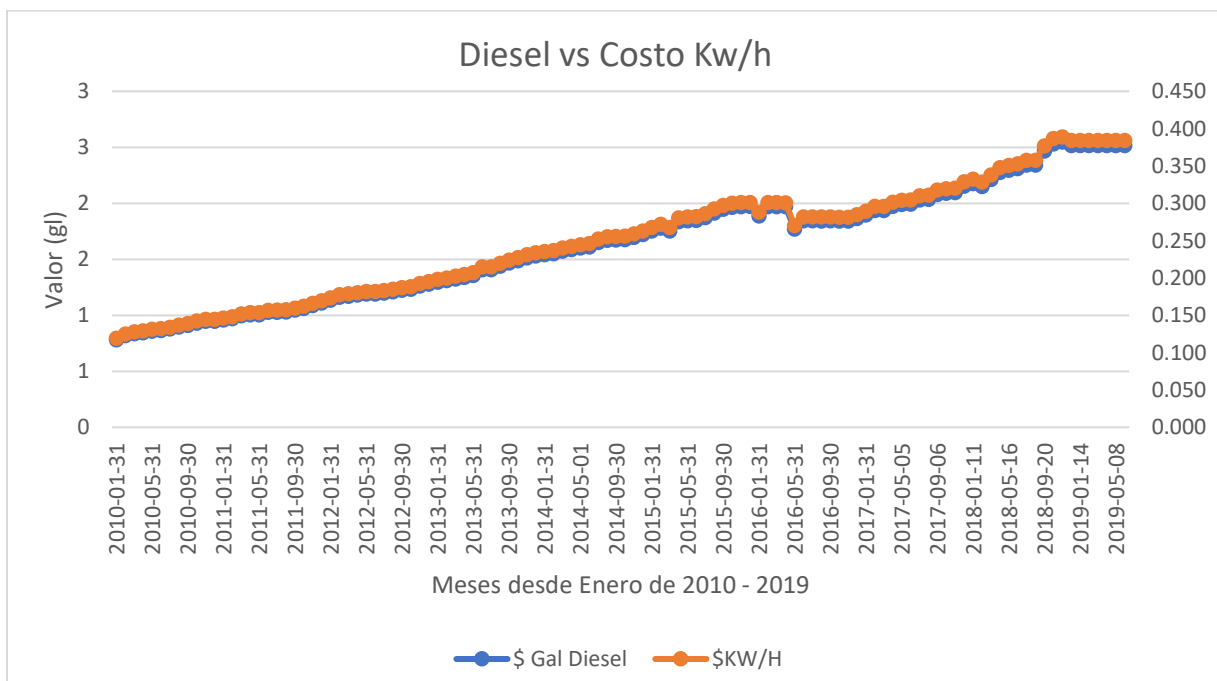


Figura 24. Correlación precio del Diesel y el precio del KW/h generación diésel. Fuente: Upme 2019, valores en USD.

Al igual se revisaron los precios del gas y su afectación a los precios de generación utilizando gas como combustible. Se interpolan los precios del Gas del 2010 al 2020, para poder tener el valor actual del KW/h. El Precio del gas esta por Millón de BTU`s.

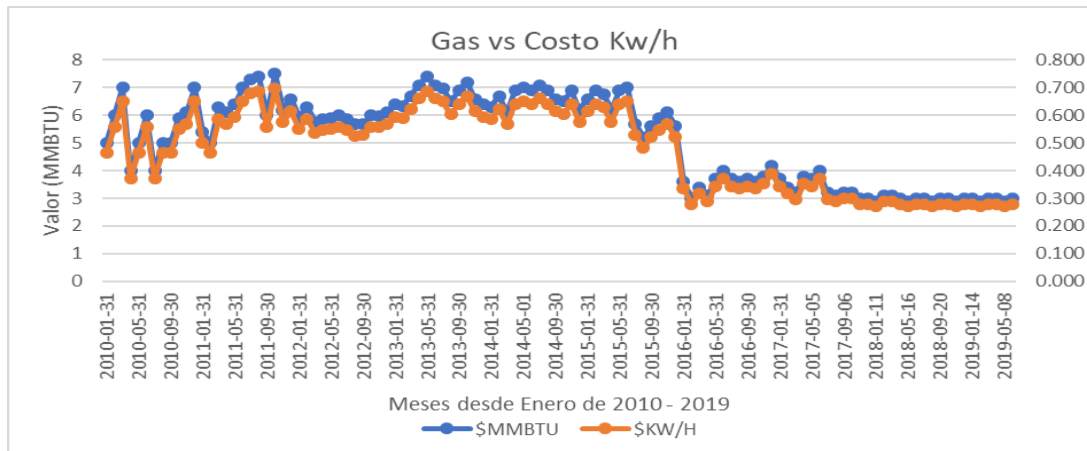


Figura 25. Correlación precio del Diesel y el precio del Kw/h generación gas. Fuente Upme 2019
Valores en USD.

Se revisaron los precios del Kw/h utilizando el sistema interconectado nacional, precio máximo de venta y precio de escasos (www.xm.com.co), obteniendo una variación de costos en el último año, como la muestra la siguiente figura.

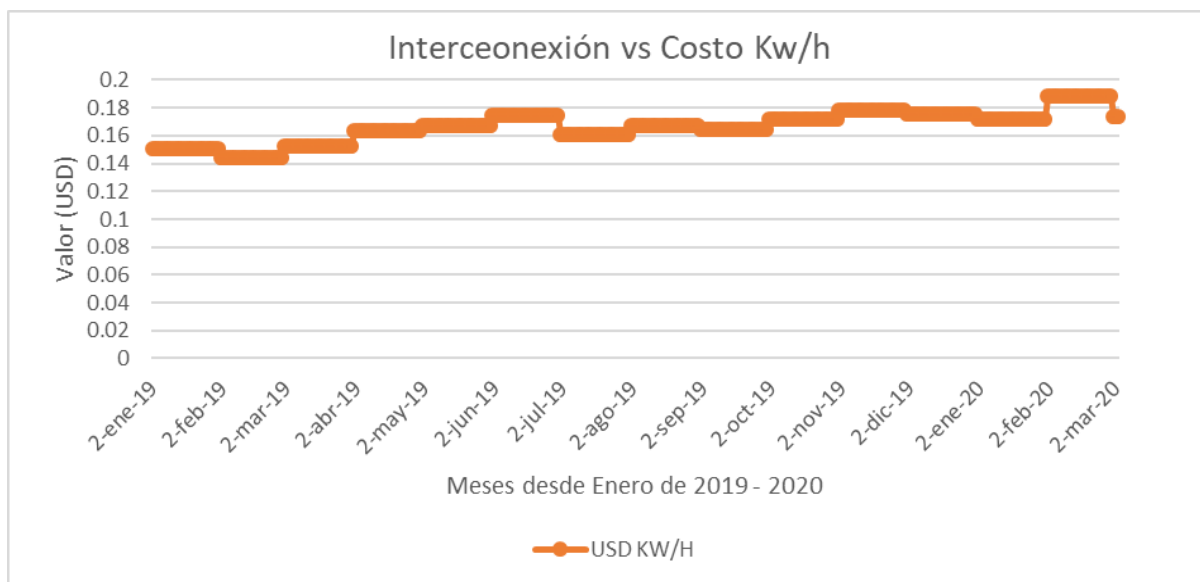


Figura 26. Precio Kw/h sistema interconectado nacional, precios de bolsa. Fuente XM

Después de revisar el costo de KW/h con los tres tipos de sistema para generación, diesel, gas y el sistema interconectado nacional, se concluye que el sistema de generación de menor costo es la interconexión eléctrica nacional, estos se describen en el comparativo de la Figura 26.

Pozo 1.

Día	Kw/h 1	Horas	KW/d	Precio KW/h Diesel	Precio KW/h Gas	Precio KW/h Interconexión
1	1350	24	32400	\$ 14,681	\$ 9,113	\$ 5,569
2	1720	24	41280	\$ 18,705	\$ 11,610	\$ 7,095
3	1900	24	45600	\$ 20,663	\$ 12,825	\$ 7,838
4	2100	24	50400	\$ 22,838	\$ 14,175	\$ 8,663
5	3200	24	76800	\$ 34,800	\$ 21,600	\$ 13,200
6	3220	24	77280	\$ 35,018	\$ 21,735	\$ 13,283
7	3920	24	94080	\$ 42,630	\$ 26,460	\$ 16,170
8	3100	24	74400	\$ 33,713	\$ 20,925	\$ 12,788
9	1100	24	26400	\$ 11,963	\$ 7,425	\$ 4,538
10	1850	24	44400	\$ 20,119	\$ 12,488	\$ 7,631
11	3800	24	91200	\$ 41,325	\$ 25,650	\$ 15,675
12	2600	24	62400	\$ 28,275	\$ 17,550	\$ 10,725
Costo total pozo.				\$ 324,728	\$ 201,555	\$ 123,173

Figura 27. Tiempo de perforación vs Costos KW/h de los sistemas de generación del Pozo 1.

Pozo 2.

Día	Kw/h 2	Horas	KW/d	Precio KW/h Diesel	Precio KW/h Gas	Precio KW/h Interconexión
1	900	24	21600	\$ 9,788	\$ 6,075	\$ 3,713
2	1720	24	41280	\$ 18,705	\$ 11,610	\$ 7,095
3	1900	24	45600	\$ 20,663	\$ 12,825	\$ 7,838
4	2100	24	50400	\$ 22,838	\$ 14,175	\$ 8,663
5	3200	24	76800	\$ 34,800	\$ 21,600	\$ 13,200
6	3100	24	74400	\$ 33,713	\$ 20,925	\$ 12,788
7	3550	24	85200	\$ 38,606	\$ 23,963	\$ 14,644
8	3100	24	74400	\$ 33,713	\$ 20,925	\$ 12,788
9	1100	24	26400	\$ 11,963	\$ 7,425	\$ 4,538
10	1620	24	38880	\$ 17,618	\$ 10,935	\$ 6,683
11	2400	24	57600	\$ 26,100	\$ 16,200	\$ 9,900
12	2600	24	62400	\$ 28,275	\$ 17,550	\$ 10,725
13	2100	25	52500	\$ 23,789	\$ 14,766	\$ 9,023
14	900	26	23400	\$ 10,603	\$ 6,581	\$ 4,022
15	1200	27	32400	\$ 14,681	\$ 9,113	\$ 5,569
Costo total pozo.				\$ 345,852	\$ 214,667	\$ 131,185

Figura 28. Tiempo de perforación vs Costos KW/h de los sistemas de generación del Pozo 2

Pozo 3.

Dia	Kw/h 3	Horas	KW/d	Precio KW/h Diesel	Precio KW/h Gas	Precio KW/h Interconexión
1	1200	24	28800	\$ 13,050	\$ 8,100	\$ 4,950
2	600	24	14400	\$ 6,525	\$ 4,050	\$ 2,475
3	2100	24	50400	\$ 22,838	\$ 14,175	\$ 8,663
4	2950	24	70800	\$ 32,081	\$ 19,913	\$ 12,169
5	2200	24	52800	\$ 23,925	\$ 14,850	\$ 9,075
6	1850	24	44400	\$ 20,119	\$ 12,488	\$ 7,631
7	3450	24	82800	\$ 37,519	\$ 23,288	\$ 14,231
8	2900	24	69600	\$ 31,538	\$ 19,575	\$ 11,963
9	1100	24	26400	\$ 11,963	\$ 7,425	\$ 4,538
10	1850	24	44400	\$ 20,119	\$ 12,488	\$ 7,631
11	2900	24	69600	\$ 31,538	\$ 19,575	\$ 11,963
12	1100	24	26400	\$ 11,963	\$ 7,425	\$ 4,538
13	950	25	23750	\$ 10,762	\$ 6,680	\$ 4,082
Costo total pozo.				\$ 273,937	\$ 170,030	\$ 103,907

Figura 29. Tiempo de perforación vs Costos KW/h de los sistemas de generación del Pozo 3.

Con esta información el ahorro de cambiar de sistema de generación Diesel, a Gas o interconectado, es de:

- Diesel vs gas: 38%
- Diesel vs interconexión: 62%
- Gas vs interconexión: 38%

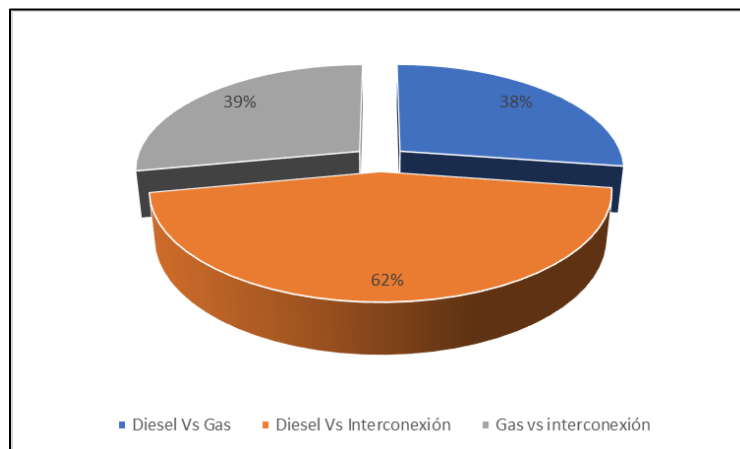


Figura 30. Comparativo de ahorros cambio sistema de generación.

11.2 Sensibilidades del proyecto.

Sensibilidad precio Crudo: Teniendo en cuenta el flujo de caja y la inherencia de los costos de energía en los taladros de perforación se analizan sensibilidades. Para este se utilizaron como datos de entrada los valores de dólar, combustible, cambio en costos de Opex y Capex. Se utilizaron distribuciones Perl, con los siguientes rangos para el análisis de variaciones de precio de barril entre

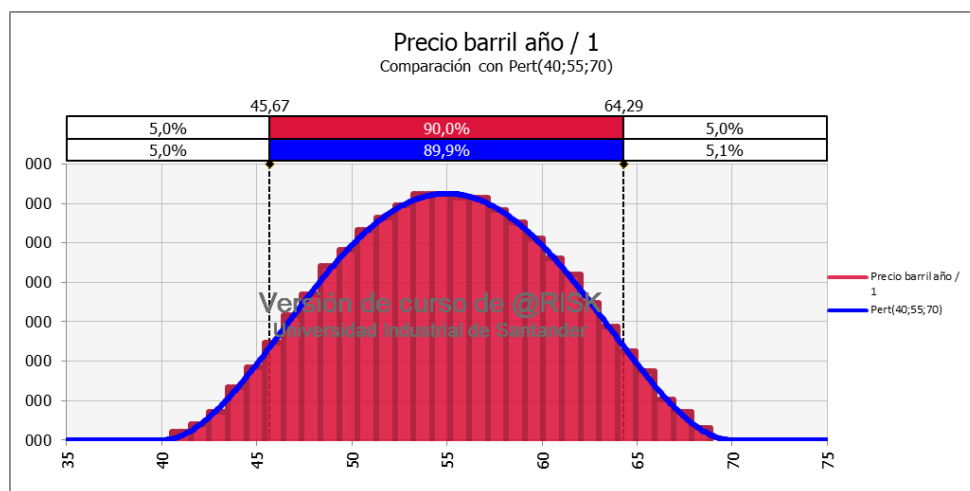


Figura 31. Distribución costos de Precio Crudo.

Se realizó análisis de Montecarlo con los diferentes tipos de generación, simulando cambios en precio barril, precio de venta y precio de energía, obteniendo los siguientes resultados:

- En la figura 32, se muestran los costos de capital que son los influenciados directamente por la perforación que van desde -\$144KUSD a -\$93 KUSD y en la figura 33, se muestra el flujo de caja que van desde \$394KUSD a \$639 KUSD.

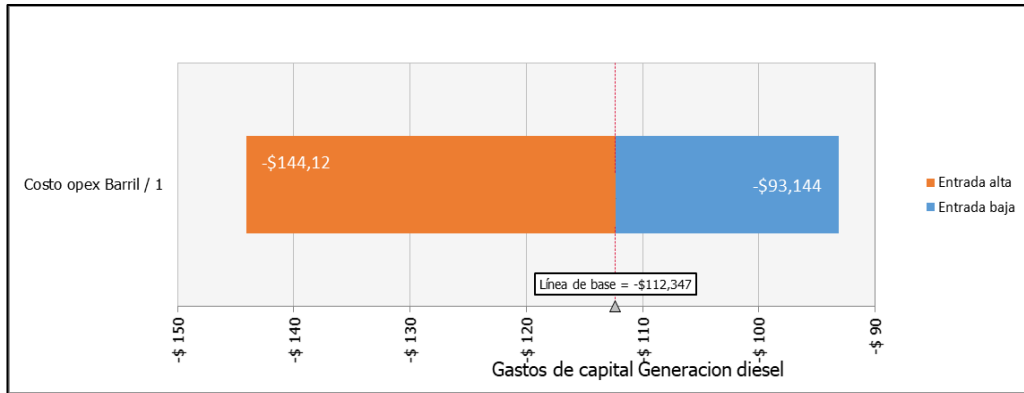


Figura 32. Costos Capital generación Diesel

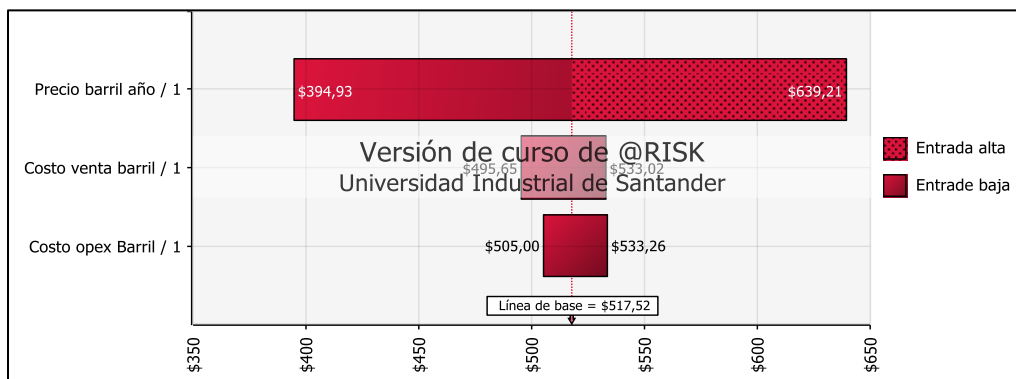


Figura 33. Flujo de caja del proyecto con generación diesel

- b. En la figura 34, se muestran los costos de capital que son los influenciados directamente por la perforación que van desde -\$96KUSD a -\$62 KUSD y en la figura 35, se muestra el flujo de caja que van desde \$506KUSD a \$822 KUSD.

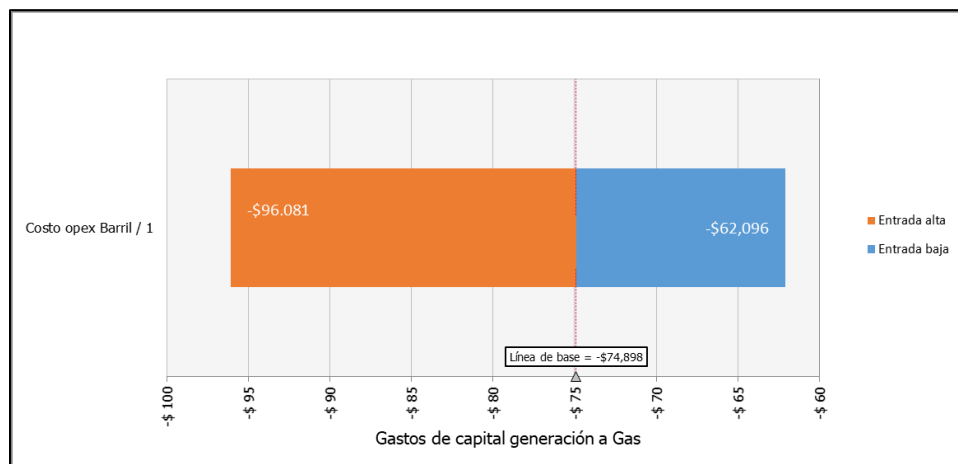


Figura 34. Costos Operativos con generación a Gas

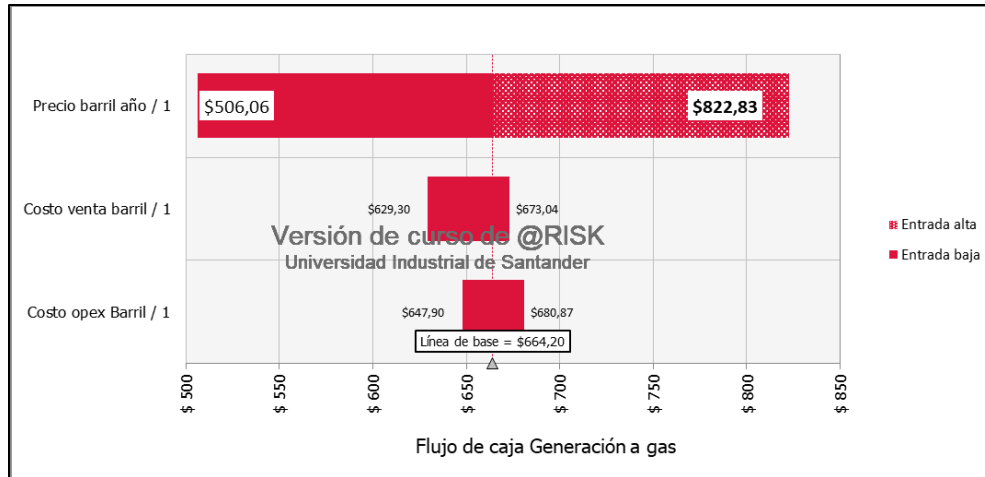


Figura 35. Flujo de caja con generación a Gas

- c. En la figura 36, se muestran los costos de capital que son los influenciados directamente por la perforación que van desde -\$74 KUSD a -\$47 KUSD y en la figura 37, se muestra el flujo de caja que van desde \$927KUSD a \$1212 KUSD.

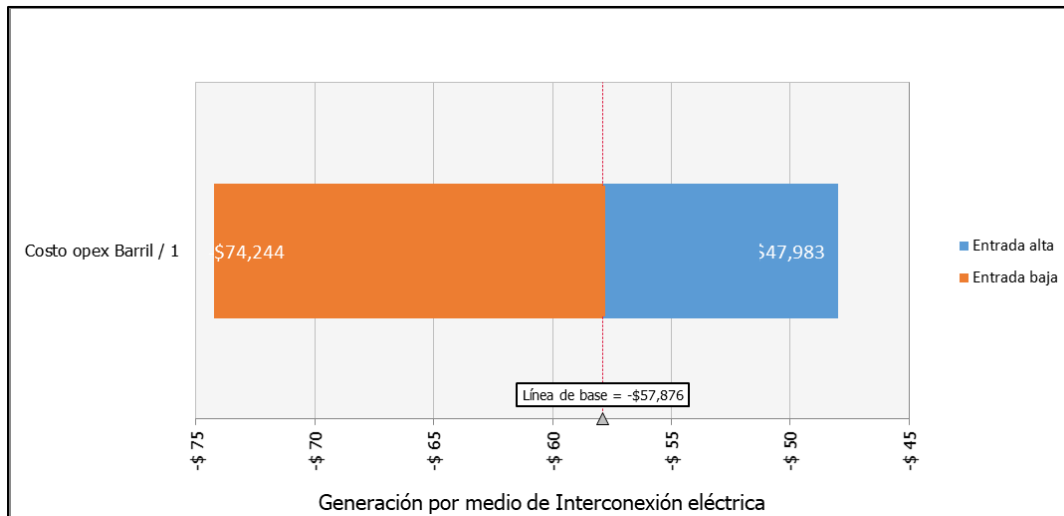


Figura 36. Gastos de capital interconexión eléctrica

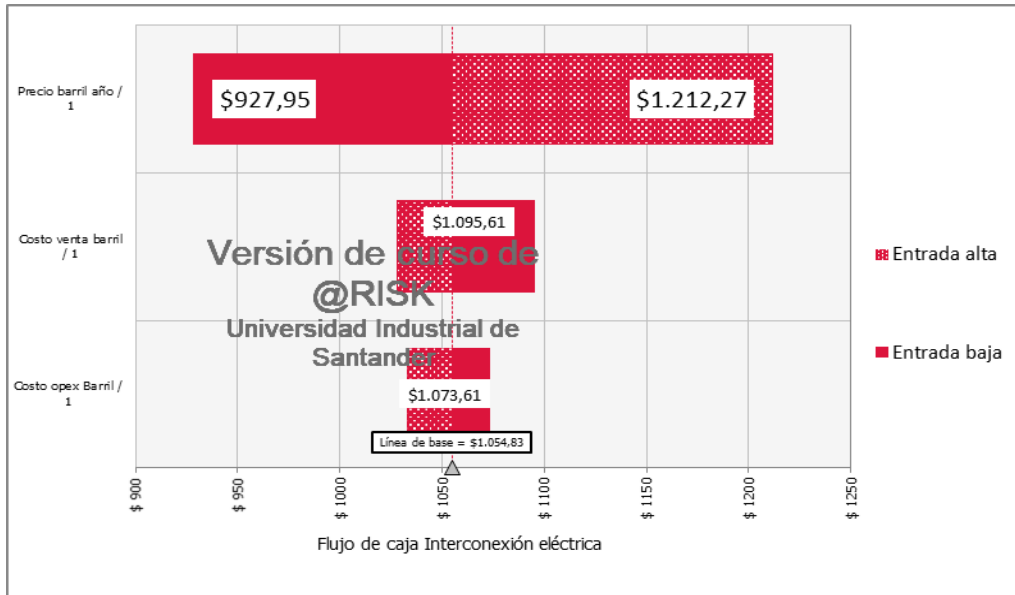


Figura 37. Flujo de caja interconexión eléctrica

Sensibilidad Precio cambio KW/h: Para estas sensibilidad se usó el cambio del precio del Kw/h en la compra de energía, para así poder analizar cuál sería el flujo de caja operativo, al variar la compra de energía, considerando fenómenos de niño, racionamiento o fenómenos similares. Se utilizo distribución normal de costo de energía.

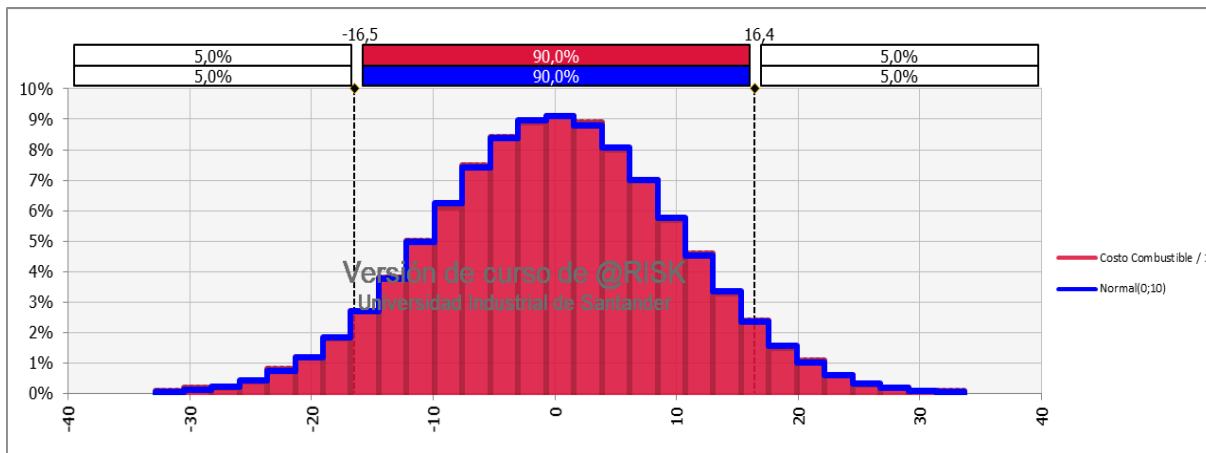


Figura 38. Distribución costo de KW/h.

- a. En la figura 39, se muestran los costos de capital que son los influenciados directamente por el costo del KW/h, siendo siempre positivo el flujo de capital con las variaciones de los costos de la energía.

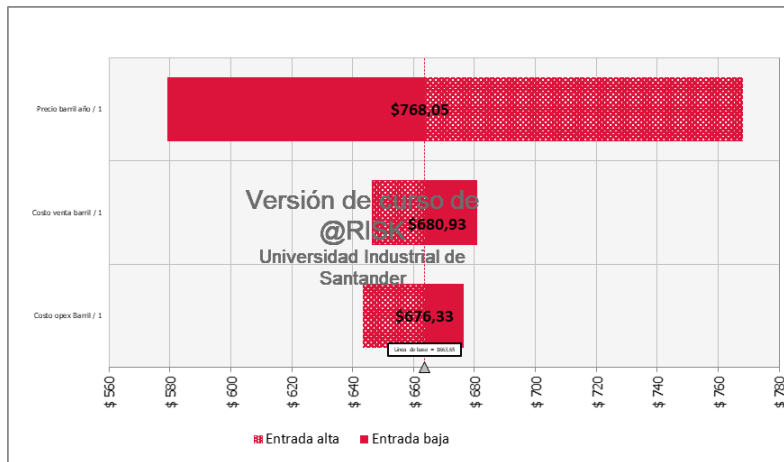


Figura 39. Flujo de caja operativo, al cambiar el costo KW/h

Con las sensibilidades realizadas, teniendo como valor variable el precio del crudo, el suministro eléctrico para los taladros de perforación genera mayor flujo de caja y menores gastos de capital, la interconexión eléctrica.

La sensibilidad al variar el precio del KW/h al tener el taladro interconectado a la red eléctrica, no afecta los flujos de caja operativos, como si lo hace el precio del crudo.

12. CONCLUSIONES.

Basado en los resultados obtenidos se concluye que:

- Según marco regulatorio nacional, interconectarse a la red nacional es más amigable con el medio ambiente, en cuanto, a emisiones, ruido y los desechos producto del mantenimiento de los grupos electrógenos.
- El sistema de generación utilizando Diesel como combustible es más costoso que el gas y el sistema interconectado nacional.
- Interconectar el sistema de generación de los taladros a la red de interconexión eléctrica nacional, ayudaría a la mejora continua de costos de la campaña de perforación y a su vez el valor presente neto del proyecto.
- Basado en los resultados, es posible tener mejora en los costos del proyecto en 10 años de un 3 % con precios del barril de petróleo por debajo del 38 USD y un 9.5 con precios por encima de 39 USD. Esto se obtuvo al simular los costos operacionales.
- El precio del barril de petróleo es difícil de predecir, es variable que mas impacta el flujo de caja de los proyectos.
- Al tener la variación del precio del crudo en el escenario mas bajo planteado, al cambiar el sistema de generación diesel por interconexión eléctrica, los proyectos generan un flujo de caja positivo, pudiendo perforar pozos de menor producción o a precios de barril de crudo hasta 35USD/bbl.
- Al variar los precios del Kw/h por las empresas comercializadoras de energia, no impactaría el proyecto.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Analysis of The Factors Affecting The Capital Structure of Oil Exploration And Production Companies: Comparative Analysis of TP And The Five Major Oil Exploration And Production Companies in The World

Caterpillar, (2007) Manual De Operación Y Mantenimiento.

Citation Data Journal of Business Research - Turk, ISSN: 1309-0712, Vol: 9, Issue: 2, Page: 212-231

Colombano, A. Colombano A. (2015). Análisis de Empresas de Petróleo y Gas: Upstream, Midstream y Downstream

Colombia. Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. (1997) Resolución 619. Permiso de emisión atmosférica para fuentes fijas.

Colombia. Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. (2008) Resolución 0909. Normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y otras disposiciones

Colombia. Ministerio De Ambiente, Vivienda Y Desarrollo Territorial. (2006) Resolución 0627 de 2006. Norma nacional de emisión de ruido y ruido ambiental

Comisión Nacional Del Medio Ambiente; CONAMA, (2009) Guía Metodológica para la estimación de emisiones atmosféricas de fuentes fijas y móviles en el registro de emisiones y transferencia de contaminantes

Damodaran. Annual Returns on Stock, T.Bonds and T.Bills: 1928 - Current. 21/02/2012.

Data sheet generadores Diesel y Gas. Recuperado el 7 de Marzo de 2013 de la página WEB de Cummins: www.cummins.com

Dorazio F, Economides MJ. (2000). Análisis económico aplicado a la industria petrolera; Petroleum Production system,

Hollanf F.A. ; Wilkinson J.K. Process Economics, McGraw Hill 1999

Jimenez, Taledo M. (2008); fundamentos para la dirección de proyectos. Cuarta edición, editorial Global standard.

Kates E, Luck ; Motores Diesel y de alta compresión, Segunda edición, Editorial Reverte, 2003

Lawrence, T. (2018). The Business Guide to Economic Evaluations: Projects, Leases, Tariffs and Acquisitions

Lima MJ, Calvo JA; Análisis del Impacto Medio Ambiental de un Vehículo Automóvil, 2009

May, M. (2013). Investing in Oil and Gas (5th Edition)

Módulo gestión mantenimiento. Base de datos generación, consumo energético. SOFTWARE SAP. Recuperado el 11 de Enero de 2013.

Sarmiento, L. F. (2011). *Llanos Basins Vol. 9* (p. 184). Medellín, Colombia: ANH-University EAFIT. Department of Geology

Sistema de información de eficiencia energética y energías alternativas. Recuperado el 22 de Febrero de 2013 en le sitio WEB: <http://www.si3ea.gov.co/>

Tight Oil Development Economics: Benchmarks, Breakeven Points, and Inelasticities (Revised December 2016) Robert L. Kleinberg, Sergey Paltsev, Charles K. Ebinger, David Hobbs, and Tim Boersma August 2016 CEEPR WP 2016-012

Treasury (2012) Sistema de información del departamento del tesoro de los Estados unidos. Recueprado el 9 de Marzo de 2013, en la página WEB: <http://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yieldYear&year=2012>

Ebeling, Charles E. (1997) An introduction to reliability and maintainability engineering. USA: McGraw Hill.

World Oil Outlook 2040 – OPEC 2017