

Evaluación Técnico-Económica de reactivación de pozos para el incremento de la oferta de gas natural y la autogeneración de energía para reducción de costos de levantamiento de crudo. Caso de aplicación en Campo Casabe

Gerlein Mauricio López Ropero

Universidad Autónoma de Bucaramanga

Maestría en Ingeniería en Energía

Bucaramanga, Santander

2022

Evaluación Técnico-Económica de reactivación de pozos para el incremento de la oferta de gas natural y la autogeneración de energía para reducción de costos de levantamiento de crudo. Caso de aplicación en Campo Casabe

Gerlein Mauricio López Ropero

*Tesis o Trabajo de investigación presentado como requisito para optar al título de:*

Magister en Ingeniería en Energía

Director de Proyecto

M.Sc. Ph.D(c) Carlos Alirio Diaz González

Codirector:

M.Sc. Robinson Jiménez Diaz

Universidad Autónoma de Bucaramanga

Facultad de Ingeniería

Bucaramanga, Colombia

2022

(DEDICATORIA O LEMA)

*A mi Padre Celestial, a quien amo con todo mi corazón y quiero honrarle todos los días de mi vida.*

## **Agradecimientos**

Doy gracias primeramente a Dios, a mi esposa e hijos quienes me acompañaron y apoyaron en esta nueva meta, a mi amigo y compañero Robinson Jiménez, sin su conocimiento habría sido imposible, a ECOPETROL S.A. por darme las herramientas para sacar adelante este proyecto, y a mis padres que son instrumentos de Dios en mi vida.

## **Resumen**

Ecopetrol S.A. en búsqueda de aprovechar al máximo los recursos del subsuelo del campo Casabe, que para este estudio es el gas natural y aportar al objetivo de disminuir las emisiones de metano a la atmosfera, se propone la reactivación de los pozos PTM01 y PTM02, los cuales tienen reservas aproximadas a 1.400 millones de pies cúbicos estándar, estos se encuentran ubicados en el departamento de Antioquia muy cerca de la rivera del río Magdalena cerca a los límites del departamento de Santander; el objetivo de este trabajo es evaluar técnica y económicamente la viabilidad de reactivar estos pozos y explotar el gas natural remanente para alimentar el sistema de autogeneración ya existente en el campo; para esto se recopiló información histórica de perforación, completamiento mecánico, registros de producción y se realizaron trabajos de perfilamiento eléctrico para definir volúmenes estimados de producción de gas y estado de los revestimientos de producción. Posteriormente se proponen tres escenarios de producción de gas, en los cuales se encontró que los pozos PTM01 y PTM02 son activos que pueden generar un ahorro significativo en la compra de energía eléctrica de aproximadamente el 48% al ser una fuente aprovechable de gas natural, para estimar dicho potencial se demostró a través de indicadores de bondad financiera que la inversión necesaria en dicho proyecto es rentable ya que los indicadores como VPN y la TIR señalan que efectivamente es una buena inversión. Desde la parte financiera tiene la validez en los tres escenarios contemplados (pesimista, probable y optimista) logrando un ahorro máximo probable de 14.3 miles de millones de pesos colombianos por un tiempo de evaluación de 10 años con una generación promedio de 48.000 kWh/d.

**Palabras clave:** Reactivación, Pozos Petroleros, Gas Natural, Colombia.

## **Abstract**

Ecopetrol S.A. In efforts to make the most of the subsoil resources of the Casabe field, which for this study is natural gas, and contribute to the objective of reducing methane emissions into the atmosphere, it is proposed to reactivate the PTM01 and PTM02 wells, which have reserves of approximately 1,400 million standard cubic feet, these are located in the department of Antioquia very close to the banks of the Magdalena River near the limits of the department of Santander; The objective of this work is to evaluate technically and economically the feasibility of reactivating these wells and exploiting the remaining natural gas to feed the existing self-generation system in the field; For this, historical information on drilling, mechanical completion, production records and electrical profiling work was collected to define estimated volumes of gas production and the state of the production casing. After proposing three gas production scenarios, in which it was found that the PTM01 and PTM02 wells are assets that can generate significant savings in the purchase of electricity of approximately 48%, as they are a usable source of natural gas, To estimate said potential, it was demonstrated through indicators of financial goodness that the investment in said project is profitable since indicators such as NPV and IRR indicate that it is indeed a good investment. From the financial, the three scenarios considered (pessimistic, probable and optimistic), achieving a probable maximum saving of 14.3 billion Colombian pesos for an evaluation period of 10 years with an average generation of 48,000 kWh/d.

**Keywords:** Reactivation, Oil Wells, Natural Gas, Colombia.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	10
<b>MARCO CONCEPTUAL</b> .....	17
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	20
<b>MARCO LEGAL</b> .....	26
<b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	32
<b>OBJETIVO GENERAL</b> .....	37
<b>REVISION DE ARTICULOS RELACIONADOS</b> .....	39
<b>METODOLOGÍA</b> .....	44
<b>ALCANCE Y LIMITACIONES</b> .....	45
<b>DESARROLLO</b> .....	48
<b>ANÁLISIS TÉCNICO</b> .....	48
<b>ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN HISTÓRICO</b> .....	48
<b>Historial De Perforación E Intervenciones En PTM01</b> .....	48
<b>Análisis De Registros De Intervención En PTM01</b> .....	50
<b>Historial De Perforación E Intervenciones En PTM02</b> .....	55
<b>Análisis De Registros Eléctricos</b> .....	56
<b>Calculo de reservas de gas y caudales de producción.</b> .....	60
<b>Sistema de Autogeneración Casabe.</b> .....	62
<b>Opción de perforación de pozos nuevos.</b> .....	63
<b>ANÁLISIS ECONÓMICO.</b> .....	66
<b>Inversión Preliminar Del Proyecto</b> .....	66
<b>Escenarios De Evaluación Económica</b> .....	68
<b>Operational Expenditures (OPEX)</b> .....	71
<b>RESULTADOS</b> .....	76
<b>PROYECCIONES</b> .....	76
<b>FLUJO DE CAJA LIBRE DEL PROYECTO</b> .....	78
<b>INDICADORES DE BONDAD FINANCIERA</b> .....	83
<b>COSTO DE OPORTUNIDAD (WACC)</b> .....	83
<b>VALOR PRESENTE NETO (VPN)</b> .....	86
<b>TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)</b> .....	89
<b>PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)</b> .....	91
<b>RAZÓN BENEFICIO COSTO (B/C)</b> .....	92
<b>IMPACTO EN EL BALANCE GENERAL</b> .....	92
<b>OPCION DE PERFORACION DE UN POZO NUEVO</b> .....	96
<b>IMPACTO EN EL ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS</b> .....	97
<b>CONCLUSIONES</b> .....	104
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	107

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Emisiones de CO2 asociadas a la combustión. ....	11
<b>Figura 2.</b> Consumo mundial de gas natural. ....	12
<b>Figura 3.</b> Emisiones mundiales Metano.....	14
<b>Figura 4.</b> Emisión de Metano en Colombia.....	14
<b>Figura 5.</b> Emisiones de CO2 a la atmosfera de los combustibles fósiles.....	16
<b>Figura 6.</b> Métodos de determinación de reservas.....	17
<b>Figura 7.</b> Tipos de registros.....	19
<b>Figura 8.</b> Generador de 1,2 MW Campo Casabe.....	24
<b>Figura 9.</b> Etapas de recuperación de petróleo original.....	33
<b>Figura 10.</b> Histórico de producción de fluidos campo Casabe.....	34
<b>Figura 11.</b> Centro de generación de energía Casabe Sur.....	35
<b>Figura 12.</b> Árbol del problema.....	37
<b>Figura 13.</b> Ubicación Geográfica.....	47
<b>Figura 14.</b> Historial de producción.....	50
<b>Figura 15.</b> Registro Litológico PTM01.....	51
<b>Figura 16.</b> Registro Resistivo de PTM01.....	52
<b>Figura 17.</b> Revestimiento PTM 01.....	53
<b>Figura 18.</b> Intervalo de Arenas A0.....	54
<b>Figura 19.</b> Registro Litológico PTM02.....	56
<b>Figura 20.</b> Revestimiento del PTM02.....	57
<b>Figura 21.</b> Estados mecánicos: PTM01 y PTM02.....	59
<b>Figura 22.</b> Equipos utilizados en el Centro de generación.....	63
<b>Figura 23.</b> Válvula de Superficie.....	73
<b>Figura 24.</b> Proceso de Calibración.....	74
<b>Figura 25.</b> Ahorro Monetario Por Escenario.....	78
<b>Figura 26.</b> WACC.....	84
<b>Figura 27.</b> Flujo De Caja Optimista.....	87
<b>Figura 28.</b> Flujo De Caja Probable.....	88
<b>Figura 29.</b> Flujo De Caja Pesimista.....	89



## LISTA DE TABLAS

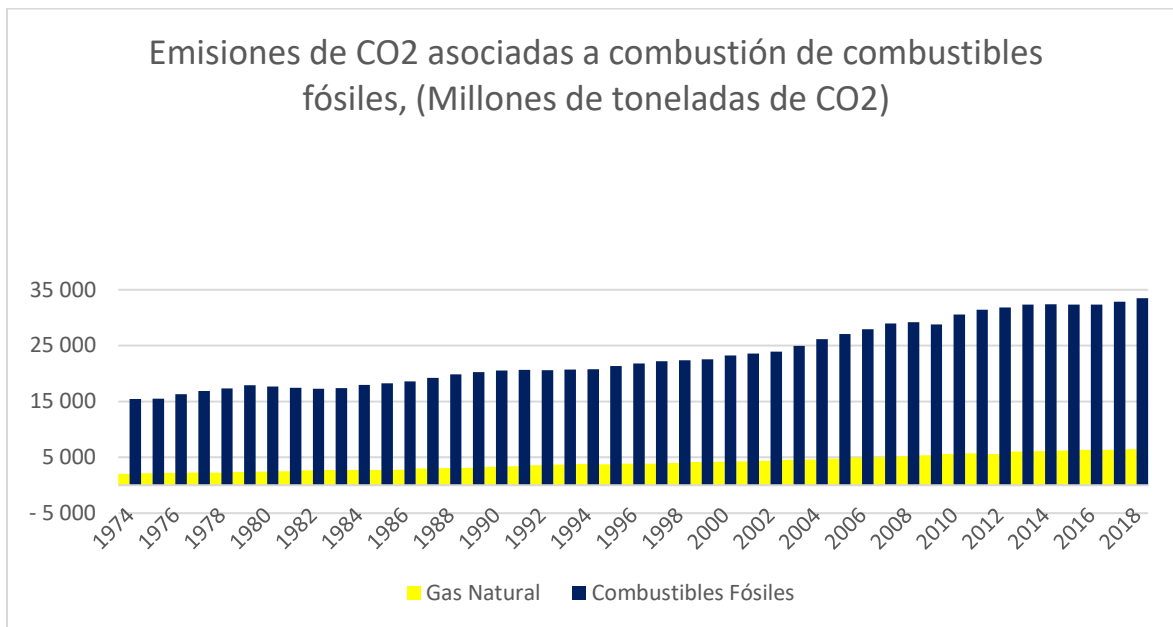
Tabla 1. Criterios de búsqueda .....	39
Tabla 2. Análisis de documentos recuperados .....	40
<b>Tabla 3.</b> Cromatografía gas casabe. ....	49
<b>Tabla 4.</b> Propiedades petrofísicas del yacimiento. ....	61
<b>Tabla 5.</b> Variables para el cálculo del caudal estimado de gas (Colmont & Pinoargote, 2013).....	61
<b>Tabla 6.</b> Resumen de costos por cada fase de perforación.....	64
<b>Tabla 7.</b> Inversión Preliminar Proyecto, (Costos tomados de contratos GRI 2019) .....	66
<b>Tabla 8.</b> Parámetros de energía por escenario.....	71
<b>Tabla 9.</b> Costo Mantenimiento De Válvulas, (Costos tomados de contratos GRI 2019). ....	72
<b>Tabla 7.</b> Costo de Calibración, (Costos tomados de contratos GRI 2019).....	73
<b>Tabla 10.</b> Costo de Reacondicionamiento de los Pozos, (Costos tomados de contratos GRI 2019).....	75
<b>Tabla 11.</b> Ahorro Generado por el Proyecto. ....	76
<b>Tabla 12.</b> Escenario Pesimista. ....	79
<b>Tabla 13.</b> Escenario Probable. ....	81
<b>Tabla 14.</b> Escenario Optimista.....	81
<b>Tabla 15.</b> Indicadores Financieros. ....	91
<b>Tabla 16.</b> Balance General Escenarios Probable. ....	94
<b>Tabla 17.</b> Balance General Escenarios Probable. ....	97
<b>Tabla 18.</b> Estado De Perdidas Y Ganancias.....	99
<b>Tabla 19.</b> Análisis Vertical. ....	100

## **INTRODUCCIÓN**

En el marco de los objetivos de desarrollo sostenible y en los acuerdos de París (Unidas, 2015) en donde 196 países se comprometieron a: evitar que la temperatura global aumente 2 grados Celsius por encima de los niveles preindustriales y a hacer los mejores esfuerzos para limitar el aumento alrededor de 1,5 grados, aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia al clima y un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, una transición del sistema energético global es de máxima relevancia ya que el uso de energía es responsable de la mayoría de emisiones globales de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y por ende del cambio climático global.

La transición hacia una mayor proporción de energía renovable (ER) simplificará el logro al acceso universal a energía limpia y asequible, reduciendo emisiones de GEI y disminución de la escasez de agua mediante la eliminación del uso para fines de generación eléctrica y extracción de hidrocarburos (Kickbusch, 2016). Sin embargo, es claro e importante decir que se requiere de un proceso de transición para la eliminación gradual de la dependencia de los combustibles fósiles para evitar colapso en la economía y que esto genere pobreza y detrimento de la calidad de vida de los países, para lograr esto, el gas natural se perfila con un combustible puente o de transición, teniendo en cuenta que el gas natural es el combustible fósil con menor impacto medioambiental de todos los utilizados, tanto en la etapa de extracción, elaboración y transporte, como en la fase de utilización (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021).

**Figura 1.** Emisiones de CO2 asociadas a la combustión.



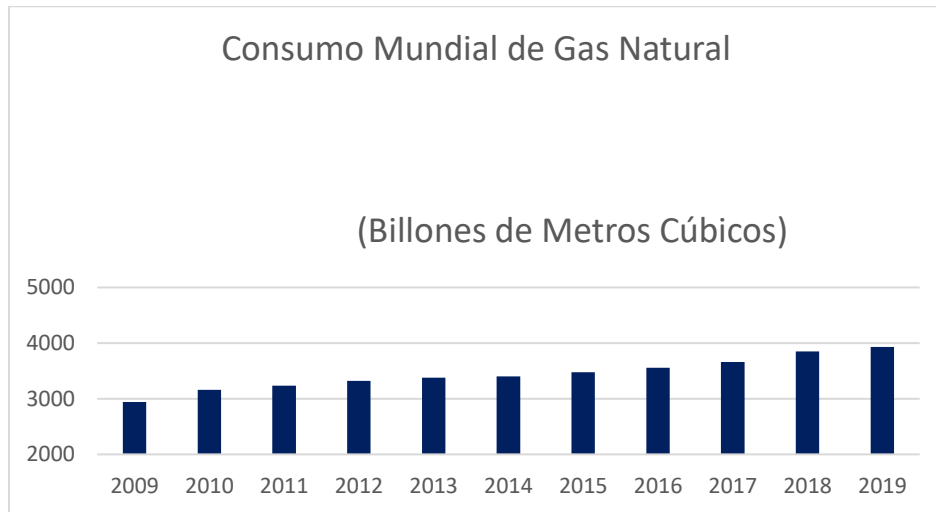
Fuente: (IEA, 2020b)

De acuerdo con el informe del World Energy Outlook 2019 (IEA, 2020b), en el Escenario de Desarrollo Sostenible, el consumo de gas natural irá aumentado a una tasa promedio anual de 0.9% (Figura 1.) frente a los demás combustibles fósiles antes de alcanzar un punto máximo a finales de la década de 2020. Después de esto, el despliegue acelerado de energías renovables y medidas de eficiencia energética, junto con un repunte en la producción de bio-metano y más tarde de hidrógeno, comenzará a reducir el consumo.

Para el año 2040, la demanda de gas natural en las economías avanzadas será más baja que los niveles actuales en todos los sectores. En las economías en desarrollo, el crecimiento del gas en el sector eléctrico aumenta hasta 2030, pero retrocede debido a una proporción creciente de energías renovables. Aunque el consumo absoluto cae, el gas natural gana cuota de mercado a expensas tanto del carbón como del petróleo en sectores difíciles de descarbonizar, como el transporte pesado y el uso de calor en la industria. A pesar de que disminuye la generación de energía a gas

natural, la capacidad aumenta en comparación con la actual como consecuencia del papel que desempeña el gas a la hora de proporcionar flexibilidad al sistema eléctrico.

**Figura 2.** *Consumo mundial de gas natural.*



Fuente: (IEA, 2020a)

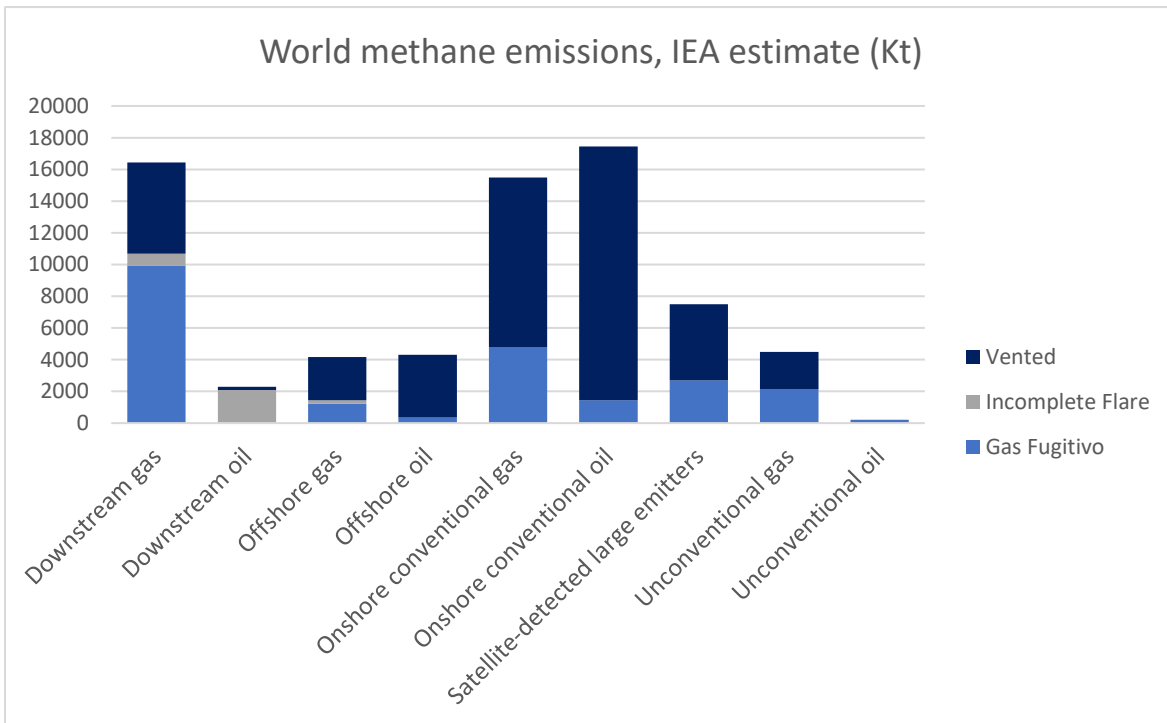
Como podemos ver en la figura 2. De acuerdo con el World Energy Balances Highlights (IEA, 2020b) desde el 2009 se está incrementando el consumo de gas natural a nivel mundial y con esto posicionándose como un combustible de transición energética y sistemáticamente reemplazar los combustibles fósiles, Ecopetrol S.A. no ha sido ajeno esta necesidad que es a nivel global y el buscar diversificar su portafolio y sus métodos de producción buscando hacerlos más eficientes y menos contaminantes ha llevado a la empresa a incluir en su estrategia de negocio (Ecopetrol, 2021), esta transición energética, la cual ya ha comenzado adoptando el gas natural como combustible de transición para la generación de energía eléctrica en sus campos productores de petróleo, esto con el fin de reducir las emisiones de metano las cuales se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Las emisiones fugitivas de metano se producen por fugas que no están previstas, por ejemplo, debido a un sello defectuoso o una válvula con fugas.
- Las emisiones de metano ventiladas son el resultado de liberaciones intencionales, a menudo por razones de seguridad, debido al diseño de la instalación o el equipo (por ejemplo, controladores neumáticos) o requisitos operativos (por ejemplo, ventilación de una tubería para inspección y mantenimiento).
- Las emisiones de metano en quemas incompletas pueden ocurrir cuando se quema gas natural que no se puede usar o recuperar económicamente en lugar de venderlo o ventilar. La gran mayoría del gas natural se convierte en CO<sub>2</sub> y agua, pero es posible que una parte no se quemara y se libere como metano a la atmósfera (Mac Kinnon et al., 2018).

Los mayores generadores de emisiones de metano a la atmósfera en la industria petrolera en el mundo son los campos petroleros costados de petróleo convencional, es decir aquellos campos productores de crudo en los cuales la producción de gas natural se considera como un subproducto de la explotación de campo (Alhajeri et al., 2019a).

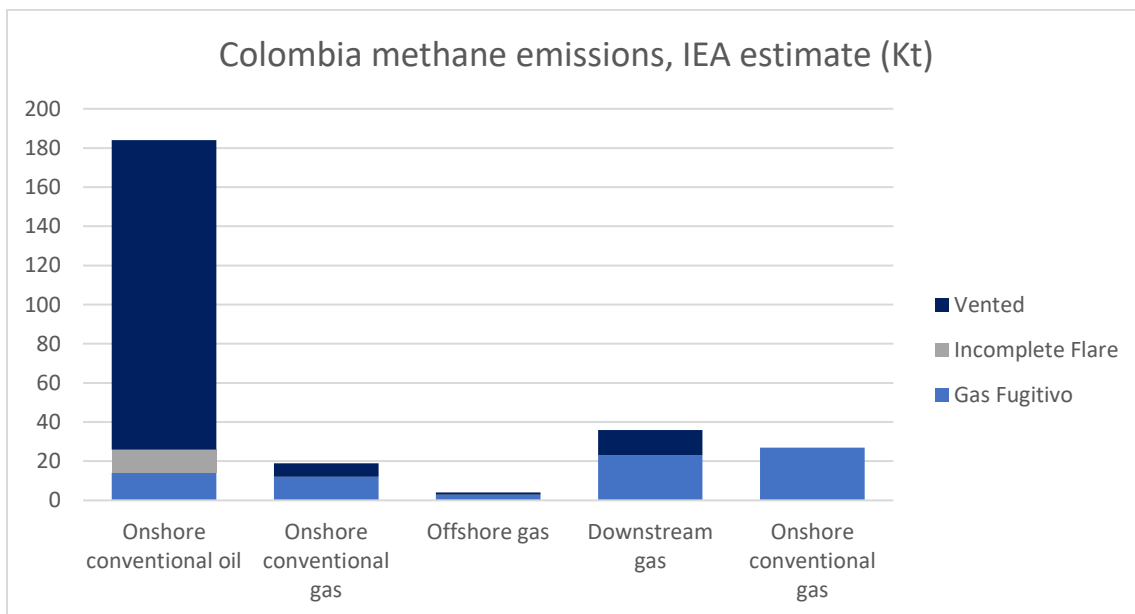
En el caso de Colombia se mantiene de cierta manera la tendencia mundial, evidenciando que existe una oportunidad de aprovechamiento de este gas y evitar el venteo del metano a la atmósfera y aportar a incrementar el efecto invernadero.

**Figura 3. Emisiones mundiales Metano**



Fuente: (IEA, 2020a)

**Figura 4. Emisión de Metano en Colombia**



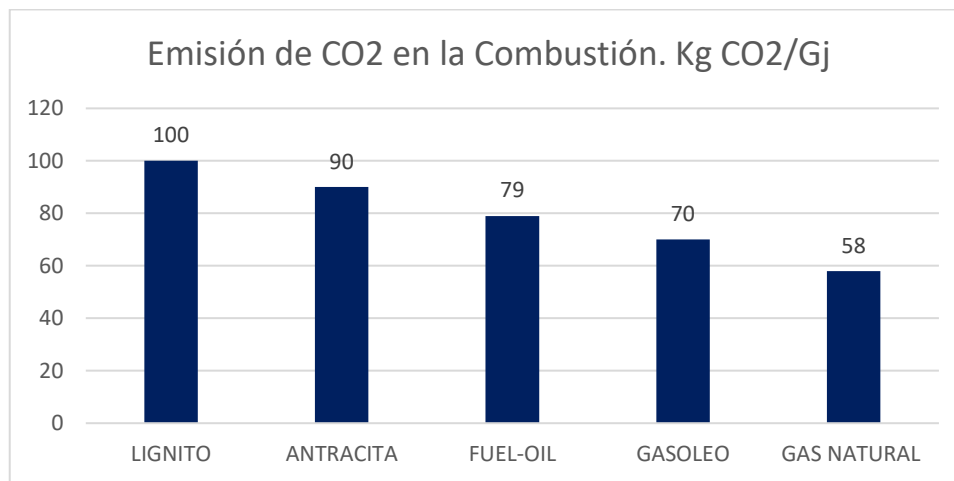
Fuente: (IEA, 2020a)

De acuerdo con las figuras 3 y 4, se puede observar que los campos maduros en el mundo y en Colombia como es el caso del campo Casabe identificados como onshore conventional oil, son los principales agentes de emisiones de metano a la atmosfera entre estos agentes se pueden encontrar los pozos abandonados, pero con reservas remanentes de gas natural, los cuales son el objeto de estudio de este trabajo.

Todo combustible fósil en una reacción de combustión genera CO<sub>2</sub>, sin embargo, las consecuencias atmosféricas del uso del gas natural son menores cuando se usa como combustible en comparación con los demás existentes por las siguientes razones (Alhajeri et al., 2019a):

- La menor cantidad de residuos producidos en la combustión permite su uso como fuente de energía directa en los procesos productivos o en el sector terciario, evitando los procesos de transformación como los que tienen lugar en las plantas de refinación del crudo.
- La misma pureza del combustible lo hace apropiado para su empleo con las tecnologías más eficientes: Generación de electricidad mediante ciclos combinados, la producción simultánea de calor y electricidad mediante sistemas de cogeneración, climatización mediante dispositivos de compresión y absorción.
- Menores emisiones de gases contaminantes (SO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y CH<sub>4</sub>) por unidad de energía producida ver figura 5.

**Figura 5.** Emisiones de CO2 a la atmosfera de los combustibles fósiles.



Fuente: (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021)

De acuerdo con la agencia para la protección del medio ambiente de los Estados Unidos (U.S. Environmental Protection Agency, 2020), se estima que el metano (CH<sub>4</sub>) tiene un potencial de calentamiento global de 28 a 36 (factor que utiliza el CO<sub>2</sub> como referencia) durante 100 años, por esta y otras razones es importante no ventear ni quemar en teas el CH<sub>4</sub> y en lo posible realizar aprovechamiento de este en los diferentes procesos industriales.

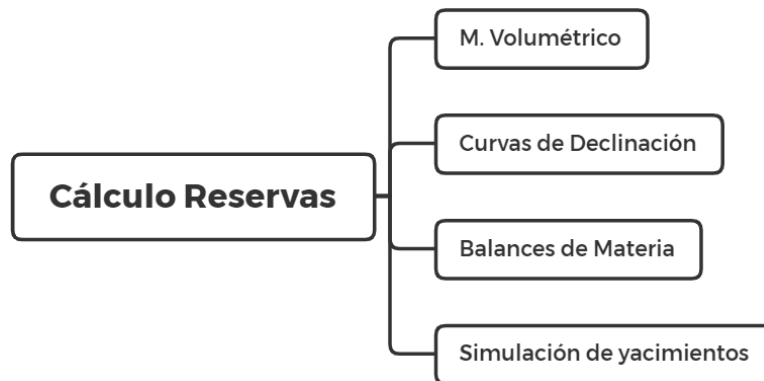


## MARCO CONCEPTUAL

### Determinación del volumen de petróleo y de las reservas de hidrocarburos

Existen varios métodos de estimación de la cantidad de petróleo en el yacimiento, uno de los más utilizados es el método volumétrico, este método comprende la relación entre el espesor, el área y la porosidad de la formación; también llamada volumen poroso, el cual representa todo el espacio disponible dentro de la formación para almacenar fluidos (*Integrated Reservoir Asset Management*, 2010). A su vez, el producto entre el volumen poroso y la saturación de aceite proporciona la cantidad de fluido presente en la formación.

**Figura 6.** *Métodos de determinación de reservas*



Fuente: (Flores & Ramirez, 2016).

### Propiedades Petrofísicas (Castro & Gómez, 2016):

- **Porosidad:** Es la medida del volumen de espacios porosos en la roca que tiene la capacidad de almacenar fluidos en cualquier condición y su unidad de medida es adimensional, se simboliza como  $\Phi$ . La porosidad se puede dar como porosidad primaria la cual se da entre los granos que no fueron completamente compactados, o puede desarrollarse a través de la alteración de las rocas la cual corresponde a la porosidad secundaria, también “la porosidad puede generarse a través del desarrollo de fracturas, en cuyo caso se denomina porosidad

de fractura (Castro & Gómez, 2016).

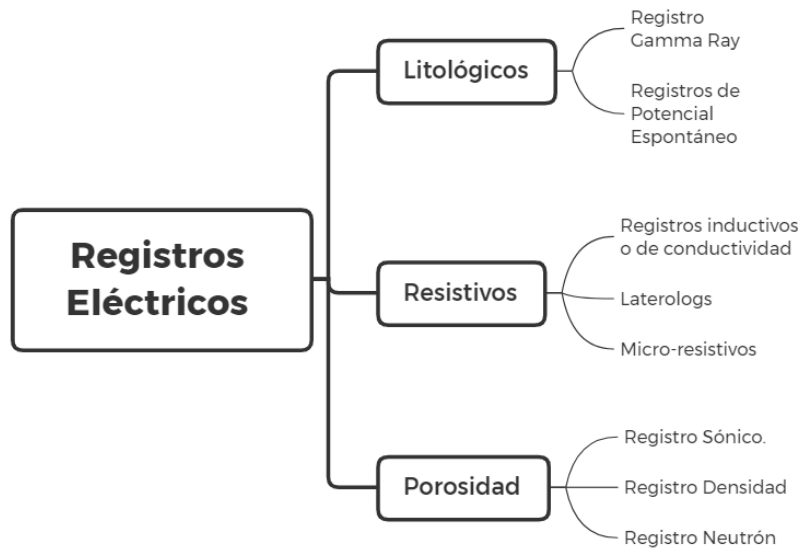
- **Permeabilidad:** Se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, su unidad de medida es en milidarcy y se simboliza mD. El sistema poral efectivo está constituido por poros y espacios reducidos que conectan a los poros llamados gargantas (Schlumberger, 2020).
- **Saturación:** La porosidad es la que permite almacenar fluidos en los espacios porosos y la saturación indica cuánto fluido está almacenado en estos espacios porosos” La saturación se ve afectada por las condiciones del yacimiento, así como por los fluidos presentes en el mismo. Su nomenclatura corresponde a las letras  $S_i$ , en donde el subíndice  $i$  corresponde a los fluidos agua ( $S_w$ ) petróleo ( $S_o$ ) gas ( $S_g$ ) (Castro & Gómez, 2016).
- **Resistividad:** Para calcular la saturación de agua e hidrocarburos en un reservorio es necesario conocer la resistividad del agua de saturación  $R_w$ , el factor de formación  $F$  o la porosidad  $\Phi$  y la resistividad de la formación real  $R_t$ . La resistividad de la zona invadida  $R_{xo}$ , también es importante ya que puede emplearse para obtener el  $S_w$ , si se desconoce la porosidad, con la finalidad de presentar la movilidad de los hidrocarburos y cuando la invasión es profunda, a fin de obtener un mejor valor de  $R_t$ . (Castro & Gómez, 2016)

### **Registros Eléctricos.**

Hoy en día los registros eléctricos proporcionan una herramienta confiable al de caracterizar las propiedades de un yacimiento. Dentro de los diferentes tipos de registros existentes, se presentan los litológicos que son empleados para la determinación del tipo de litología presente en el reservorio por medio de la estimulación de los componentes radioactivos que se encuentran inmersos en las formaciones, los resistivos permiten determinar la saturación de hidrocarburos

presentes en el yacimientos a través de la medición de la resistividad para esto debe existir agua conductiva, lo cual facilita descartar zonas con presencia de fluidos que no sean de interés, y por ultimo los de porosidad, estos permiten determinar con buena exactitud el volumen de espacio poroso presente en la roca, algunos de los más comunes son: sónico, densidad y el neutrón.

**Figura 7.** *Tipos de registros*



Fuente: Elaboración Propia.

### **Recuperación Primaria.**

Durante este período, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento.

En muchos yacimientos profundos la presión es mayor que la presión hidrostática, lo que hace que el petróleo llegue a la superficie con el solo aporte energético del yacimiento. A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento, la presión tiende a bajar en forma más o menos rápida según los mecanismos involucrados. En ciertos casos, puede existir un mecanismo de compensación natural que reduzca notablemente la velocidad de decaimiento de la presión, como la compactación

de sedimento (subsistencia), la migración de un acuífero activo o la lenta expansión de una bolsa de gas (Salager, 2005).

### **Recuperación Secundaria.**

Los métodos de recuperación secundaria consisten en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión, estos fluidos se inyectan por ciertos pozos (inyectores), y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores). Hasta el principio de los años 70, el bajo precio del crudo hacía que los únicos fluidos susceptibles de inyectarse económicamente eran el agua, y en ciertos casos el gas natural. El drenaje por agua permite elevar la recuperación del aceite originalmente en sitio hasta un promedio de 25-30%, con variaciones desde 15 hasta 40% según los casos (Salager, 2005).

## **MARCO TEÓRICO**

### **1. Criterios de evaluación de inversiones:**

En la actualidad los proyectos de inversión que se realizan deben estar precedidos por un estudio de Factibilidad Económica Financiera que contenga técnicas utilizadas internacionalmente como:

1.1 El valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. También se conoce como valor neto actual (VNA), valor actualizado neto o valor presente neto (VPN). Para ello trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El VAN va a expresar una

medida de rentabilidad del proyecto en términos absolutos netos, es decir, en n° de unidades monetarias (euros, dólares, pesos, etc.) (Ramirez, Garcia, et al., 2009).

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

En donde:

$I_0$ : es la inversión que se realiza en el momento inicial.

$F_t$ : Son los flujos de dinero en cada periodo  $t$ .

$n$ : es el numero de periodos de tiempo

$k$ : es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión

El VAN sirve para generar dos tipos de decisiones: en primer lugar, ver si las inversiones son efectuales y, en segundo lugar, ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos. Los criterios de decisión van a ser los siguientes:

$VAN > 0$ : El valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.

$VAN = 0$ : El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.

$VAN < 0$ : El proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

1.2 Tasa interna de rendimiento (TIR): Es la tasa de descuento capaz de igualar el valor actual de los flujos de caja esperados de una determinada inversión con su desembolso inicial. Dicho de otro modo, es aquella tasa de descuento que da al proyecto un VAN de cero (Ramirez, García, et al., 2009). Es decir:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

La tasa interna de retorno (TIR) nos da una medida relativa de la rentabilidad, es decir, va a venir expresada en tanto por ciento. El criterio de selección será el siguiente donde “k” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN:

Si  $TIR > k$ , el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.

Si  $TIR = k$ , estaríamos en una situación similar a la que se producía cuando el VAN era igual a cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.

Si  $TIR < k$ , el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

1.3 Razón Beneficio / Costo (B / C): La regla de decisión Beneficio / Costo, llamada a menudo índice del valor actual, compara a base de razones el valor actual de las entradas de efectivo futuras con el valor actual del desembolso original y de cualesquiera otros que se hagan en el futuro, dividiendo el primero por el segundo (Ramirez, Garcia, et al., 2009). Se calcula así:

$$B/C = \frac{\text{Valor actual de las entradas de efectivo}}{\text{Valor actual de las salidas de efectivo}}$$

Si  $B/C > 1$ , el proyecto de inversión será aceptado.

Si  $B/C < 1$ , el proyecto de inversión debe rechazarse, ya que los gastos o inversiones superan las entradas de efectivo.

1.4 Tiempo de recuperación: Es una medida de la rapidez con que el proyecto reembolsará el desembolso original de capital. Este período es el número de años que la empresa tarda en recuperar el desembolso original mediante entradas de efectivo que produce un proyecto. Los proyectos que ofrezcan un PR inferior a cierto número de años (N) determinado por la empresa, se aceptarán, en caso contrario se rechazarán (Ramirez, Garcia, et al., 2009).

Teniendo en cuenta que en la mayoría de los casos las entradas de efectivo no son las mismas, el tiempo de recuperación o payback se calcula de la siguiente manera:

$$TR = a + \frac{I_0 - b}{F_t}$$

$I_0$ : es la inversión que se realiza en el momento inicial.

$F_t$ : Son los flujos de dinero en cada periodo  $t$ .

$b$ : es la suma de flujos hasta el final del periodo  $a$ .

$F_t$ : es el valor del flujo de caja del año en que se recupera la inversión.

2. Generación de Energía eléctrica a partir de motores de combustión de gas natural: El gas natural está siendo considerado cada vez más como el combustible que es potencialmente capaz de asegurar el suministro continuo y a largo plazo para la transformación de la

energía. El gas natural para la producción de energía eléctrica a través de motores de combustión interna es de amplio uso, la composición del gas natural entregado a través de tuberías podría variar con el tiempo y la ubicación particularmente cuando este es abastecido a través de ductos directo desde las zonas de producción sin ser previamente procesados, estas variaciones en la composición del gas pueden afectar al rendimiento y niveles de emisión de gases contaminantes en los motores a combustión interna, a través de cambios en las características de dosificación del combustible y la resistencia al autoencendido y golpeteo (Nocking) que afectan la combustión del Gas y el comportamiento del motor(Guaman & Calderon, 2012).

**Figura 8.** *Generador de 1,2 MW Campo Casabe.*



Fuente: Copower

Entre las principales características, el gas natural es el combustible fósil más puro y limpio que existe (Montaño, 2016).



- Es más limpio. Al ser encendido, genera muchísimo menos emisiones de material participado, óxidos de azufre y gases efecto invernadero que los demás combustibles fósiles, convirtiéndolo en un combustible ambientalmente amigable. Además, su pureza implica un menor procesamiento y una menor generación de emisiones en su producción. Ambos aspectos lo hacen el combustible de preferencia para reducir emisiones de CO<sub>2</sub> y otros elementos.
- Teniendo en cuenta que el gas natural tiene un efecto invernadero cerca de 21 veces mayor que el CO<sub>2</sub>, la combustión de este también representa un beneficio ambiental.
- En caso de un eventual derrame en tierra o agua, el gas natural se evapora, y como es más liviano que el aire (35 a 40 % más liviano), se elevaría a la atmósfera sin generar residuos. También es incoloro e inodoro, es decir, no tiene sabor, color y ni olor. Por esto, las empresas distribuidoras le agregan un compuesto odorante (mercaptano) para que sea detectable al olfato.
- Es menos inflamable. La combustión se produce única y exclusivamente si se conjugan tres factores: la presencia de oxígeno; una concentración de gas natural entre el 4,5% y el 14,5%; y un elemento que produzca el calor necesario para generar la ignición de esta mezcla.

## **MARCO LEGAL**

El marco legal de hidrocarburos en Colombia contempla tres aspectos claves que se encuentran encaminados al cumplimiento de las operaciones del Estado: un régimen regulatorio, un régimen sancionatorio y un régimen procesal, todo guiado por un presupuesto normativo para el tratamiento del crudo, sus derivados, el gas natural licuado de petróleo (GLP) y sus derivados, por lo que tiene un gran número de especificaciones en leyes, decretos, resoluciones, avisos, conceptos y contratos que la hacen una industria muy especializada.

Bajo un régimen regulatorio se regulan la exploración, extracción, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de petróleo crudo, gas natural (GLP) y cada uno de sus derivados, cada una de estas actividades cumple una función. Además de los aspectos con disposiciones específicas, el sistema incluye soporte normativo, entidades que constituyen las áreas centrales y desconcentradas de la institucionalidad de hidrocarburos en Colombia. De esta forma la mayor instancia en cuanto a ordenamientos se refiere es la Constitución Política la cual cuenta con artículos como:

**ARTICULO 332.** El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes.

**ARTICULO 360.** La ley determinará la explotación de un recurso natural no renovable causará, a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte. La ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables.

Además, también se cuenta con el Código de Petróleos o Decreto 1056 de 1953, el cual reglamenta en su primer artículo que “Las disposiciones de este Código se refieren a las mezclas naturales de hidrocarburos que se encuentran en la tierra, cualquiera que sea el estado físico de aquéllas, y que

componen el petróleo crudo, lo acompañan o se derivan de él”. Por último, cabe resaltar que las normativas a nivel internacional se encuentran alineadas con el acuerdo de París que fue adoptado por 196 países en la COP21 en París (Unidas, 2015), el 12 de diciembre de 2015 y entró en vigor el 4 de noviembre de 2016, el cual es un tratado internacional sobre el cambio climático jurídicamente vinculante que busca reducir en lo más mínimo las emisiones de gas invernadero para de esta forma ayudar a controlar el problema del calentamiento global. Y debido a que este tratado representa para todos los países una transformación social y económica, se debe contemplar que estos cambios deben también guiarse por los ODS, para lograr no solo un crecimiento económico sino más bien un desarrollo económico sustentable.

### **Objetivos Del Desarrollo Sostenible(Santander et al., 2019)**

Para todo proyecto se deben establecer los objetivos de desarrollo sostenible y cuales se aplican, en este caso se aplican 5 objetivos de los 17 generales. Estos objetivos buscan conseguir un futuro sostenible para todos, y para este proyecto nos enfocamos en los siguientes:

**Objetivo 9:** consiste en industria, innovación e infraestructuras, las metas son (Naciones Unidas):

- 1) Desarrollar infraestructuras fiables, sostenibles, resilientes y de calidad, incluidas infraestructuras regionales y transfronterizas, para apoyar el desarrollo económico y el bienestar humano, haciendo hincapié en el acceso asequible y equitativo para todos
- 2) Promover una industrialización inclusiva y sostenible y, de aquí a 2030, aumentar significativamente la contribución de la industria al empleo y al producto interno bruto, de acuerdo con las circunstancias nacionales, y duplicar esa contribución en los países menos adelantados

- 3) Aumentar el acceso de las pequeñas industrias y otras empresas, particularmente en los países en desarrollo, a los servicios financieros, incluidos créditos asequibles, y su integración en las cadenas de valor y los mercados
- 4) De aquí a 2030, modernizar la infraestructura y reconvertir las industrias para que sean sostenibles, utilizando los recursos con mayor eficacia y promoviendo la adopción de tecnologías y procesos industriales limpios y ambientalmente racionales, y logrando que todos los países tomen medidas de acuerdo con sus capacidades respectivas
- 5) Aumentar la investigación científica y mejorar la capacidad tecnológica de los sectores industriales de todos los países, en particular los países en desarrollo, entre otras cosas fomentando la innovación y aumentando considerablemente, de aquí a 2030, el número de personas que trabajan en investigación y desarrollo por millón de habitantes y los gastos de los sectores público y privado en investigación y desarrollo.
  - a) Facilitar el desarrollo de infraestructuras sostenibles y resilientes en los países en desarrollo mediante un mayor apoyo financiero, tecnológico y técnico a los países africanos, los países menos adelantados, los países en desarrollo sin litoral y los pequeños Estados insulares en desarrollo.
  - b) Apoyar el desarrollo de tecnologías, la investigación y la innovación nacionales en los países en desarrollo, incluso garantizando un entorno normativo propicio a la diversificación industrial y la adición de valor a los productos básicos, entre otras cosas.
  - c) Aumentar significativamente el acceso a la tecnología de la información y las comunicaciones y esforzarse por proporcionar acceso universal y asequible a Internet en los países menos adelantados de aquí a 2020

Se desarrollarán infraestructuras de gran calidad, como lo son los ecoparques y la extracción de gas en campo Casabe, además, se busca una sostenibilidad por parte de Ecopetrol en términos de energía, promoviendo la implementación de más energías renovables en el país.

**Objetivo 12:** es la producción y consumo responsables, las naciones unidas determina que sus metas son:

- 1) Aplicar el Marco Decenal de Programas sobre Modalidades de Consumo y Producción Sostenibles, con la participación de todos los países y bajo el liderazgo de los países desarrollados, teniendo en cuenta el grado de desarrollo y las capacidades de los países en desarrollo
- 2) De aquí a 2030, lograr la gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos naturales
- 3) De aquí a 2030, reducir a la mitad el desperdicio de alimentos per capita mundial en la venta al por menor y a nivel de los consumidores y reducir las pérdidas de alimentos en las cadenas de producción y suministro, incluidas las pérdidas posteriores a la cosecha
- 4) De aquí a 2020, lograr la gestión ecológicamente racional de los productos químicos y de todos los desechos a lo largo de su ciclo de vida, de conformidad con los marcos internacionales convenidos, y reducir significativamente su liberación a la atmósfera, el agua y el suelo a fin de minimizar sus efectos adversos en la salud humana y el medio ambiente
- 5) De aquí a 2030, reducir considerablemente la generación de desechos mediante actividades de prevención, reducción, reciclado y reutilización
- 6) Alentar a las empresas, en especial las grandes empresas y las empresas transnacionales, a que adopten prácticas sostenibles e incorporen información sobre la sostenibilidad en su ciclo de presentación de informes

- 7) Promover prácticas de adquisición pública que sean sostenibles, de conformidad con las políticas y prioridades nacionales
- 8) De aquí a 2030, hay que asegurar que las personas de todo el mundo tengan la información y los conocimientos pertinentes para el desarrollo sostenible y los estilos de vida en armonía con la naturaleza.
  - a) Ayudar a los países en desarrollo a fortalecer su capacidad científica y tecnológica para avanzar hacia modalidades de consumo y producción más sostenibles.
  - b) Elaborar y aplicar instrumentos para vigilar los efectos en el desarrollo sostenible, a fin de lograr un turismo sostenible que cree puestos de trabajo y promueva la cultura y los productos locales.
  - c) Racionalizar los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles que fomentan el consumo antieconómico eliminando las distorsiones del mercado, de acuerdo con las circunstancias nacionales, incluso mediante la reestructuración de los sistemas tributarios y la eliminación gradual de los subsidios perjudiciales, cuando existan, para reflejar su impacto ambiental, teniendo plenamente en cuenta las necesidades y condiciones específicas de los países en desarrollo y minimizando los posibles efectos adversos en su desarrollo, de manera que se proteja a los pobres y a las comunidades afectadas

Se busca el uso eficiente de los recursos naturales, como sería extraer el gas para generar energía para el propio consumo de la empresa, y evitar la compra de energía a terceros, al igual que usar energías limpias y libres de emisiones de CO<sub>2</sub>.

**Objetivo 13:** Finalmente, el objetivo 13 es acción por el clima, sus metas son (Naciones Unidas):

- 1) Fortalecer la resiliencia y la capacidad de adaptación a los riesgos relacionados con el clima y los desastres naturales en todos los países

- 2) Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales
- 3) Mejorar la educación, la sensibilización y la capacidad humana e institucional respecto de la mitigación del cambio climático, la adaptación a él, la reducción de sus efectos y la alerta temprana.
  - a) Cumplir el compromiso de los países desarrollados que son partes en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de lograr para el año 2020 el objetivo de movilizar conjuntamente 100.000 millones de dólares anuales procedentes de todas las fuentes a fin de atender las necesidades de los países en desarrollo respecto de la adopción de medidas concretas de mitigación y la transparencia de su aplicación, y poner en pleno funcionamiento el Fondo Verde para el Clima capitalizándolo lo antes posible.
  - b) Promover mecanismos para aumentar la capacidad para la planificación y gestión eficaces en relación con el cambio climático en los países menos adelantados y los pequeños Estados insulares en desarrollo, haciendo particular hincapié en las mujeres, los jóvenes y las comunidades locales y marginadas.

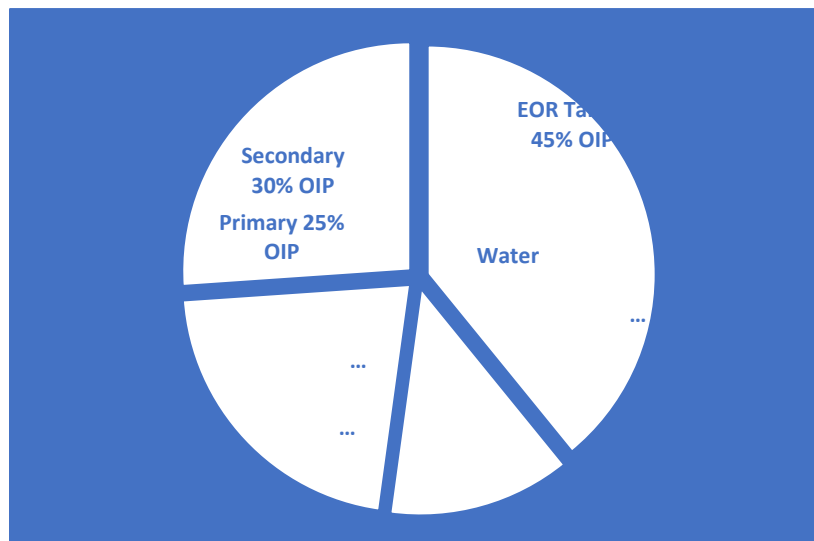
Como se mencionó anteriormente el principal rol de este objetivo en el proyecto es una influencia nacional al uso de los paneles solares, para obtener energías limpias y generar un impacto positivo en el desarrollo social y disminuir los efectos en el calentamiento global.

## **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

A medida que avanza la explotación de un campo productor de petróleo en el tiempo, los costos de extracción y de producción aumentan y por ende también los costos operativos, esto se debe a varias causas, entre ellas, la declinación de la presión del yacimiento y la necesidad de implementar sistemas de levantamiento artificial de fluidos y métodos de recuperación mejorada (secundaria / terciaria) de hidrocarburos. El Campo productor CASABE está ubicado en jurisdicción del municipio de Yondó (Antioquia) es un campo productor de petróleo convencional tipo pesado (21° API) y es considerado como maduro por su tiempo de explotación, este se encuentra sometido a recuperación secundaria (inyección de agua) y está actualmente iniciando su etapa de recuperación terciaria mediante inyección de polímeros, la figura 10, nos muestra las diferentes etapas de vida que ha tenido el campo Casabe en su historia, de 1941 a 1954 podemos ver la producción de petróleo crudo con bajo porcentaje de agua mediante la energía propia del yacimiento, de 1955 a 1982 se puede observar el aumento en el agua de producción asociada y la disminución de la energía de yacimiento manifestada en la caída paulatina de la producción de petróleo, a partir de 1983 se observa la primera fase de recuperación secundaria mediante la inyección de agua industrial y a partir del 2007 de implementan nuevas tecnologías para aumentar el agua de inyección en zonas de baja invasión.



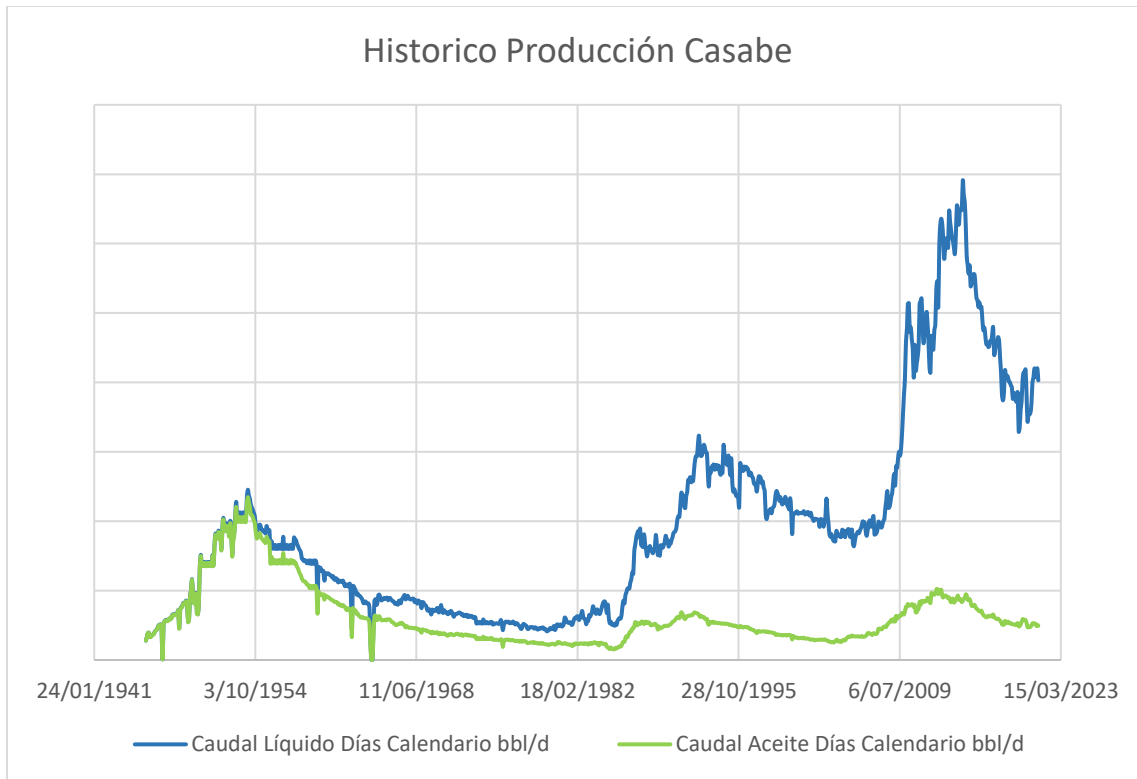
**Figura 9.** *Etapas de recuperación de petróleo original.*



Fuente: (Thomas, 2008)

Teniendo en cuenta lo anterior, los costos de producción se han incrementado a medida que las demandas de energía relacionadas con la inyección y extracción de fluidos de subsuelo también se incrementan, actualmente los requerimientos de energía eléctrica están de la siguiente manera: Casabe: 8,3 MW, Casabe Sur 1,5 MW y Peñas blancas 1,2 MW para un total del activo de 11 MW, de este requerimiento solo el 33% es comprado mediante autogeneración con gas natural extraído de las operaciones de producción (Ecopetrol, 2021). La utilización de sistemas de levantamiento artificial (sistemas electro-sumergibles, bombeo de cavidades progresivas y bombeo convencional de desplazamiento positivo), sistemas de inyección de agua-polímeros y estaciones de tratamiento de fluidos han generado un incremento considerable en los costos de la energía de extracción de aproximadamente un 30%, lo anterior implica la reducción del tiempo de vida y la rentabilidad del campo por la reducción de las reservas probadas por los altos costos de producción de este y los precios actuales de venta de crudo.

**Figura 10.** *Histórico de producción de fluidos campo Casabe.*



Fuente: Ecopetrol

En los campos de petróleo convencional el gas natural a menudo se produce como subproducto (es decir, gas asociado) durante la extracción de petróleo. Para el caso del campo Casabe, el gas subproducto de la extracción no se incorpora a ningún mercado de gas u otros usos productivos, entonces solo quedan algunas opciones para el gas: quemarlo o ventilarlo a la atmósfera (esto es incluso peor desde una perspectiva ambiental que quemarlo, ver la sección sobre reducción de metano).

Por lo anteriormente mencionado se hace necesaria la búsqueda de fuentes de gas natural para generar energía eléctrica de forma barata aprovechando el sistema de autogeneración ya instalado en campo y al mismo tiempo disminuir las emisiones de metano a la atmosfera. La reactivación de los pozos PTM 01 y PTM 02 permitiría explotar el potencial del yacimiento en esta área de campo

para poner en producción las arenas denominadas A0 (Formación Colorado), en las cuales mediante registros históricos de producción y correlación con pozos vecinos se estima presencia considerable de gas natural para el suministro al sistema de autogeneración eléctrica del campo casabe, y con esto, presentar una oportunidad de reducción de costos de compra de energía eléctrica aprovechando el contrato actual que existe para la autogeneración de energía (Kang et al., 2019).

**Figura 11.** *Centro de generación de energía Casabe Sur.*



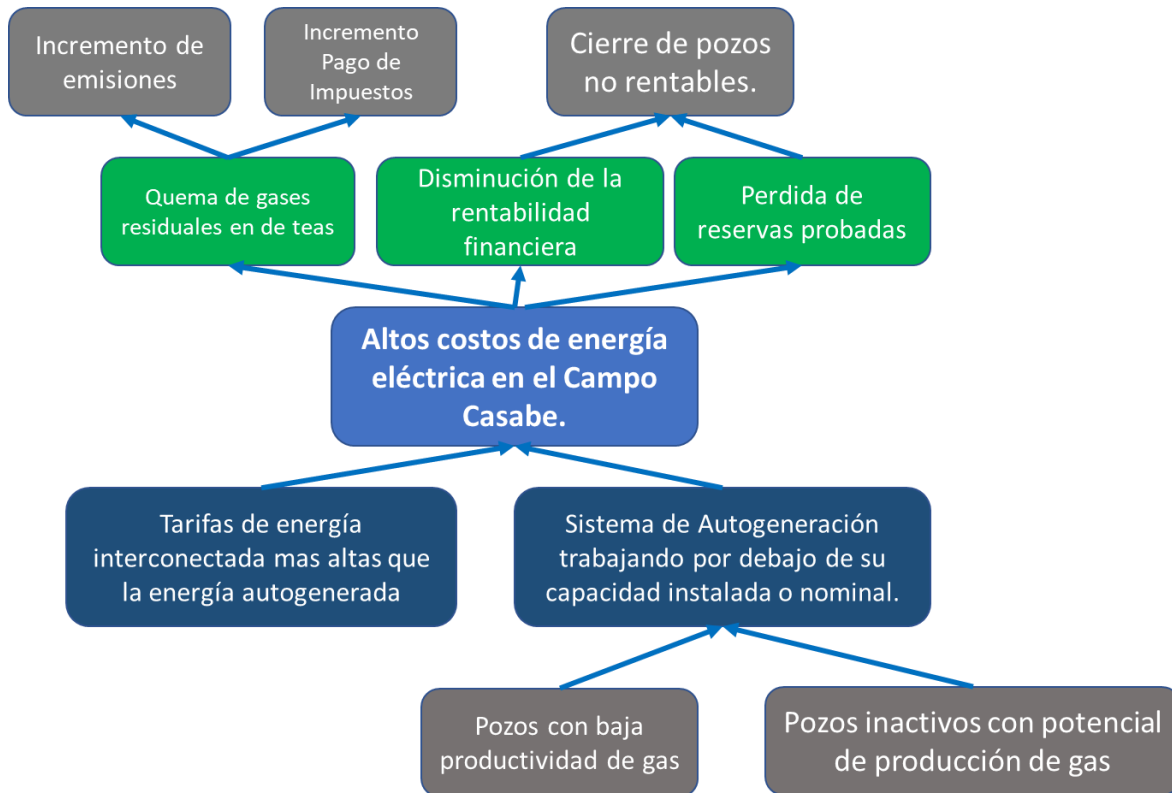
Fuente: Copower.

Este estudio pretende realizar una evaluación técnico-económica que permita evaluar desde los registros históricos de producción, perfiles litológicos y registros eléctricos con el fin estructurar y ejecutar un plan de intervención a pozo para conectar el yacimiento con el pozo y lograr la producción segura de las reservas de gas en aras de aprovechar estos recursos para alimentar el sistema de autogeneración de energía eléctrica que actualmente ya se encuentra está instalado y se encuentra limitado por la disponibilidad de gas, la diferencia tarifaria entre la energía eléctrica no

regulada es aproximadamente el doble del costo de la que actualmente se autogenera en el campo lo cual representa una oportunidad de negocio para bajar los costos de producción del campo.

El costo de levantamiento o lifting Cost, es un concepto muy importante para la evaluación de las reservas y rentabilidad de un campo de producción, este se da en unidades de dólares por barril producido, para el caso del campo casabe el componente de energía corresponde una 10% del costo total de levantamiento o de producción de un barril de petróleo.

**Figura 12.** *Árbol del problema.*



Fuente: Elaboración Propia.

## **OBJETIVO GENERAL**

Realizar una evaluación técnica-económica para la reactivación de los pozos inactivos PTM001 y PTM002 para el aumento del suministro de gas natural al sistema de autogeneración del campo casabe y su efecto en el costo de levantamiento.

## **Objetivos Específicos**

- Evaluar técnicamente las alternativas de producción de gas a partir de reactivaciones de pozos inactivos y/o abandonados del campo de Casabe.

- Realizar el análisis técnica-económica que permita evidenciar el efecto del incremento en el suministro de gas natural al sistema de autogeneración del campo y su impacto en las tarifas de energía eléctrica.
- Aplicar la metodología de análisis técnica-económica para la reducción de costos de levantamiento en un campo de producción en el cual se tiene un aumento de la oferta de gas natural para autogeneración

## REVISION DE ARTICULOS RELACIONADOS

La búsqueda de documentos e información para el desarrollo de este trabajo fue realizada utilizando las siguientes palabras clave: Power Generation, natural gas, electricity, energy, gas utilization, CO2 emissions, reservoir, well completions, flared gas reduction, greenhouse gas emissions, power plant, workover operations, gas to power, abandoned Wells, methane emissions and cost. La delimitación por tiempo en la búsqueda fue fijada en el período comprendido desde el año 2009 al 2020. Esta búsqueda fue realizada el 15 de enero del 2021 en donde fueron seleccionados un total de 15 documentos para el desarrollo del estado del arte del presente trabajo.

**Tabla 1.** *Criterios de búsqueda.*

Revisión de la literatura	
Palabras Clave	<i>Power Generation, natural gas, electricity, energy, gas utilization, CO2 emissions, reservoir, well completions, flared gas reduction, greenhouse gas emissions, power plant, workover operations, gas to power, abandoned Wells, methane emissions and cost</i>
Bases de datos Consultadas	Google Scholar, ScienceDirect y SPE.
Cantidad de Referencias Recuperadas	15 documentos recuperados
Fecha de Búsqueda	15 enero de 2021
Criterios de Búsqueda	Rango de Fecha de la Búsqueda: entre 2009 y 2020.
	Pertinencia con el tema de investigación: <ul style="list-style-type: none"><li>• <i>Power Generation</i></li><li>• <i>Well Completions</i></li><li>• <i>Gas Natural</i></li></ul>
	Documentos en inglés, publicados en Revistas Científicas, libros, tesis de grado o Actas de Conferencia.

En la Tabla 2, es presentada información relevante de cada uno de los documentos estudiados.

**Tabla 2.** *Análisis de documentos recuperados.*

Título	Tipo	Objetivo	Tecnologías / Temas principales	Área
<i>Power generation as a useful option for flare gas recovery: Enviroeconomic evaluation of different scenarios</i> (Nezhadfarad & Khalili-Garakani, 2020)	Artículo científico	En el artículo se investigan cuatro escenarios de generación de energía en términos de desempeño económico y ambiental, para fines de recuperación de gas de desecho.	<i>Ciclo de turbina de gas. Ciclo combinado de turbina de gas. Ciclo de motor de combustión interna alternativo y el ciclo de pila de combustible de óxido sólido / turbina de gas</i>	<i>Generación de Energía eléctrica.</i>
<i>Generación de energía eléctrica con gas natural del petróleo.</i> (Guaman & Calderon, 2012)	Tesis de Grado (Pregrado)	Este trabajo ilustra la importancia y los beneficios actuales del gas natural para la generación de energía eléctrica, gracias a sus propiedades fisicoquímicas, reservas y tipos de generación.	<i>Propiedades del gas natural y tipos de reservorios. Procesos de acondicionamiento del gas. Tipos de generación de energía a partir de gas natural.</i>	<i>Generación de Energía eléctrica.</i>
<i>A general approach for deliverability calculations of gas wells.</i> (Al-Attar & Al-Zuhair, 2009)	Artículo científico	En este estudio se desarrolla una correlación en donde se incluyen propiedades clave del yacimiento como la porosidad, el espesor neto de la formación y el factor Skin para desarrollar una Relación de Flujo-Rendimiento (IPR) adimensional más general que desarrolla una relación empírica para predecir la capacidad de entrega futura a partir de los datos de prueba de flujo actuales la cual es corroborada con datos de campo.	<i>Simulación de yacimientos. Producción de hidrocarburos. Estimación de reservas de gas natural.</i>	<i>Ingeniería de yacimientos</i>
<i>Reducing methane emissions from abandoned oil and gas wells: Strategies and costs.</i> (Kang et al., 2019)	Artículo científico	En este trabajo se analizan las estrategias y los costos de cinco opciones para reducir las emisiones de metano de pozos abandonados de petróleo y gas de alta emisión: Las cinco opciones son: taponamiento sin ventilación de gas, taponamiento con venteo y quema de gas, taponamiento con venteo y uso de gas, solo quema de gas y captura.	<i>Producción de pozos de Gas y Completamiento de pozos.</i>	<i>Ingeniería de yacimientos</i>
<i>Technoeconomic evaluation of flared natural gas reduction and energy recovery using gas-to-wire scheme.</i> (Anosike, 2013)	Tesis de Grado (Phd.)	Este trabajo desarrolló un nuevo marco de análisis y un algoritmo como herramienta financiera, técnica y de riesgos el cual es útil para simular los perfiles de producción de gas y sus efectos en el desempeño de una central eléctrica.	<i>Simulación, análisis de riesgos, producción de pozos.</i>	<i>Generación de Energía eléctrica.</i>
<i>Considering the Role of Natural Gas in the Deep Decarbonization of the U.S. Electricity Sector.</i> (Cole et al., 2016)	Reporte técnico	Este trabajo examina temas críticos relacionados con el papel del gas natural en la economía energética, incluidas las posibles sinergias entre el gas natural y la energía renovable en los sectores de energía y transporte; el estado de los conocimientos sobre las emisiones de los sistemas de gas natural en comparación con otras fuentes de combustible; y la investigación necesaria para caracterizar mejor el papel potencial	<i>Medio Ambiente, Energía eléctrica, Gas natural.</i>	<i>Generación de Energía eléctrica.</i>



Título	Tipo	Objetivo	Tecnologías / Temas principales	Área
		que puede desempeñar el gas natural en una economía energética más sostenible desde el punto de vista medioambiental.		
<i>Centrales de generación basada en motores de combustión interna de doble combustible y su aplicación en el sector industrial.</i> (Montaño, 2016)	Tesis de Grado (Máster)	Este documento detalla, la investigación técnico-económica de la tecnología de generación de doble combustible, el cual basado en una tecnología ampliamente conocida como son los motores de combustión interna, representa una alternativa de suministro de energía eléctrica para la industria.	<i>Aprovechamiento de gas natural.</i>	<i>Generación de Energía eléctrica.</i>
<i>Benefits of natural gas introduction in the energy matrix of isolated electrical system in the city of Manaus – state of Amazonas – Brazil</i> (Frota & Rocha, 2010)	Artículo científico	Este artículo presenta los beneficios económicos y ambientales de introducir el gas natural en un sistema eléctrico aislado en la ciudad de Manaus.	<i>Aprovechamiento de gas natural.</i>	<i>Medio Ambiente y Economía.</i>
<i>Carbon Footprint Estimation for Oil Production: Iraq Case Study for The Utilization of Waste Gas in Generating Electricity.</i> (Al-Fehdly et al., 2019)	Artículo científico	Este trabajo permite tener una estimación de la cantidad de toneladas de dióxido de carbono por año ahorradas en la utilización de gas natural asociado de pozos productores de petróleo en la generación de energía eléctrica en comparación con otros hidrocarburos.	<i>Utilización de gas natural de pozos petroleros, emisiones de gases de efecto invernadero.</i>	<i>Ingeniería del ciclo de vida.</i>
<i>Perspective Analysis of Emerging Natural Gas-based Technology Options for Electricity Production.</i> (Bhander et al., 2019)	Artículo científico	Este documento analiza los impactos económicos y ambientales, centrándose en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), asociadas con opciones de producción de electricidad utilizando gas como fuente de combustible.	<i>Utilización de gas natural de pozos petroleros, emisiones de gases de efecto invernadero.</i>	<i>Ingeniería del ciclo de vida.</i>
<i>Effect of reservoir characteristics on the productivity and production forecasting of the Montney shale gas in Canada.</i> (Kim et al., 2019)	Artículo científico	En este estudio, se analizaron los datos de producción de la formación Montney Shale y se cuantificó el impacto de las características del yacimiento en la productividad. las características del yacimiento se pueden dividir en parámetros de calidad del yacimiento (RQ) y calidad de terminación (CQ)	<i>Ingeniería de Yacimientos y producción.</i>	<i>Ingeniería de Yacimientos y producción.</i>
<i>Gas flaring in industry: an overview.</i> (Eman, 2015)	Artículo	Este documento proporciona una descripción general de la quema de gas en la industria y su composición, y sus impactos ambientales relevantes. También describe las técnicas de medición, y propone diferentes métodos para la recuperación de gas residual.	<i>Aprovechamiento de gas residual.</i>	<i>Ingeniería del ciclo de vida.</i>
<i>Environmental and economic impacts of increased utilization of natural gas in the electric power generation sector: Evaluating the benefits and tradeoffs of fuel switching.</i> (Alhajeri et al., 2019b)	Artículo científico	Este trabajo evalúa el impacto de diferentes opciones de mezcla de combustibles por sus efectos ambientales y económicos. sobre los sistemas de producción de electricidad. Se desarrollaron cuatro escenarios (S1, S2, S3 y S4) y se compararon con el caso base sobre un episodio de modelado de tres meses utilizando el estado de Kuwait como dominio geográfico.	<i>Medio Ambiente, Energía eléctrica, Gas natural.</i>	<i>Generación de Energía eléctrica.</i>
<i>Regional Ozone Impacts of Increased Natural Gas Use in the Texas power Sector and Development in the Eagle Ford Shale.</i>	Artículo científico	Este trabajo muestra los efectos que tiene el uso del gas natural para la generación de actividad en las concentraciones de 0,6 a 1,3 ppb.	<i>Medio Ambiente, Energía eléctrica, Gas natural.</i>	<i>Generación de Energía eléctrica.</i>

Título	Tipo	Objetivo	Tecnologías / Temas principales	Área
<i>The role of natural gas and its infrastructure in mitigating greenhouse gas emissions, improving regional air quality, and renewable resource integration.</i> (Mac et al., 2018)	Artículo científico	Este trabajo presenta una revisión de la literatura existente en cuanto a emisiones por la generación de energía y es discutido en el contexto de la reducción de los gases de efecto invernadero y los impactos en la calidad del aire, además de esto, se propone una implementación de nuevas estructuras de generación a base de gas natural que sea más amigables con el medio ambiente y fomentar la disminución de misiones.	<i>Medio Ambiente, Energía eléctrica, Gas natural.</i>	<i>Generación de Energía eléctrica.</i>
<i>Gas-Driven Power Generation System: The Niger Delta Contribution to the Nigerian National Grid.</i> (Enejo Idachaba, 2016)	Artículo científico	Este trabajo presenta el diseño de un sistema para el suministro de energía impulsado por gas natural en Nigeria.	<i>Generación hidroeléctrica, Gas natural</i>	<i>Generación hidroeléctrica</i>
<i>Multi-Objective Optimisation Analysis for Off-Grid, On-Site Power Generation Comparing Hybrid Renewable Energy Systems and Gas-to-Power Systems In Upstream Applications.</i> (Ruvalcaba Velarde, 2021)	Artículo científico	Este trabajo proporciona un enfoque de optimización cualitativo y cuantitativo que evaluar múltiples objetivos en términos de tecnologías de hidrogeno verde renovable y de gas, así como la consideración de la huella de carbono en los esquemas de sistemas de energía.	<i>Hidrogeno verde, gas natural, sistemas de energía.</i>	<i>Generación de Energía eléctrica.</i>
<i>Harnessing Upstream Gas Resources for Power Generation in Nigeria: Issues, Strategies &amp; Economics.</i> (Ovunda Green and Oyebimpe Adeogun, 2017)	Artículo científico	Este documento presenta el estudio y análisis económico, usando un flujo de caja descontado, del aprovechamiento del gas natural en Nigeria para la generación de energía, con el cual se pudo definir los precios del gas con el cual son rentables los proyectos en campos de gas de bajo y alto costo.	<i>Energía eléctrica, Gas natural.</i>	<i>Generación de Energía eléctrica</i>
<i>Mature Field Rejuvenation by Reactivation of Idle wells in Petrotrin's Land Acreage</i> (G. Batohie, 2016)	Artículo científico	Este trabajo presenta los análisis y resultados de un proyecto de reactivación de pozos en Trinidad y Tobago en el cual se reactivaron 276 pozos con una tasa del 70% de éxito en cuanto a la recuperación de hidrocarburos en un campo maduro.	<i>Ingeniería, Reactivación de pozos Inactivos</i>	<i>Producción de Hidrocarburos</i>
<i>Gas Turbine Power Generation Utilising Low and Variable Quality Gas Fuels in Dry Low Emissions Combustion Systems.</i> (Welch Michael, 2014)	Artículo científico	Este trabajo revisa un trabajo realizado por la compañía Siemens en turbinas de gas que se encuentran entre 5 MW y 50 MW de potencia para caracterizar la capacidad de reducción de emisiones de óxidos de nitrógeno frente a las diferentes composiciones de gas combustible.	<i>Medio Ambiente, Gas Combustible.</i>	<i>Generación de Energía eléctrica</i>

El incremento de la demanda de energía a nivel global, especialmente los sistemas de energía eléctrica desempeñan un papel fundamental en el aumento de las preocupaciones recientes por el calentamiento global y otros problemas ambientales. Entre 1974 y 2014, la producción mundial bruta de electricidad aumentó de 6.287 TWh a 23.815 TWh, con una tasa de crecimiento anual promedio de casi el 3,4% (Nezhadford & Khalili-Garakani, 2020). Este aumento de la demanda de

energía se atribuye al crecimiento exponencial de la población mundial y al aumento de las aplicaciones tecnológicas y las actividades económicas. Al mismo tiempo, esta situación contribuyó a un aumento constante de las concentraciones globales de gases de efecto invernadero (GEI), ampliando así los impactos del calentamiento global y el cambio climático. Las centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles líquidos son una fuente importante de contaminación del aire. El uso de gas natural como combustible para la generación de energía eléctrica se presenta como una opción económica y ambientalmente viable para la industria en comparación del petróleo crudo, gasóleo y fuel oil. Las tasas de flujo de emisiones totales para NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y PM Totales son menores con el uso de gas natural; así mismo, una mayor utilización de gas natural en la generación de energía eléctrica sirve como una estrategia ideal con el fin de reducir el costo de la energía consumida, ya que el gas natural tiene el costo de energía más bajo por MMBtu (14.8 USD / MMBtu) y valores caloríficos relativamente altos (LHV = 47.13 MJ / kg, HHV = 52,21 MJ / kg). (Alhajeri et al., 2019b).

## **METODOLOGÍA**

Para el desarrollo del proyecto, se estima realizar las siguientes fases:

FASE 1: Realizar una recopilación de datos históricos de los pozos PTM1 y PTM2 para Evaluar técnicamente las alternativas de producción de gas a partir de reactivaciones de estos pozos inactivos del campo Casabe. En este paso se recogen pruebas de pozo en las cuales se detallan los porcentajes de fluidos presentes en el crudo, con esta información se pueden estimar las presiones, y composición de los fluidos a producir y con esta información se realizan estimaciones mediante cálculos con el método volumétrico de las posibles reservas de gas en dichos pozos.

FASE 2: Establecer un plan de intervención a pozo utilizando las técnicas actuales de completamiento de pozo y teniendo en cuenta los registros resistivos y ultrasónicos para determinar los intervalos óptimos a abrir en fondo en ambos pozos, posteriormente se determinan los estados de los revestimiento y las profundidades limitantes por obstrucciones u elementos dejados en intervenciones pasadas, y por ultimo desarrollar un arreglo o conjunto de producción en fondo que permita producción segura y prologada de gas natural asegurando también el plan preventivo de mantenimiento a pozo.

FASE 3: Plantear tres escenarios diferentes variando la capacidad de generación de energía del gas (Miles de pies cúbicos por cada mega watio producido), una vez planteados estos escenarios se realiza un análisis económico para cada uno de estos escenarios para definir si el proyecto es rentable económicamente bajo alguno de los escenarios planteados.

FASE 4: Realizar el análisis de resultados mediante la comparación de los mimos para definir el escenario más rentable y viable para la ejecución del proyecto, teniendo en cuenta la proyección dentro de cada uno de estos, su flujo de caja libre y los indicadores de bondad financiera.

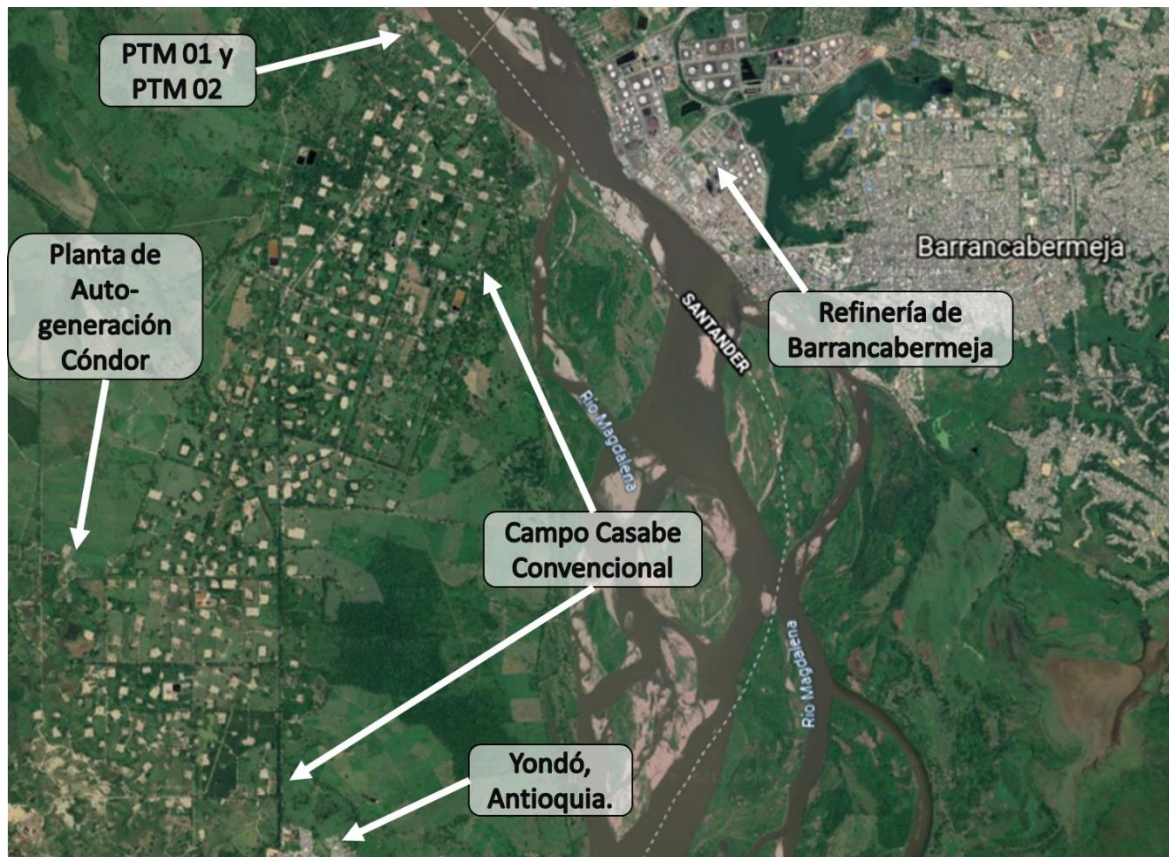
## **ALCANCE Y LIMITACIONES**

Este análisis técnico y económico abarca los siguientes temas que permitirán establecer la viabilidad de intervención a pozo para la posterior puesta en producción de esta. Los pozos PTM01 y PTM02 son pozos inactivos que en las décadas del 60's y el 90's fueron desestimados por su alta producción de gas durante las operaciones de completamiento, cañoneo inicial de pozo y producción, esta situación en esa etapa de vida productiva del campo se presentó como un problema ya que no se tenían las facilidades de superficie para el manejo, tratamiento y aprovechamiento de dicho hidrocarburo. El alcance de este proyecto es analizar los estados mecánicos y las reservas de gas para realizar un plan de intervención a pozo y por último plantear escenarios de producción de gas y evaluar económicamente su viabilidad.

### **Contexto Geográfico**

Los pozos PTM01 y PTM02, se encuentran ubicados en el departamento de Antioquia muy cerca de la rivera del río Magdalena que marca el límite con el departamento de Santander, el hecho de estar muy cerca de la rivera del río y la cercanía de un asentamiento humano en las inmediaciones de la locación de los pozos requiere de un análisis de riesgos exhaustivo en el cual el peligro latente reposa no la operación de reactivación y posterior producción, sino en la incertidumbre existente de los estados mecánicos del revestimiento y de los elementos de control de superficie, tales como: cabezales, tuberías, válvulas, etc.

Figura 13. Ubicación Geográfica.



Fuente: Google Maps



## **DESARROLLO**

### **ANÁLISIS TÉCNICO**

#### **Análisis De Producción Histórico**

Dentro del análisis de los pozos PTM 01 y PTM 02, cabe anotar que ambos pozos tienen características similares de perforación y completamiento similares:

#### **Historial De Perforación E Intervenciones En PTM01**

El pozo PTM 01 se comenzó a perforar el 30 de **enero de 1950** con broca de 14 3/4" hasta 342'. Se bajó revestimiento de 10 3/4" (H-40, 32.75 lb/ft) y se cementó a 322 ft. Perforó con broca de 9 5/8" hasta 4060'. Se bajó revestimiento de 7" (20 lb/ft H-40) y se cementó a 4053'. Encontró un tapón de cemento a 3988'. Debido a que durante la perforación se quedó en el hueco un pedazo de barra de perforación cuando se perforaba a la profundidad de 534', hubo la necesidad de taponarlo con 300 sacos de cemento Portland clase I especial, para desviar la perforación, quedando abandonados 191' del hoyo desde 343' hasta 534'.

En abril de 1950 Se cañoneo el intervalo bruto 2722' - 3968' (22 intervalos), usando cañones Schlumberger y 918 balas de 8.5 mm a razón de 4 tiros/ft. Se introdujo tubería de producción de 3 1/2" E.U. H-40 colocándola a 2693'. El pozo tuvo una producción inicial de 221 BOPD con 1.3% de BSW y un GOR promedio de 3060 ft<sup>3</sup>/Bbl en flujo natural, lo que equivale a una producción diaria de gas de 676.260 ft<sup>3</sup>/Día.

En enero de 1951, debido a la alta producción de gas se profundizó un sistema de levantamiento artificial tipo Bombeo Mecánico con el fin de extraer aceite de las arenas inferiores cañonazos. En febrero de 1956 durante una operación de mantenimiento de pozo se fue a fondo un tubo de succión y válvula fija, posiblemente V.F. de bomba de 2" y tubo de 2 7/8" x44'. En diciembre de 1956, septiembre de 1957, enero de 1958, mayo de 1967: se realizaron diferentes operaciones de



reacondicionamiento y rediseño de sistema de levantamiento artificial sin lograr obtener la producción esperada de crudo en superficie, la alta producción de gas y su alta relación de movilidad frente al crudo bloquean el sistema de válvulas viajeras y fijas del sistema de bombeo mecánico.

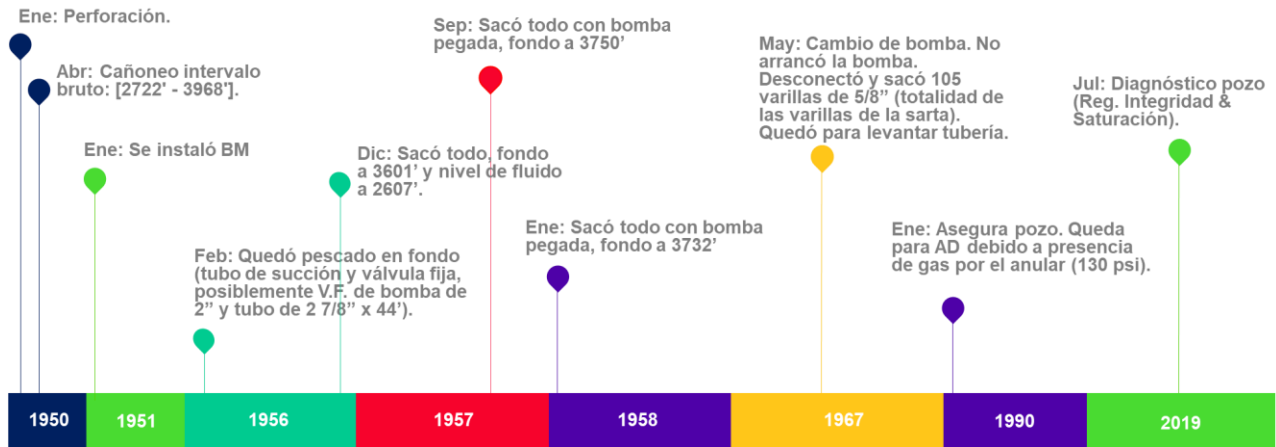
En enero de 1990 pozo queda el pozo asegurado en estado abandonado temporalmente debido a las manifestaciones de gas por el anular con presión en cabeza de 130 psi. Producción acumulada de aceite: 201,237 Bls. Producción acumulada de agua: 3.669 Bls. En julio de 2019 se realizó intervención para diagnosticar integridad del revestimiento y el cemento, y para estimar potenciales de producción de fluidos del pozo ante una eventual reactivación, en esta oportunidad se tomaron muestra de gas para un análisis de componentes Tabla 2.

**Tabla 3.** *Cromatografía gas casabe.*

Componente	Máximo
C1	84,39
C2	8,40
C3	10,19
IC4	1,27
NC4	3,31
IC5	0,93
NC5	0,98
C6+	0,87
O2	1,22
N2	1,72
H2	0,00
CO	0,00
CO2	0,59
H2S	0,00
Total	100,00
G ESPECIFICA	0,83
Dens, Lbs/PC	0,06
Peso Molecular	23,84
GPM	5,72
BTU Neto Ideal	1257,54
BTU Neto Real	1263,43
BTU Bruto Ideal	1351,69
BTU Bruto Real	1357,63
F Compresib	1,00

Fuente: Elaboración Propia.

**Figura 14. Historial de producción.**

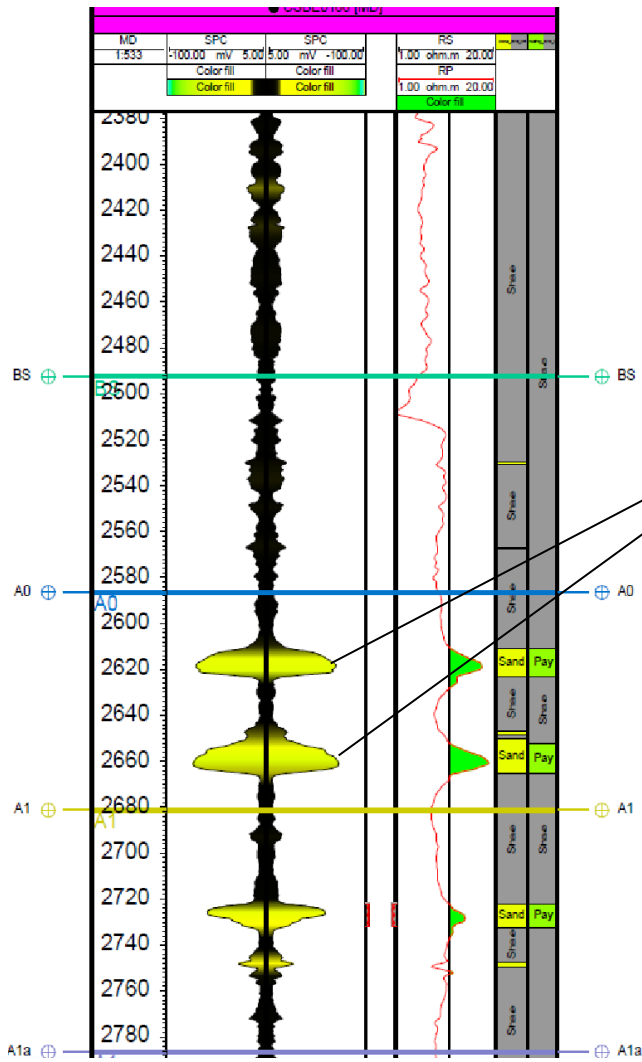


Fuente: Ecopetrol

### **Análisis De Registros De Intervención En PTM01**

Los análisis petrofísicos del PTM 01 están basados en registros litológicos, resistivos y de porosidad, los cuales nos dan una idea del estado mecánico del pozo; La figura 15 presentan los registros a hueco abierto tomados en el PTM 01, y su respectiva evaluación petrofísica. En esta se puede evidenciar intervalos 2606 ft – 2628 ft y 2644 ft – 2666 tienen una mayor respuesta de registro de potencial espontaneo, lo cual nos advierte que existen arenas con poco contenido de arcillas y con buena permeabilidad, además la respuesta del registro resistivo evidencia la existencia de hidrocarburos en dichos intervalos

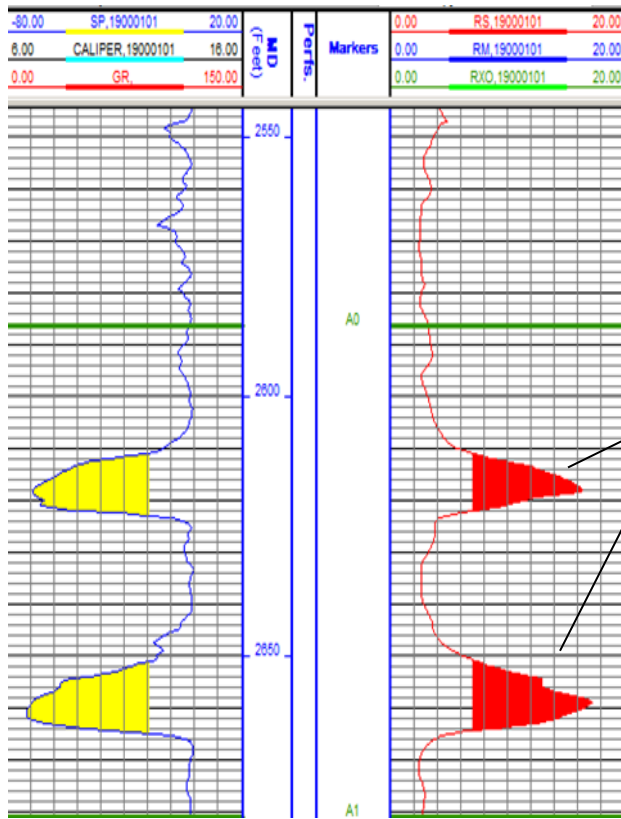
**Figura 15. Registro Litológico PTM01**



Se puede evidenciar intervalos 2606 ft – 2628 ft y 2644 ft – 2666 ft tienen una mayor respuesta de registro de potencial espontaneo, lo cual nos advierte que existen arenas con poco contenido de arcillas y con buena permeabilidad, además la respuesta del registro resistivo evidencia la existencia de hidrocarburos en dichos intervalos

Fuente: Elaboración Propia.

**Figura 16. Registro Resistivo de PTM01**

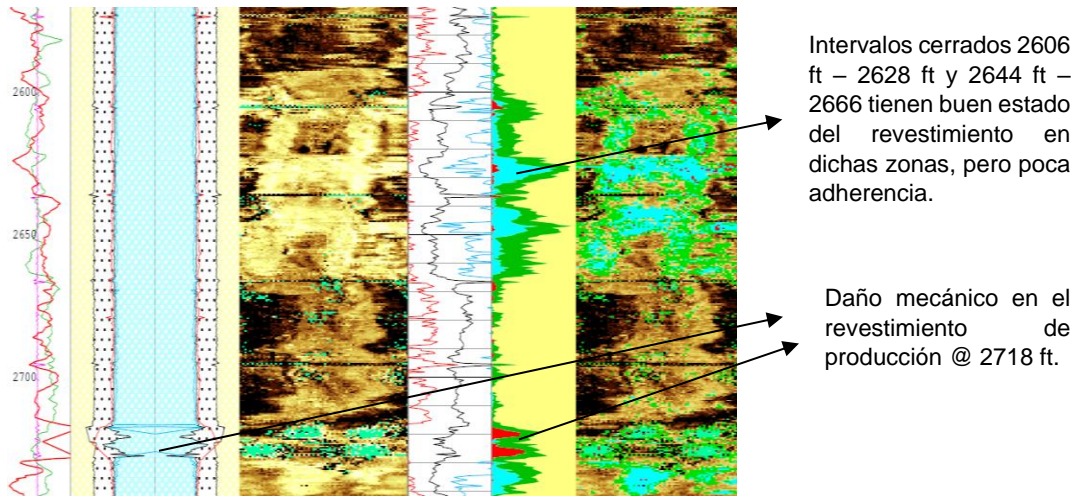


Se puede evidenciar intervalos 2606 ft – 2628 ft y 2644 ft – 2666 tienen una mayor respuesta de registro de potencial espontaneo, lo cual nos advierte que existen arenas con poco contenido de arcillas y con buena permeabilidad, además la respuesta del registro resistivo evidencia la existencia de hidrocarburos en dichos intervalos

Fuente: Elaboración Propia.

La figura 16 muestra zonas del pozo entre los intervalos 2490 ft y 2790 ft en donde existen áreas denominadas de arriba hacia abajo BS (2490 ft – 2590 ft), A0 (2590 ft – 2680 ft) y A1 (2680 ft – 2784 ft) de acuerdo a sus propiedades yacimiento, este registro consta de dos tracks o lecturas las cuales corresponden a un registro de potencial espontaneo o SP y registro resistivo, como se puede observar, las deflexiones del SP son medidas a partir de la línea base de lutitas, en esta se indican zonas permeables donde hay desviación de SP de dicha línea, en este caso, podemos observar zonas permeables en las arenas A0 entre los intervalos 2606 ft- 2628 ft y 2644 ft – 2666 ft; así mismo, los resultados del registro resistivo nos dicen que en los intervalos anteriormente mostrados hay presencia de fluido con alta resistividad en relación con el agua de formación, es decir presencia de hidrocarburos.

**Figura 17. Revestimiento PTM 01**



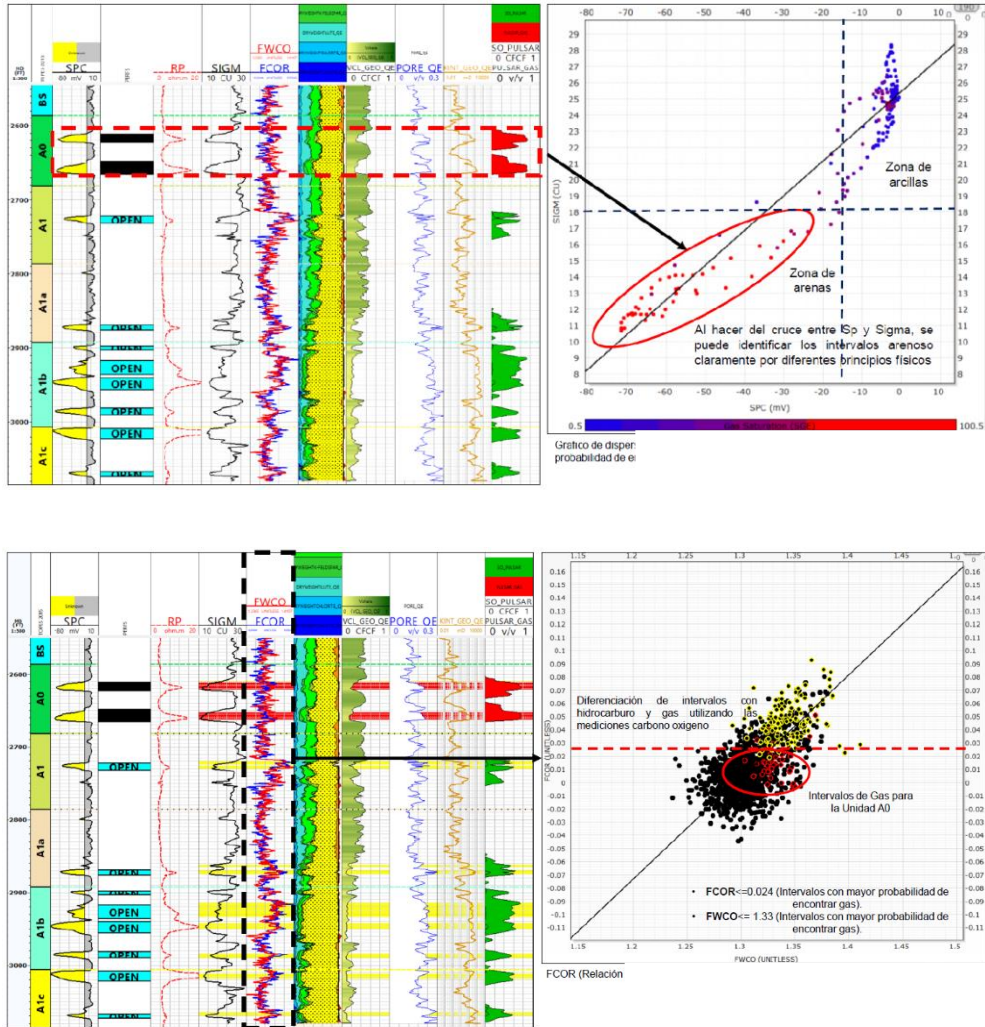
Fuente: Elaboración Propia.

En el PTM 01 se tomaron registros de integridad de revestimiento y de cemento para determinar el estado mecánico del mismo, la adherencia del cemento entre revestimiento y la cara de la formación productora o de interés, se puede observar que existe daño catastrófico del revestimiento a una profundidad de 2718 ft a esa misma profundidad se puede observar desprendimiento del revestimiento del cemento y poca adherencia a la cara de la formación, en los intervalos de interés, es decir, en las arenas A0 comprendidas por los intervalos 2606 ft- 2628 ft y 2644 ft – 2666 ft se evidencia buen estado mecánico del revestimiento sin embargo, se puede observar que esta zona no tiene muy buena adherencia con el revestimiento, si bien la evaluación de integridad de cemento / revestimiento arrojó resultados aceptables, el escenario de cañonear el revestimiento representa riesgos adicionales sobre la integridad del pozo, teniendo en cuenta el tiempo de servicio de esta tubería (el pozo se perforó y completó en 1950).

Adicional al registro de integridad de cemento/corrosión, y con el fin de disminuir la incertidumbre en cuanto a la inestabilidad se tomó registro de saturación de fluidos (herramienta Pulsar de Schlumberger) con el cual se identificaron un par de intervalos de las arenas A0 con potencial para

habilitarlos como productores de gas mediante cañoneo adicional. Las siguientes figuras presentan los resultados más importantes de este análisis.

**Figura 18. Intervalo de Arenas A0**



Fuente: Elaboración Propia.

Con base en estos resultados, se determinó que el pozo tendría potencial como productor de gas, mediante el cañoneo adicional de 2 intervalos: 2611 ft – 2623 ft en A0 y 2648 ft – 2665 ft en A0.

PTM02:

## **Historial De Perforación E Intervenciones En PTM02**

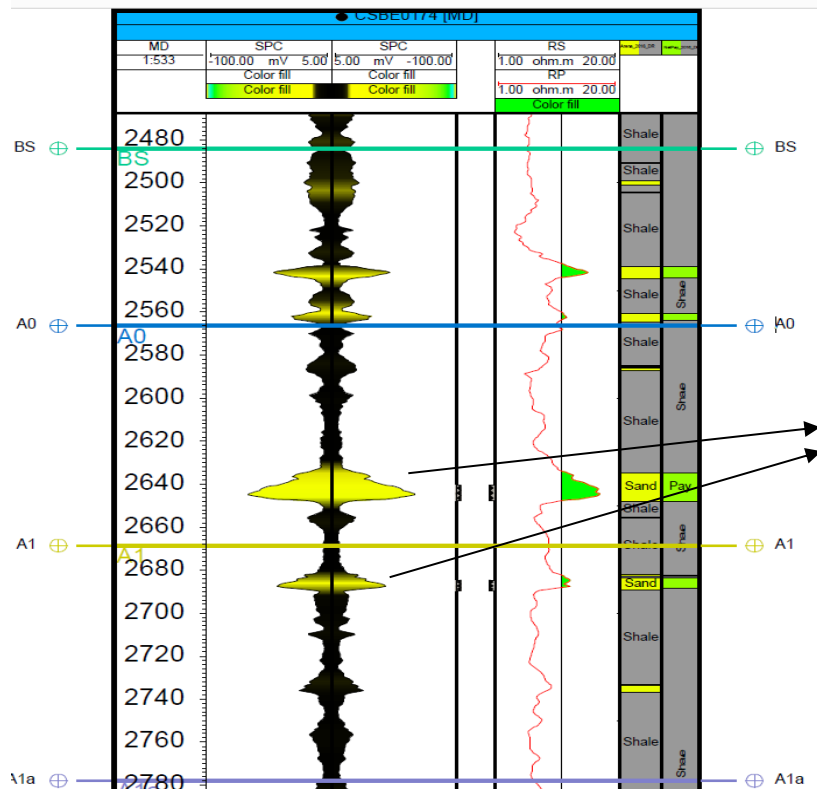
El pozo se comenzó a perforar el 18 de marzo de 1950 con broca de 9 5/8" hasta 4116'. Se bajó revestimiento de 7" (20 lb/ft H-40) y se cementó a 3812'. El pozo PTM 02 se completó originalmente en las arenas "A" en agosto de 1950. El pozo se terminó originalmente con una producción inicial de 238 b/d. En agosto de 1950, la parte superior de las arenas A1 no se cañoneo porque se preveía una alta relación gas/aceite de acuerdo con la correlación de registros eléctricos que habían tomado del PTM 01, a pesar de esto, en noviembre de 1962 el pozo fue re-completado, cañoneando los siguientes intervalos: 2640 ft – 2647 ft en A0, 2688 ft – 2689 ft en A1 y 2852 ft – 2856 ft en A1a, durante esta operación el pozo fluyó gas y el cañón se jaló con tanta fuerza que el cable se rompió. Se cerró la válvula de seguridad y se midió una presión de 400 lbs/in<sup>2</sup>. Se intentó de varias maneras matar el pozo, lográndose esto al bombear lodo de aceite, bentonita y semillas de algodón. En vista de que el nivel de fluido iba bajando, se resolvió no pescar el cable, de manera que unos 1850' de éste quedaron dentro del pozo, lo mismo que el casing collar locator y dos cañones de 7.5'. Se metió tubería de producción de 2-3/8" hasta 2018' y se dejó el pozo cerrado, midiéndose una presión de 260 PSI. El pozo fue capaz de fluir a una rata diaria de 2.2 millones de pies cúbicos. Quedó cerrado como reserva de gas a alta presión.

Después de dicho re-completamiento, el PTM 02 quedó con un potencial de gas estimado de 1.5 millones de pies cúbicos por día. Teniendo en cuenta los antecedentes del pozo PTM 02, en julio de 2019 se realizó un trabajo de diagnóstico del pozo, que consistió en la toma de registros de integridad de cemento / revestimiento y de saturación con el fin de evaluar el estado mecánico y potencial del pozo como productor de gas.

## Análisis De Registros Eléctricos

Una vez obtenidos los resultados del diagnóstico, se determinó que el pozo tendría potencial como productor de gas mediante la puesta en producción de los intervalos en A0.

**Figura 19. Registro Litológico PTM02**



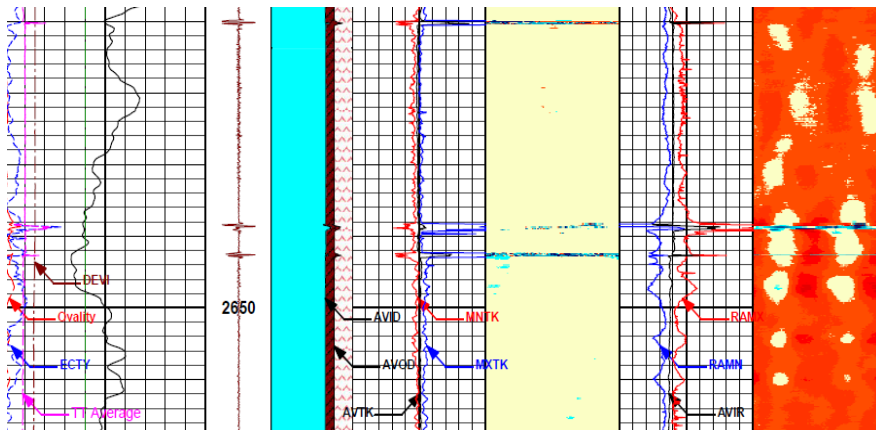
Se puede evidenciar intervalos abiertos 2640 ft – 2647 ft, 2688 ft – 2689 y 2852 ft – 2856 ft tienen una mayor respuesta de registro de potencial espontáneo, lo cual nos advierte que existen arenas con poco contenido de arcillas y con buena permeabilidad, además la respuesta del registro resistivo evidencia la existencia de hidrocarburos

Fuente: Elaboración Propia.

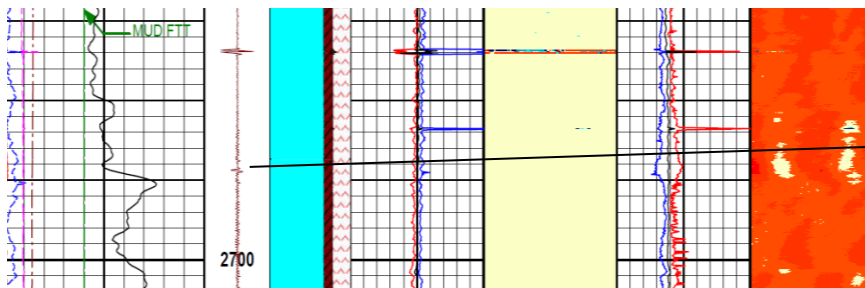
De acuerdo con el análisis del registro litológico se puede evidenciar claramente que en los intervalos de A0 que están delimitadas por los intervalos 2640 ft – 2647 ft A0, 2688 ft – 2689ft A1 y 2852 ft – 2856 ft A1a y que están abiertos (previo cañoneo) conservan su potencial petrofísico inicial de producción de gas natural.



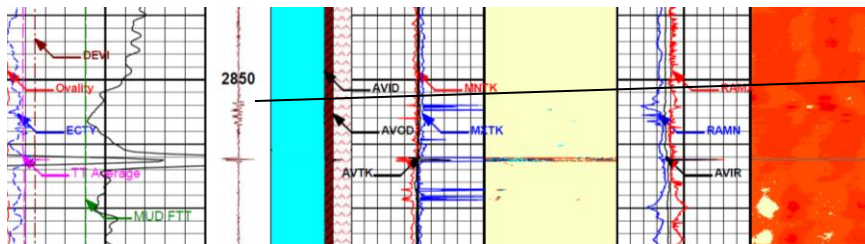
**Figura 20. Revestimiento del PTM02**



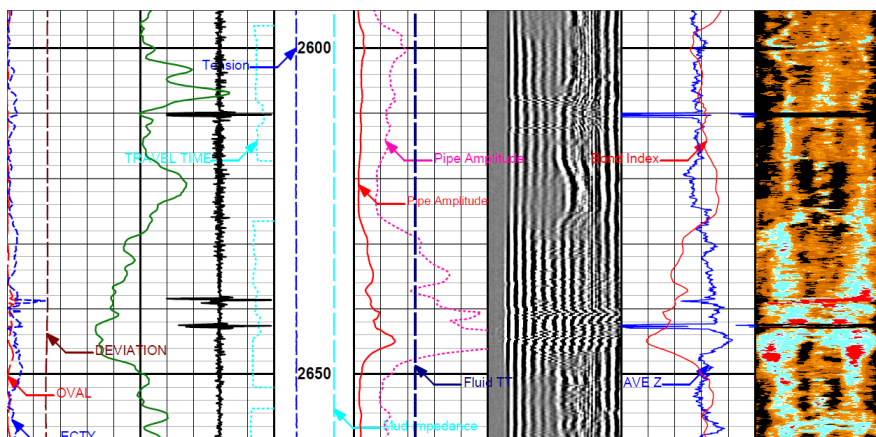
Fácilmente se puede evidenciar los intervalos perforados entre 2640 ft – 2647 ft, se puede ver que el revestimiento de encuentra en buenas condiciones mecánicas



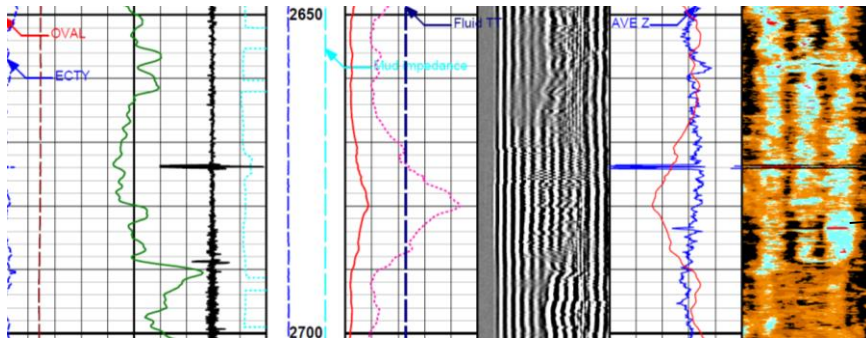
Los intervalos perforados entre 2688 ft – 2689 ft, se puede ver que el revestimiento de encuentra en buenas condiciones mecánicas



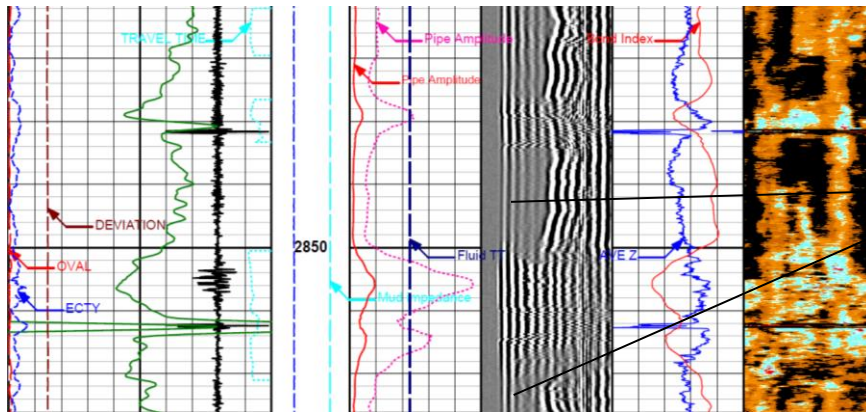
Los intervalos perforados entre 2852 ft – 2856 ft tienen buena integridad de revestimiento, y también se pueden observar claramente los perforados abiertos.



La integridad del cemento en los intervalos 2640 ft – 2647 ft, se puede definir que hay sellos bien definidos por encima y por debajo del intervalo productor.



Los intervalos perforados entre 2688 ft – 2689 ft, tienen buena integridad de cementos, con buenos sellos y adherencia superior e inferior

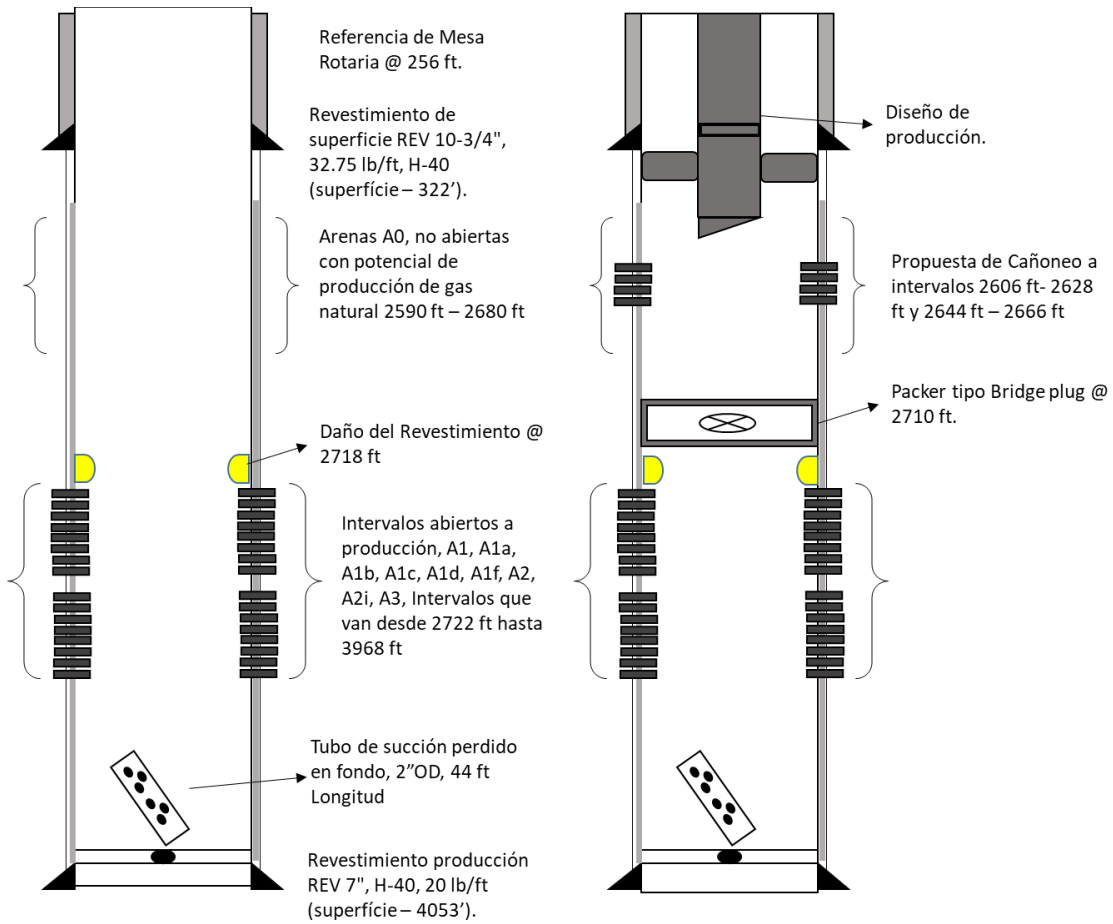


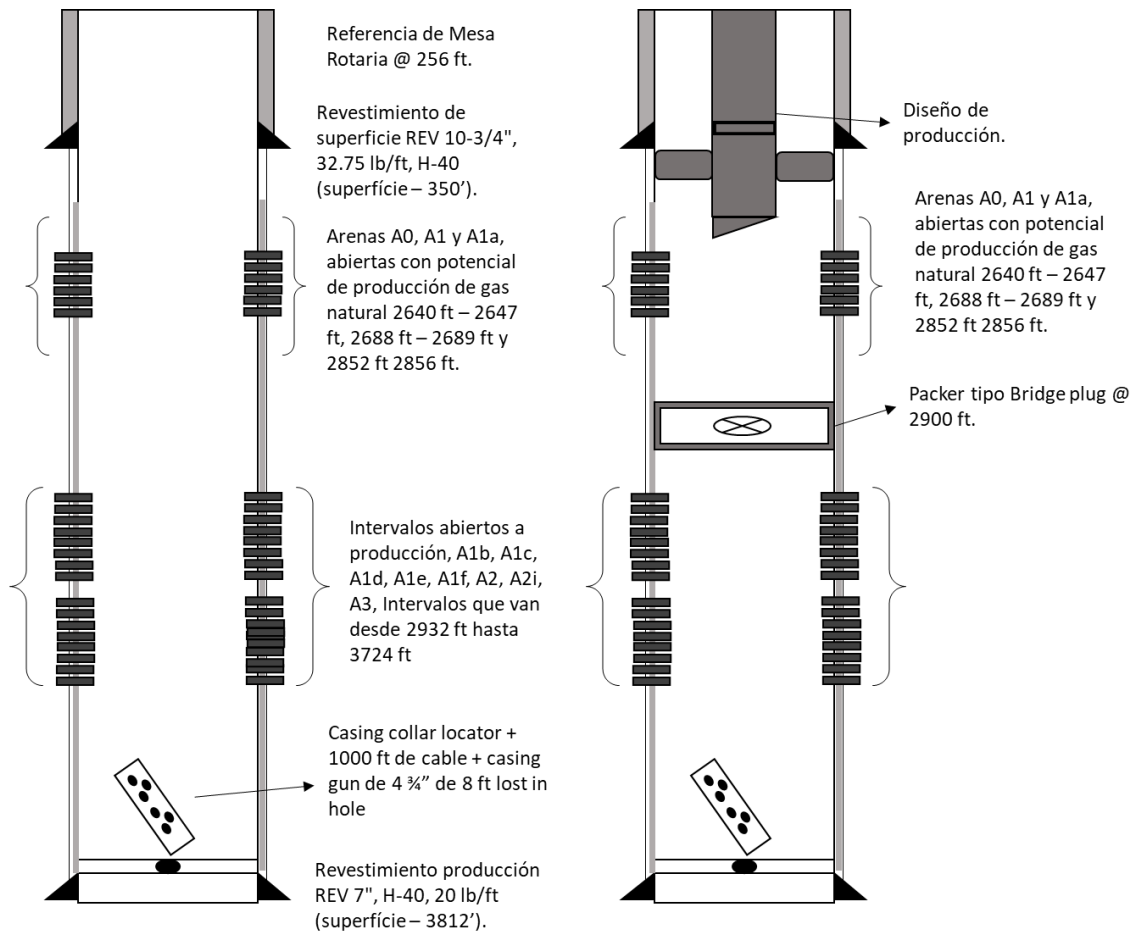
Los intervalos perforados entre 2852 ft – 2856 ft, tienen buenos sellos de cementos en la parte superior e inferior.

Fuente: Elaboración Propia.

En los anteriores registros de integridad de cemento y de calidad de revestimiento podemos evidenciar que existe adherencia del cemento hacia el revestimiento y hacia la formación, y que el revestimiento a pesar del tiempo en servicio se encuentra en buenas condiciones de operación, de hecho, en el 2638 ft – 2652 ft se pueden evidenciar manchas rojas las cuales son interpretadas como presencia de gas en las inmediaciones de los perforados previamente abiertos.

**Figura 21. Estados mecánicos: PTM01 y PTM02**





Fuente: Elaboración Propia.

### Calculo de reservas de gas y caudales de producción.

Una vez definidos los intervalos productores de gas, se realiza el cálculo de las reservas mediante el método volumétrico en el cual, se toman las ecuaciones del método volumétrico en yacimientos de gas seco con entrada de agua (Inyección) de acuerdo con Martinez, R & Valdez, J (2011), "CÁLCULO DE RESERVAS EN YACIMIENTOS DE GAS" (Martinez & Valdez, 2011).

$$G_P = \frac{7.758Ah\phi(1-S_{wi})}{B_{gi}}$$

**Tabla 4.** *Propiedades petrofísicas del yacimiento.*

Porosidad promedio de yacimiento ( $\emptyset$ )=	0,17	
Saturación de agua. ( $S_w$ )	0,25	
Factor Volumétrico del Gas ( $B_{gi}$ )	1,091	Be/mft3
Altura de Perforados (h)	41	ft
Área (A)	41,5	Acres / Capa

Fuente: Ecopetrol S.A.

Después de analizar cada intervalo, se puede estimar reservas de gas aproximadas de 1.542.649.145,28 pies cúbicos estándar en superficie (SCF) los cuales pueden ser aprovechados en el sistema de autogeneración del campo casabe para disminuir la compra de energía eléctrica al sistema interconectado.

Para el cálculo del caudal óptimo de producción de gas, se debe tener en cuenta las propiedades fisicoquímicas del gas y las propiedades petrofísicas del yacimiento, para esto, se utiliza la ecuación de Darcy para flujo en medios porosos, de acuerdo con Colmont, M & Pinoargote, C (2011), "FLUJO EN MEDIOS POROSOS" (p. 94) (Colmont & Pinoargote, 2013) .

$$q = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh}{\beta\mu \left( \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \times (p_e - p_{wf})$$

**Tabla 5.** *Variables para el cálculo del caudal estimado de gas (Colmont & Pinoargote, 2013).*

K (mD)	238	Permeabilidad
h (Pies)	41	Altura Cañoneada
Pe (PSI)	1000	Presión Yacimiento
Pwf (PSI)	300	Presión flujo
$\mu$ (cp)	0,013	Viscosidad
$\beta$ (Acre/Capa)	41,5	Factor volum.
$r_w$ (Pies)	0,36	Radio pozo
$r_e$ (Pies)	400	Radio afec

Fuente: Ecopetrol S.A.

### **Sistema de Autogeneración Casabe.**

El sistema de generación del campo Casabe consta de dos estaciones, una ubicada en el sector central del campo y otra ubicada en el sector sur del campo, ambas estaciones operan con cuatro maquinas generadoras (4 en línea y una de back up) con motores con capacidad nominal de generación del 1,2 MW (550/1200 – kW/RPM), es decir, cada estación tiene la capacidad 4,8 MW de manera continua, sin embargo, debido a la falta de disponibilidad de gas natural, la autogeneración se está viendo afectada; actualmente las dos estaciones están produciendo solo 3,8 MW.

El proceso de generación depende del suministro de gas, y este depende de los flujos de gas provenientes de los procesos de separación primaria del crudo en las estaciones de tratamiento de crudo; actualmente se están adelantando proyectos para buscar el gas de producción directamente en los espacios anulares de los pozos y buscando fuentes de gas remanentes en pozos inactivos o abandonados que es el objeto de estudio de este trabajo.

El proceso de generación inicia con el acondicionamiento del gas, este ingresa con una presión aproximada de 100 Psi y entra inmediatamente a un separador atmosférico que baja abruptamente la presión a 0 Psi, esto con el fin de retirar cualquier humedad o componente pesado del gas.

Posteriormente se sube nuevamente la presión de gas a la presión de inyección de las cámaras de combustión del motor del generador.



**Figura 22.** Equipos utilizados en el Centro de generación.



Fuente: Copower.

### **Opción de perforación de pozos nuevos.**

Otra alternativa que se analiza en este trabajo es la de la perforación de un pozo que nos permita drenar las reservas de gas remanentes en las arenas A0, un pozo nuevo permitiría un tiempo medio de vida de 35 años de acuerdo con la estadística del operador de campo, con este tiempo de vida media se cubre el periodo de 10 años de evaluación del proyecto y la producción eficiente de las reservas calculadas de los intervalos analizados; el perforar un pozo nuevo tiene las siguientes ventajas:

Mayor integridad del revestimiento de pozo.

Menor incertidumbre a la hora de cañonear las zonas productoras.

La producción de las arenas se puede hacer en un solo pozo.

Se puede realizar en una nueva locación en donde se mitiguen los riesgos asociados a la cercanía de asentamientos humanos y del río Magdalena.

Permite mayor abatimiento o diferencial de presión para aumentar el caudal de producción de pozo.

Sin embargo, perforar un pozo nuevo conlleva costos adicionales los cuales están tabulados de la siguiente manera teniendo en cuenta las etapas de perforación de acuerdo con los diámetros de hueco requeridos para garantizar la estabilidad del pozo:

**Tabla 6.** Resumen de costos por cada fase de perforación.

<b>ACTIVIDAD RESUMEN COSTOS POR FASES DE PERFORACION</b>			
<b>TIPO FASE</b>	<b>Superficie</b>	<b>Intermedia</b>	<b>Producción</b>
<b>FASE</b>	<b>12 1/4</b>	<b>8 3/4</b>	<b>7</b>
RIG	\$ 107.807	\$ 137.577	\$ 352.936
SERVICIOS	\$ 158.662	\$ 345.176	\$ 726.140
COMPRAS	\$ 70.317	\$ 152.975	\$ 139.940
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 336.786</b>	<b>\$ 635.729</b>	<b>\$ 1.219.016</b>
<b>Días</b>	<b>3,0</b>	<b>3,9</b>	<b>10,0</b>
<b>MD (Ft)</b>	<b>550</b>	<b>1520</b>	<b>3500</b>
<b>CPC (USD/Ft)</b>	<b>187</b>	<b>173</b>	<b>205</b>

Fuente: Ecopetrol.

Los costos mostrados en la tabla xx corresponden a las diferentes etapas de perforación las cuales se clasifican de acuerdo con los diámetros de hueco perforados, el hueco de superficie se perfora



con broca de 12 ¼” pulgadas de diámetro hasta una profundidad de 550 ft, el hueco intermedio se perfora con una broca de 8 ¾” de pulgada hasta una profundidad de 1520 ft, este hueco intermedio tiene la función de proteger los acuíferos dulces de aguas subterráneas, esto teniendo en cuenta la cercanía al río Magdalena, y por último se perfora el hueco de producción de 7” hasta una profundidad de 3500 ft.

## ANÁLISIS ECONÓMICO.

Con la definición de los elementos principales incorporados en el estudio técnico, se tomarán en cuenta los parámetros de los ingresos, costos y gastos, respectivamente de campo Casabe con el objetivo de realizar un análisis financiero que permita identificar la viabilidad financiera del proyecto dentro de supuestos preliminares y que adicionalmente, se evaluarán con un análisis de sensibilidad financiera. De esta manera se observan los diversos escenarios puestos a prueba con así identificar posibles riesgos financieros correspondientes del proyecto.

### Inversión Preliminar Del Proyecto

**Tabla 7.** *Inversión Preliminar Proyecto, (Costos tomados de contratos GRI 2019).*

RUBRO DE INVERSIÓN	COSTO UNITARIO	CANTIDAD	COSTO TOTAL
<b>Propiedades, plantas y Equipos</b>			<b>\$ 518,660,734</b>
Compra de Terrenos y Gestión Social de operaciones.	\$ 25,760,987	2	\$ 51,521,974
Adecuaciones locativas	\$ 64,560,780	2	\$ 129,121,560
Adecuación de Cabezal de Producción PTM01 y PYM02	\$ 169,008,600	2	\$ 338,017,200
<b>Estudio de Ingeniería</b>			<b>\$ 252,620,000</b>
Análisis de estados mecánicos PTM001 y PTM002	\$ 236,060,000	1	\$ 236,060,000
Creación del Well Planning + AFE PTM001 y PTM002	\$ 12,000,000	1	\$ 12,000,000
Creación de Aviso y OT en SAP PTM001 y PTM002	\$ 4,560,000	1	\$ 4,560,000
<b>Servicios de Reacondicionamiento PTM001</b>			<b>\$ 1,237,432,700</b>
Movilización y operación de Equipo de WRK PTM001	\$ 258,745,000	1	\$ 258,745,000
Instalación de tapón bridge plug PTM001	\$ 139,305,000	1	\$ 139,305,000
Circulación a retornos limpios PTM001	\$ 103,486,000	2	\$ 206,972,000
Cañoneo de Zonas productoras	\$ 291,104,900	1	\$ 291,104,900

Calibración y Raspado de Revestimiento PTM001	\$ 12,768,000	5	\$ 63,840,000
RIH BHA de Producción de Gas PTM001	\$ 246,420,000	1	\$ 246,420,000
Aseguramiento con fluido de control PTM001	\$ 10,348,600	3	\$ 31,045,800
<b>Servicios de Reacondicionamiento PTM002</b>			<b>\$ 1,237,432,700</b>
Movilización y operación de Equipo de WRK PTM001	\$ 258,745,000	1	\$ 258,745,000
Instalación de tapón bridge plug PTM002	\$ 139,305,000	1	\$ 139,305,000
Circulación a retornos limpios PTM002	\$ 103,486,000	2	\$ 206,972,000
Cañoneo de Zonas productoras	\$ 291,104,900	1	\$ 291,104,900
Calibración y Raspado de Revestimiento PTM002	\$ 12,768,000	5	\$ 63,840,000
RIH BHA de Producción de Gas PTM002	\$ 246,420,000	1	\$ 246,420,000
Aseguramiento con fluido de control PTM002	\$ 10,348,600	3	\$ 31,045,800
<b>Inducción con unidad de Slick Line PTM001 y PTM002</b>			<b>\$ 209,970,163</b>
Aseguramiento e Inducción	\$ 5,241,667	6	\$ 31,450,000
Cuadrilla	\$ 110,253	1000	\$ 110,253,000
Repuestos	\$ 108,952	100	\$ 10,895,200
Equipos	\$ 115,600	50	\$ 5,780,000
Insumos	\$ 21,450	1000	\$ 21,450,000
Slick Line	\$ 8,462,702	2	\$ 16,925,403
Medición y Control	\$ 1,321,656	10	\$ 13,216,560
<b>Cierre</b>			<b>\$ 24,700,000</b>
Entrega de Pozo PTM001 a la operación	\$ 9,850,000	1	\$ 9,850,000
Entrega de Pozo PTM002 a la operación	\$ 9,850,000	1	\$ 9,850,000
Cierre financiero	\$ 5,000,000	1	\$ 5,000,000

**INVERSIÓN TOTAL**

**\$ 3,480,816,297**

Fuente: Ecopetrol.

## **Escenarios De Evaluación Económica**

Se definen tres escenarios teniendo en cuenta los 10 años de duración del proyecto, las variables macroeconómicas, la complejidad del proyecto y claramente la viabilidad de este. De igual forma se debe tener en cuenta el valor inicial de la inversión que es de aproximadamente 3,480 millones de pesos, de igual forma se tiene en cuenta la evolución de los ingresos y de los gastos operativos proyectados a 10 años. Mientras que el resto de las variables no controlables (tales como presión de yacimiento, variación de la composición del gas, etc.) no serán tenidas en cuenta dentro de la estimación de los escenarios.

Para determinar la viabilidad financiera del proyecto se tendrán 3 escenarios claves que serán los encargados de delimitar la incertidumbre y la probabilidad futura para encontrarse en cualquiera de estos 3 escenarios discriminado en cualquiera de los 10 años del proyecto. Los escenarios para tener en cuenta son: “Pesimista”, “Probable” y “Optimista”. Para cada uno de estos escenarios se obtendrán diversos Flujos de Caja Libre y por consecuencia se evaluarán para cada escenario los indicadores financieros correspondientes con el objetivo de analizar si el proyecto es rentable financieramente bajo alguno de los 3 escenarios, estos serán evaluados bajo la hipótesis financiera de encontrarse en cualquiera de los escenarios que siguen el comportamiento de eventos planteado por Alejandro Téllez Magister en Finanzas Cum Laude quien propone las siguientes probabilidades de ocurrencia para cada escenario basado en un sector de hidrocarburos a nivel Latinoamérica.

**Pesimista:** En este escenario se tiene en cuenta un valor de 230 miles de pies cúbicos de gas natural por cada mega watio de energía eléctrica producida (KPC/MW) comparado con un valor estándar de 112 KPC/MW, es decir un aumento en 118 puntos del indicador KPC/MW, en consecuencia, se obtiene una potencia AG de 2368 KW-H para el primer mes de operación como se observa en la Tabla 5. Cabe aclarar que bajo el escenario pesimista se tiene en cuenta una declinación de los pozos en un 2.17% lo que genera una producción y extracción de gas con el fin de tener mayor durabilidad de los mismos pozos durante 9 a 12 años. Cabe anotar que en este escenario ni en los otros se tienen en cuenta riesgos no contemplados como lo son catástrofes ambientales, abruptos cambios en la economía entre otras variables no controlables.

**Probable:** Dentro de este escenario que se espera que tenga lugar con mayor probabilidad de ocurrencia ya que el rango de probabilidad es el más amplio con el 50%, correspondiente al intervalo de probabilidad financiera para el escenario probable [26% - 75%]. Las hipótesis para la estimación de las variables que intervienen en la determinación de los Flujos Netos de Caja se ha realizado con el propósito de ajustar la información parametrizada comparada con la información histórica de campo Casabe, teniendo cuenta los objetivos a largo plazo con los que cuenta el proyecto a lo largo del horizonte de operación proyectada. En este escenario se tiene en cuenta un valor de 195 KPC/MW comparado con un valor estándar de 140 KPC/MW, es decir un aumento en un 74% del indicador de miles de pies cúbicos de gas natural por cada mega watio de energía eléctrica producida (KPC/MW), en consecuencia, se obtiene una potencia AG de 2793 KW-H para el primer mes de operación como se observa en la Tabla 3.

**Optimista:** El último escenario correspondiente al intervalo de probabilidad de [76% - 115%]. La hipótesis para la estimación de las variables que intervienen en la determinación de los Flujos Netos de Caja se realizó con el propósito de ajustar la información parametrizada comparada con la información histórica de campo Casabe, teniendo cuenta los objetivos a largo plazo con los que cuenta el proyecto a lo largo del horizonte de operación proyectada. En este escenario se tiene en cuenta un valor de 140 KPC/MW comparado con un valor estándar de 112 KPC/MW, es decir un aumento en un 25% del indicador KPC/MW, en consecuencia, se obtiene una potencia AG de 3890 KW-H para el primer mes de operación como se observa en la Tabla 5.

**Tabla 8. Parámetros de energía por escenario.**

ENERGÍA AG KW-H (OPTIMISTA)	ENERGÍA AG KW-H (PROBABLE)	ENERGÍA AG KW-H (PESIMISTA)	POTENCIA AG KW (OPTIMISTA)	POTENCIA AG KW (PROBABLE)	POTENCIA AG KW (PESIMISTA)	KPC/MW (OPTIMISTA)	KPC/MW (PROBABLE)	KPC/MW (PESIMISTA)
93,368.99	67,034.15	56,833	3,890	2,793	2,368	140	195	230
92,825.92	66,644.25	56,503	3,868	2,777	2,354	140	195	230
92,286.01	66,256.62	56,174	3,845	2,761	2,341	140	195	230
91,749.24	65,871.25	55,847	3,823	2,745	2,327	140	195	230
91,215.60	65,488.12	55,523	3,801	2,729	2,313	140	195	230
90,685.06	65,107.22	55,200	3,779	2,713	2,300	140	195	230
90,157.60	64,728.53	54,879	3,757	2,697	2,287	140	195	230
89,633.21	64,352.05	54,559	3,735	2,681	2,273	140	195	230
89,111.87	63,977.76	54,242	3,713	2,666	2,260	140	195	230
88,593.57	63,605.64	53,927	3,691	2,650	2,247	140	195	230
88,078.28	63,235.69	53,613	3,670	2,635	2,234	140	195	230
87,565.98	62,867.88	53,301	3,649	2,619	2,221	140	195	230
87,056.67	62,502.22	52,991	3,627	2,604	2,208	140	195	230
86,550.32	62,138.69	52,683	3,606	2,589	2,195	140	195	230
86,046.91	61,777.27	52,376	3,585	2,574	2,182	140	195	230
85,546.43	61,417.95	52,072	3,564	2,559	2,170	140	195	230
85,048.86	61,060.72	51,769	3,544	2,544	2,157	140	195	230
84,554.19	60,705.57	51,468	3,523	2,529	2,144	140	195	230
84,062.39	60,352.48	51,168	3,503	2,515	2,132	140	195	230
83,573.45	60,001.45	50,871	3,482	2,500	2,120	140	195	230
83,087.36	59,652.46	50,575	3,462	2,486	2,107	140	195	230
82,604.10	59,305.50	50,281	3,442	2,471	2,095	140	195	230
82,123.64	58,960.56	49,988	3,422	2,457	2,083	140	195	230
81,645.98	58,617.63	49,698	3,402	2,442	2,071	140	195	230
81,171.10	58,276.69	49,408	3,382	2,428	2,059	140	195	230
80,698.98	57,937.73	49,121	3,362	2,414	2,047	140	195	230

Fuente: Elaboración propia.

### Operational Expenditures (OPEX)

Teniendo en cuenta que los pozos productores de gas con este tipo de completamientos o terminaciones no tienen bombas en fondo con motores o partes mecánicas en movimiento, sino que, la energía para la puesta del gas en cabeza de pozo está dada por la presión misma del yacimiento, en este orden de ideas, el mantenimiento rutinario de enfoca principalmente en el sistema de control y regulación de presiones en superficie, a continuación, se ilustran los costos estimados de dichos mantenimientos los cuales han sido sobre estimados en un 15% con la intención de retar de manera prudente el proyecto, debido a que existen eventualidades que pueden no haber sido previstas:

1. Mantenimiento del cabezal de producción: está compuesto principalmente por el manómetro 0 – 1000 psi, válvulas principales, lateral derecha, lateral izquierda, válvula choque o de aguja reguladora y válvula de swabbing, estas válvulas tienen un mantenimiento basado en una rutina de mantenimiento anual de 6 horas por pozo.

**Tabla 9.** *Costo Mantenimiento De Válvulas, (Costos tomados de contratos GRI 2019).*

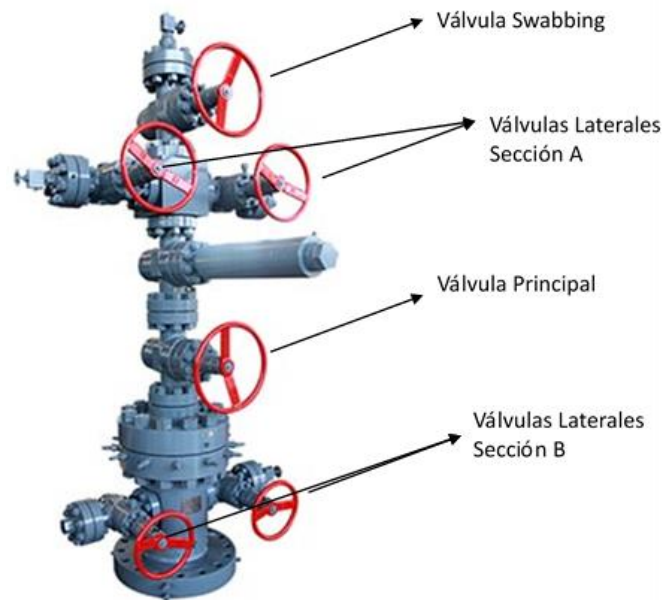
<b>Item</b>	<b>Costo</b>	<b>Descripción del ítem</b>
<b>Cuadrilla</b>	\$ 126.790,95	Cuadrilla de operadores mecánicos especialistas en mantenimiento de válvulas de control de pozo y válvulas chocke ajustables.
<b>Repuestos</b>	\$ 125.294,80	Repuestos tales como, graseras, empaques, anillos de retención.
<b>Equipos</b>	\$ 132.940,00	Camioneta, bomba hidráulica, manómetro.
<b>Insumos</b>	\$ 24.667,50	Lubricantes
<b>Total</b>	<b>\$ 409.693,25</b>	Costo Mantenimiento de Válvulas de Superficie

Fuente: Elaboración propia.

Estos valores son tomados de los contratos vigentes de mantenimiento de pozos y los costos son tomados de la herramienta de gestión de activos cargados en la herramienta SAP.



**Figura 23.** *Válvula de Superficie*



Fuente: Fepeco.

- Operaciones de calibración e inspección de estado mecánico, estas se realizan con una unidad de cable portátil conocida como unidad de Slick Line, esta rutina se realiza dos veces por año para garantizar el diámetro mínimo de la tubería de producción y evitar la acumulación de precipitados orgánicos en la pared de esta y realizar inducción del pozo para mejorar la productividad.

**Tabla 10.** Costo de Calibración, (Costos tomados de contratos GRI 2019).

<b>Slick Line</b>	<b>\$ 9.544.690,86</b>	<b>Operaciones de Calibración e Inducción de pozo</b>
-------------------	------------------------	---

Estos valores son tomados de los contratos vigentes de intervención a pozos y servicios especializados de subsuelo.

**Figura 244.** *Proceso de Calibración*



Fuente: Lupatech.

3. Cambio de tubería de producción, cabezal e inducción a pozo, esta tarea es preventiva para realizar cambio de la tubería de producción y se hace de manera preventiva cada 5 años.

**Tabla 11.** Costo de Reacondicionamiento de los Pozos, (Costos tomados de contratos GRI 2019).

<b>Servicios de Reacondicionamiento PTM001 cada 5 años</b>			<b>\$ 696.041.640</b>
<b>Servicio</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Total</b>
Movilización y Operación de Equipo de WRK PTM001	\$ 148.056.750	1	\$ 148.056.750
Circulación a retornos limpios PTM001	\$ 119.008.900	2	\$ 238.017.800
Calibración y Raspado de Revestimiento PTM001	\$ 14.683.200	1	\$ 14.683.200
RIH BHA de Producción de Gas PTM001	\$ 283.383.000	1	\$ 283.383.000
Aseguramiento con fluido de control PTM001	\$ 11.900.890	1	\$ 11.900.890
<b>Servicios de Reacondicionamiento PTM002 cada 5 años</b>			<b>\$ 778.576.220</b>
Movilización y Operación de Equipo de WRK PTM001	\$ 148.056.750	1	\$ 148.056.750
Circulación a retornos limpios PTM002	\$ 119.008.900	2	\$ 238.017.800
Calibración y Raspado de Revestimiento PTM002	\$ 14.683.200	5	\$ 73.416.000
RIH BHA de Producción de Gas PTM002	\$ 283.383.000	1	\$ 283.383.000
Aseguramiento con fluido de control PTM002	\$ 11.900.890	3	\$ 35.702.670

Fuente: Elaboración propia.

Los valores son tomados de los contratos de estrategia nacional de equipos de reacondicionamiento de pozos, servicios especializados de subsuelo, contrato marco de mantenimiento.

## RESULTADOS

### PROYECCIONES

Las proyecciones realizadas para este proyecto están basadas en información suministrada por mano directa de Ecopetrol S.A, información filtrada para campo Casabe (Casabe, Casabe Sur, Peñas Blancas). Se recopilaron los Estados Financieros consolidados y auditados para el cierre del año 2018, 2019 y 2020. Por lo que las estimaciones y proyecciones están soportadas y apoyadas de la información histórica existente en campo Casabe, además de esto se realiza la investigación pertinente del macroentorno y del sector económico para así determinar la parametrización financiera acorde a los Estados Financieros como lo son: Balance General, Estado de pérdidas y Ganancias, Flujo de Caja Libre y finalmente los indicadores financieros con el objetivo de evaluar la rentabilidad del proyecto.

El proyecto contempla 10 periodos de estudio para las estimaciones y proyecciones para el balance general, el estado de pérdidas y ganancias y el flujo de caja libre.

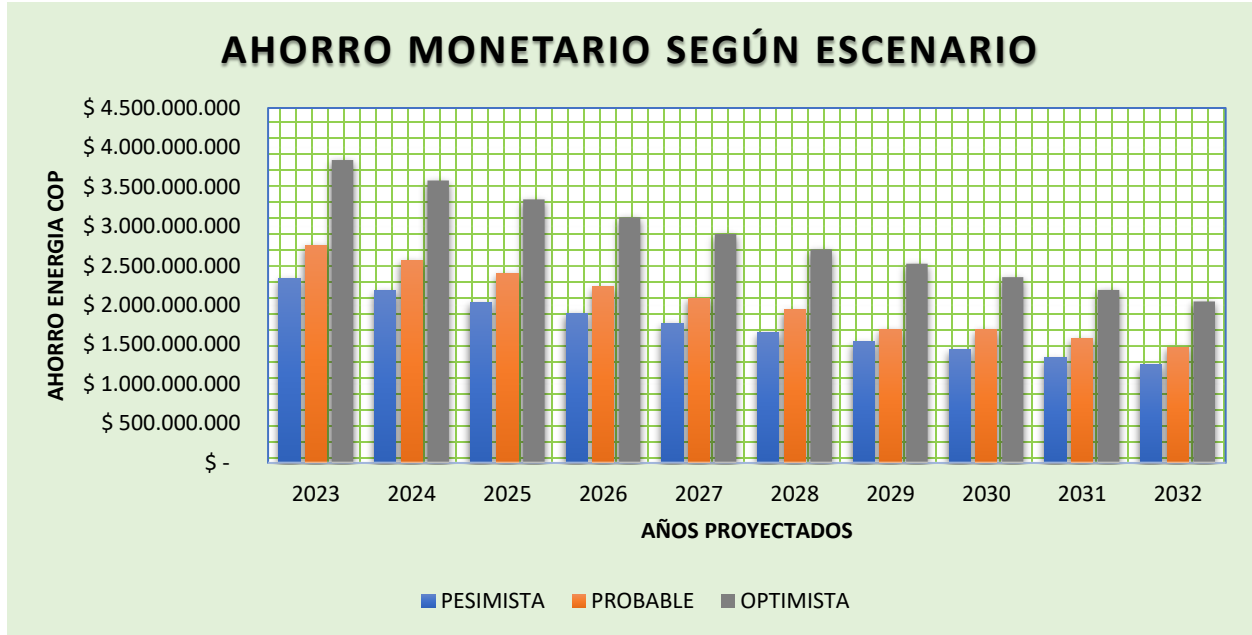
**Tabla 12.** Ahorro Generado por el Proyecto.

AHORROS				
PERIODO	AÑO	OPTIMISTA	PROBABLE	PESIMISTA
1	2023	\$ 2,338,523,799	\$ 1,940,131,218	\$ 911,627,922
2	2024	\$ 2,180,425,138	\$ 1,808,966,357	\$ 849,996,240
3	2025	\$ 2,033,014,923	\$ 1,686,669,052	\$ 792,531,241
4	2026	\$ 1,895,570,550	\$ 1,572,639,800	\$ 738,951,231
5	2027	\$ 1,767,418,266	\$ 1,466,319,631	\$ 688,993,561
6	2028	\$ 1,647,929,868	\$ 1,367,187,362	\$ 642,413,339
7	2029	\$ 1,536,519,625	\$ 1,188,575,592	\$ 598,982,227
8	2030	\$ 1,432,641,403	\$ 1,188,575,592	\$ 558,487,326
9	2031	\$ 1,335,785,990	\$ 1,108,220,537	\$ 520,730,132
10	2032	\$ 1,245,478,602	\$ 1,033,297,979	\$ 485,525,557
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 17,413,308,163</b>	<b>\$ 14,360,583,119</b>	<b>\$ 6,788,238,776</b>

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 9 se puede apreciar los montos anuales que el proyecto está generando, debido a la diferencia entre lo que cuesta comprar el gas natural y el costo de obtenerlo a través del proyecto. De lo anterior se observa que, aplicando dicho diferencial para obtener un monto equivalente a un ingreso, el proyecto en su peor escenario genera un ahorro de \$6,788,238,776 COP; y en su mejor escenario \$17,413,308,163 COP, esto significa que el proyecto tiene una buena capacidad para generar ingresos.

**Figura 255. Ahorro Monetario Por Escenario.**



Fuente: Elaboración propia.

En la figura 24 se observa que cada uno de los escenarios disminuyen los ahorros monetarios de energía con el transcurso de cada año, por lo que para el escenario pesimista de color azul genera un ahorro de \$ 2,338,523,799 para el primer año de operación, sin embargo en el transcurso de 10 años este mismo escenario generará ahorros estimados de energía de \$1,245,478,602, es decir, una reducción de ahorros de energía autogenerada en un 47% desde el primer año de operación hasta el año 10 del proyecto.

### **FLUJO DE CAJA LIBRE DEL PROYECTO**

“El flujo de caja libre representa el efectivo que una empresa puede generar después de disponer del dinero requerido para mantener o ampliar su base de activos, respaldando sus operaciones.”

(Abolafio, s.f.) Podría decirse que este flujo de capital representa una medida de la rentabilidad

que excluye los gastos no monetarios del estado de resultados e incluye el gasto en equipos y activos, así como también los cambios en el capital de trabajo. En esto se diferencia de las ganancias o el ingreso neto.

El flujo de caja libre tiene dos objetivos básicos: cubrir el servicio de la deuda y cubrir el reparto de utilidades a los socios, por lo que se puede calcular restando al flujo de caja operativo los gastos de capital, lo que supondría sumar al beneficio neto la amortización y restarle al resultado la inversión y la inversión en activos fijos. Por lo que, si el flujo de caja libre es positivo, indica que el proyecto está generando valor para hacer crecer el negocio. Gracias a este estado financiero se pueden calcular los indicadores financieros que permiten tomar decisiones acertadas.

**Tabla 13. Escenario Pesimista.**

FLUJO DE CAJA LIBRE - ESCENARIO PESIMISTA											
PERIODO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AÑO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
INGRESO X AHORRO PROYECTADO	\$ -	\$ 2.338.523.799	\$ 2.180.425.138	\$ 2.033.014.923	\$ 1.895.570.550	\$ 1.767.418.266	\$ 1.647.929.868	\$ 1.536.519.625	\$ 1.432.641.403	\$ 1.335.785.990	\$ 1.245.478.602
OPEX	\$ -	\$ 38.998.150	\$ 39.626.020	\$ 40.263.999	\$ 40.912.249	\$ 1.516.188.797	\$ 42.240.229	\$ 42.920.296	\$ 43.611.313	\$ 44.313.455	\$ 45.026.902
INVERSIÓN	\$ 3.480.816.297	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
FLUJO DE CAJA LIBRE NETO DEL PROYECTO	-\$ 3.480.816.297	\$ 2.299.525.649	\$ 2.140.799.117	\$ 1.992.750.924	\$ 1.854.658.301	\$ 251.229.469	\$ 1.605.689.640	\$ 1.493.599.329	\$ 1.389.030.089	\$ 1.291.472.535	\$ 1.200.451.700
FLUJO DE CAJA LIBRE VALOR PRESENTE	-\$ 3.480.816.297	\$ 2.079.701.229	\$ 1.751.061.090	\$ 1.474.148.010	\$ 1.240.836.812	\$ 152.014.156	\$ 878.694.176	\$ 739.218.696	\$ 621.746.253	\$ 522.816.624	\$ 439.512.868
ACUMULADO FCL	\$ -	\$ 2.079.701.229	\$ 3.830.762.319	\$ 5.304.910.329	\$ 6.545.747.141	\$ 6.697.761.297	\$ 7.576.455.473	\$ 8.315.674.169	\$ 8.937.420.422	\$ 9.460.237.046	\$ 9.899.749.914
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-\$ 3.480.816.297	-\$ 1.401.115.068	\$ 349.946.022	\$ 1.824.094.032	\$ 3.064.930.844	\$ 3.216.945.000	\$ 4.095.639.175	\$ 4.834.857.872	\$ 5.456.604.125	\$ 5.979.420.749	\$ 6.418.933.617
% PENDIENTE	-100%	-40%	10%	52%	88%	92%	117,663%	139%	157%	172%	184%

Para un proyecto que pretende la reactivación de pozos petroleros se puede observar que en la tabla 10, su recuperación es muy rápida. Esto es muy importante porque nos brinda la seguridad de que el proyecto puede retornar el capital de la inversión rápidamente. Además de que solo presenta en su flujo de caja el primer año negativo, lo que se traduce en un proyecto que genera un rápido retorno del capital, a tal punto que sin importar de que su nivel de ahorro disminuya el proyecto tiene un elevado monto de capital para respaldar imprevistos y adversidades.



**Tabla 14. Escenario Probable.**

FLUJO DE CAJA LIBRE - ESCENARIO PROBABLE											
PERIODO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AÑO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
INGRESO X AHORRO PROYECTADO	\$ -	\$ 2.758.258.840	\$ 2.571.783.496	\$ 2.397.915.038	\$ 2.235.801.162	\$ 2.084.647.186	\$ 1.943.712.153	\$ 1.689.782.167	\$ 1.689.782.167	\$ 1.575.542.450	\$ 1.469.026.043
OPEX	\$ -	\$ 38.998.150	\$ 40.000.402	\$ 41.028.413	\$ 42.082.843	\$ 1.517.782.232	\$ 44.273.696	\$ 45.411.530	\$ 46.578.607	\$ 47.775.677	\$ 49.003.512
INVERSIÓN	\$ 3.480.816.297	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
FLUJO DE CAJA LIBRE NETO DEL PROYECTO	-\$ 3.480.816.297	\$ 2.719.260.690	\$ 2.531.783.093	\$ 2.356.886.625	\$ 2.193.718.319	\$ 566.864.954	\$ 1.899.438.456	\$ 1.644.370.637	\$ 1.643.203.560	\$ 1.527.766.773	\$ 1.420.022.531
FLUJO DE CAJA LIBRE VALOR PRESENTE	-\$ 3.480.816.297	\$ 2.459.311.467	\$ 2.070.865.420	\$ 1.743.519.315	\$ 1.467.680.836	\$ 342.999.163	\$ 1.039.444.652	\$ 813.839.090	\$ 735.517.297	\$ 618.473.754	\$ 519.902.780
ACUMULADO FCL	\$ -	\$ 2.459.311.467	\$ 4.530.176.888	\$ 6.273.696.203	\$ 7.741.377.039	\$ 8.084.376.201	\$ 9.123.820.853	\$ 9.937.659.943	\$ 10.673.177.240	\$ 11.291.650.994	\$ 11.811.553.774
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-\$ 3.480.816.297	-\$ 1.021.504.830	\$ 1.049.360.591	\$ 2.792.879.906	\$ 4.260.560.742	\$ 4.603.559.904	\$ 5.643.004.556	\$ 6.456.843.646	\$ 7.192.360.943	\$ 7.810.834.697	\$ 8.330.737.476
% PENDIENTE	-100%	-29%	30%	80%	122%	132%	162%	185%	207%	224%	239%

Fuente: Elaboración propia.

Para el caso de la tabla 11 es aún más evidente la rápida recuperación y retorno de la inversión, esto es muy favorable ya que se espera que este sea el escenario idóneo y que más factible es al momento de contrastar el modelo a la realidad de nuestro país.

**Tabla 15. Escenario Optimista.**

ESCENARIO OPTIMISTA											
PERIODO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AÑO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
INGRESO X AHORRO PROYECTADO	\$ -	\$ 3.841.860.527	\$ 3.582.127.012	\$ 3.339.953.088	\$ 3.114.151.618	\$ 2.903.615.723	\$ 2.707.313.355	\$ 2.524.282.241	\$ 2.353.625.161	\$ 2.194.505.555	\$ 2.046.143.417
OPEX	\$ -	\$ 38.998.150	\$ 40.265.590	\$ 41.574.221	\$ 42.925.384	\$ 1.514.883.450	\$ 45.760.874	\$ 47.248.102	\$ 48.783.665	\$ 50.369.134	\$ 52.006.131
INVERSIÓN	\$ 3.480.816.297	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
FLUJO DE CAJA LIBRE NETO DEL PROYECTO	-\$ 3.480.816.297	\$ 3.802.862.377	\$ 3.541.861.422	\$ 3.298.378.866	\$ 3.071.226.234	\$ 1.388.732.273	\$ 2.661.552.482	\$ 2.477.034.139	\$ 2.304.841.496	\$ 2.144.136.420	\$ 1.994.137.286
FLUJO DE CAJA LIBRE VALOR PRESENTE	-\$ 3.480.816.297	\$ 3.439.325.655	\$ 2.897.056.372	\$ 2.439.993.168	\$ 2.054.766.944	\$ 840.295.389	\$ 1.456.502.306	\$ 1.225.944.544	\$ 1.031.674.242	\$ 867.993.809	\$ 730.099.344
ACUMULADO FCL	\$ -	\$ 3.439.325.655	\$ 6.336.382.027	\$ 8.776.375.195	\$ 10.831.142.139	\$ 11.671.437.528	\$ 13.127.939.835	\$ 14.353.884.378	\$ 15.385.558.620	\$ 16.253.552.429	\$ 16.983.651.773
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-\$ 3.480.816.297	-\$ 41.490.642	\$ 2.855.565.729	\$ 5.295.558.898	\$ 7.350.325.842	\$ 8.190.621.231	\$ 9.647.123.537	\$ 10.873.068.081	\$ 11.904.742.323	\$ 12.772.736.132	\$ 13.502.835.475
% PENDIENTE	-100%	-1%	82%	152%	211%	235%	277%	312%	342%	367%	388%

Fuente: Elaboración propia.

Fuente: Elaboración propia.

## **INDICADORES DE BONDAD FINANCIERA**

Los siguientes indicadores de evaluación financiera tienen en cuenta que el valor real de la diferencia entre la tasa del mercado y el costo de producción de gas natural, la cual disminuye con el transcurso del tiempo, además de que los costos de operación aumentan a una tasa cercana al nivel de inflación vigente (Baca, 2006). En otras palabras, estos indicadores pretenden generar una medición relacionada con la bondad financiera de una alternativa de inversión, para así servir como apoyo al proceso de toma de decisión tanto de los inversionistas, así como del comité encargado de realizar dicho estudio.

### **COSTO DE OPORTUNIDAD (WACC)**

El WACC o también conocido como el costo de oportunidad de la empresa, se define como el costo promedio ponderado de capital, haciendo referencia al valor de la mejor opción que no se concreta o al costo de una inversión, que se realiza con recursos propios y que hace que no se materialicen otras inversiones posibles. Es decir, el costo de oportunidad es el valor financiero que se deja de percibir de un proyecto por seleccionar otro proyecto en otras palabras “el valor de la mejor opción no seleccionada y que se define como la estructura de capital es la sumatoria de los fondos provenientes de aportes propios y los adquiridos mediante endeudamiento a largo plazo (Pulloquina, 2013, como se citó en Jazmín, s.f.). Se tomará un valor de 11.33% como WACC para campo casabe bajo el escenario pesimista apoyado de la investigación financiera encontrada en los reportes financieros de los años 2018, 2019 y 2020 de un estudio financiero para determinar el valor de Ecopetrol bajo diversos métodos de valoración (Navarrete, M. 2020). El costo de

oportunidad de la empresa se puede determinar bajo 2 métodos financieros, el método CAMP y el método WACC.

$$WACC = K_e * \left( \frac{E}{D + E} \right) + K_d * \left( \frac{D}{D + E} \right) * (1 - T)$$

$K_e$  = Tasa costo de oportunidad Accionistas

$K_d$  = Porcentaje del costo de la deuda Financiera

$E$  = Capital Accionistas

$D$  = Deuda Financiera Contraída

$T$  = Tasa de Impuesto

$WACC$  PESIMISTA = 11.33%

$WACC$  PROBABLE = 12.42%

$WACC$  OPTIMISTA = 13.66%

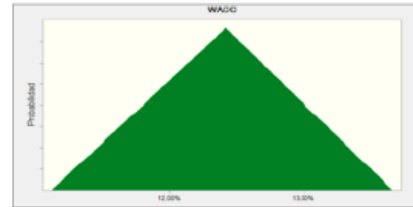
**Figura 266.** WACC

## WACC

Para la distribución del WACC se utilizó una distribución triangular. Como valor más probable se tomó una tasa de descuento del 12,42%; valor obtenido en la valoración. Como valor máximo y mínimo se utilizó un 10% más y 10% menos del valor más probable, 13,66% y 11,12% respectivamente.

Triangular distribución con parámetros:

Mínimo	11,12%
Más probable	12,42%
Máximo	13,66%



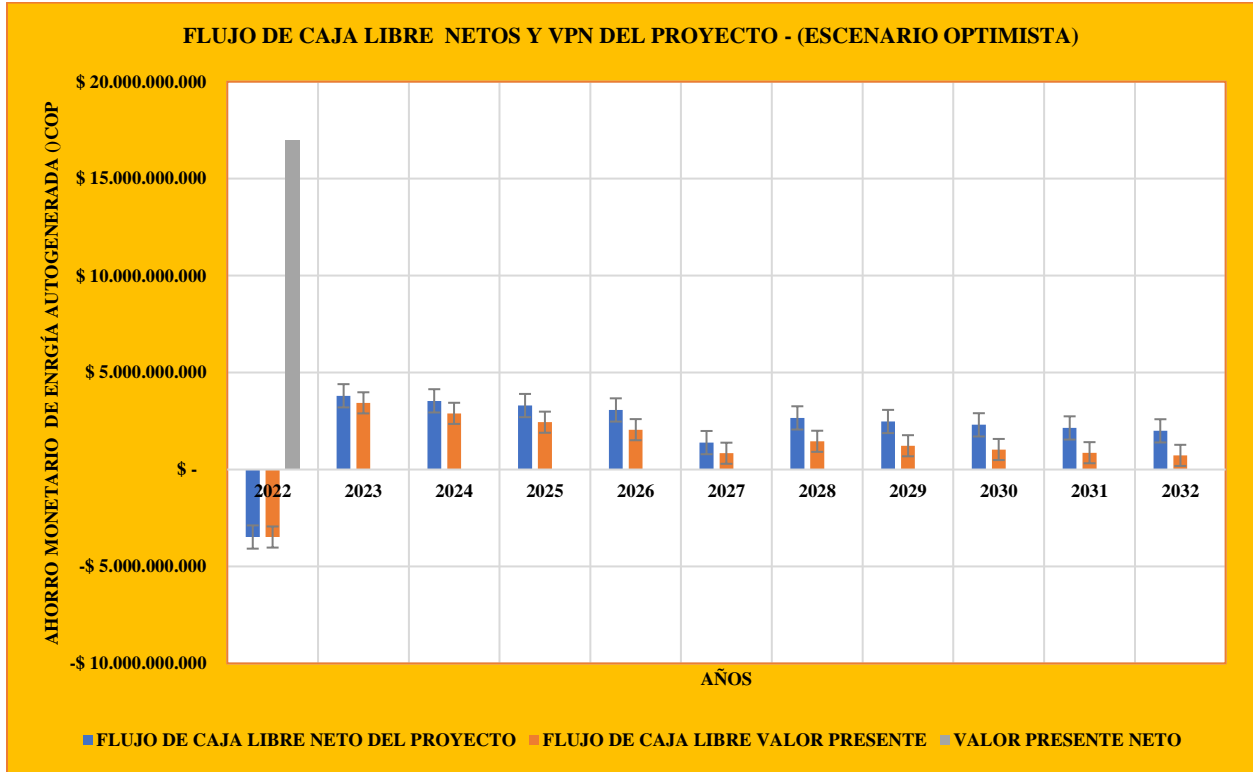
Fuente: Elaboración propia.

## VALOR PRESENTE NETO (VPN)

El valor presente neto (VPN) es el valor de los flujos de efectivo proyectados, descontados al valor presente o al año inicial de inversión. Es un método de modelado financiero utilizado para la elaboración de presupuestos de capital y para evaluar la rentabilidad de las inversiones y proyectos proyectados a corto, mediano y largo plazo. El objetivo del valor presente neto es realizar las comparaciones entre los periodos en los que el proyecto o negocio tuvo diferentes flujos de efectivo para determinar si conviene o no invertir en él. Por lo que los flujos para 10 años hacen referencia al ahorro monetario en términos de autogeneración de energía. Ahora bien, respecto a la toma de decisiones, este indicador representa el valor monetario de todo el proyecto traído al primer periodo conocido como VPN. Sí el Valor Presente Neto es positivo entonces el proyecto genera valor y es viable financieramente. Por lo que el proyecto de autogeneración de energía para campo Casabe es rentable según el VPN bajo los tres escenarios, como se puede observar en los siguientes gráficos de los flujos de caja libre netos y VPN del proyecto bajo 3 escenarios de incertidumbre.

$$VPN = \sum_{t=0}^{10} \frac{\text{flujo de efectivo neto durante el año } t}{(1 + \text{Tasa de descuento})^t}$$

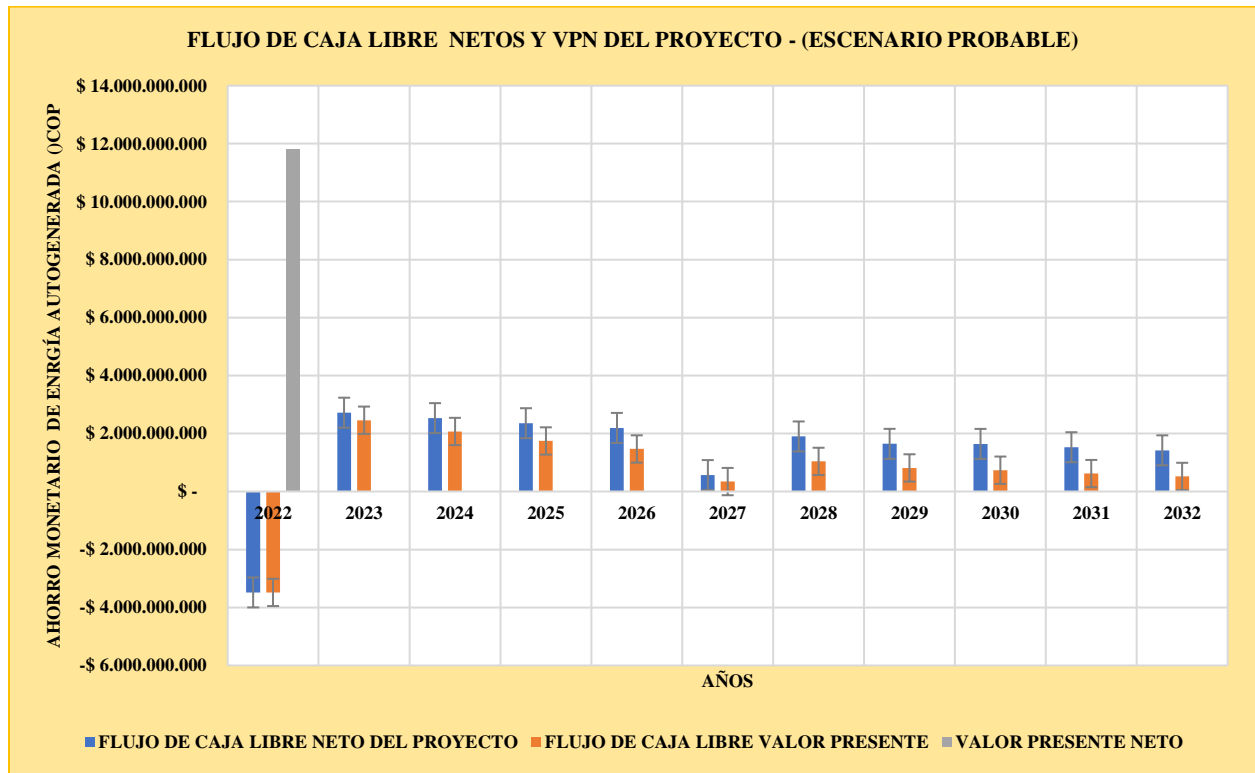
**Figura 277. Flujo De Caja Optimista**



Fuente: Elaboración propia.

En la figura 26 se observa que el flujo de caja del escenario optimista tiene un VPN bastante alto de \$ 16.983.651.773 COP lo cual significa que trayendo los flujos a valor presente el proyecto presenta un VPN superior a cero lo cual significa que los flujos son lo suficientemente altos para cubrir la inversión inicial de \$ 3.480.816.297 COP.

**Figura 288. Flujo De Caja Probable**

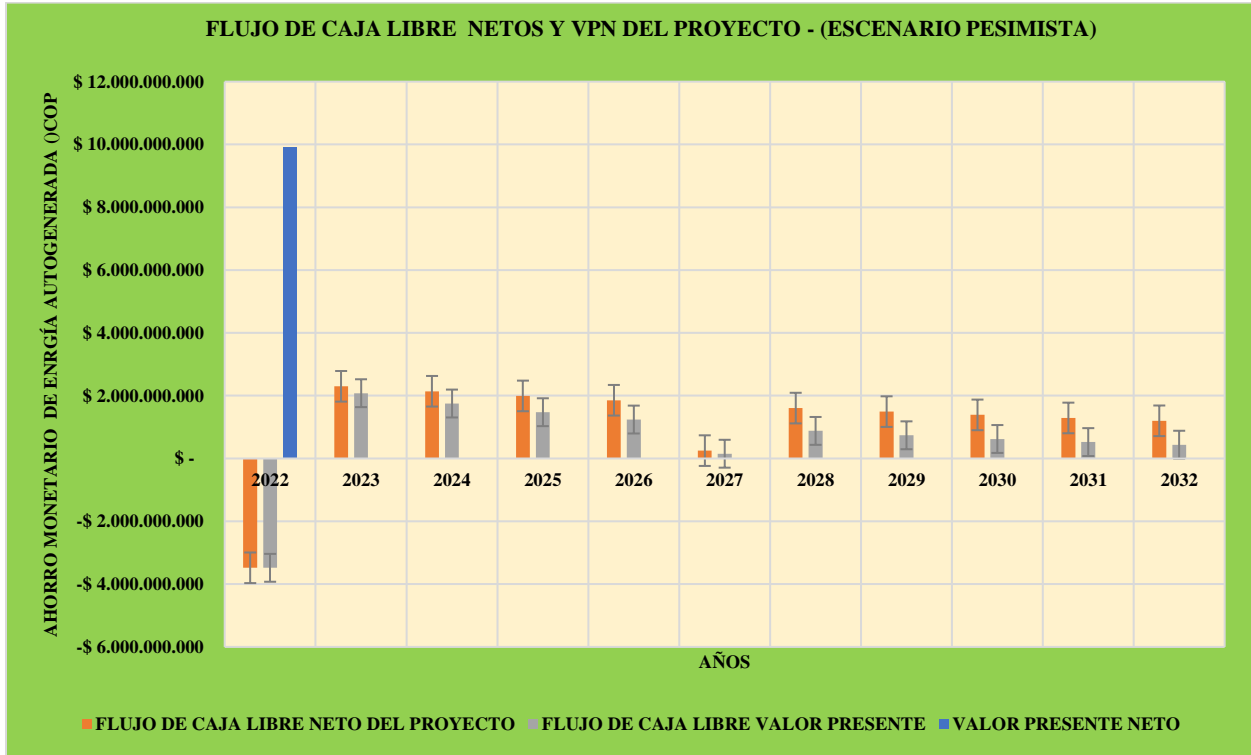


Fuente: Elaboración propia.

En el caso de la Figura 27 se observa que el VPN es menor que en el caso anterior, pero sigue siendo bastante alto de \$ 11.811.553.774 COP, con lo cual también se puede afirmar que es este escenario el proyecto es viable porque genera valor agregado.



**Figura 299.** *Flujo De Caja Pesimista*



Fuente: Elaboración propia.

Por último, tenemos la figura 28 donde apreciamos el peor de las situaciones y donde se esperaría ver que el VPN fuera muy cercano a cero o incluso negativo, pero este no es el caso, si es notable una disminución con relación a los otros dos escenarios, pero sigue siendo rentable el proyecto incluso en este escenario ya que el VPN es positivo.

### TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) permite saber si es viable invertir en el proyecto de autogeneración de energía para campo casabe, considerando otras opciones de inversión de menor riesgo. La TIR es el porcentaje que mide la viabilidad del proyecto, determinando la rentabilidad de los cobros y pagos actualizados generados por una inversión. La TIR se determina al igual el

VAN a cero por lo que el resultado es un porcentaje que significa la tasa de rendimiento interna del proyecto y que es comparada respecto a un costo de oportunidad o WACC. Para la toma de decisiones acertada con base en el indicador de la TIR es necesario que la TIR sea mayor al WACC por que el proyecto sería rentable, en dado caso de que la TIR sea menor al WACC significa que el dinero o capital invertido no es rentable bajo este proyecto y el dinero debería ser invertido en otro proyecto tal y como lo asegura el costo de oportunidad. Las fórmulas matemáticas se expresan a continuación, partiendo de que la TIR se determina en Excel con la formula TIR teniendo en cuenta el flujo negativo de la inversión y los flujos positivos del proyecto.

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FN_j}{(1+i)^j}$$

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n} = 0$$

Se puede evidenciar que el WACC es de 11.33% para el peor de los escenarios y que la TIR para el escenario pesimista es de 55.87% para el escenario probable es de 68.59% y para el escenario optimista es de 100.94%, por ende, la TIR es mayor al WACC en todos los escenarios. Esto significa que el proyecto tiene rentabilidad interna que genera valor y que se soporta ya que el VPN para los 3 escenarios es positivo.

**Tabla 16. Indicadores Financieros.**

	<b>PESIMISTA</b>	<b>PROBABLE</b>	<b>OPTIMISTA</b>
<b>INVERSIÓN</b>	\$ 3.480.816.297	\$ 3.480.816.297	\$ 3.480.816.297
<b>TASA DE INTERES</b>	10,57%	10,57%	10,57%
<b>WACC</b>	11,33%	12,42%	13,66%
<b>VALOR PRESENTE NETO</b>	\$ 9.899.749.914	\$ 11.811.553.774	\$ 16.983.651.773
<b>TIR</b>	55,87%	68,59%	100,94%
<b>PRI</b>	1,654	1,403	1,012
<b>B/C</b>	2,844	3,393	4,879
<b>¿RENTABLE?</b>	<b>SÍ</b>	<b>SÍ</b>	<b>SÍ</b>
<b>INTERVALO DE PROBABILIDAD</b>	[0% -25%]	[26% - 75%]	[76% -115%]
<b>% ABATIMIENTO DEL POZO</b>	2,17%	4,87%	7,07%

Fuente: Elaboración propia.

#### PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

El período de recuperación de la inversión (PRI) es un indicador que mide en cuánto tiempo en años se recuperará el total de la inversión a valor presente (ESAN, 2017b). Este indicador es calculado en tabla 13, en la cual se evidencia que para el escenario pesimista el periodo de recuperación de la inversión es de 1.654 años, mientras que para el escenario optimista el periodo de recuperación de la inversión es de 1.012 años. Por lo que este indicador es un instrumento que permite medir el plazo de tiempo que se requiere para que los flujos netos del proyecto recuperen su inversión inicial. Esto se determina bajo la siguiente formula:

$$PRI = A + \frac{B - C}{D}$$

*A = año inmediato anterior en que se recupera la inversión*

$B = \text{inversión inicial}$

$C = \text{flujo de efectivo acumulado del año } A$

$D = \text{flujo de efectivo del año donde se recupera la inversión}$

#### RAZÓN BENEFICIO COSTO (B/C)

En primera instancia se deben calcular los flujos de caja libre traído a valor presente como se observa en la tabla 13 para el escenario pesimista. Con estos flujos de caja se suman los positivos y se guardan en B, mientras que la suma de los flujos negativos se guarda en C. Para calcular la relación B/C se divide la sumatoria de los flujos positivos sobre la sumatoria de los flujos negativos. Para saber si un proyecto es viable bajo este enfoque, se debe considerar la comparación de la relación B/C mayor a 1, lo que indica que los beneficios son mayores a los costos. En consecuencia, el proyecto rentable bajo este indicador. Pero si de la relación B/C menor a 1 entonces los costos del proyecto superan a los ingresos o ahorros de energía. En consecuencia, el proyecto no debe ser considerado financieramente. Este indicador es calculado en tabla 13, en la cual se evidencia que para el escenario pesimista la razón beneficio costo del proyecto es de 2.844, mientras que para el escenario optimista escenario la razón beneficio costo del proyecto es de 4.879. En conclusión, bajo los 3 escenarios evaluados la razón beneficio costo es óptima en todos los escenarios causando viabilidad financiera.

#### IMPACTO EN EL BALANCE GENERAL

El balance general permite plasmar la situación actual de una organización, en lo referido a su situación económica y financiera (Redactores profesionales, 2020). Este balance se determina a partir de un informe financiero. En dicho informe también se incluye información patrimonial y

contable. Para ello, se muestra de forma contable lo siguiente: Los Activos de Campo Casabe: hace referencia a todas las posesiones tangibles o intangibles de la empresa, tanto en recursos económicos, bienes muebles e inmuebles, inventarios, infraestructura, entre otros. Por otra parte, los pasivos corresponden a las deudas y obligaciones financieras que tenga Ecopetrol dentro de campo Casabe, como también se tienen en cuenta las pérdidas económicas en algunas actividades realizadas siendo estas las deudas a proveedores o contratistas, entre otras. Finalmente, la tercera rama que compone el balance general es el Patrimonio neto: que corresponde a la diferencia entre los pasivos y activos de la empresa, en el patrimonio se registra las acciones y dividendos a pagar anualmente a los socios de la empresa y claramente el capital con el que se cuenta (Villareal. J, 2016).

En el marco del estudio financiero se considera que los estados financieros expuestos con carácter de “Tipo Estimativo” ya que la información financiera para este proyecto son proyecciones a futuro para todos los rubros contables con los que cuenta campo Casabe. De igual forma, se debe tener en cuenta que esta información preliminar está sujeta a corrección y modificación posterior. Además, la información financiera también toma nombre de tipo de Proforma lo que significa que las estimaciones futuras de la situación financiera se realizan con el objetivo de prever un problema o adelantarse a una situación aún no ocurrida.

Este proyecto de autogeneración de energía a partir de la extracción de gas de pozos abandonados tiene un impacto directo en el Balance General, ya que afecta positivamente los rubros de Inversiones en Asociadas, Inversiones de terrenos, planta y equipos, como también en posibles prestamos financieros. Esto se observa para cada uno de los 3 escenarios de evaluación.

**Tabla 17. Balance General Escenarios Probable.**

<b>PROYECCIONES - BALANCE GENERAL</b>										
<b>ESCENARIO PROBABLE</b>										
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>ACTIVOS</b>	\$ 27.635.000.000	\$ 27.908.257.600	\$ 28.183.651.757	\$ 28.461.764.078	\$ 28.901.894.992	\$ 29.349.576.213	\$ 29.804.946.598	\$ 30.401.045.530	\$ 31.009.066.440	\$ 31.763.487.515
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	\$ 12.173.000.000	\$ 12.294.730.000	\$ 12.413.988.881	\$ 12.534.404.573	\$ 12.655.988.298	\$ 12.778.751.384	\$ 12.902.705.272	\$ 13.160.759.378	\$ 13.423.974.565	\$ 13.826.693.802
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 2.230.000.000	\$ 2.252.300.000	\$ 2.274.147.310	\$ 2.296.206.539	\$ 2.318.479.742	\$ 2.340.968.996	\$ 2.363.676.395	\$ 2.410.949.923	\$ 2.459.168.921	\$ 2.532.943.989
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	\$ 4.092.000.000	\$ 4.132.920.000	\$ 4.173.009.324	\$ 4.213.487.514	\$ 4.254.358.343	\$ 4.295.625.619	\$ 4.337.293.188	\$ 4.424.039.052	\$ 4.512.519.833	\$ 4.647.895.428
Inventarios	\$ 3.960.000.000	\$ 3.999.600.000	\$ 4.038.396.120	\$ 4.077.568.562	\$ 4.117.120.977	\$ 4.157.057.051	\$ 4.197.380.504	\$ 4.281.328.114	\$ 4.366.954.677	\$ 4.497.963.317
Otros activos financieros	\$ 560.000.000	\$ 565.600.000	\$ 571.086.320	\$ 576.625.857	\$ 582.219.128	\$ 587.866.654	\$ 593.568.960	\$ 605.440.339	\$ 617.549.146	\$ 636.075.621
Activos por impuestos corriente	\$ 295.000.000	\$ 297.950.000	\$ 300.840.115	\$ 303.758.264	\$ 306.704.719	\$ 309.679.755	\$ 312.683.649	\$ 318.937.322	\$ 325.316.068	\$ 335.075.550
Otros activos	\$ 1.036.000.000	\$ 1.046.360.000	\$ 1.056.509.692	\$ 1.066.757.836	\$ 1.077.105.387	\$ 1.087.553.309	\$ 1.098.102.576	\$ 1.120.064.628	\$ 1.142.465.920	\$ 1.176.739.898
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	\$ 15.462.000.000	\$ 15.613.527.600	\$ 15.769.662.876	\$ 15.927.359.505	\$ 16.245.906.695	\$ 16.570.824.829	\$ 16.902.241.325	\$ 17.240.286.152	\$ 17.585.091.875	\$ 17.936.793.712
Inversiones en Asociadas	\$ 2.028.000.000	\$ 2.047.874.400	\$ 2.068.353.144	\$ 2.089.036.675	\$ 2.130.817.409	\$ 2.173.433.757	\$ 2.216.902.432	\$ 2.261.240.481	\$ 2.306.465.291	\$ 2.352.594.596
Cuentas comerciales por cobrar	\$ 207.000.000	\$ 209.028.600	\$ 211.118.886	\$ 213.230.075	\$ 217.494.676	\$ 221.844.570	\$ 226.281.461	\$ 230.807.091	\$ 235.423.232	\$ 240.131.697
Propiedades, Planta y Equipos	\$ 8.377.000.000	\$ 8.459.094.600	\$ 8.543.685.546	\$ 8.629.122.401	\$ 8.801.704.849	\$ 8.977.738.946	\$ 9.157.293.725	\$ 9.340.439.600	\$ 9.527.248.392	\$ 9.717.793.360
Recursos naturales y del medio ambiente	\$ 4.158.000.000	\$ 4.198.748.400	\$ 4.240.735.884	\$ 4.283.143.243	\$ 4.368.806.108	\$ 4.456.182.230	\$ 4.545.305.874	\$ 4.636.211.992	\$ 4.728.936.232	\$ 4.823.514.956
Activos por derecho de uso	\$ 186.000.000	\$ 187.822.800	\$ 189.701.028	\$ 191.598.038	\$ 195.429.999	\$ 199.338.599	\$ 203.325.371	\$ 207.391.878	\$ 211.539.716	\$ 215.770.510
Intangibles	\$ 43.000.000	\$ 43.421.400	\$ 43.855.614	\$ 44.294.170	\$ 45.180.054	\$ 46.083.655	\$ 47.005.328	\$ 47.945.434	\$ 48.904.343	\$ 49.882.430
Activos por impuestos diferidos	\$ 316.000.000	\$ 319.096.800	\$ 322.287.768	\$ 325.510.646	\$ 332.020.859	\$ 338.661.276	\$ 345.434.501	\$ 352.343.191	\$ 359.390.055	\$ 366.577.856
Otros activos financieros	\$ 8.000.000	\$ 8.078.400	\$ 8.159.184	\$ 8.240.776	\$ 8.405.591	\$ 8.573.703	\$ 8.745.177	\$ 8.920.081	\$ 9.098.482	\$ 9.280.452
GoodWill	\$ 24.000.000	\$ 24.235.200	\$ 24.477.552	\$ 24.722.328	\$ 25.216.774	\$ 25.721.110	\$ 26.235.532	\$ 26.760.242	\$ 27.295.447	\$ 27.841.356

	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Otros Activos	115.000.000	116.127.000	117.288.270	118.461.153	120.830.376	123.246.983	125.711.923	128.226.161	130.790.685	133.406.498
<b>PASIVOS</b>	\$ 13.722.000.000	\$ 13.926.140.000	\$ 14.256.329.000	\$ 14.591.887.718	\$ 14.932.931.886	\$ 15.279.580.254	\$ 15.631.954.678	\$ 16.096.419.041	\$ 16.569.686.391	\$ 16.942.155.509
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	\$ 6.547.000.000	\$ 6.679.390.000	\$ 6.815.111.500	\$ 6.954.258.043	\$ 7.096.925.914	\$ 7.243.214.223	\$ 7.393.224.986	\$ 7.547.063.216	\$ 7.704.837.007	\$ 7.866.657.631
Prestamos y Financiaciones	\$ 3.346.000.000	\$ 3.446.380.000	\$ 3.549.771.400	\$ 3.656.264.542	\$ 3.765.952.478	\$ 3.878.931.053	\$ 3.995.298.984	\$ 4.115.157.954	\$ 4.238.612.692	\$ 4.365.771.073
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	\$ 886.000.000	\$ 894.860.000	\$ 903.808.600	\$ 912.846.686	\$ 921.975.153	\$ 931.194.904	\$ 940.506.853	\$ 949.911.922	\$ 959.411.041	\$ 969.005.152
Provisiones por beneficios a empleados	\$ 530.000.000	\$ 535.300.000	\$ 540.653.000	\$ 546.059.530	\$ 551.520.125	\$ 557.035.327	\$ 562.605.680	\$ 568.231.737	\$ 573.914.054	\$ 579.653.195
Pasivos por impuestos corrientes	\$ 198.000.000	\$ 199.980.000	\$ 201.979.800	\$ 203.999.598	\$ 206.039.594	\$ 208.099.990	\$ 210.180.990	\$ 212.282.800	\$ 214.405.628	\$ 216.549.684
Provisiones y contingencias	\$ 621.000.000	\$ 627.210.000	\$ 633.482.100	\$ 639.816.921	\$ 646.215.090	\$ 652.677.241	\$ 659.204.014	\$ 665.796.054	\$ 672.454.014	\$ 679.178.554
Instrumentos financieros derivados	\$ 586.000.000	\$ 591.860.000	\$ 597.778.600	\$ 603.756.386	\$ 609.793.950	\$ 615.891.889	\$ 622.050.808	\$ 628.271.316	\$ 634.554.029	\$ 640.899.570
Otros Pasivos	\$ 380.000.000	\$ 383.800.000	\$ 387.638.000	\$ 391.514.380	\$ 395.429.524	\$ 399.383.819	\$ 403.377.657	\$ 407.411.434	\$ 411.485.548	\$ 415.600.404
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	\$ 7.175.000.000	\$ 7.246.750.000	\$ 7.441.217.500	\$ 7.637.629.675	\$ 7.836.005.972	\$ 8.036.366.031	\$ 8.238.729.692	\$ 8.549.355.826	\$ 8.864.849.384	\$ 9.075.497.878
Préstamos y Financiaciones	\$ 2.050.000.000	\$ 2.070.500.000	\$ 2.091.205.000	\$ 2.112.117.050	\$ 2.133.238.221	\$ 2.154.570.603	\$ 2.176.116.309	\$ 2.304.116.309	\$ 2.435.157.472	\$ 2.459.509.047
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	\$ 1.964.000.000	\$ 1.983.640.000	\$ 2.125.476.400	\$ 2.268.731.164	\$ 2.413.418.476	\$ 2.559.552.660	\$ 2.707.148.187	\$ 2.856.219.669	\$ 3.006.781.866	\$ 3.158.849.684
Provisiones por beneficios a empleados	\$ 1.137.000.000	\$ 1.148.370.000	\$ 1.159.853.700	\$ 1.171.452.237	\$ 1.183.166.759	\$ 1.194.998.427	\$ 1.206.948.411	\$ 1.219.017.895	\$ 1.231.208.074	\$ 1.243.520.155
Pasivos por impuestos diferidos	\$ 620.000.000	\$ 626.200.000	\$ 632.462.000	\$ 638.786.620	\$ 645.174.486	\$ 651.626.231	\$ 658.142.493	\$ 664.723.918	\$ 671.371.157	\$ 678.084.869
Provisiones y contingencias	\$ 1.259.000.000	\$ 1.271.590.000	\$ 1.284.305.900	\$ 1.297.148.959	\$ 1.310.120.449	\$ 1.323.221.653	\$ 1.336.453.870	\$ 1.349.818.408	\$ 1.363.316.592	\$ 1.376.949.758
Otros Pasivos	\$ 145.000.000	\$ 146.450.000	\$ 147.914.500	\$ 149.393.645	\$ 150.887.581	\$ 152.396.457	\$ 153.920.422	\$ 155.459.626	\$ 157.014.222	\$ 158.584.365
<b>PATRIMONIO</b>	\$ 13.913.304.050	\$ 13.981.096.938	\$ 13.926.907.908	\$ 13.866.176.987	\$ 13.943.838.757	\$ 14.083.277.144	\$ 14.161.109.916	\$ 14.302.721.015	\$ 14.445.748.225	\$ 14.785.205.707
Capital Suscrito y pagado	\$ 3.428.000.000	\$ 3.630.000.000	\$ 3.666.300.000	\$ 3.702.963.000	\$ 3.739.992.630	\$ 3.777.392.556	\$ 3.815.166.482	\$ 3.853.318.147	\$ 3.891.851.328	\$ 3.930.769.841
Prima en emisión de acciones	\$ 325.000.000	\$ 348.000.000	\$ 351.480.000	\$ 354.994.800	\$ 358.544.748	\$ 362.130.195	\$ 365.751.497	\$ 369.409.012	\$ 373.103.103	\$ 371.834.134
Reservas	\$ 1.050.000.000	\$ 1.060.500.000	\$ 1.071.105.000	\$ 1.081.816.050	\$ 1.092.634.211	\$ 1.103.560.553	\$ 1.114.596.158	\$ 1.125.742.120	\$ 1.136.999.541	\$ 1.148.369.536
Otros resultados integrales	\$ 850.000.000	\$ 858.500.000	\$ 867.085.000	\$ 875.755.850	\$ 884.513.409	\$ 893.358.543	\$ 902.292.128	\$ 911.315.049	\$ 920.428.200	\$ 929.632.482

Resultados Acumulados	\$ 2.290.000.000	\$ 2.056.900.000	\$ 1.883.469.000	\$ 1.902.303.690	\$ 1.921.326.727	\$ 1.940.539.994	\$ 1.896.945.394	\$ 1.915.914.848	\$ 1.935.073.997	\$ 1.954.424.736
Patrimonio Atribuible a los Accionistas	\$ 5.620.304.050	\$ 5.673.696.938	\$ 5.730.433.908	\$ 5.587.738.247	\$ 5.582.615.629	\$ 5.638.441.786	\$ 5.694.826.204	\$ 5.751.774.466	\$ 5.809.292.210	\$ 5.867.385.132
Interés no Controlante	\$ 350.000.000	\$ 353.500.000	\$ 357.035.000	\$ 360.605.350	\$ 364.211.404	\$ 367.853.518	\$ 371.532.053	\$ 375.247.373	\$ 378.999.847	\$ 382.789.845

Fuente: Elaboración propia.

Siendo este el estado financiero que evidencia la información económica del proyecto, y el cual se encuentra dividido en tres grandes grupos: activos, pasivos y patrimonio. Este estado nos permite observar de manera detallada como está la empresa y como obtiene los recursos para fondear sus operaciones si utiliza el apalancamiento o si financia todas sus operaciones con recursos propios. Y como se puede observar la estructura que maneja la empresa es muy optima ya que se encuentra fondiendo sus operaciones en una proporción que este alrededor del 50% -50%. Así que la empresa tiene la capacidad de llevar a cabo diferentes proyectos.

#### OPCION DE PERFORACION DE UN POZO NUEVO

Como se observó anteriormente el costo total que se debe tener en cuenta al perforar un nuevo pozo es de \$ 2.191.531 USD equivalentes a \$ 8.437.394.350 COP (TRM 3850); al incluir este valor en los flujos de caja, los indicadores de bondad financiera varían de la siguiente manera:



**Tabla 187. Balance General Escenarios Probable.**

	<b>PESIMISTA</b>	<b>PROBABLE</b>	<b>OPTIMISTA</b>
<b>INVERSIÓN</b>	\$ 11.918.210.647	\$ 11.918.210.647	\$ 11.918.210.647
<b>TASA DE INTERES</b>	10,57%	10,57%	10,57%
<b>WACC</b>	11,33%	12,42%	13,66%
<b>VALOR PRESENTE NETO</b>	-\$ 2.018.460.733	-\$ 106.656.874	\$ 5.065.441.125
<b>TIR</b>	5,83%	10,33%	21,46%
<b>PRI</b>	5,596	4,736	3,394
<b>B/C</b>	0,831	0,991	1,425
<b>¿RENTABLE?</b>	<b>NO</b>	<b>NO</b>	<b>SÍ</b>
<b>INTERVALO DE PROBABILIDAD</b>	[0% -25%]	[26% - 75%]	[76% -115%]
<b>% ABATIMIENTO DEL POZO</b>	2,17%	4,87%	7,07%

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados económicos de perforar un pozo nuevo hacen que el proyecto no sea viable, por tal razón la opción de reactivación de los pozos PTM01 y PTM02 es la mejor opción técnica y económica para la recuperación y producción de las reservas de gas presentes en el yacimiento.

#### IMPACTO EN EL ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS

Primero se debe tener en cuenta la definición de estado de resultados proporcionada por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF): “Estado financiero básico que muestra la utilidad o pérdida resultante en un periodo contable, a través del enfrentamiento entre los ingresos y egresos relativos.” Por lo que este estado financiero permite determinar la rentabilidad de la empresa: Relaciona el beneficio económico con los recursos necesarios para obtenerlo. U de igual manera, ayuda a facilitar la toma de decisiones. Además de esto, permite conocer los ingresos y egresos en los que ha incurrido la empresa, analiza las pérdidas o ganancias generadas durante un año. Dentro del P&G el proyecto impacta directamente en los costos variables en el rubro de Energía monetaria necesaria la producción y la operación de campo casabe, casabe sur y peñas

blancos, entre otros. En el rubro energía se estima en miles de millones el consumo anual de campo casabe y se adiciona el rubro de ahorro de energía mediante la autogeneración de la energía por medio de la extracción de gas de 2 pozos abandonados en campo casabe, como se evidencia a continuación:

**Tabla 19. Estado De Perdidas Y Ganancias.**

<b>PROYECCIONES - ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS</b>										
<b>ESCENARIO PROBABLE</b>										
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>(+) VENTAS TOTALES</b>	2479,70	2616,08	2759,97	2911,77	3071,91	3256,23	3451,60	3658,70	3878,22	4110,91
<b>(-) Costos Fijos</b>	455,12	465,67	478,64	492,16	506,20	522,04	538,69	555,75	573,10	592,13
(-) Personal	40,63	41,04	41,45	41,86	42,28	42,70	43,13	43,56	44,00	44,44
(-) Contratos Operacionales y No operacionales	32,61	33,59	34,60	35,63	36,70	37,80	38,94	40,11	41,31	42,55
(-) Contrato Operacionales en Asoc	0,12	0,12	0,12	0,13	0,15	0,18	0,21	0,26	0,30	0,36
(-) Materiales de Operación	4,40	3,50	4,20	4,60	4,80	5,20	5,30	5,50	5,00	5,00
(-) Materiales de Superficie	68,10	68,78	69,47	70,16	70,87	72,28	73,73	75,20	76,71	78,24
(-) Materiales de Subsuelo	197,33	199,30	201,29	203,30	205,33	207,39	209,46	211,55	213,66	215,80
(-) Costos Generales	2,22	2,69	3,25	3,93	4,76	5,76	6,97	7,73	8,58	9,53
(-) Seguros e impuestos	1,25	1,10	1,10	1,20	1,20	1,20	1,30	1,30	1,30	1,40
(-) VP's, Gcias, Supcias, Dptos y Coord	47,23	49,12	51,08	53,13	55,25	57,46	59,76	62,15	64,64	67,22
(-) Soporte Operacional	61,23	66,43	72,08	78,21	84,86	92,07	99,89	108,39	117,60	127,59
<b>(-) Costos Variables</b>	68,24	68,92	69,60	70,29	70,99	72,03	73,11	74,21	75,34	76,51
(-) Material en Proceso	8,24	8,32	8,41	8,49	8,57	9,00	9,45	9,93	10,42	10,94
(-) Energía	60,00	60,59	61,19	61,80	62,41	63,03	63,65	64,28	64,92	65,56
(+) AHORRO ENERGIA	2,76	2,57	2,40	2,24	2,08	1,94	1,69	1,69	1,58	1,47
<b>(-) Costos Variables intersegmento</b>	593,12	694,59	705,58	717,82	729,29	741,26	753,27	765,63	778,51	791,45
(-) Combustibles y Lubricantes	1,98	1,00	1,00	2,00	2,00	2,24	2,25	2,35	2,69	2,81
(-) DD&A	591,14	598,23	605,41	612,68	620,03	627,47	635,00	642,62	650,33	658,13
<b>(-) Transporte</b>	91,69	95,36	99,17	103,14	107,26	111,55	116,02	120,66	125,48	130,50
<b>(-) COSTO DE VENTAS</b>	1208,17	1324,53	1353,00	1383,40	1413,75	1446,90	1481,08	1516,24	1552,43	1590,59
<b>UTILIDAD BRUTA</b>	1271,53	1291,55	1406,97	1528,36	1658,17	1809,33	1970,52	2142,46	2325,79	2520,32
(-) Gastos Operativos y explorativos	106,00	116,60	128,26	141,09	155,19	170,71	187,79	206,56	227,22	249,94
<b>UTILIDAD OPERACIONAL</b>	1165,53	1174,95	1278,71	1387,28	1502,97	1638,62	1782,74	1935,89	2098,57	2270,38
Ingresos o gastos financieros	12,85	13,36	13,90	14,45	15,03	15,63	16,26	16,91	17,59	18,29
<b>UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS</b>	1152,68	1161,58	1264,81	1372,82	1487,94	1622,98	1766,48	1918,98	2080,98	2252,09
(-) Provisión impuesto de ganancias	1,23	1,24	1,25	1,27	1,28	1,29	1,31	1,32	1,33	1,35
(-) Gasto de activos largo plazo	2,17	2,19	2,21	2,24	2,26	2,28	2,30	2,33	2,35	2,37
(-) Impuesto de renta	380,38	383,32	417,39	453,03	491,02	535,58	582,94	633,26	686,72	743,19
<b>UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS</b>	768,90	774,83	843,95	916,29	993,38	1083,83	1179,93	1282,07	1390,58	1505,18

(-) Dividendos para accionistas	3,12	3,15	3,18	3,21	3,25	3,28	3,31	3,35	3,38	3,41
<b>UTILIDAD NETA</b>	<b>765,78</b>	<b>771,68</b>	<b>840,77</b>	<b>913,07</b>	<b>990,14</b>	<b>1080,55</b>	<b>1176,62</b>	<b>1278,73</b>	<b>1387,20</b>	<b>1501,77</b>

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 15 se aprecia con detalle los costos y gastos a los cuales se ve sometida la empresa por llevar sus operaciones a cargo. Un punto por destacar es que la empresa a lo largo de la proyección aumenta su utilidad neta, lo cual es muy allegado a la realidad ya que todas las empresas buscan siempre lograr aumentar su margen de ganancias brutas.

**Tabla 20. Análisis Vertical.**

<b>ANALISIS VERTICAL - ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS</b>										
<b>ESCENARIO PROBABLE</b>										
	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>
<b>(+) VENTAS TOTALES</b>	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
<b>(-) Costos Fijos</b>	18,4%	17,8%	17,3%	16,9%	16,5%	16,0%	15,6%	15,2%	14,8%	14,4%
(-) Personal	1,6%	1,6%	1,5%	1,4%	1,4%	1,3%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%
(-) Contratos Operacionales y No operacionales	1,3%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%
(-) Contrato Operacionales en Asoc	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
(-) Materiales de Operación	0,2%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%
(-) Materiales de Superficie	2,7%	2,6%	2,5%	2,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,1%	2,0%	1,9%
(-) Materiales de Subsuelo	8,0%	7,6%	7,3%	7,0%	6,7%	6,4%	6,1%	5,8%	5,5%	5,2%
(-) Costos Generales	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
(-) Seguros e impuestos	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
(-) VP's, Geias, Supcias, Dptos y Coord	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,6%
(-) Soporte Operacional	2,5%	2,5%	2,6%	2,7%	2,8%	2,8%	2,9%	3,0%	3,0%	3,1%
<b>(-) Costos Variables</b>	2,8%	2,6%	2,5%	2,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,0%	1,9%	1,9%
(-) Material en Proceso	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%
(-) Energía	2,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,0%	1,9%	1,8%	1,8%	1,7%	1,6%
(+) AHORRO ENERGIA	0,111 %	0,098 %	0,087 %	0,077 %	0,068 %	0,060 %	0,049 %	0,046 %	0,041 %	0,036 %
<b>(-) Costos Variables intersegmento</b>	23,9%	26,6%	25,6%	24,7%	23,7%	22,8%	21,8%	20,9%	20,1%	19,3%

(-) Combustibles y Lubricantes	0,1%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
(-) DD&A	23,8%	22,9%	21,9%	21,0%	20,2%	19,3%	18,4%	17,6%	16,8%	16,0%
<b>(-) Transporte</b>	<b>3,7%</b>	<b>3,6%</b>	<b>3,6%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,4%</b>	<b>3,4%</b>	<b>3,3%</b>	<b>3,2%</b>	<b>3,2%</b>
<b>(-) COSTO DE VENTAS</b>	<b>48,7%</b>	<b>50,6%</b>	<b>49,0%</b>	<b>47,5%</b>	<b>46,0%</b>	<b>44,4%</b>	<b>42,9%</b>	<b>41,4%</b>	<b>40,0%</b>	<b>38,7%</b>
<b>UTILIDAD BRUTA</b>	<b>51,3%</b>	<b>49,4%</b>	<b>51,0%</b>	<b>52,5%</b>	<b>54,0%</b>	<b>55,6%</b>	<b>57,1%</b>	<b>58,6%</b>	<b>60,0%</b>	<b>61,3%</b>
(-) Gastos Operativos y explorativos	4,3%	4,5%	4,6%	4,8%	5,1%	5,2%	5,4%	5,6%	5,9%	6,1%
<b>UTILIDAD OPERACIONAL</b>	<b>47,0%</b>	<b>44,9%</b>	<b>46,3%</b>	<b>47,6%</b>	<b>48,9%</b>	<b>50,3%</b>	<b>51,6%</b>	<b>52,9%</b>	<b>54,1%</b>	<b>55,2%</b>
Ingresos o gastos financieros	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%
<b>UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>46,5%</b>	<b>44,4%</b>	<b>45,8%</b>	<b>47,1%</b>	<b>48,4%</b>	<b>49,8%</b>	<b>51,2%</b>	<b>52,4%</b>	<b>53,7%</b>	<b>54,8%</b>
(-) Provisión impuesto de ganancias	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
(-) Gasto de activos largo plazo	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
(-) Impuesto de renta	15,3%	14,7%	15,1%	15,6%	16,0%	16,4%	16,9%	17,3%	17,7%	18,1%
<b>UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS</b>	<b>31,0%</b>	<b>29,6%</b>	<b>30,6%</b>	<b>31,5%</b>	<b>32,3%</b>	<b>33,3%</b>	<b>34,2%</b>	<b>35,0%</b>	<b>35,9%</b>	<b>36,6%</b>
(-) Dividendos para accionistas	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
<b>UTILIDAD NETA</b>	<b>30,9%</b>	<b>29,5%</b>	<b>30,5%</b>	<b>31,4%</b>	<b>32,2%</b>	<b>33,2%</b>	<b>34,1%</b>	<b>35,0%</b>	<b>35,8%</b>	<b>36,5%</b>

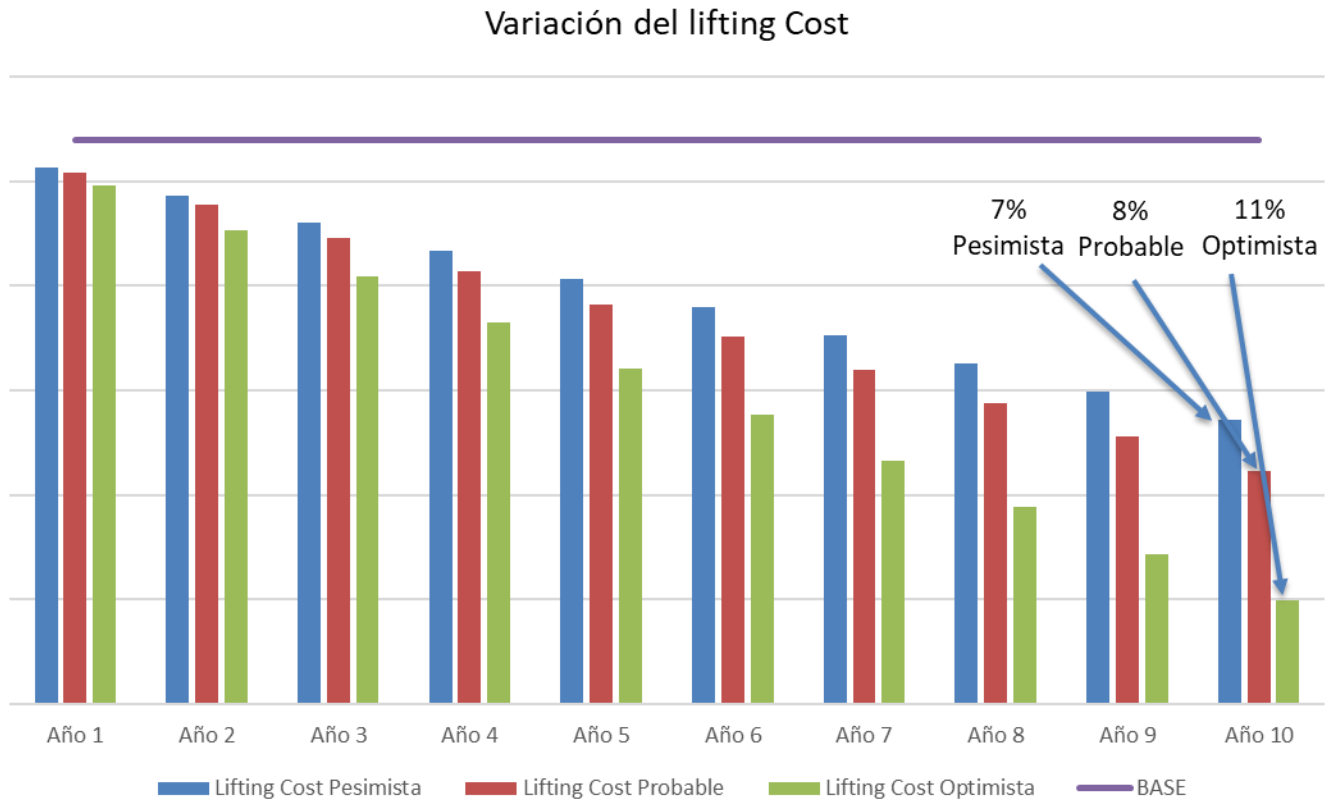
Fuente: Elaboración propia.

A este estado se le conoce por facilitar la comprensión de la estructura de la empresa a través de porcentajes, lo más importante a destacar de este balance es que el impacto que tiene la reactivación de los pozos logra que la utilidad aumente aproximadamente 6 puntos porcentuales a lo largo del periodo de vida del proyecto. Inclusive cuando con el pasar de los años el ahorro de gas natural debido al proyecto se ve disminuido, claro que esta disminución es pequeña pero aun así la empresa genera la capacidad de ganancias netas por encima que el promedio debido a las políticas y demás ingresos que presenta la empresa.

Por último, en el análisis económico se muestra el efecto en el costo de levantamiento o lifting cost del campo Casabe, en la grafica XX, se puede evidenciar la disminución de costo de levantamiento gracias al aumento de la autogeneración de energía a partir de las reservas de gas natural de los pozos PTM01 y PTM02. Para el caso del escenario pesimista se tiene una disminución de 7% de la línea base.



**Figura 30.** Efecto del proyecto en el costo de levantamiento de fluidos.



Fuente: Elaboración propia.

## CONCLUSIONES

De manera general, puede concluirse que el proyecto de reactivación de los pozos PTM01 y PTM02 es un proyecto viable desde el punto de vista técnico ya que después de analizar los estados mecánicos y los registros de producción históricos, es posible habilitar zonas productoras de gas en las arenas A0 superiores en ambos pozos y por ende es viable la instalación del sistema de producción de gas de fondo; y desde el punto de vista financiero, es también viable ya que los indicadores de bondad financiera así lo demuestran en cualquiera de los escenarios postulados, aun cuando se sobreestimaron los costos de operación (OPEX) en un 15% como una medida para retar el proyecto y ser más cautelosos con las eventualidades que no podrían ser consideradas dentro de un proyecto de tales dimensiones. Además, se logró demostrar que el éxito del proyecto requiere de procesos precisos, enfocados a cumplir con la identificación de problemas y la aplicación de estudios técnicos exactos, así como contar con un plan de seguimiento, desempeño y productividad de pozos. Por otro lado cabe destacar que se debe monitorear continuamente los pozos con pruebas de mediciones físicas para tener control del estado mecánico del completamiento de subsuelo, superficie y el aporte del reservorio, debido a que si bien se demostró que era seguro efectuar un cañoneo para obtener el gas sin comprometer la estructura de los pozos, a lo largo de los 10 años de vida del proyecto podrían surgir fisuras o agrietamientos en el revestimiento que podrían representar un peligro debido a la cercanía de las fuentes hídricas como lo es el río Magdalena.

Las alternativas de reactivación de pozos para la producción de gas residual y alimentar sistemas de generación eléctrica es una técnica reciente que busca analizar las diferentes estrategias técnicas y tecnologías disponibles para la exitosa puesta en producción de gas natural aprovechando las oportunidad de pozos abandonados o inactivos en zonas del yacimiento con reservas probadas,



disminuyendo con esto, la incertidumbre y los costos de perforar nuevos pozos en zonas no exploradas (reducción del 43% de los costos), para el caso de los pozos PTM 01 y PTM 02 el análisis técnico de su reactivación arroja una viabilidad que permite la explotación segura de las reservas remanentes en el yacimiento mediante técnicas de cálculo de reservas de gas, y aunque ambos pozos fueron abandonados por problemas en sus estados mecánicos, las arenas productoras de gas demostraron potencial significativo para su explotación y reducir las emisiones de metano de pozos abandonados.

Luego de realizar un análisis técnico económico para la reactivación de los pozos abandonados del campo PTM1 y PTM2, se evidenció que el proyecto solo presenta un flujo de caja negativo durante el primer año, lo cual da indicio del rápido retorno de capital a tal punto que puede respaldar imprevistos y adversidades no contempladas dentro del mismo. Tras plantear tres escenarios diferentes para evaluar la viabilidad del proyecto, el cual cuenta con una duración de 10 años, se obtiene indicadores de VPN para el escenario pesimista de \$ 9.899.749.914 COP y se observa que se pueden generar ahorros desde \$6,788,238,776 COP hasta máximo \$17,413,308,163 COP, lo cual indica la capacidad que tiene el proyecto para generar ingresos, con una capacidad de producción de energía del gas natural oscila entre los 140 KPC/MW y los 230 KPC/MW que genera un soporte adicional al sistema de autogeneración del campo, el cual se ve reflejado en la disminución de las tarifas energéticas actuales del mismo.

La opción de perforar un pozo nuevo técnicamente es viable y tiene ventajas frente a la opción de reactivación, sin embargo, los resultados económicos de perforar un pozo nuevo hacen que esta opción no sea viable, por tal razón la opción de reactivación de los pozos PTM01 y PTM02 es la

mejor opción técnica y económica para la recuperación y producción de las reservas de gas presentes en el yacimiento.

## BIBLIOGRAFÍA

- Al-Attar, H., & Al-Zuhair, S. (2009). A general approach for deliverability calculations of gas wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 67(3–4), 97–104. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.05.003>
- Al-Fehdly, H., ElMaraghy, W., & Wilkinson, S. (2019). Carbon Footprint Estimation for Oil Production: Iraq Case Study for The Utilization of Waste Gas in Generating Electricity. *Procedia CIRP*, 80, 389–392. <https://doi.org/10.1016/j.procir.2019.01.029>
- Alhajeri, N. S., Dannoun, M., Alrashed, A., & Aly, A. Z. (2019a). Environmental and economic impacts of increased utilization of natural gas in the electric power generation sector: Evaluating the benefits and trade-offs of fuel switching. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 71, 102969. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102969>
- Alhajeri, N. S., Dannoun, M., Alrashed, A., & Aly, A. Z. (2019b). Environmental and economic impacts of increased utilization of natural gas in the electric power generation sector: Evaluating the benefits and trade-offs of fuel switching. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 71, 102969. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102969>
- Anosike, N. (2013). *Technoeconomic evaluation of flared natural gas reduction and energy recovery using gas to-wire scheme*. Cranfield University.
- Bhander, G., Wai Lee, C., & Hakos, M. (2019). Perspective Analysis of Emerging Natural Gas-based Technology Options for Electricity Production. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 20(5). <https://doi.org/10.1515/ijeeps-2019-0034>
- Castro, J., & Gómez, G. (2016). *CÁLCULO DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO Y EVALUACIÓN DE RESERVAS PARA EL ÁREA DE ESTUDIO MARACUY UBICADO EN*

LA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA. [PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS]. FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA.

Cole, W., Beppler, R., Zinaman, O., & Logan, J. (2016). *Considering the Role of Natural Gas in the Deep Decarbonization of the U.S. Electricity Sector*.

Colmont, G., & Pinoargote, C. (2013). *Flujo de fluidos en medio porosos* (Primera edición, Vol. 1). Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Ecopetrol. (2021). *Ecopetrol avanza en su transformación*.  
[https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal!/ut/p/z0/fY2xDoIwFEV\\_xYWxeaUY1NGgJDoY3aBL82yKeVpbaCvq38tknNzuTc49FyQ0IB2OdMFE3qGdeitLdRBlle\\_m-ZFvihU\\_betK1Iul4FUBe5D\\_gclA12GQa5Dau2ReCRqjfW9S8FY99V1ZOgcM74xjVCZm3PIEmvAnzQQXeca\\_M9YHE41LyHxnQofMeTaS0w-L0wOjiNDfZPsBGu](https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal!/ut/p/z0/fY2xDoIwFEV_xYWxeaUY1NGgJDoY3aBL82yKeVpbaCvq38tknNzuTc49FyQ0IB2OdMFE3qGdeitLdRBlle_m-ZFvihU_betK1Iul4FUBe5D_gclA12GQa5Dau2ReCRqjfW9S8FY99V1ZOgcM74xjVCZm3PIEmvAnzQQXeca_M9YHE41LyHxnQofMeTaS0w-L0wOjiNDfZPsBGu)

Eman, A. (2015). Gas flaring in industry: an overview. *Department of Chemical Eng. and Pet. Refinery, Suez University, Egypt*, 24.

Flores, C., & Ramirez, C. (2016). *Ingeniería de Yacimientos Aplicada al Cálculo de las Reservas de Hidrocarburos*.

Frota, W. M., & Rocha, B. R. P. (2010). Benefits of natural gas introduction in the energy matrix of isolated electrical system in the city of Manaus – state of Amazonas – Brazil. *Energy Policy*, 38(4), 1811–1818. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.11.056>

Guaman, L., & Calderon, G. (2012). *Generación de energía eléctrica con gas natural del petróleo*.

IEA. (2020a). *Methane Tracker Database*. Methane Tracker Database.  
<https://www.iea.org/articles/methane-tracker-database>

IEA. (2020b). *World Energy Balances Highlights (2020 edition)*.  
[http://wds.iea.org/wds/pdf/worldbal\\_documentation.pdf](http://wds.iea.org/wds/pdf/worldbal_documentation.pdf)

*Integrated Reservoir Asset Management*. (2010). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-62240-6>

Kang, M., Mauzerall, D. L., Ma, D. Z., & Celia, M. A. (2019). Reducing methane emissions from abandoned oil and gas wells: Strategies and costs. *Energy Policy*, *132*, 594–601.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.05.045>

Kickbusch, I. (2016). Global Health Governance Challenges 2016 – Are We Ready? *International Journal of Health Policy and Management*, *5*(6), 349–353.  
<https://doi.org/10.15171/ijhpm.2016.27>

Kim, G., Lee, H., Chen, Z., Athichanagorn, S., & Shin, H. (2019). Effect of reservoir characteristics on the productivity and production forecasting of the Montney shale gas in Canada. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *182*, 106276.  
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106276>

mac Kinnon, M. A., Brouwer, J., & Samuelsen, S. (2018). The role of natural gas and its infrastructure in mitigating greenhouse gas emissions, improving regional air quality, and renewable resource integration. *Progress in Energy and Combustion Science*, *64*, 62–92.  
<https://doi.org/10.1016/j.pecs.2017.10.002>

Mac, M. A., Brouwer, J., & Samuelsen, S. (2018). The role of natural gas and its infrastructure in mitigating greenhouse gas emissions , improving regional air quality , and renewable resource integration. *Progress in Energy and Combustion Science*, *64*, 62–92.  
<https://doi.org/10.1016/j.pecs.2017.10.002>

- Martinez, R., & Valdez, J. (2011). *Calculo de reservas en yacimientos de gas*. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021). *Gas Natural y Medio Ambiente*. <https://energia.gob.es/gas/Gas/Paginas/gasnatural.aspx>
- Montaño, F. (2016). *Centrales de generación basada en motores de combustión interna de doble combustible y su aplicación en el sector industrial*.
- Nezhadfar, M., & Khalili-Garakani, A. (2020). Power generation as a useful option for flare gas recovery: Enviro-economic evaluation of different scenarios. *Energy*, 204, 117940. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117940>
- Ramirez, C., García, M., Pantoja, C., & Ariel, Z. (2009). Fundamentos de matemáticas financieras. In *Universidad Libre* (Vol. 1, Issue Matematicas financieras).
- Ramirez, C., Garcia, M., Pantoja, C., & Zambrano, A. (2009). *Fundamentos de matemáticas financieras*.
- Salager, J.-L. (2005). RECUPERACION MEJORADA DEL PETROLEO. *Lab. Formulación, Interfases, Reología y Procesos, 1*.
- Santander, G., Alicia, D. P., & Rey Marcos Francisco. (2019). *La agenda 2030 de desarrollo sostenible y la acción humanitaria*. [http://www.iecah.org/images/PDF/ODS\\_AH\\_IECAH\\_abril2019\\_Final.pdf](http://www.iecah.org/images/PDF/ODS_AH_IECAH_abril2019_Final.pdf)
- Schlumberger. (2020). [www.glossary.oilfield.slb.com](http://www.glossary.oilfield.slb.com). Oilfield Glossary.
- Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery - An Overview. *Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'IFP*, 63(1), 9–19. <https://doi.org/10.2516/ogst:2007060>

Unidas, N. (2015). *Acuerdo de Paris.*

[https://unfccc.int/sites/default/files/spanish\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/spanish_paris_agreement.pdf)