

**Plan de mejora para mayor aprovechamiento de gas en autogeneración en una estación de
tratamiento de crudo en un campo petrolero del Magdalena Medio**

Diego Fabián Bohórquez

Trabajo De Grado Para Optar Al Título De Magister En Ingeniería De Petróleos, Énfasis En

Ingeniería de Gas y Procesos

Director

German Alfonso Osma Pinto

Doctor en Ingeniería - Área Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela De Ingeniería De Petróleos

Bucaramanga

2023

Dedicatoria.

Le dedico el resultado de este trabajo a Dios, a mi familia, mi esposa Marisela, mi hija María José, a mi madre Yolanda, que han sido mi motivación siempre para continuar creciendo profesionalmente.

Agradecimientos.

Tabla de Contenido

INTRODUCCIÓN	14
1. OBJETIVOS.....	16
1.1. Objetivo General.	16
1.2. Objetivos Específicos.....	16
2. INDICADORES DEL CAMPO DEL MAGDALENA MEDIO	17
2.1. Generalidades Del Magdalena Medio.....	17
2.2. Indicadores Técnicos de Producción Del Campo	20
2.3. Indicadores Financieros	22
2.4. Indicadores Ambientales.....	23
3. OPERACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSPORTE	24
3.1 Propiedades Del Gas Del Campo	24
3.2 Históricos De Operación.....	24
3.3 Oportunidades De Aprovechamiento.....	28
4. PLAN DE MEJORAMIENTO	31
4.1. Aspectos Técnicos	31
4.2 Aspectos Ambientales.....	35
4.3 Aspectos Financieros	38
5. BENEFICIOS IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE MEJORAMIENTO	41
5.1. Escenarios de Implementación	41
5.2 Beneficios de la Implementación.....	43
6. CONCLUSIONES	51
7. RECOMENDACIONES.....	53
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	54

Lista De Anexos

Anexo 1. Flujo Gases Para Los Conjuntos De Pozos Del Campo.....	59
Anexo 2. Tabla Dimensionamiento De Válvulas De Control Tipo Globo	60

Lista De Tablas

Tabla 1.

Composición Aproximada Del Gas Del Campo Del Magdalena Medio..... 24

Tabla 2.

Propiedades Del Gas Del Campo Del Magdalena Medio..... 24

Tabla 3.

Estadísticos De Gas De Exceso Y Potencia Desaprovechada Por Quema En El Campo..... 30

Tabla 4.

Dimensionamiento Válvulas De Control Ramales Del Gas Del Campo Del Magdalena
Medio. 31

Tabla 5.

Actividades De Adecuación Plan De Mayor Aprovechamiento De Gas En El Campo. 34

Tabla 6.

Capex

Para El Sistema De Control Requerido En Los Ramales De Gas En El Campo. 39

Tabla 7.

Resultados Dimensionamiento Válvulas De Control Para El Escenarios 2. 42

Tabla 8.

Resultados Dimensionamiento Válvulas De Control Para El Escenarios 3. 42

Tabla 9.

Escenarios Del Análisis Financiero Del Plan De Mayor Aprovechamiento De Gas En El
Campo. 43

Tabla 10.

Flujo De Caja Escenario 1 (En Miles Usd), Plan De Mayor Aprovechamiento De Gas En El
 Campo..... 46

Tabla 11.

Flujo De Caja Escenario 2 (En Miles Usd), Plan De Mayor Aprovechamiento De Gas En El
 Campo..... 46

Tabla 12.

Flujo De Caja Escenario 3 (En Miles Usd), Plan De Mayor Aprovechamiento De Gas En El
 Campo..... 47

Tabla 13.

Indicadores Económicos Y Ambientales Plan De Mayor Aprovechamiento De Gas Del
 Campo..... 48

Lista De Figuras

Figura 1.

Localización Geográfica Del Magdalena Medio. 17

Figura 2.

Escenario Alto De Prospectivas De Producción De Gas Asociado En El Magdalena Medio.
..... 19

Figura 3.

Escenario Medio De Prospectivas De Producción De Gas Asociado En El Magdalena
Medio. 19

Figura 4.

Escenario Bajo De Prospectivas De Producción De Gas Asociado En El Magdalena Medio.
..... 20

Figura 5.

Prospectivas Producción Gas Asociado Campo Magdalena Medio. 21

Figura 6.

Ilustración Líneas De Transporte Para El Uso De Gas Del Campo. 25

Figura 7.

Ilustración Línea Para Autogeneración Con El Gas Del Campo. 26

Figura 8.

Históricos De Flujo De Gas Para El Conjunto De Pozos P1 Del Campo. 26

Figura 9.

Históricos De Flujo De Gas Total Del Campo. 27

Figura 10.

Estado Actual De Las Válvulas De Regulación Manual En Las Líneas De Gas Del Campo.

..... 28

Figura 11.

Flujos De Exceso A La Tea Y Potencia Desaprovechada Por Quema Según Históricos..... 30

Figura 12.

Simulación Desarrollada En Aspen Hysys V12 Para El Dimensionamiento De Las Válvulas.

..... 33

Figura 13.

Ahorros Diferenciales Por Autogeneración (\$ Miles Usd) Previstos Del Plan De

Aprovechamiento..... 44

Figura 14.

Ahorros Diferenciales Por Regalías (\$ Miles Usd) Previstos Del Plan De Aprovechamiento.

..... 45

Figura 15.

Flujos De Caja Escenarios (En Miles Usd) Del Plan De Mayor Aprovechamiento De Gas

Del Campo. 47

Resumen

Título: Plan de mejora para mayor aprovechamiento de gas en autogeneración en una estación de tratamiento de crudo en un campo petrolero del Magdalena Medio*

Autor: Diego Fabián Bohórquez**

Palabras Clave: Generación, gas natural, Magdalena Medio, tea, Resolución 40066, sistema de control.

Descripción:

La oferta de gas en un campo del Magdalena Medio es consumida en los ramales de tratamiento termoeléctrico de crudo, autogeneración y quema en la tea; un análisis de la operación ha establecido oportunidades de aumento de la autogeneración del Campo. La Resolución 40066 del 11 de febrero de 2022 establece auditorias tendientes a verificar la quema de gases en tea de manera periódica. En este sentido, el presente documento establece un plan de incremento de autogeneración, basado en la instalación de sistemas de control automático. Para esto, el plan definió los flujos en exceso que pueden ser aprovechados, definiendo los aspectos técnicos, ambientales y económicos; asimismo, el plan fue evaluado económica y ambientalmente, considerando tres escenarios de aprovechamiento.

Según los resultados, el exceso de gas de quema a la tea presenta un potencial de transformación en generación eléctrica de 1 MWh/día. Este potencial fue definido como el Escenario 1, el cual envuelve la compra de 2 generadores de 0.2 MWh, incrementando también a 100% la capacidad

*Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director German Alfonso Osma Pinto, Ph.D.

operativa de los generadores instalados en el Campo; este escenario define un flujo de 572.1 KPCED para el ramal de autogeneración, de 282.4 KPCED para el ramal de tratamiento y de 86.4 KPCED para quema a tea. De otro lado, el Escenario 2, envuelve la compra de 1 generador de 0.2 MWh aprovechando el 71% del potencial, mientras el Escenario 3 aprovecha el 43% del potencial. La factibilidad económica fue verificada en los tres escenarios a pesar de una prospectiva de oferta de gas de solo 5 años, del 2023 al 2027. Los beneficios financieros de la implementación del plan de mejoramiento en el Escenario 1, según los pronósticos de producción de gas, fueron estimados en VPN de \$ 1,619.1 Musd, TIR de 1,081 %, ROI de 1,813% y un PB de 2.0 meses.

*Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director German Alfonso Osma Pinto, Ph.D.

Abstract

Title: Improvement plan for a greater use of gas in self-generation in a crude treatment station in an oil field of Magdalena Medio*

Autor: Diego Fabián Bohórquez**

Key words: generation, natural gas, Magdalena Medio, flaring, Resolution law 40066, control system.

Description:

Supply of gas in a Magdalena Medio field is consumed in the operations of thermoelectric treatment of crude oil, self-generation and burning in the torch. An analysis of the operation has established opportunities to increase the self-generation in the Field. Resolution 40066 of February 11th of 2022 establishes verification and control of the burning of gases in torches. Therefore, this document proposes a plan to increase self-generation, based on the installation of automatic control systems. For this, the plan calculated the excess flows that can be used, defining technical, environmental, and economic aspects. Likewise, the plan was economically and environmentally evaluated, considering three use scenarios.

According to the results, the excess gas from burning the torch has a potential for transformation into 1 MWh/day of electricity. This potential was defined as Scenario 1, which involves purchase of two 0.2 MWh generators, as well as increasing operating capacity of the installed generators to 100%. This scenario defines a flow of 572.1 KSCFD for the self-generation, 282.4 KSCFD for the

*Master Thesis

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: German Alfonso Osma Pinto, Ph.D.

crude-oil treatment and 86.4 KSCFD for burning in torch. On the other hand, Scenario 2 involves the purchase of a 0.2 MWh generator, considering 71% of the potential, while Scenario 3 takes advantage of 43% of the potential. Economic feasibility was verified in all three scenarios despite a gas supply prospective of only 5 years, from 2023 to 2027. The financial benefits of implementing the plan according to Scenario 1 were estimated at a NPV of \$1,619.1 Musd, IRR of 1,081%, ROI of 1,813% and a PayBack of 2.0 months, based on gas production forecasts.

*Master Thesis

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director:
German Alfonso Osma Pinto, Ph.D.

Introducción

El gobierno nacional establece un incremento en la generación eléctrica por fuentes renovables no convencionales, por medio de incentivos y lineamientos para la diversificación y la descarbonización de la matriz energética definidos en, entre otros, la Ley 1715 de 2014 y el documento CONPES-3934 de 2021 (Castaño-Gómez y García-Rendón, 2020; Caballero-Eras et al., 2019; Minenergía, 2021). En lo referente a la contaminación ambiental y el cambio climático, Colombia estableció una meta de reducción de emisiones de *ca.* 11,0 Mt equivalentes de CO₂ para el año 2030 (Pupo-Roncillo et al., 2019; Aristizábal-Alzate y González-Manosalva, 2019); con esto, el país muestra su compromiso en la mitigación del cambio climático o aumento en la temperatura promedio del planeta (ver Osborn et al., 2021). En sintonía con las políticas y lineamientos del gobierno nacional, la Coordinación de Producción de los campos petroleros en el Magdalena Medio, cuenta con proyectos orientados a la gestión energética, los cuales propenden por el aprovechamiento de la energía de diferentes corrientes, mientras establecen una reducción en los niveles de contaminación por gases de efecto invernadero (GEI). Un proyecto para un campo de la Coordinación del Magdalena Medio corresponde a un plan de incremento del gas destinado a autogeneración, plan que es formulado y evaluado en el presente trabajo final de aplicación.

En el segundo capítulo de este trabajo final, los indicadores técnicos, financieros y ambientales que son utilizados en el plan de incremento de gas a autogeneración son seleccionados, con base en datos de prospectivas disponibles para el campo y en una revisión bibliográfica. El capítulo inicia con unas generalidades del Valle del Magdalena Medio, como son la localización y las proyecciones de producción desde 2018 a 2044. Luego, el capítulo revisa los indicadores técnicos de producción del campo, así como los indicadores económicos y ambientales que son utilizados en la formulación del plan de mejoramiento.

El tercer capítulo, la operación del sistema de control de una estación de tratamiento de crudo de un campo en el Valle del Magdalena medio fue caracterizada, utilizando las tendencias de los históricos de producción. Para esto, la composición y algunas propiedades físicas del gas del campo fueron recolectadas y consignadas en la primera sección. También, los históricos de flujos de gas de los cuatro activos (P1, P2, P3 y P4) fueron recolectados para una ventana de operación de 8 meses. El análisis de los históricos condujo a la estimación de los flujos de exceso conducidos a quema en tea, lo cual fue definido como una potencia desaprovechada en la estación.

La formulación del plan de mejoramiento para el mayor aprovechamiento del gas del campo es presentada en el Capítulo 4. Los aspectos técnicos (sistema de control y actividades de adecuación), los aspectos ambientales (Resolución 40066 de 2022) y los aspectos financieros (*CAPEX* y *OPEX*) del plan son desglosados en las respectivas secciones de este capítulo.

En el Capítulo 5, los beneficios derivados del plan de mejoramiento son estimados para tres escenarios de implementación; el escenario 1 corresponde a un aumento en el 100% de la capacidad de autogeneración actual, mientras los escenarios 2 y 3 considera aumentos de 71% y 43% de la capacidad de autogeneración actual, respectivamente. Los *CAPEX*, los *OPEX* y los ingresos para los flujos de caja de los anteriores escenarios de implementación son presentados y analizados en el capítulo. Los indicadores financieros y ambientales son estimados para la implementación, reportando los mejores indicadores el escenario 1.

Finalmente, como conclusión del trabajo se tiene que, el plan de mejora propuesto para el mayor aprovechamiento de gas para autogeneración en el Campo, ubicado en el Valle del Magdalena Medio, presenta factibilidad técnica, económica y ambiental, en los escenarios de implementación previamente definidos.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General.

Establecer y evaluar un plan de mejora para el mayor aprovechamiento de gas para autogeneración en una estación de tratamiento de crudo en un campo petrolero del Magdalena Medio, considerando aspectos técnicos, financieros y ambientales.

1.2. Objetivos Específicos.

- Seleccionar indicadores técnicos, financieros y ambientales a partir de una revisión bibliográfica y la disponibilidad de datos en sitio.
- Caracterizar la operación del sistema de control de gas de una estación de tratamiento de crudo de un campo petrolero del Magdalena Medio, con base en el comportamiento histórico de los indicadores seleccionados.
- Proponer un plan de mejoramiento que propenda por el mayor aprovechamiento del gas para autogeneración a partir de predicciones, considerando características técnicas del gas, el pronóstico de producción, los índices económicos de la propuesta y la normatividad técnica y ambiental vigente en Colombia.
- Estimar los beneficios técnicos, financieros y ambientales de la implementación del plan de mejoramiento a partir del comportamiento histórico de los indicadores seleccionados y el pronóstico de producción.

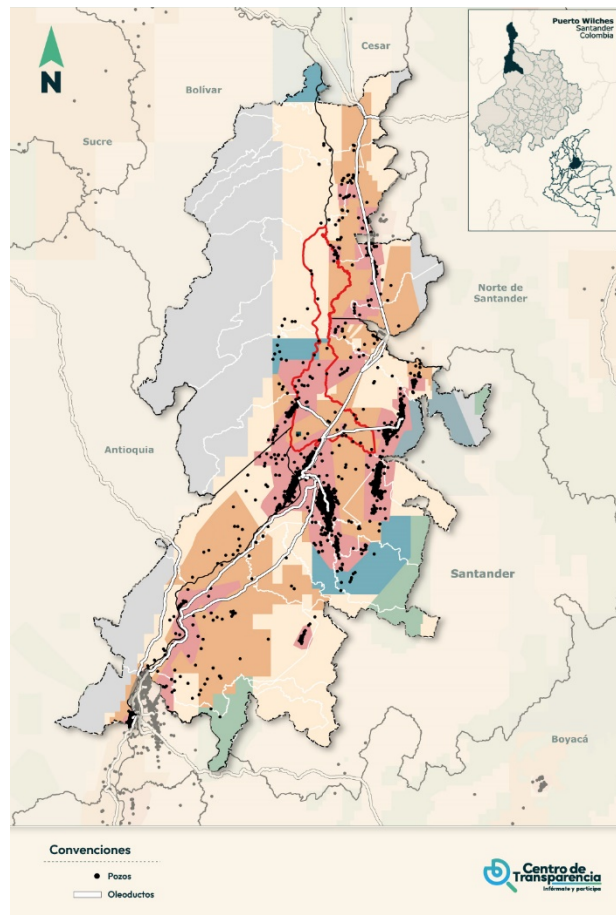
2. Indicadores Del Campo Del Magdalena Medio

2.1. Generalidades Del Magdalena Medio

Los campos del Valle Medio del Magdalena (Magdalena Medio) se caracterizan por su localización entre las cordilleras Oriental y Central, con una extensión aproximada de 34000 km² sobre una cuenca intramontana (ANH, 2007; Amaya et al., 2010). Por lo anterior, el Magdalena Medio cubre parte de los departamentos de Tolima, Caldas, Cundinamarca, Boyacá, Antioquia, Santander y Cesar (Amaya et al., 2010), tal como es presentado en la Figura 1.

Figura 1.

Localización geográfica del Magdalena Medio.



Nota. Tomado de CdT (2022).

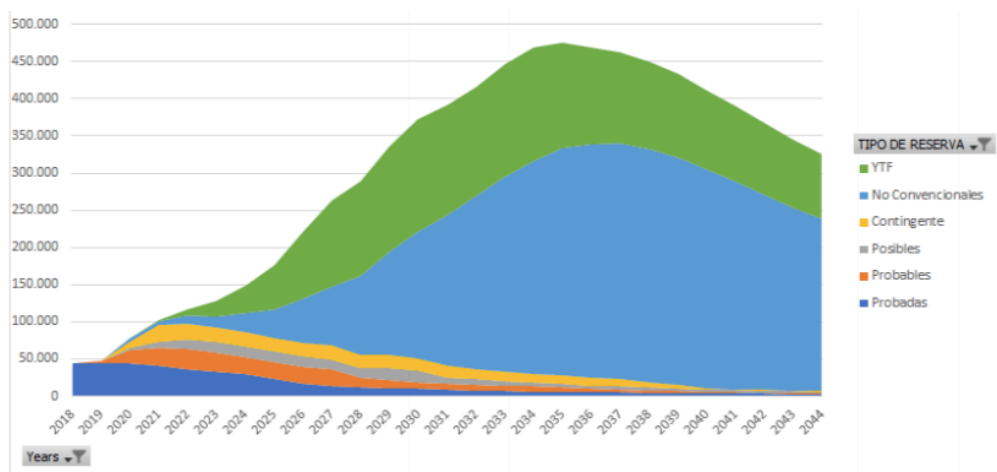
En el Magdalena Medio se encuentran alrededor de 66 campos, con *ca.* 7404 pozos (CdT, 2022), sobre una extensión de 8700 km², presentando un total de: 2219 MBP de reservas descubiertas, 248 MBP de reservas remanentes y 2500 GPCS de reservas descubiertas de gas (UPME, 2018). Algunos campos de producción en el Magdalena Medio son: Casabe, Cira-Infantas, Llanito, Palagua, Yariguí-Cantagallo y Jazmín. Es importante mencionar que la producción total de crudo de los campos del Magdalena Medio ha contribuido con valores cercanos al 10% a la producción total del país (ver Moterrosa-Blanco, 2018).

La producción de la cuenca del Magdalena Medio fue proyectada desde el 2018 al 2044 por la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia (UPME), definiendo tres escenarios de prospectiva de oferta de crudo y gas, denominados escenarios Alto, Medio y Bajo (UPME, 2018). Las Figuras 2, 3 y 4 presentan las prospectivas para los tres escenarios de oferta de gas para el Magdalena Medio; en estas figuras, los ejes verticales corresponden a las prospectivas diarias de producción de gas en PCED (pies cúbicos estándar día); los ejes horizontales presentan los años proyectados. Para cada escenario de prospectiva se consideran diferentes aportes en la oferta de gas. El Alto (Figura 2) considera la recuperación de las reservas posibles, probables y probadas, así como los recursos contingentes y el desarrollo de los yacimientos no convencionales (en roca generadora) y los hidrocarburos por encontrar (YTF, *yet to find*). Esto conduce a que, el Escenario Alto exponga un pico de producción de gas en el 2035, de aproximadamente 5 veces la producción actual de gas en el Magdalena Medio (475 MPCED). Por su parte, el escenario Medio (Figura 3) no considera el aporte de los yacimientos no convencionales en la respectiva oferta de gas, con lo cual, el pico de producción, de 131 MPCED, se espera para el año 2027. De otro lado, el escenario Bajo (Figura 4) no considera los yacimientos no convencionales, así como un aporte bajo de los YTF, presentando el pico de producción de 80 MPCED para el 2023. De los diferentes escenarios

de prospectiva es posible inferior que, los aportes de los yacimientos no convencionales y de los YTF se visualiza como la única fuente de generación de gas para finales de la segunda parte de la década del 2020.

Figura 2.

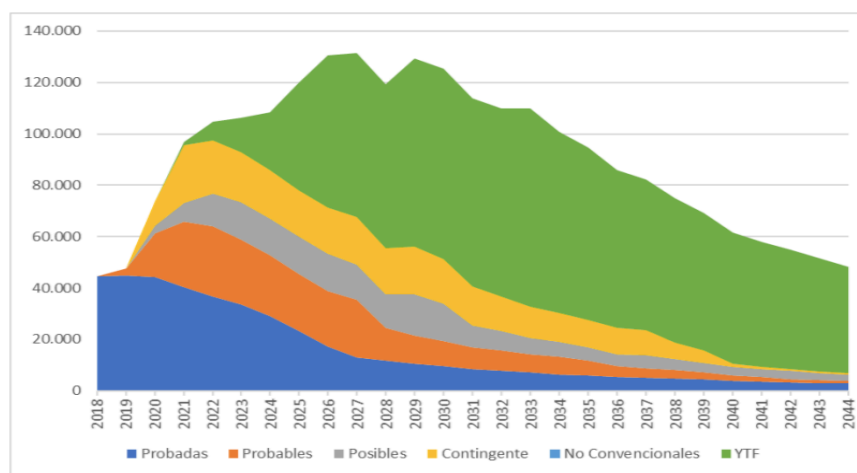
Escenario Alto de Prospectivas de producción de gas asociado en el Magdalena Medio.



Nota. Tomado de UPME (2018).

Figura 3.

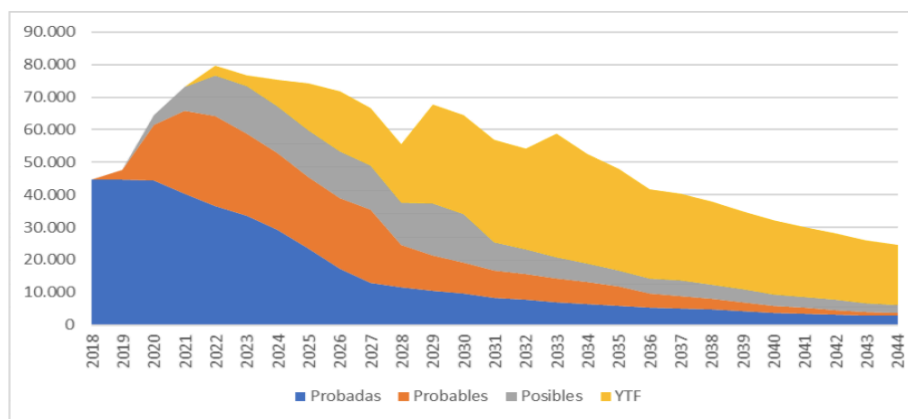
Escenario Medio de Prospectivas de producción de gas asociado en el Magdalena Medio.



Nota. Tomado de UPME (2018).

Figura 4.

Escenario Bajo de Prospectivas de producción de gas asociado en el Magdalena Medio.



Nota. Tomado de UPME (2018).

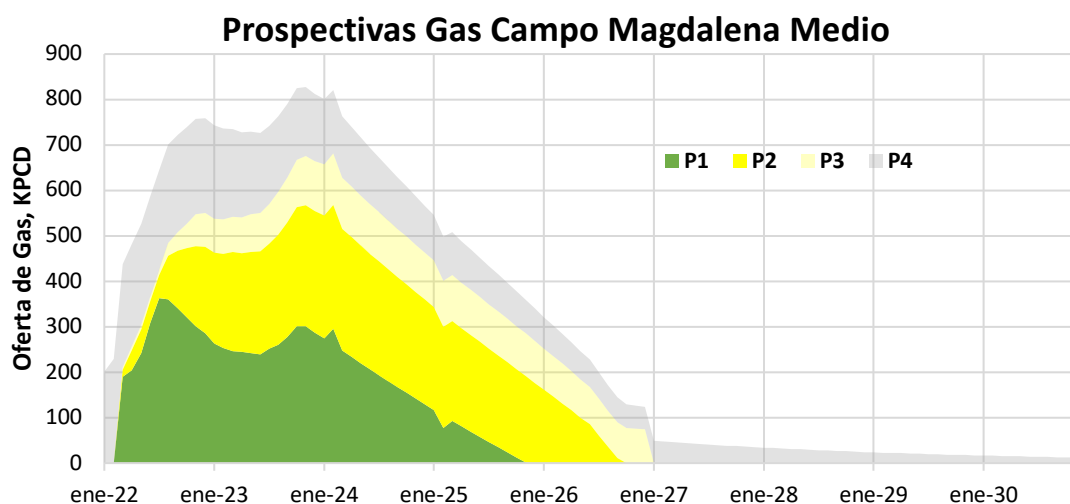
2.2. Indicadores Técnicos de Producción Del Campo

El balance de gas del Campo, objeto de estudio en el presente documento, fue proyectado considerando los últimos consumos y quemas reportados para los conjuntos de pozos o activos P1, P2, P3 y P4. La Figura 5 presenta la prospectiva de producción de gas para el Campo, desde enero de 2022 a enero de 2031. Según esta figura, la generación de gas asociado del Campo presenta dos máximos al final de los años 2022 y 2023, con valores de 785 y 841 KPCED, respectivamente. Después del segundo máximo, la producción decrece monótonicamente hasta inicios del año 2027, en el valor de 62 KPCED, para posteriormente llegar a cero, de manera lineal, a inicios del año 2031. Asimismo, los aportes mayoritarios de gas se presentan en los conjuntos de pozos definidos como P1 y P2; desde inicios del 2023 hasta mediados del 2024, los aportes de estos conjuntos se encuentran cercanos a $35\% \pm 3.4\%$ y $38\% \pm 2.6\%$, respectivamente. Según la prospectiva, el aporte del conjunto P1 al gas generado aparece nula desde mediados del 2025, mientras el aporte del

conjunto P2 es suprimido después de mediados del 2026; el aporte del conjunto P3 llega hasta inicios del 2027, en contraste, el aporte de P4 contribuye hasta inicios del año 2031.

Figura 5.

Prospectivas producción gas asociado campo Magdalena Medio.



Nota: tomado de reportes internos Coordinación de Producción.

La prospectiva presentada en la Figura 5 para el gas producido por el Campo considera las reservas probables, probadas y posibles, con lo cual, la oferta de gas podría aumentar dependiendo de las fuentes de hidrocarburos no convencionales y de las reservas YTF. La tendencia de la oferta de la Figura 5 para el Campo es validada con las prospectivas establecidas por la UPME (Figuras 2, 3 y 4). Con los resultados de la prospectiva definida en la Figura 5 es importante definir que sería más rentable: a-utilizar el gas disponible para generación, lo cual reduciría las compras de energía al sistema nacional; b- comercializar el gas disponible, lo cual aumentaría las compras de energía al sistema nacional. Para lo anterior, se debe considerar que actualmente el Campo requiere más energía de la generada por quema de gas, en un orden de 312 MWh diarios adicionales, comprados al sistema nacional.

2.3. Indicadores Financieros

Los indicadores financieros especificados en la elaboración del plan de aumento en el gas de autogeneración corresponden al valor presente neto (*VPN*), el retorno sobre la inversión (*ROI*, *return on inversion*), la tasa interna de retorno (*TIR*) y el periodo de retorno de la inversión (*PB*, *PayBack*). El *VPN* se calcula con la resta entre los flujos de caja futuros, FFC_i , (egresos o costos e ingresos) en cada escenario de inversión (Khan, 1999); estos FFC_i son calculados en valor presente con la división referente a la tasa de interés de la inversión, $r = 10.5\%$, y el tiempo del flujo, n , según la ecuación (Miranda-Miranda, 2005; Carmlat, 2017; Kirkwood et al., 2015):

$$VPN = \sum \frac{FFC_i}{(1+r)^n} \quad (1)$$

La comparación entre alternativas de inversión puede ser efectuada por medio del *VPN* respectivo (ver Žižlavský, 2014; Kirkwood et al., 2015). Por su parte, Brealey & Myers, 2000, y Carmalt, 2017 utilizan el índice *ROI* en comparaciones de casos de proyectos de inversión. El *ROI* puede ser calculado según,

$$ROI = \frac{VPN - CAPEX}{CAPEX} * 100\% \quad (2)$$

Donde, *CAPEX* es el capital invertido (*capital expenditure*) para el inicio del proyecto. De otro lado, la *TIR* es un indicador financiero útil en la estimación de la rentabilidad obtenida de un proyecto. La palabra interna para la *TIR* se debe a que este indicador excluye factores externos como riesgos financieros e inflación. Matemáticamente, la *TIR* corresponde a la tasa para la cual, el *VPN* de un proyecto reporta el valor de cero (Carmlat, 2017).

Por su parte, el *PB* de la inversión corresponde al tiempo en el cual se recupera el capital invertido (*CAPEX*) para el inicio del proyecto. El *PB* puede ser calculado con el flujo de caja promedio, según,

$$PB = \frac{CAPEX}{Ingresos\ mensuales} \quad (3)$$

Donde los *Ingresos mensuales* son calculados con un promedio de los ingresos del proyecto, definidos en el respectivo flujo de caja (Brealey & Myers, 2000).

2.4. Indicadores Ambientales

Los reportes ambientales indican que, en 2015, Colombia fue responsable del 0.35% de las emisiones mundiales de GEI (Calderón et al., 2016). A pesar de esta baja contribución, el país firmó el Acuerdo de París, con el compromiso en la reducción de sus emisiones de GEI (descarbonización) en un 20% para el año 2030 (respecto a la base establecida en el 2010). En Colombia, la matriz eléctrica está compuesta en su mayoría por generación hidroeléctrica; 28 plantas hidroeléctricas generan alrededor del 68% de la oferta eléctrica nacional (Restrepo-Trujillo et al., 2022). Con lo anterior, el factor de emisión estimado en 8,2 kg CO₂ equivalentes/kg H₂ (Minenergía, 2021).

De igual manera, el plan de aprovechamiento energético del gas del Campo está en sintonía con este compromiso en la reducción de emisiones adquirida por Colombia. Según Nicoletti et al. (2015), la quema de 1 kg de gas natural produce 2.75 kg de CO₂. Con esto, la comparación de la producción de CO₂ entre la matriz eléctrica nacional y la producción de CO₂ derivada del plan de aprovechamiento por aumento en la generación de electricidad por quema de gas del Campo puede ser efectuada con base en la energía que proporciona 1 kg de hidrógeno (H₂); en este sentido, la UPME (2021) estimó un factor de emisión nacional de 0.126 t CO₂ equivalentes/MWh de energía eléctrica; este valor corresponde al indicador ambiental utilizado en el presente documento.

3. Operación De Las Líneas de Transporte

3.1 Propiedades Del Gas Del Campo

El gas total generado en el Campo presenta una composición mayoritaria de metano y nitrógeno, según lo presentado en la Tabla 1. Igualmente, el gas cuenta con cantidades minoritarias de etano, propano, butanos, pentanos, hexanos y pesados. Esta composición conduce a que el poder calorífico neto, que puede ser aprovechado durante la combustión del gas, sea de 1050.7 BTU/pie³.

Propiedades adicionales para el gas del Campo pueden ser consultadas en la Tabla 2.

Tabla 1.

Composición aproximada del gas del Campo del Magdalena Medio.

	N ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄	C ₅	C ₆₊
%mol	7.21	0.13	85.98	2.70	1.79	1.18	0.54	0.47
%masa	10.63	0.31	72.65	4.28	4.16	3.60	2.05	2.32

Nota: tomado de reportes internos Coordinación de Producción, año 2022.

Tabla 2.

Propiedades del gas del Campo del Magdalena Medio.

Propiedad	Valor	Unidad y/o Condición
Gravedad Específica	0.6573	Referido al aire a 14.7 psia y 60°F
Peso Molecular	18.99	g/mol
Factor Compresibilidad	0.9976	Medido a 14.7 psia y 60°F
Poder Calorífico Bruto	1050.7	BTU/pie ³ a 14.7 psia y 60°F
Poder Calorífico Neto	941.7	BTU/pie ³ a 14.7 psia y 60°F
Densidad real	0.8051	kg/m ³ a 14.7 psia y 60°F
Presión pseudocrítica	651.5	psia
Temperatura pseudocrítica	356.8	R

Nota: tomado de reportes internos Coordinación de Producción, año 2022.

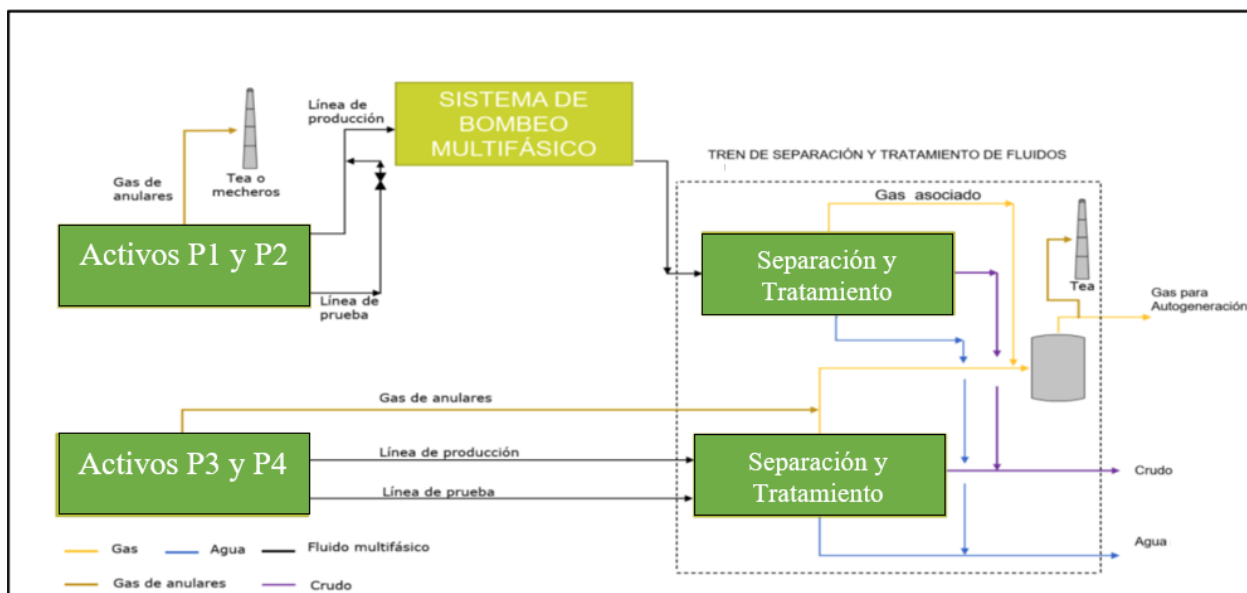
3.2 Históricos De Operación

El flujo de gas generado en los activos del Campo es utilizado en los ramales de tratamiento, autogeneración y quema en tea. La Figura 6 ilustra los ramales de la línea de transporte

y uso del gas, mientras la Figura 7 presenta una foto del plano de la línea de autogeneración, con los respectivos generadores a gas.

Figura 6.

Ilustración líneas de transporte para el uso de gas del Campo.

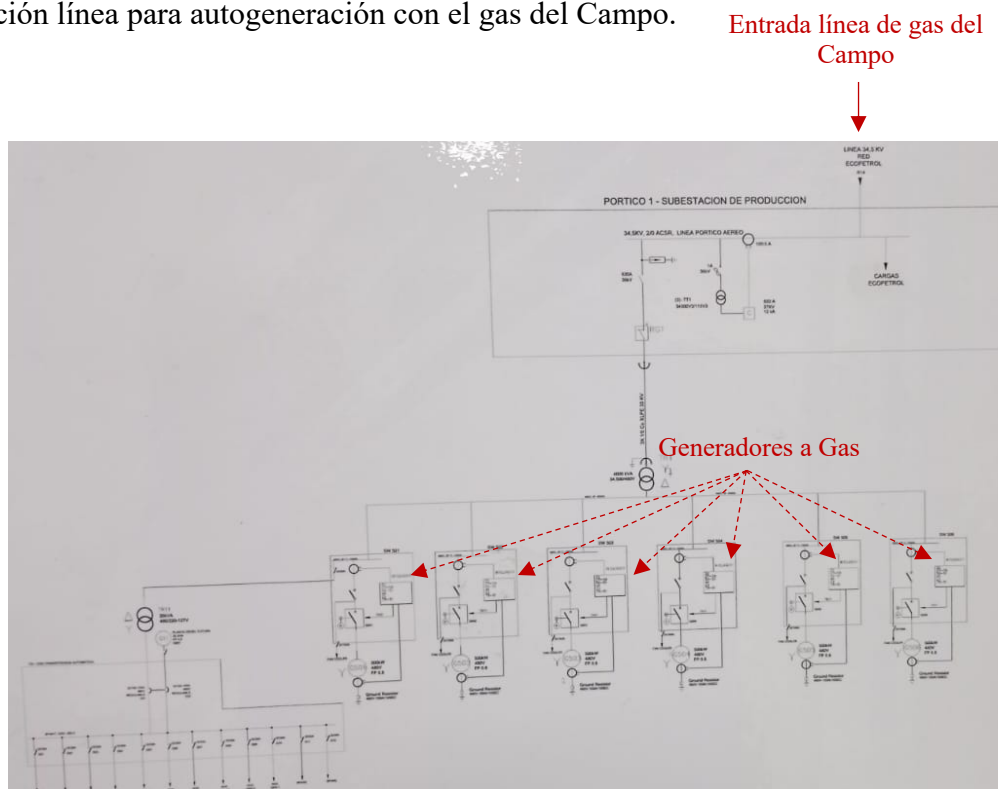


Nota: tomada de reportes internos Coordinación de Producción.

La Figura 8(a) representa, en un gráfico acumulado de áreas, los históricos de flujo de gas del activo P1, utilizados en los ramales de tratamiento (Quema TTE), autogeneración y tea (Quema a Tea); las muestras corresponden a 8 meses de operación (abril a diciembre de 2022). Según la Figura 8(a), en las primeras muestras (1–100), la mayor cantidad de gases generados por el conjunto P1 fue dirigido a tea; de otro lado, las muestras 101–275 definen el mayor desvío a la autogeneración. Por su parte, la Figura 8(b) compara los valores sumados de los ramales (Tea-TTE-Auto) con el valor reportado por el sensor totalizador del activo P1. Según esta figura, los históricos exhiben muestras con diferencias de más del 10% entre las mediciones del totalizador y la suma de los ramales, lo cual sugiere que alguno de los sensores se encontraba con requerimientos de calibración (considerando iguales condiciones operacionales); las incertidumbres en los

Figura 7.

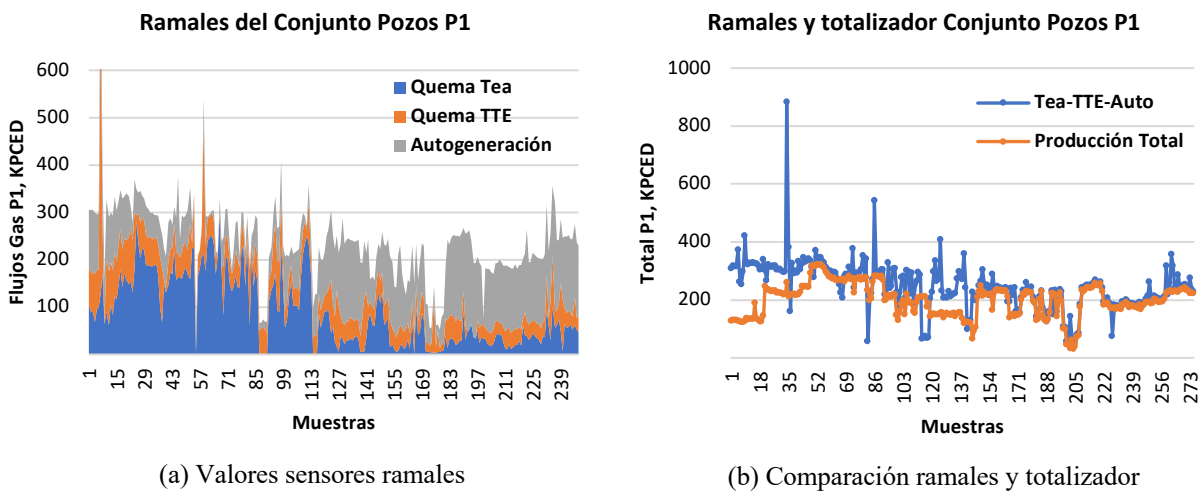
Ilustración línea para autogeneración con el gas del Campo.



Nota: tomada de reportes internos Coordinación de Producción.

Figura 8.

Históricos de flujo de gas para el conjunto de pozos P1 del Campo.

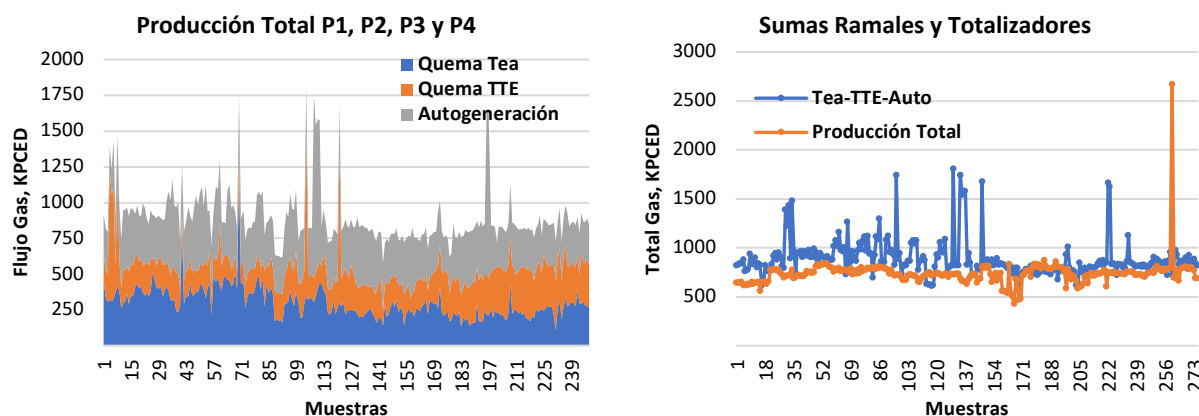


medidores de flujo usualmente se encuentran por debajo del 5% (García-Oya et al., 2022). También, las figuras del Anexo 1 muestran contribuciones desiguales entre los flujos de los tres ramales, así como diferencias entre las sumas de los ramales y los totalizadores respectivos.

Con el párrafo anterior es posible definir una corrección para los flujos de los ramales y los totalizadores, basados en las tendencias de las respectivas contribuciones. De manera global, la Figura 9 ilustra las tendencias de producción total de la suma de los sensores totalizadores (línea naranja, “Producción Total”) y de la suma de los respectivos sensores en las líneas (línea azul, “Tea-TTE-Auto”) de gas del Campo. Según esta figura, la suma de totalizadores presenta una tendencia con cambios suaves, manifestando un sensor con calibración adecuada (en los reportes del periodo analizado no se encontraron novedades operativas); excepto la muestra 260 que alcanza un valor de 2500 KPCED (Figura 9b), para la cual el valor de producción correspondería al de la suma de los ramales (695 KPCED).

Figura 9.

Históricos de flujo de gas total del Campo.



Comparando las Figuras 9a y 9b es posible inferir que las fluctuaciones atípicas o cambios bruscos en la suma en las líneas se deben principalmente a los sensores de los ramales de autogeneración y quema TTE. Resumiendo, de las Figuras 8 y 9, y las del Anexo 1, es posible

definir que el comportamiento de la suma de los totalizadores corresponde al valor que refleja la producción de gas en el campo.

De igual manera, de las Figuras 8 y 9, y las del Anexo 1 es posible enunciar que los flujos de gases dirigidos a autogeneración presentan oportunidades de incremento. Esto manifiesta que los flujos de gases a quema en tea exhiben aumentos debido a las fluctuaciones inherentes a la operación diaria. Estas fluctuaciones se deben a las carencias de un sistema de control para los ramales de la línea. Actualmente, la regulación de los flujos es realizada de manera manual, ya que no se cuenta con las respectivas válvulas de control y sus correspondientes facilidades de flujos de aire. La Figura 10 ilustra el estado actual de una de estas válvulas, con la respectiva oportunidad de cambio por válvulas de control.

Figura 10.

Estado actual de las válvulas de regulación manual en las líneas de gas del Campo.



3.3 Oportunidades De Aprovechamiento

Según las fluctuaciones presentadas en las Figura 8 y 9, y las Figuras del Anexo 1, un sistema de control automático conduciría a la regulación de la cantidad de gas quemado en tea. Considerando el poder calorífico neto del gas (Tabla 2), la potencia desaprovechada de cada

conjunto de activos ($p = \{P1, P2, P3, P4\}$) en la muestra i puede ser estimada con los flujos de exceso a la tea ($\Delta F_{i,p}^{tea}$); estos excesos están definidos como la resta entre el valor de flujo a la tea en la muestra ($F_{i,p}^{tea}$) y el menor valor del flujo a la tea en las muestras del histórico correspondiente ($F_{menor,p}^{tea}$), según,

$$\Delta F_{i,p}^{tea} = F_{i,p}^{tea} - F_{menor,p}^{tea} \quad (4)$$

Los excesos de flujos a la tea y las potencias desaprovechadas por quema son presentadas en las Figuras 11a y 11b, respectivamente; los datos atípicos del flujo de gas a la tea fueron corregidos con el valor de los respectivos totalizadores (normalización). Según las Figuras 11a y 11b, los activos con mayor quema de gas y, por lo tanto, con mayor potencia desaprovechada corresponden a P1 y P2. En términos de valores medios, el activo P1 presentó un exceso de gas a la tea de 71.2 ± 6.8 KPCED, así como un desaprovechamiento de 19.7 ± 1.9 MWh/día, flujo de energía promedio quemada en la tea. La Tabla 3 resume los estadísticos de flujo de gas de exceso y potencia quemada en la tea para los demás activos del Campo. De esta tabla es posible mencionar que el total de gas de exceso a la tea correspondería a 219.1 ± 4.4 KPCED. Con los históricos (Figura 8, Anexo 1 y Figura 9) es posible determinar que los flujos totales promedio enviados por los ramales corresponden a: TTE, 282.4 ± 5.6 KPCED; Autogeneración, 353.03 ± 7.3 KPCED; Tea, 305.47 ± 6.2 KPCED. Considerando el aprovechamiento del exceso de gas a tea, es posible establecer que el flujo total del ramal de autogeneración podría ser aumentado de 353.03 ± 7.3 KPCED a 572.13 ± 5.7 KPCED (ver valores Tabla 3).

Por otra parte, con un valor de eficiencia del 40% en los generadores, la potencia total del Campo que podría ser capitalizada en electricidad correspondería a 24.1 ± 1.0 MWh/día, lo cual equivale a 1.0 ± 0.05 MWh, que se encuentra cercana al valor total de autogeneración actual al 70%

de capacidad. Es decir, según los históricos, el flujo de gas por aprovechar puede duplicar la cantidad actual de energía de autogeneración del campo.

Figura 11.

Flujos de exceso a la tea y potencia desaprovechada por quema según históricos.

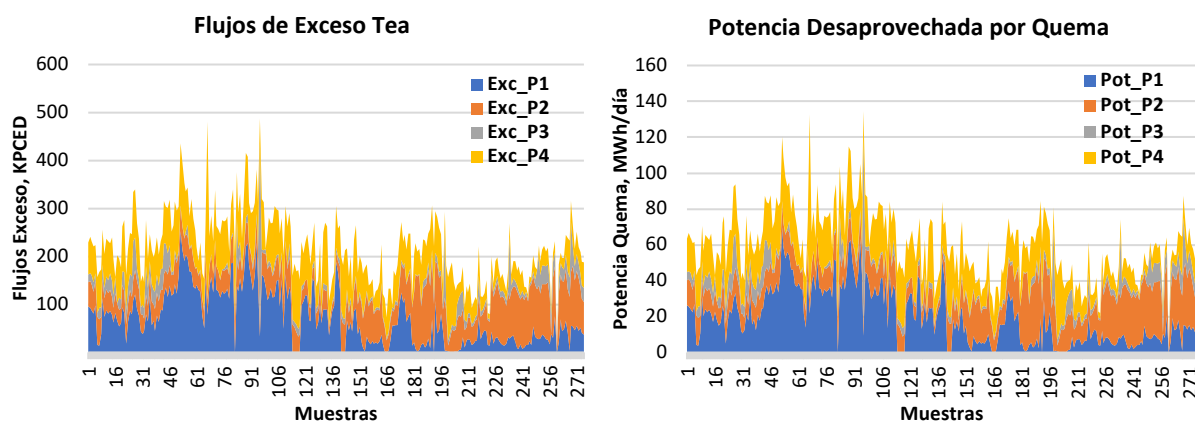


Tabla 3.

Estadísticos de gas de exceso y potencia desaprovechada por quema en el Campo.

Activo	Exceso enviado a tea, KPCED	Potencia Quemada en Tea, MWh/día
P1	71.2±6.8	19.7±1.9
P2	61.8±1.9	17.1±1.0
P3	18.2±3.6	5.0±1.0
P4	67.9±5.2	18.7±1.1

4. Plan de Mejoramiento

El plan de mejoramiento para el mayor aprovechamiento del gas del Campo establece la implementación de un control automático en cada uno de los ramales totalizadores de gases a tratamiento, autogeneración y quema en tea. Según lo visto en el capítulo anterior, la operación actual de las líneas conlleva a excesos de gas dirigidos a la tea, por lo cual, el control automático pretende el mayor aprovechamiento, por medio de la regulación de la apertura de las válvulas. Con esto, el plan pretende desviar la mayor cantidad de excesos de gas al sistema de autogeneración, promoviendo el aumento en la energía eléctrica, así como una disminución en la contaminación atmosférica y térmica generada en la tea.

4.1. Aspectos Técnicos

El plan de mejoramiento para el mayor aprovechamiento del gas del Campo requiere el dimensionamiento de las válvulas de control para cada uno de los ramales totales de la línea de transporte. Este dimensionamiento fue realizado con base en los datos como flujo de diseño, caída de presión, temperatura y diámetros de la tubería, entre otra información; estos datos son presentados en la Tabla 4, para las válvulas de control de los ramales. Las ecuaciones de dimensionamiento fueron tomadas de Emerson (2019).

Tabla 4.

Dimensionamiento válvulas de control ramales del gas del Campo del Magdalena Medio.

	Válvulas de Control Ramales		
	Tratamiento	Autogeneración	Tea
Flujo de diseño *, KPCED	282.4	572.1	86.4
Flujo de diseño *, q lb/h	251.6	510.3	77.1
Peso Molecular *, M g/mol	18.99	18.99	18.99
Relación capacidades caloríficas	1.27	1.27	1.27
Densidad de entrada *, lb/pie ³	0.0472	0.0472	0.0472
Diámetro tubería *, d in	4	6	4
Diámetro entrada *, D_1 in	6	10	6
Presión entrada *, P_1 psi	12	12	12

Temperatura de entrada*, T_1 °F	30	30	30
Factor compresibilidad entrada*, Z_1	0.9976	0.9976	0.9976
Diámetro salida*, D_2 in	6	10	6
Factor geométrico tubería*, F_p	0.95	0.95	0.95
Presión salida ⁺ , psi	10	10	10
Caída de presión ⁺ , psi	2	2	2
Factor capacidades caloríficas ⁺ , F_γ	0.907	0.907	0.907
Relación caída de presión ⁺ , x_{Chok}	0.44	0.61	0.72
Flujo Crítico ⁺	No	No	No
Factor de expansión ⁺ , Y	0.88	0.908	0.923
Coefficiente de la válvula ⁺ , C_v	11.2	21.9	3.25
Tamaño y clase válvula	NPS: 1",	NPS: 1 1/2",	NPS: 1",
	Puerto:1 5/16"	Puerto:1 5/16"	Puerto:1/2"
	Igual Porcentaje Tipo Solenoide	Igual Porcentaje Tipo Solenoide	Igual Porcentaje Tipo Solenoide

Nota. *Valores definidos en informes de ECOPEPETROL S.A. ⁺Calculados con ecuaciones (2-12).

Los valores de la Tabla 3 fueron calculados a partir de las ecuaciones (Emerson, 2019),

$$F_p = \sqrt{1 + \frac{K}{0.00214} \left(\frac{C_v}{d^2}\right)^2} \quad (5)$$

$$K = K_1 + K_2 + K_{B1} - K_{B2} \quad (6)$$

$$K_1 = 0.5 \left(1 - \frac{d^2}{D_1^2}\right)^2, \quad K_2 = \left(1 - \frac{d^2}{D_2^2}\right)^2, \quad K_{B1} = 1 - \left(\frac{d}{D_1}\right)^4, \quad K_{B2} = 1 - \left(\frac{d}{D_2}\right)^4 \quad (7-10)$$

$$x_{TP} = \frac{\frac{x_T}{F_p^2}}{1 + \frac{x_T(K_1 + K_{B1})}{0.00241} \left(\frac{C_v}{d^2}\right)^2} \quad (11)$$

$$F_\gamma = \frac{\gamma}{1.4}, \quad x_{Chok} = F_\gamma x_{TP} \quad (12-13)$$

$$Y = 1 - \frac{x_{Sz}}{3x_{Chok}} \quad (14)$$

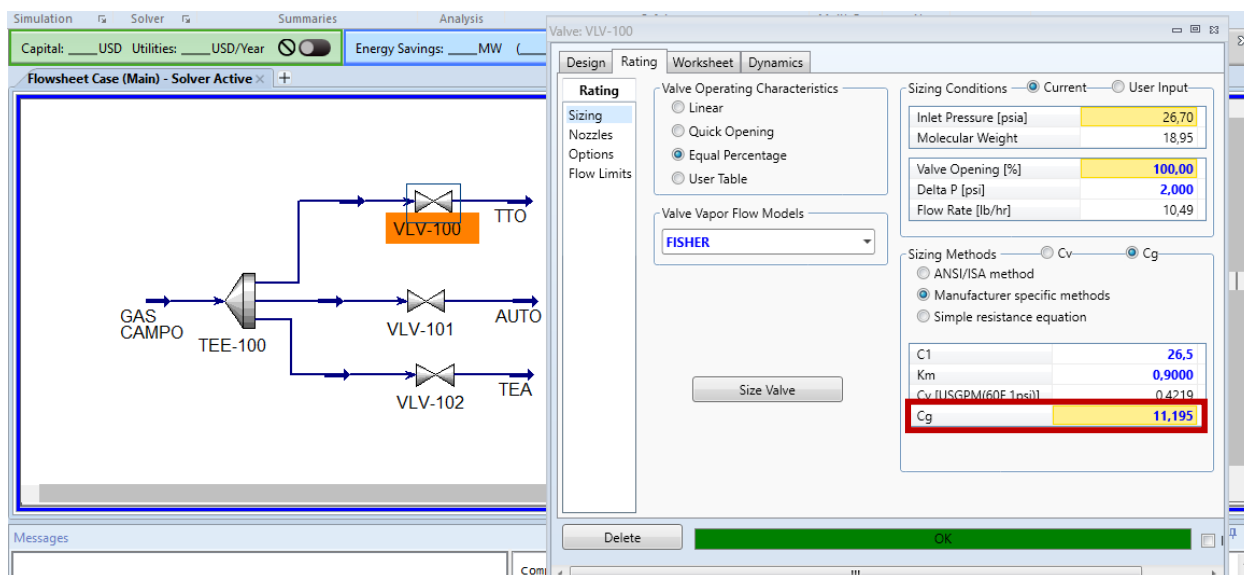
$$C_v = \frac{q}{2250 F_p P_1 Y} \sqrt{\frac{M T_1 Z_1}{x_{Sz}}} \quad (15)$$

Con los valores de C_v , los tamaños de las válvulas de control para los ramales fueron definidas por medio de la tabla para las válvulas tipo globo; la tabla en presentada en el Anexo 2.

De esta manera, los tamaños corresponden a los presentados en la Tabla 3, fila “Tamaño y clase válvula”; el coeficiente de la válvula, C_v , fue establecido con las expresiones (5)-(15), en un procedimiento de prueba y error, del cual el valor calculado corresponde a aproximadamente el 70% del valor presentado en la tabla del Anexo 2; el C_v presentado en la tabla establece el valor para una válvula al 100% de apertura (completamente abierta). Los valores resultantes de las ecuaciones (5 – 15) para el dimensionamiento de las válvulas fueron verificados con el programa Aspen Hysys v12. La simulación consideró los componentes del gas (Tabla 1), el paquete termodinámico denominado “Peng Robinson” (según lo recomendado por Hamid, 2007, para hidrocarburos simples) y el objeto “Control Valve”; la Figura 12 muestra una imagen de la simulación desarrollada para el dimensionamiento de las válvulas.

Figura 12.

Simulación desarrollada en Aspen Hysys v12 para el dimensionamiento de las válvulas.



De otro lado, los sensores y la instrumentación actualmente instalados para la medición de los flujos de cada ramal (totalizadores) pueden ser utilizados en los respectivos lazos de control automático. Estos sensores de flujo son de tipo Coriolis, con un intervalo de medición de 0 a 15000

L/min (0 a 300 kg/h). De igual modo, las señales de instrumentación y control pueden ser acopladas en los ordenadores actuales o sistema DCS (*distributed control system*), con lo cual, los operadores e ingenieros establecen las aperturas de las válvulas de control y los respectivos parámetros de ajuste de los controladores.

De otro lado, a manera procedimental, el plan de mayor aprovechamiento de gas en autogeneración requerirá de un tiempo de parada por ramales, mientras se efectúan los correspondientes montajes de la válvula y el controlador. Lo anterior implica que el gas conducido por esa línea sea desviado al ramal que conduce a la tea para su correspondiente quema; la cantidad de gas desviado es analizada en la siguiente sección. El trabajo de instalación de las válvulas, los controladores y la instrumentación de control está definido para 1 mes, considerando las actividades definidas en la Tabla 5. Las actividades de esta tabla son repetidas por cada ramal (tratamiento, autogeneración y tea). Para el caso de la instalación en el ramal a la tea, el flujo de gas será dividido en partes iguales entre los ramales de tratamiento y autogeneración.

Tabla 5.

Actividades de adecuación plan de mayor aprovechamiento de gas en el Campo.

	Descripción Actividad	Operarios	Duración, horas
1	Reunión seguridad y salud en el trabajo	5	2
2	Cierre flujo de gas ramal	2	1
3	Desvío flujo a tea	2	1
4	Desacople válvula actual	3	2
5	Procedimiento de evacuación de gases en atmósfera explosiva	3	24
6	Reunión seguridad y salud en el trabajo	5	2
7	Instalación válvula de control, controlador e instrumentación	3	24
8	Programación y pruebas lazo de control	3	16
9	Apertura flujo de gas ramal	2	1
10	Pruebas lazo de control	3	4
11	Cierre flujo de gas a tea	2	1
12	Reunión seguridad y salud en el trabajo	5	2
13	Contabilización de gas quemado en tea	1	Actividad 1 a Actividad 12

4.2 Aspectos Ambientales

El plan de mejoramiento para el mayor aprovechamiento del gas del Campo considera, tanto el ramal a la tea, como la misma tea, actualmente en uso. Debido a la regulación propuesta, la disminución del flujo de gas enviado a quema en la tea conllevará una disminución en la generación de gases de efecto invernadero y una disminución en la contaminación térmica. Asimismo, esta disminución de quema en la tea conllevará a un impacto positivo en la imagen corporativa; una tea con una llama muy pronunciada es tomado por la población como un aumento en la contaminación. El plan de mejoramiento conduce a una disminución de quema en la tea, el gas aprovechado será recibido por generadores eléctricos, los cuales operan con el principio de combustión del gas (Sección 3.3). En apariencia, la diferencia correspondería al lugar en donde se quemaría el gas. Sin embargo, el aumento en la generación de electricidad por quema del exceso de gases conduciría a una reducción en el consumo de la red nacional interconectada. Como fue presentado en la Sección 2.4, la generación de electricidad en la red nacional interconectada envuelve también la generación de CO₂ equivalente, con lo cual, una reducción en su consumo implica también una disminución en la generación de gases de efecto invernadero.

Considerando lo expuesto en las Secciones 2.4 y 3.3, la gravedad específica (Tabla 2) y la reducción de flujo de gas a quema, la producción de CO₂ equivalente por autogeneración eléctrica correspondería a 0.126 t CO₂/día, aprovechando todo el exceso de gas a tea. Es decir, el beneficio ambiental del desarrollo del proyecto sería la reducción en el consumo de electricidad del sistema nacional, lo cual equivale a 0.126 t CO₂/día.

También, la Resolución 40066 del 11 de febrero de 2022 establece requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. El objetivo principal del gobierno

nacional con la Resolución 40066 es la mitigación (control y reducción) de emisiones de GEI, derivados en las actividades de producción y explotación de hidrocarburos; el plan de mejor aprovechamiento propuesto en el presente documento sigue el lineamiento dado en esta resolución, ya que como fue presentado en el párrafo anterior, redundará en la disminución de GEI.

Durante la instalación del control automático en cada ramal (Tabla 5) se debe considerar la normativa de la Resolución 40066 en cuanto a aumento de quema de gas natural. La resolución manifiesta en su Artículo 20 “Ajustes o modificaciones a los permisos de quema de gas natural” que, la cantidad quemada en las teas podrá ser alterada cuando se presenten modificaciones de las situaciones operacionales y/o modificaciones en las condiciones por eventos planeados. El aumento planeado de aumento de quema en cada adecuación de los ramales, por instalación del sistema de control (ver Tabla 5), correspondería a (valores estimados con lo definido en la Sección 3.3 del presente documento):

- Adecuación ramal a tratamiento, quema de gas en tea 586 ± 5 KPCED.
- Adecuación ramal a autogeneración, quema de gas en tea 658.5 ± 6 KPCED.

Como fue explicado en la sección anterior, la adecuación del ramal a tea envolvería el incremento en autogeneración de 506 ± 7 KPCED y en TTE de 425 ± 5 KPCED; estas quemas en autogeneración y TTE no son consideradas según el Artículo 20 de la Resolución 40066. Con estos incrementos, el plan de mayor aprovechamiento requeriría de permisos de aumento de quema en tea, por el tiempo de instalación del sistema de control del proyecto (1 mes), según el Artículo 20 de la Resolución 40066. La quema máxima operacional de gas natural, V_{max} , en la tea se encuentra definida en el Artículo 17 de la misma resolución, según,

$$V_{max} = V_r + V_{vi} + V_{ep} + V_{enp}F \quad (16)$$

Donde, V_r , V_{vi} , V_{ep} y V_{enp} corresponden a los flujos de quema rutinaria, venteo intencional, quema por eventos planeados y quema por eventos no planeados, respectivamente. F es un factor de eficiencia, estimado por la Coordinación del Campo en 0.1, con base en los eventos de quema no planeados. A su vez, el Artículo 17 define el flujo de quema rutinaria como,

$$V_r = V_s + V_{ei}, \quad V_s = V_{gp} + V_p \quad (17-18)$$

Donde, V_s , V_{ei} , V_{gp} y V_p son los flujos de quema por seguridad, quema económicamente inviable, quema de purga, quema por pilotos. Actualmente, la Coordinación del Campo cuenta con los permisos respectivos de quema en tea, con lo cual, el valor máximo permitido, V_{max} , estaría en un valor superior de 500 KPCED; este valor en concordancia con los límites contenidos en los históricos y graficados en la Figura 9(a) (sin valores atípicos). Este valor inferior para el máximo ya considera los términos de las ecuaciones (13-15), inherentes a los eventos operacionales de los históricos. El plan de aprovechamiento requeriría la verificación del valor máximo, por parte de la Coordinación del Campo, considerando los aumentos por instalación de los sistemas de control automáticos en los ramales (ver arriba). De estar por debajo del máximo autorizado, el respectivo permiso de aumento en V_{max} podría ser gestionado, considerando la Ley 2099 de 2021 por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones. En su Capítulo VI de fomento a proyectos del sector energético para la reactivación económica, define en su artículo 37 la racionalización de trámites para proyectos eléctricos, priorizando el licenciamiento ambiental para proyectos de energía que tengan una fecha de entrada menor de dos años.

De igual manera, antes de iniciar los trabajos de instalación de los sistemas de control (Tabla 5), debido al aumento en el flujo de gas a quema, la Resolución 40066 en su Artículo 22 define la verificación de la eficiencia deberá ser verificada por un organismo de inspección certificado y

acreditado por la ONAC (Organismo Nacional de Acreditación de Colombia). Este organismo verificará el cumplimiento del rango de eficiencia aceptable, generando el respectivo informe de cumplimiento; en caso de incumplimiento, la Coordinación del campo contará con un plazo de 6 meses para las adecuaciones respectivas y solicitud de la nueva verificación. De igual modo, el Artículo 24 define la medición y el reporte anual de los volúmenes de quema en tea; esta contabilización se establece en la actividad 13 durante los trabajos de instalación de los controladores en los ramales. Al final del mes de instalación del sistema de control, un informe será efectuado en el Forma 30 SSE (disponible en la Resolución 40066) reportando a la respectiva entidad de Fiscalización el volumen total quemado en la etapa inicial del plan de mayor aprovechamiento de gas del Campo.

4.3 Aspectos Financieros

La inversión de capital o CAPEX (*capital expenditure*) en hardware, requerida para la implementación del sistema de control es especificada en la Tabla 6. En esta tabla se presenta la inversión en los controladores, las válvulas de control tipo solenoide y las líneas de transmisión de datos (incluyendo transmisión satelital); todos los valores en la tabla están en dólares. Los cotos de los controladores y las válvulas de control tipo solenoide corresponden al valor puesto en Campo. La tabla de CAPEX incluye los costos por instalación, los cuales consideran la mano de obra, los insumos, así como la compra de energía al sistema nacional (\$ 300 cop/kwh, TRM de \$ 4,600 cop/us) por disminución en la autogeneración; es importante mencionar que la programación de los controladores en el sistema de gestión de datos será ejecutada por la División de Soporte Informático de ECOPETROL S.A. Además, el CAPEX considera costos por imprevistos (5%) y por administración del contrato de instalación (30%). Con lo anterior, los costos de inversión, CAPEX, corresponde a \$ 49,027.9 usd; es importante mencionar que estos costos se encuentran

en los órdenes de magnitud para proyectos de inversión en sistemas de control industrial (ver Bauer y Craig, 2008).

Tabla 6.

CAPEX para el sistema de control requerido en los ramales de gas en el Campo.

Elemento	Costo Unitario, \$ usd	Costo Total, \$ usd	Descripción
3 Controladores de Flujo+	\$ 1,250.00	\$ 3,750.0	Controladores de flujo
Válvula de control*	\$ 1,500.0	\$ 1,500.0	Válvulas de solenoide con capacidad de hasta 300 KPCED
Válvula de control*	\$ 2,000.0	\$ 2,000.0	Válvulas de solenoide con capacidad de hasta 650 KPCED
Válvula de control*	\$ 1,300.0	\$ 1,300.0	Válvulas de solenoide con capacidad de hasta 120 KPCED
3 Radios de comunicación	\$ 1,120.0	\$ 3,360.0	Disponible en el comercio local
3 Antenas	\$ 210.0	\$ 630.0	Disponible en el comercio local
Cables interface	\$ 750.0	\$ 750.0	Disponible en el comercio local
3 Convertidores de señal	\$ 650.0	\$ 1,950.0	Disponible en el comercio local
3 Adaptadores 12 – 75 VDC	\$ 90.0	\$ 270.0	Disponible en el comercio local
Subtotal		\$ 15,510.0	Costo por hardware
Subtotal + IVA		\$ 18,456.9	Costo por hardware más IVA
Instalación		\$ 17,860.0	Mano de obra, insumos y pérdida de autogeneración
Imprevistos, 5%		\$ 1,815.9	Calculado con subtotal+IVA+instalación
Administración, 30%		\$ 10,895.1	Calculado con subtotal+IVA+instalación
Total		\$ 49,027.9	

Nota. *Valor tomado de <https://auto2mation.com/100865-flow-control-valve-0323011-ac.html?gclid=Cj0KCQjwu->

[KiBhCsARIsAPztUF0BF4S29Pa6G2feATcrBXjsKuHj_KAGKI0aUBB886yr4-](https://www.pctflow.com/our-products/flow-meters/mass-flow-controlle rs/)

[Om3lS7GYEaArXPEALw_wcB.](https://www.pctflow.com/our-products/flow-meters/mass-flow-controlle rs/) +Valor tomado de: <https://www.pctflow.com/our-products/flow-meters/mass-flow-controlle rs/>

De forma similar, los costos de operación incrementales u OPEX (*operational expenditure*) relacionados con el sistema de control están relacionado con los mantenimientos del sistema de control. Los OPEX de mantenimiento pueden ser estimados con el valor del 10% del CAPEX; con esto, los costos incurridos anualmente por mantenimiento del sistema de control corresponden a \$ 4,903 usd. En estos costos de mantenimiento se encuentran incluidos los costos por sintonización de los controladores.

5. Beneficios Implementación Del Plan De Mejoramiento

5.1. Escenarios de Implementación

La implementación del plan de mayor aprovechamiento de gas en el Campo puede ser realizado considerando tres escenarios, diferenciados por el valor de incremento del gas a autogeneración y por la compra de nuevos generadores. El Escenario 1 hace referencia al aumento en la capacidad de autogeneración para el aprovechamiento del potencial de 1 MWh de electricidad, fundamentado en el flujo total de exceso de gas a quema en tea (Sección 3.3); este escenario requiere de un aumento del 100% en la capacidad operativa de los generadores actualmente instalados (operan al 70%), así como la compra de dos generados eléctricos de capacidad 0.2 MWh (70% de operación), reportando un total de 2.0 MWh para autogeneración, así como una quema de gas en tea de 86.4 KPCED. Esta capacidad total de 2.0 MWh permitiría que un generador saliera de línea, con una disminución del 29% en el aprovechamiento energético de gases.

Por su parte, el Escenario 2 considera, al igual que el Escenario 1, el mismo aumento en la capacidad operativa de los generadores actuales, con la diferencia en la compra de un solo generador con capacidad de 0.2 MWh (70% de operación); este escenario se fundamenta en la tendencia decreciente mostrada en la prospectiva de producción de gas asociado en el Campo (Figura 5), en ausencia de reservas YTF después del 2024. Con lo anterior, el Escenario 2 presentaría una capacidad máxima de 1.71 MWh, lo cual correspondería a un 71% del potencial de aprovechamiento de 1 MWh por exceso de quema en tea (Sección 3.3); en este escenario, la quema en tea aumentaría en 63.5 KPCED, con respecto al Escenario 1.

De otro lado, el Escenario 3 considera, al igual que los escenarios anteriores, el aumento al 100% en la capacidad de operación de los generadores actuales, sin embargo, descarta la compra

de nuevos generadores; la premisa con este escenario corresponde a que la inversión en nuevos generadores es injustificada debido a la tendencia rápida decreciente en la prospectiva de producción de gas en el Campo (Figura 5). Con el Escenario 3, la autogeneración pasaría de 1 MWh (actual) a 1.43 MWh, lo cual correspondería al 43% del potencial de aprovechamiento de quema de gas exceso a tea (Sección 3.3); la quema de gas en tea con este escenario aumentaría, respecto al Escenario 1, en 124.9 KPCED.

Los dimensionamientos de las válvulas para los Escenarios 2 y 3 fueron determinadas por medio de las ecuaciones (5 – 15) y verificadas con la simulación desarrollada en el programa Aspen Hysys v12 (Figura 12). Las Tabla 7 y 8 resumen las características de dimensionamiento de las válvulas en los Escenarios 2 y 3, respectivamente.

Tabla 7.

Resultados dimensionamiento válvulas de control para el Escenarios 2.

	Válvulas de Control Ramales		
	Tratamiento	Autogeneración	Tea
Flujo de diseño*, KPCED	282.4	508.6	149.9
Coefficiente de la válvula ⁺ , C_v	11.2	18.1	5.8
Tamaño y clase válvula	NPS: 1", Puerto: 1 5/16" Igual Porcentaje Tipo Solenoide	NPS: 1 1/2", Puerto: 1 5/16" Igual Porcentaje Tipo Solenoide	NPS: 1", Puerto: 1/2" Igual Porcentaje Tipo Solenoide

Nota. *Valores definidos en informes de ECOPETROL S.A. ⁺Calculados con ecuaciones (2-12).

Tabla 8.

Resultados dimensionamiento válvulas de control para el Escenarios 3.

	Válvulas de Control Ramales		
	Tratamiento	Autogeneración	Tea
Flujo de diseño*, KPCED	282.4	447.2	211.3
Coefficiente de la válvula ⁺ , C_v	11.2	15.5	8.3
Tamaño y clase válvula	NPS: 1", Puerto: 1 5/16" Igual Porcentaje Tipo Solenoide	NPS: 1 1/2", Puerto: 1 5/16" Igual Porcentaje Tipo Solenoide	NPS: 1", Puerto: 1/2" Igual Porcentaje Tipo Solenoide

Nota. *Valores definidos en informes de ECOPETROL S.A. ⁺Calculados con ecuaciones (2-12).

5.2 Beneficios de la Implementación

El cálculo de los beneficios financieros fue realizado con base en flujos de caja a 10 años para los tres escenarios de implementación descritos anteriormente. La Tabla 9 resume las características de estos escenarios. En esta tabla, Δ CAPEX y Δ OPEX hacen referencia al aumento incurrido en los CAPEX y los OPEX, con respecto a los costos especificados en la Sección 4.3 para el sistema de control de los ramales de gas del Campo.

Tabla 9.

Escenarios del análisis financiero del plan de mayor aprovechamiento de gas en el Campo.

	Descripción	Generación, MWh/día	Gas Auto, KPCED	Gas Tea, KPCED	Δ CAPEX*, \$usd	Δ OPEX+, \$usd
Escenario 1	Aumento capacidad 100% y compra de dos generadores.	2.00	572.1	86.4	35,627	1,069.5
Escenario 2	Aumento capacidad 100% y compra de un generador.	1.71	508.6	149.9	17,813	534.8
Escenario 3	Aumento capacidad 100%.	1.43	447.2	211.3	0.0	0.0

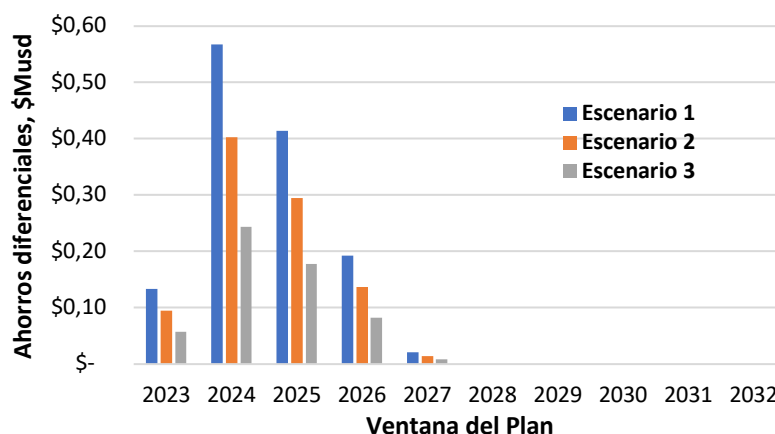
Nota. * Incluye instalación, imprevistos y administración. Precios de: https://www.alibaba.com/product-detail/200kw-Natural-Gas-generator-or-biogas_1600188062068.html + 3% del Δ CAPEX. Δ CAPEX y Δ OPEX corresponden a los aumentos respecto al CAPEX y al OPEX del plan de mayor aprovechamiento con el sistema de control (Sección 4.3).

De otro lado, los ahorros diferenciales en la compra de potencia del sistema nacional de generación, derivados de la ejecución del plan de mayor aprovechamiento de gas del Campo, pueden ser calculados con el costo de \$ 300 cop/kWh (\$ 0.065 usd/kWh, TRM de \$ 4,600 cop/usd) y el diferencial de generación en cada escenario. Asumiendo un factor de operación de 8200 h/año, los ahorros diferenciales del primer año de operación en los Escenarios 1, 2 y 3 corresponderían a \$ 534,782.6 usd, \$ 379,695.6 usd y \$ 229,956.5 usd, respectivamente. Estos ahorros diferenciales se incrementarían anualmente por el valor de la inflación, la cual corresponde a aprox. 6.2% tomando un promedio de los últimos 5 años (BanRep, 2023); sin embargo, de acuerdo a la Figura

5 de prospectiva de oferta de gas, estos ahorros deberán disminuir, desde luego en ausencia de reservas YTF. La Figura 13 ilustra el incremento en los ahorros diferenciales derivados de la implementación del plan de mayor aprovechamiento del gas del Campo, a lo largo de la ventana de ejecución (10 años). Es importante mencionar que el ahorro diferencial del 2023 resulta bajo ya que se consideró la puesta en marcha en el cuarto trimestre del año. De igual manera, con la prospectiva (Figura 5) se prevé un máximo de ahorro diferencial en el 2024, con una disminución progresiva a 0 autogeneración desde el 2028.

Figura 13.

Ahorros diferenciales por autogeneración (\$ miles usd) previstos del plan de aprovechamiento.

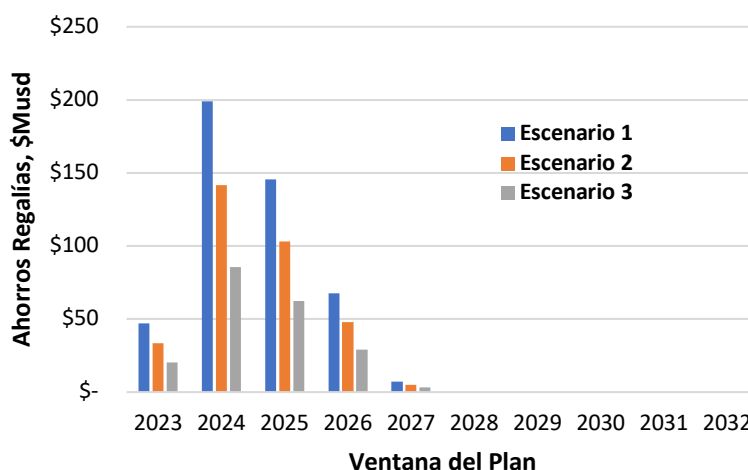


De otro lado, la Resolución 181495 de 2009 establece en su Artículo 52, Parágrafo 4, el pago de regalías por toda quema, desperdicio o emisión a la atmósfera de gas producido en campo. Las regalías que se pagan por quema de gas en el Campo llegan a un valor del 20% (Sáchica-Ávila, 2015). Este porcentaje se aplica al precio comercial del gas quemado, actualmente en \$ 2,66 usd/MMBTU (Markets-Insider, 2023). Con esto, el plan de mayor aprovechamiento de gas del Campo conlleva a ingresos adicionales por disminución en el pago de regalías pueden ser calculados. La Figura 14 presenta los ingresos anuales por ahorro en el pago de las regalías, las

cuales fueron calculadas considerando el valor promedio enviado actualmente a la Tea (305,47 KPCED) y la Tabla 7.

Figura 14.

Ahorros diferenciales por regalías (\$ miles usd) previstos del plan de aprovechamiento.



Por otra parte, los flujos de caja en la ventana de ejecución de cada escenario del plan de mayor aprovechamiento del gas del Campo consideraron los valores de CAPEX y OPEX (Tablas 6 y 7), así como los ahorros diferenciales por disminución en la compra de potencia del sistema nacional de generación y por regalías (Figuras 13 y 14). Los flujos de caja de los escenarios aplicaron una depreciación del 5% por los equipos (Potosí-Guerrero et al., 2016). Las Tablas 10 – 12 presentan los flujos de caja para cada uno de los escenarios del plan de mayor aprovechamiento de gas; las cifras se encuentran en miles de usd. En estas tablas, los ahorros se encuentran distribuidos entre los años 2023 a 2027, según lo especifica la prospectiva de la Figura 5. Por su parte, el mantenimiento y la depreciación son aplicados a los equipos de generación y al sistema de control, independiente de si se encuentran o no en operación. Por lo anterior, el flujo de caja resulta negativo a partir del año 2028. Asimismo, la Figura 15 presenta una comparación de los flujos de caja anuales derivados de cada escenario de implementación del plan de mayor

aprovechamiento de gas en el Campo. Según esta figura, los mayores valores absolutos de flujo de caja se presentan en el Escenario 1.

Tabla 10.

Flujo de Caja Escenario 1 (en miles usd), plan de mayor aprovechamiento de gas en el Campo.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Beneficios											
Ahorros Totales	\$ 180,6	\$ 767,1	\$ 705,4	\$ 395,3	\$ 49,2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total	\$ 180,6	\$ 767,1	\$ 705,4	\$ 395,3	\$ 49,2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos OPEX											
Mantenimientos	\$ -	\$ 6,0	\$ 6,3	\$ 6,7	\$ 7,2	\$ 7,6	\$ 8,1	\$ 8,6	\$ 9,1	\$ 9,7	\$ 10,3
Total	\$ -	\$ 6,0	\$ 6,3	\$ 6,7	\$ 7,2	\$ 7,6	\$ 8,1	\$ 8,6	\$ 9,1	\$ 9,7	\$ 10,3
EBITDA	\$ 180,6	\$ 761,1	\$ 699,1	\$ 388,6	\$ 42,0	-\$ 7,6	-\$ 8,1	-\$ 8,6	-\$ 9,1	-\$ 9,7	-\$ 10,3
Depreciación	\$ -	\$ 2,0	\$ 2,0	\$ 2,0	\$ 2,0	\$ 2,0	\$ 2,0	\$ 2,0	\$ 2,0	\$ 2,0	\$ 2,0
EBIT		\$ 759,1	\$ 697,1	\$ 386,6	\$ 40,0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo operacional	\$ 180,6	\$ 759,1	\$ 697,1	\$ 386,6	\$ 40,0	-\$ 9,6	-\$ 10,1	-\$ 10,6	-\$ 11,1	-\$ 11,7	-\$ 12,3
Inversiones	\$ 84,7	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo de caja	-\$ 84,7	\$ 759,1	\$ 697,1	\$ 386,6	\$ 40,0	-\$ 9,6	-\$ 10,1	-\$ 10,6	-\$ 11,1	-\$ 11,7	-\$ 12,3

Nota. Los ahorros totales incluyen la autogeneración y las regalías. El flujo operacional del 2023 fue sumado al flujo de caja del año 2024.

Tabla 11.

Flujo de Caja Escenario 2 (en miles usd), plan de mayor aprovechamiento de gas en el Campo.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Beneficios											
Ahorros Totales	\$ 128,2	\$ 544,6	\$ 500,9	\$ 280,7	\$ 34,9	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total	\$ 128,2	\$ 544,6	\$ 500,9	\$ 280,7	\$ 34,9	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos OPEX											
Mantenimientos	\$ -	\$ 5,4	\$ 5,8	\$ 6,1	\$ 6,5	\$ 6,9	\$ 7,3	\$ 7,8	\$ 8,3	\$ 8,8	\$ 9,3
Total	\$ -	\$ 5,4	\$ 5,8	\$ 6,1	\$ 6,5	\$ 6,9	\$ 7,3	\$ 7,8	\$ 8,3	\$ 8,8	\$ 9,3
EBITDA	\$ 128,2	\$ 539,2	\$ 495,1	\$ 274,6	\$ 28,4	-\$ 6,9	-\$ 7,3	-\$ 7,8	-\$ 8,3	-\$ 8,8	-\$ 9,3
Depreciación	\$ -	\$ 1,5	\$ 1,5	\$ 1,5	\$ 1,5	\$ 1,5	\$ 1,5	\$ 1,5	\$ 1,5	\$ 1,5	\$ 1,5
EBIT		\$ 537,7	\$ 493,7	\$ 273,1	\$ 26,9	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo operacional	\$ -	\$ 537,7	\$ 493,7	\$ 273,1	\$ 26,9	-\$ 8,4	-\$ 8,8	-\$ 9,3	-\$ 9,7	-\$ 10,3	-\$ 10,8
Inversiones	\$ 66,8	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo de caja	-\$ 66,8	\$ 665,9	\$ 493,7	\$ 273,1	\$ 26,9	-\$ 8,4	-\$ 8,8	-\$ 9,3	-\$ 9,7	-\$ 10,3	-\$ 10,8

Nota. Los ahorros totales incluyen la autogeneración y las regalías. El flujo operacional del 2023 fue sumado al flujo de caja del año 2024.

Tabla 12.

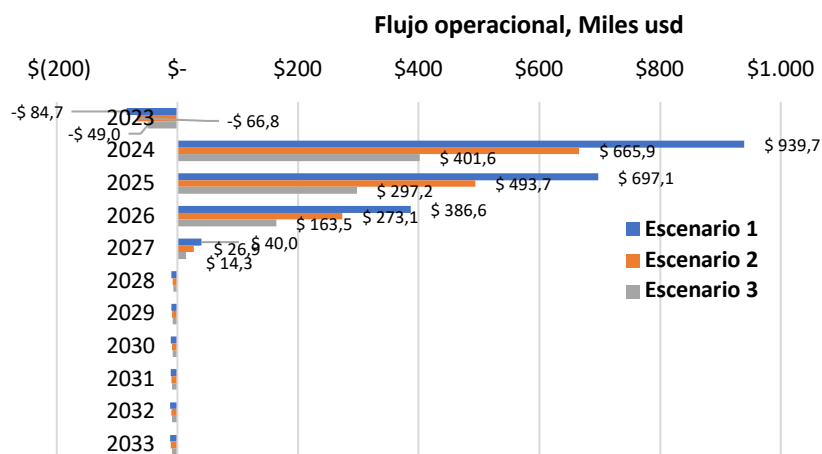
Flujo de Caja Escenario 3 (en miles usd), plan de mayor aprovechamiento de gas en el Campo.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Beneficios											
Ahorros Totales	\$ 77,6	\$ 329,8	\$ 303,3	\$ 170,0	\$ 21,1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total	\$ 77,6	\$ 329,8	\$ 303,3	\$ 170,0	\$ 21,1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos OPEX											
Mantenimientos	\$ -	\$ 4,9	\$ 5,2	\$ 5,5	\$ 5,9	\$ 6,2	\$ 6,6	\$ 7,0	\$ 7,5	\$ 7,9	\$ 8,4
Total	\$ -	\$ 4,9	\$ 5,2	\$ 5,5	\$ 5,9	\$ 6,2	\$ 6,6	\$ 7,0	\$ 7,5	\$ 7,9	\$ 8,4
EBITDA	\$ 77,6	\$ 324,9	\$ 298,1	\$ 164,4	\$ 15,3	-\$ 6,2	-\$ 6,6	-\$ 7,0	-\$ 7,5	-\$ 7,9	-\$ 8,4
Depreciación	\$ -	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9
EBIT		\$ 324,0	\$ 297,2	\$ 163,5	\$ 14,3	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo operacional	\$ -	\$ 324,0	\$ 297,2	\$ 163,5	\$ 14,3	-\$ 7,2	-\$ 7,5	-\$ 8,0	-\$ 8,4	-\$ 8,9	-\$ 9,3
Inversiones	\$ 49,0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo de caja	-\$ 49,0	\$ 401,6	\$ 297,2	\$ 163,5	\$ 14,3	-\$ 7,2	-\$ 7,5	-\$ 8,0	-\$ 8,4	-\$ 8,9	-\$ 9,3

Nota. Los ahorros totales incluyen la autogeneración y las regalías. El flujo operacional del 2023 fue sumado al flujo de caja del año 2024.

Figura 15.

Flujos de caja escenarios (en miles usd) del plan de mayor aprovechamiento de gas del Campo.



Los flujos de caja de los tres escenarios (Tablas 10 – 12) fueron utilizados para el cálculo de los índices financieros valor presente neto (*VPN*), tasa interna de retorno (*TIR*), retorno de la inversión (*ROI*) y periodo de retorno (*PB*) (Sección 2.3). La Tabla 13 presenta los anteriores índices financieros resultantes de los flujos de caja de los escenarios (Tablas 10 – 12) de implementación del plan de mayor aprovechamiento de gas en el Campo. Según la Tabla 13, los índices financieros resultaron favorables para los tres escenarios de implementación ($VPN > 0$, $TIR > r$, $ROI > 0$); este resultado favorable se presenta a pesar de que la prospectiva de oferta de gas es de solo 5 años; para todos los escenarios, la inversión se recupera en el primer semestre de operación del proyecto. Comparando los índices se presentan los siguientes órdenes: $VPN_{Esc1} > VPN_{Esc2} > VPN_{Esc3}$, $ROI_{Esc1} > ROI_{Esc2} > ROI_{Esc3}$ y $TIR_{Esc1} > TIR_{Esc2} > TIR_{Esc3}$. Con lo anterior, a nivel económico, el escenario de mayor beneficio corresponde al Escenario 1, el cual establece el aprovechamiento de todo el flujo de exceso actualmente enviado a quema en tea, para lo cual se requiere la compra de dos generadores, así como el aumento en la capacidad de los generadores actuales al 100% (Tabla 9).

Tabla 13.

Indicadores económicos y ambientales plan de mayor aprovechamiento de gas del Campo.

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
<i>VPN</i> , \$ Musd	\$ 1,619.1	\$ 1,134.0	\$ 665.0
<i>TIR</i> , %	1,081	969	791
<i>PB</i> , meses	2,0	2,2	2,8
<i>ROI</i> , %	1,813.0	1,596.0	1,257.0
Disminución equi. CO ₂ , t	2,557.2	1,815.6	1,099.6
Disminución térmica, MWh	341.7	239.2	146.9

Igualmente, la Tabla 11 presenta los valores de disminución en emisiones, derivados de la implementación del plan de mayor aprovechamiento en cada escenario. Esta tabla exhibe los valores de disminución de CO₂ por aumento en la autogeneración (en lugar de quema en tea) en la

ventana de evaluación del proyecto (10 años); esta autogeneración conduce a que no se consuma del sistema eléctrico nacional, el cual presenta un factor de emisión de 0.126 t CO₂ equivalentes/MWh de energía eléctrica (UPME, 2021). Según los valores calculados, el orden de reducción de emisiones de CO₂ equivalentes corresponde a: $DismCO_{2_Esc1} > DismCO_{2_Esc2} > DismCO_{2_Esc3}$. De igual forma, según la Tabla 11, la reducción en la contaminación térmica ocasionada por la liberación de gases de combustión a alta temperatura presenta el siguiente orden: $DismConT_{Esc1} > DismConT_{Esc2} > DismConT_{Esc3}$. Con los anteriores valores de disminución en emisiones de CO₂ equivalentes y disminución en la contaminación térmica, es posible afirmar que el Escenario 1 presenta los mayores beneficios ambientales.

Considerando los beneficios técnicos derivados de la implementación del plan de mayor aprovechamiento de gas en el Campo, es posible mencionar los siguientes:

- Reducción en los tiempos de respuesta en el ajuste de los flujos de los ramales, debido a la acción del control automático.
- Verificación en línea de los flujos y los parámetros de apertura de las válvulas de manipulación de flujo.
- Disminución en la complejidad de las mediciones de desempeño de la tea, según lo estipulado en la Resolución 40066.
- Aumento en la capacidad de respuesta de la autogeneración por incrementos imprevistos en los flujos de la línea de gas.
- Regulación rápida de la autogeneración por el control automático del flujo en el ramal correspondiente, con la consecuente estabilidad en el suministro de electricidad.
- Respuesta rápida ante imprevistos en los flujos de los ramales.
- Mayor velocidad de respuesta en el desvío de los gases de exceso a quema en tea.

- Menores valores de reporte de quema de gases en tea, requeridos por la Resolución 40066.
- Disminución de eventos de seguridad industrial por fuga de gases en los ramales después de las válvulas de control.

Para finalizar, el plan de mayor aprovechamiento de gas del campo presentado en este documento corresponde a un nivel de diseño conceptual, el cual muestra viabilidad técnica y financiera, así como beneficios ambientales para el cumplimiento de las metas de regulación de la contaminación por GEI, definidas en la Resolución 40066. Lo anterior sugiere para trabajos posteriores, el desarrollo de la ingeniería básica de este plan de mayor aprovechamiento.

6. Conclusiones

- La evaluación del plan de mejora para el mayor aprovechamiento de gas para autogeneración en el Campo, ubicado en el Valle del Magdalena Medio, condujo a la verificación de factibilidad técnica, económica y ambiental, en los tres escenarios de implementación definidos en el presente documento; los tres escenarios consideraron el aumento en la capacidad de los generadores al 100%; el Escenario 1 incluyó la compra de dos generadores de capacidad 0.2 MWh, mientras el Escenario 2 incluyó la compra de un solo generador de la misma capacidad; por su parte, el Escenario 3 no consideró la compra de nuevos generadores. La factibilidad económica fue verificada en los tres escenarios a pesar de una prospectiva de oferta de gas de solo 5 años, del 2023 al 2027.
- En concordancia con el objetivo específico 1, la operación del sistema de control de gas del Campo, con base en el comportamiento histórico de flujo, fue caracterizada para el Escenario 1 (de mayor aprovechamiento) en, 572.1 KPCED para el ramal de autogeneración, 282.4 KPCED para el ramal de tratamiento y 86.4 KPCED para quema a tea. Este escenario considera la inversión de capital, *CAPEX*, de \$ 49,027.9 usd en el sistema de control y de \$ 35,627.0 usd en la compra de generadores. Con lo anterior, la autogeneración del sistema sería incrementada en 1 MWh/d.
- Según el objetivo específico 2, el plan de mejoramiento propuesto consideró las características del gas, el pronóstico de producción, los índices económicos y la normativa colombiana, definiendo que, este plan debería aprovechar 218.6 KPCED de exceso, enviados actualmente a quema en tea, por medio de la adquisición de dos generadores adicionales a los existentes. Para esto, el plan contempla la implementación de sistemas de control en los ramales de autogeneración, tratamiento y quema a tea, adquiriendo e

instalando las respectivas válvulas de control, los controladores y la instrumentación para el direccionamiento de las señales al sistema de gestión de datos. El plan define un mes para la instalación de los sistemas de control con 13 actividades en cada sistema. El plan también considera los informes referentes al aumento de los gases a quema en tea por instalación del sistema de control, acorde con lo definido en la Resolución 40066.

- En sintonía con el objetivo específico 3, los mayores beneficios financieros de la implementación del plan de mejoramiento son obtenidos con el escenario 1, el cual define inversión en el sistema de control, así como la compra de dos nuevos generadores (cada uno de 0.2 MWh). Con lo anterior, el gas para autogeneración podría ser aumentado de 353 KPCED, actuales, a 572 KPCED, con el plan de mayor aprovechamiento.
- Según los pronósticos de producción de gas, los beneficios derivados del escenario 1 fueron estimados en VPN de \$ 1,619.1 Musd, TIR de 1,081 %, ROI de 1,813% y PB de 2.0 meses. Estos índices muestran una favorabilidad financiera para la implementación del plan en el Escenario 1. De igual manera, el beneficio ambiental de la implementación del plan de mejoramiento corresponde a una disminución total de 5,557.2 t de CO₂ y una disminución en la contaminación térmica atmosférica de 341.7 MWh. Los anteriores datos muestran que el plan de mejoramiento redunda en disminución de la huella de carbono derivada de los procesos de producción del petróleo.

7. Recomendaciones

Como fases adicionales constituidas sobre los resultados obtenidos del trabajo de aplicación final, se enuncian las siguientes recomendaciones:

- Un estudio de sensibilidad de la influencia de la composición del gas sobre la potencia que puede ser aprovechada en autogeneración.
- Un análisis de sensibilidad técnico-económico considerando el incremento en las posibles reservas, según la prospectiva de la UPME.

Como temas para dar continuidad a la investigación del trabajo final de aplicación, se emiten las siguientes recomendaciones:

- Ejecución de la fase de diseño básico del plan de mayor aprovechamiento de gas del Campo, considerando las dimensiones de las posibles tuberías a adicionar, las modificaciones a la tea, las modificaciones civiles en la sección de generación y los requerimientos de conexión del sistema de control.
- Una ampliación de la ventana de operación de los históricos analizados, verificando los flujos estimados de exceso de gas a tea, así como la potencia desaprovechada por quema en el Campo.

Referencias Bibliográficas

- Amaya, M., Amaya, R., Castaño, H., Lozano, E., Rueda, C. F., Elphick, J., Gambaretto, W., Márquez, L., Olarte-Caro, D. P., Peralta-Vargas, J., Velásquez-Marín, A. J. (2010). Casabe: revitalización de un campo maduro. *Oilfield Review*, 22, 4-17.
- ANH. (2007). *Colombia Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Colombia.
- Aristazábal-Alzate, C. E., & González-Monosalva, J. L. (2019). Impuesto al carbono en Colombia: Un mecanismo tributario contra el cambio climático. *Revista científica: Semestre Económico*, 22(5), 179-202. <https://doi.org/10.22395/seec.v22n52a8>
- BanRep. (01 de mayo, 2023). Inflación total y meta. Banco de la República, Colombia. <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/inflacion-total-y-meta>
- Bauer, M. y Craig, I.K. (2008). Economic assessment of advanced process control – A survey and framework. *Journal of Process Control*, 18(1), 2–18. <https://doi.org/10.1016/j.jprocont.2007.05.007>
- Caballero-Eras, J. J., Balbis-Morejón, M., Sagastume-Gutiérrez, A., Pardo-García, A., Cabello-Ulloa, M., Rey-Martínez, F. J. y Rueda-Bayona, J. G. (2019). A look to the Electricity Generation from Non-Conventional Renewable Energy Sources in Colombia. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 9(1), 15-25. <https://doi.org/10.32479/ijeep.7108>
- Calderón, S., Álvarez, A.C., Loboguerrero, A.M., Arango, S., Calvin, K., Kober, T., Daenzer, K. y Fisher-Vanden, K. (2016). Achieving CO₂ reductions in Colombia: Effects of carbon taxes and abatement targets. *Energy Economics*, 56, 575-586. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.05.010>

- Carmalt, S.W. (2017). *The Economics of Oil. A primer Including Geology, Energy, Economics, Politics*. Springer. Switzerland.
- Castaño-Gómez, M. y García-Rendón, J. J. (2020). Análisis de los incentivos económicos en la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en Colombia. *Lecturas de Economía*, 93, 23-64. <https://doi.org/10.17533/udea.le.n93a338727>
- CdT. (2022). *Pozos, oleoductos y áreas petroleras en el Magdalena Medio. Socioeconómico. Geografía. Centro de Transparencia*. <https://www.centrode transparenciaappii.org/publicaciones/pozos-oleoductos-y-areas-petroleras-en-el-magdalena-medio>
- Cusanguá-Cisneros, Sánchez-Moncayo, H. M., Calva-Sánchez, L. M., Salazar-Analuisa, B. A., & Mantilla-Rivadeneira, A. V. (2021). Aprovechamiento del gas asociado en plataformas petroleras, caso de estudio campo Sacha. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 12(2), 26–36. <https://doi.org/10.29166/revfig.v12i2.3090>
- Emerson. (2019). *Control Valve Handbook*. Fifth edition. Emerson Automation Solutions – Flow Controls. Marshalltown, USA.
- García-Oya, J. R., Sainz-Rojas, A., Narbona-Miguel, D., González-Carvajal, R., Muñoz-Chavero, F. (2022). Low-Power Transit Time-Based Gas Flow Sensor with Accuracy Optimization. *Sensors*, 22(24), 9912. <https://doi.org/10.3390/s22249912>
- Hamid, M.K.A. (2007). *Hysys®: an introduction to chemical engineering simulation*. Universiti Teknologi Malaysia.
- Kirkwood, L., Shehab, E., Baguley, P., Starr, A. (2015). Uncertainty of Net Present Value calculations and the impact on applying integrated maintenance approaches to the UK rail industry. *Procedia CIRP*, 38, 245 – 249.

- Markets-Insider. (2023). Natural Gas Price Today. Henry Hub commodity. <https://markets.businessinsider.com/commodities/natural-gas-price>
- Minenergía. (2021). Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia. https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24309272/Hoja+Ruta+Hidrogeno+Colombia_2810.pdf;jsessionid=sDZ-drMmgBMBVrp+GOvj-zrq.portal2
- Miranda-Miranda, J.J. (2005). *Gestión de Proyectos*. MM Editores.
- Monterrosa-Blanco, H. (2018). *Producción de Ecopetrol en Magdalena Medio superó los 100.000 barriles diarios. El campo La Cira Infantas alcanzó un récord de 45.000 barriles diarios.* <https://www.larepublica.co/economia/produccion-de-ecopetrol-en-magdalena-medio-supero-los-100-000-barriles-diarios-2607720>
- Nicoletti, G., Arcuri, N., Nicoletti, G., y Bruno, R. (2015). A technical and environmental comparison between hydrogen and some fossil fuels. *Energy Conversion and Management*, 89, 205–213. <http://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.09.057>
- Olarte, I. C. (2014). Análisis conceptual de la selección de alternativas para el aprovechamiento del gas de recolección en el campo Chichimene. Recuperado de: <http://hdl.handle.net/20.500.12749/1436>.
- Osborn, T. J., Jones, P. D., Lister, D. H., Morice, C. P., Simpson, I. R., Winn, J. P., Hogan, E., & Harris, I. C. (2021). Land Surface Air Temperature Variations Across the Globe Updated to 2019: The CRUTEM5 Data Set. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 126(2). <https://doi.org/10.1029/2019JD032352>
- Potosí-Guerrero, Bernardo A., Ramos-Paja, Carlos A., y Serna-Garcés, Sergio I. (2016). Impacto de los incentivos del gobierno en la rentabilidad de la producción de energía renovable mediante celdas de combustible en Colombia. *TecnoLógicas*, 19(37), 93-106.

http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0123-77992016000200007&lng=en&tlng=es.

Pupo-Roncallo, O., Campillo, J., Ingham, D., Hughes, K. y Pourkashanian, M. (2019). Large scale integration of Renewable Energy Sources (RES) in the future Colombian energy system. *Energy*, 186, 115805. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.07.135>

Restrepo, Nope, S. E., & Enríquez, D. E. (2018). Beneficios Económicos de la Gestión de la Demanda y la Energía Autogenerada en el Contexto de la Regulación Colombiana. *Información Tecnológica*, 29(1), 105–116. <https://doi.org/10.4067/S0718-07642018000100105>

Restrepo-Trujillo, J., Moreno-Chuquen, R., Jiménez-García, F.N., Flores, W.C., Chamorro, H.R. (2022). Scenario Analysis of an Electric Power System in Colombia Considering the El Niño Phenomenon and the Inclusion of Renewable Energies. *Energies*, 15, 6690. <https://doi.org/10.3390/en15186690>

Sáchica-Ávila, J.Á. (2015). Plan de gestión orientado a la mitigación de emisiones de gases efecto invernadero en la Vicepresidencia Regional Central de Ecopetrol S.A. Trabajo Final de Aplicación Sometido a la Maestría en Gerencia de Negocios, Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. Universidad Industrial de Santander.

UPME. (2018). *Escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales, v1.0*. Unión Temporal Prospección UPME 2018 – UPME. Contrato No. C-041.

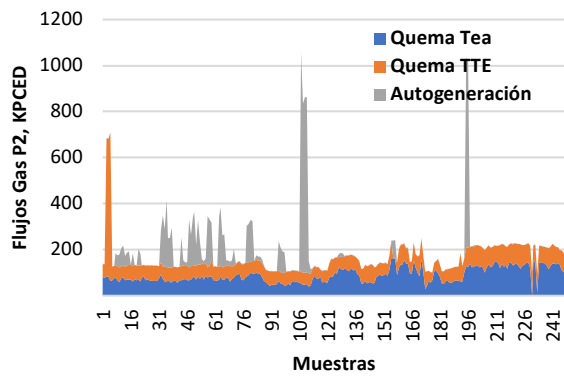
UPME. (2021). *Factor de emisiones de la red de energía eléctrica en Colombia*. Minenergía, Colombia. https://www1.upme.gov.co/siame/Documents/Calculo-FE-del-SIN/Documento_calculo_Cartilla_Factor_de_emision_2021.pdf

Vargas Manrique, Manuel Felipe, Yepes Guzmán, Julián David (2020). Diseñar una planta de tratamiento de gas, mediante el software Aspen Hysis para el aprovechamiento del gas producido en Campo Tello. Fundación Universidad de América, Trabajos de grado-Ingeniería de Petróleos, <https://hdl.handle.net/20.500.11839/8208>

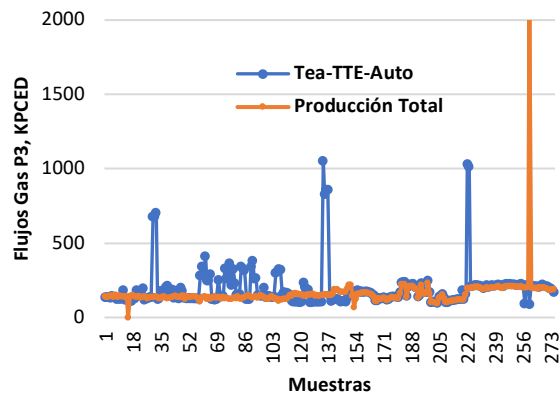
Žižlavský, O. (2014). Net present value approach: method for economic assessment of innovation projects. *Procedia - Social and Behavioral Sciences*, 156, 506 – 512.

Anexo 1. Flujo Gases Para Los Conjuntos De Pozos Del Campo

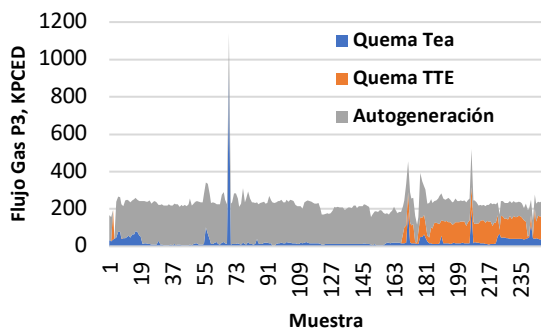
Conjunto Pozos P2



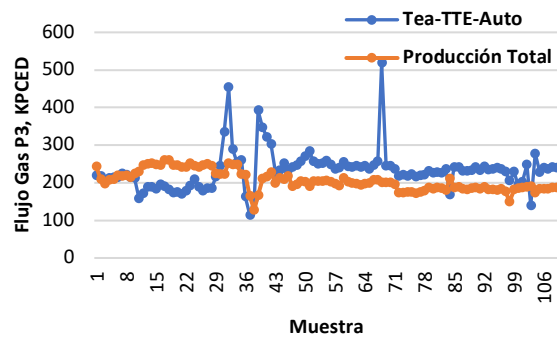
Conjunto Pozos P2



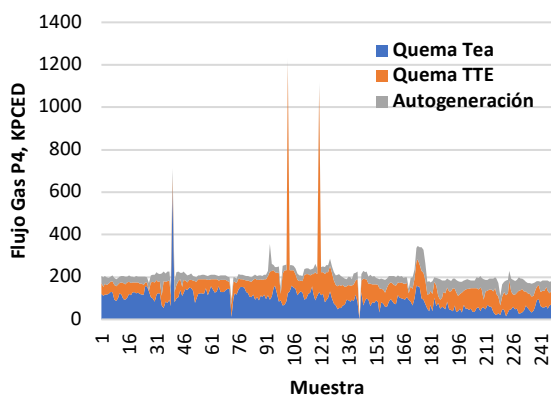
Conjunto Pozos P3



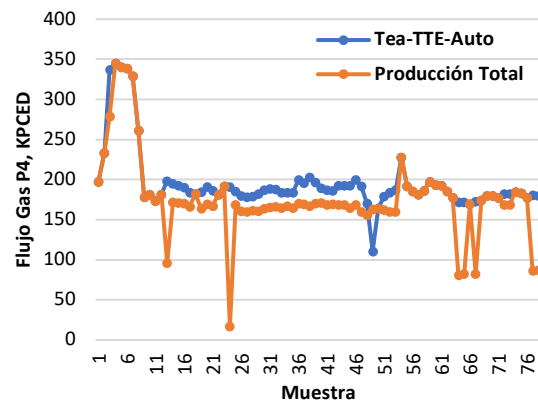
Conjunto Pozos P3



Conjunto Pozos P4



Conjunto Pozos P4



Anexo 2. Tabla Dimensionamiento De Válvulas De Control Tipo Globo

Table 4-2. Representative Sizing Coefficients for Design ED Single-Ported Globe Style Valve Bodies

Valve Size (NPS)	Valve Plug Style	Flow Characteristic	Port Dia. (in.)	Rated Travel (in.)	C _v	F _L	X _T	F _D
1/2	Post Guided	Equal Percentage	0.38	0.50	2.41	0.90	0.54	0.61
3/4	Post Guided	Equal Percentage	0.56	0.50	5.92	0.84	0.61	0.61
1	Micro Form™	Equal Percentage	3/8	3/4	3.07	0.89	0.66	0.72
		Equal Percentage	1/2	3/4	4.91	0.93	0.80	0.67
	Cage Guided	Equal Percentage	3/4	3/4	8.84	0.97	0.92	0.62
		Linear	1 5/16	3/4	20.6	0.84	0.64	0.34
1 1/2	Micro-Form™	Equal Percentage	3/8	3/4	3.20	0.84	0.65	0.72
		Equal Percentage	1/2	3/4	5.18	0.91	0.71	0.67
	Cage Guided	Equal Percentage	3/4	3/4	10.2	0.92	0.80	0.62
		Linear	1 7/8	3/4	39.2	0.82	0.66	0.34
2	Cage Guided	Equal Percentage	1 7/8	3/4	35.8	0.84	0.68	0.38
		Linear	2 5/16	1 1/8	72.9	0.77	0.64	0.33
3	Cage Guided	Equal Percentage	2 5/16	1 1/8	59.7	0.85	0.69	0.31
		Linear	3 7/16	1 1/2	148	0.82	0.62	0.30
4	Cage Guided	Equal Percentage	4 3/8	2	136	0.82	0.68	0.32
		Linear	4 3/8	2	236	0.82	0.69	0.28
6	Cage Guided	Equal Percentage	7	2	224	0.82	0.72	0.28
		Linear	7	2	433	0.84	0.74	0.28
8	Cage Guided	Equal Percentage	8	3	394	0.85	0.78	0.26
		Linear	8	3	846	0.87	0.81	0.31
8	Cage Guided	Equal Percentage	8	3	818	0.86	0.81	0.26