



**Propuestas alternativas para el aprovechamiento del gas asociado de un Bloque
Petrolero**

Remache Zambrano, María de los Angeles

Departamento de Ciencias de la Energía y Mecánica

Carrera de Petroquímica

Trabajo de Unidad de Integración Curricular, previo a la obtención del Título de Petroquímico

Dr. Urrutia Goyes, Edgar Ricardo

4 de marzo del 2022

Latacunga

Reporte de verificación de contenido



TESIS_PARTE_CUATRO rev.docx

Scanned on: 13:0 February 2, 2022 UTC



EDGAR RICARDO
URRUTIA GOYES



Overall Similarity Score



Results Found



Total Words in Text

Identical Words	412
Words with Minor Changes	33
Paraphrased Words	267
Ommited Words	1774



Departamento de Ciencias de la Energía y Mecánica

Carrera de Petroquímica

Certificación

Certifico que el trabajo de Unidad de Integración Curricular, “**Propuestas alternativas para el aprovechamiento del gas asociado de un Bloque Petrolero**” fue realizado por la señorita **Remache Zambrano, María de los Angeles**, el mismo que cumple con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, además fue revisado y analizado en su totalidad por la herramienta de prevención y/o verificación de similitud de contenidos; razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que lo sustente públicamente.

Latacunga, 4 de marzo de 2022



EDGAR RICARDO
URRUTIA GOYES

Dr. Urrutia Goyes, Edgar Ricardo

C.C.: 1803599313



Departamento de Ciencias de la Energía y Mecánica

Carrera de Petroquímica

Responsabilidad de autoría

Yo, **Remache Zambrano, María de los Angeles**, con cédula de ciudadanía N° 0502874340, declaro que el contenido, ideas y criterios del trabajo de Unidad de Integración Curricular: **“Propuestas alternativas para el aprovechamiento del gas asociado de un Bloque Petrolero”** es de mi autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

Latacunga, 4 de marzo de 2022

A handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and a horizontal line across the middle, positioned above the printed name.

Remache Zambrano, María de los Angeles

C.C.: 0502874340



Departamento de Ciencias de la Energía y Mecánica

Carrera de Petroquímica

Autorización de publicación

Yo, **Remache Zambrano, María de los Angeles**, con cédula de ciudadanía N° 0502874340, autorizo a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de Unidad de Integración Curricular: **“Propuestas alternativas para el aprovechamiento del gas asociado de un Bloque Petrolero”** en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi responsabilidad.

Latacunga, 4 de marzo de 2022

A handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke at the end, is positioned above the name of the signatory.

Remache Zambrano, María de los Angeles

C.C.: 0502874340

Dedicatoria

Dedico este logro a Dios y a la Virgen, por estar conmigo incondicionalmente en los momentos más difíciles y alegres, dándome la fuerza suficiente, para seguir adelante y no rendirme ante los problemas que se presentan a lo largo de la vida. Gracias a la fuerza e inteligencia que se me ha dado para poder cumplir con todas mis metas.

A mis abuelitos, en especial a mi abuelita Juana Vargas quién me enseñó que el amor y la humildad es lo más valioso, por situaciones del destino nuestras vidas se intercambiaron y desde el cielo siempre me ha acompañado.

A mis padres Misael Remache y Maria Zambrano, por ser el pilar fundamental en mi vida, su apoyo constante, sus enseñanzas, sus valores y sus consejos me han enseñado a no rendirme y ser una mejor persona cada día. De la misma forma a mis hermanos Juan y Joselyn, por el apoyo incondicional y por estar siempre conmigo en las buenas y malas.

A mis tíos Gonzalo, Esthela y Marco Remache, por estar siempre conmigo en todo momento, a quienes los considero como mis segundos padres.

Agradecimiento

A la Empresa Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., por la apertura, confianza y el apoyo brindado, en especial a los Ingenieros: Fernando Villagómez, Roberto Castillo, Renato Betancourt, por brindarme todos sus conocimientos, consejos y experiencias. También al equipo por enseñarme y brindarme apoyo durante mi estadía como pasante y poder seguir creciendo como persona y profesionalmente.

Mi agradecimiento especial al Ing. Fernando Velásquez y a Martha Moncayo, quienes me brindaron la oportunidad de desarrollar este proyecto en la empresa Gente Oil Ecuador. Pte. Ltd.

A mi tutor Ricardo Urrutia Goyes, por guiarme con su experiencia, consejos y conocimiento en el desarrollo de este proyecto y sobre todo confiar en mí.

A mi familia, tíos, primos y amigos más cercanos, por confiar en mí y estar presentes en los buenos y malos momentos. Y en general a las personas que me han acompañado en este largo proceso y que hoy en día puedo decir que es una meta alcanzada.

A la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE sede Latacunga, por reconocermme en los proyectos realizados, y en especial a los docentes, la Ing. Carterine Donoso, Dr. Trino Romero y al Ing. Marco Singaña, por la guía, enseñanza y apoyo brindado.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Carátula	1
Reporte de verificación de contenido.....	2
Certificación	3
Responsabilidad de autoría	4
Autorización de publicación	5
Dedicatoria	6
Agradecimiento.....	7
Indice de contenido	8
Índice de figuras	13
Índice de tablas.....	16
Indice de ecuaciones.....	17
Abreviaturas.....	20
Resumen.....	22
Abstract	23
Capítulo I: Generalidades	24
Introducción.....	24
Planteamiento del problema	25

Justificación e importancia	26
Objetivos	27
<i>Objetivo General</i>	27
<i>Objetivos Específicos</i>	27
Capítulo II: Fundamentación Teórica.....	28
Gente Oil Ecuador.....	28
Petróleo	28
Gas Natural.....	29
Importancia del Gas Natural.....	30
Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas.....	31
Oxidantes Térmicos.....	33
<i>Oxidante Recuperativo Catalítico (CATOX)</i>	35
<i>Oxidante Recuperativo Térmico</i>	36
<i>Oxidante Térmico Regenerativo (RTO)</i>	38
<i>Oxidante Catalítico Regenerativo (RCO)</i>	39
<i>Oxidante Térmico de Fuego Directo (DFTO)</i>	40
<i>Unidad de Vapor de Combustión (VCU)</i>	41
Generación Eléctrica a Gas.....	42
<i>Motores Alternativos de Combustión Interna</i>	43
<i>Turbinas de Gas</i>	44
<i>Microturbinas</i>	46

<i>Turbina de vapor</i>	47
Recuperación Mejorada Petróleo con inyección de CO₂	48
<i>Captura y almacenamiento del CO₂ (CCS)</i>	49
<i>Métodos de Captura</i>	50
Pre-combustión	51
Post-combustión	52
Separación con sorbente/solvente	52
Separación con membrana.....	53
Separación con destilación criogénica.....	53
Oxicombustión	54
<i>Endulzamiento del Gas Natural</i>	54
<i>Transporte de CO₂</i>	55
<i>Almacenamiento de CO₂</i>	56
Almacenamiento Geológico	56
Costo de implementación.....	56
Hidrógeno (H₂)	57
Capítulo III: Metodología de desarrollo del proyecto	59
Ubicación.....	59
Obtención de datos	59
Evaluación del área de estudio.....	60
Composición del Gas Asociado del Campo Singue – Bloque 53.....	61

Alternativa de Oxidación Térmica.....	63
<i>Cálculo de Combustión del aire 100 % teórico</i>	63
<i>Cálculo de Combustión teórica con exceso de aire</i>	64
Análisis de Combustión de las parafinas.....	65
Alternativa Generación Eléctrica a gas	68
<i>Turbina de gas OP16</i>	68
<i>Factor de Comprensibilidad (z)</i>	68
Método de corrección Wichert-Aziz.....	70
<i>Volumen Específico</i>	71
<i>Obtención de las Potencias de la Turbina de gas</i>	71
<i>Termodinámica del ciclo Brayton</i>	75
<i>Microturbina C1000S</i>	77
<i>Captura de CO₂</i>	78
Capítulo IV: Resultados y discusión	80
Esquema referencial.....	80
Alternativa de Oxidación Térmica.....	81
<i>Combustión de aire teórico al 100 %</i>	81
<i>Combustión de aire en exceso al 112 %</i>	83
<i>Cálculo de calor a partir de la combustión de parafinas del gas</i> <i>asociado del Bloque 53</i>	85
Alternativa Generación Eléctrica a gas	90

<i>Cálculo del factor de compresibilidad (z)</i>	90
<i>Cálculo del volumen específico y potencias de la turbina de gas OP16</i>	92
<i>Termodinámica del Ciclo Brayton para la turbina de gas OP16</i>	94
<i>Cálculo de las potencias de la Microturbina</i>	95
<i>Termodinámica del Ciclo Brayton para la microturbina C1000S</i>	97
Recuperación mejorada con inyección de CO₂	99
<i>Obtención de metano sintético e hidrógeno a partir de reformado de vapor</i>	99
<i>Obtención de metanol e hidrógeno a partir de reformado de vapor</i>	100
<i>Obtención de metanol e hidrógeno a partir de oxidación parcial</i>	101
<i>Obtención de metano e hidrógeno a partir de oxidación parcial</i>	102
Capítulo V: Conclusiones y Recomendaciones	107
Conclusiones	107
Recomendaciones	110
Bibliografía	111
Anexos	116

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 <i>Emisiones de CO₂ en los escenarios de World Energy Outlook (EWO-2021) a largo tiempo.</i>	32
Figura 2 <i>Diseño básico de un oxidante térmico</i>	34
Figura 3 <i>Torre de Oxidación Recuperativo Catalítico (CATOX)</i>	36
Figura 4 <i>Torre de Oxidante Recuperativo Térmico</i>	37
Figura 5 <i>Oxidante Térmico Regenerativo (RTO)</i>	39
Figura 6 <i>Oxidante Catalítico Regenerativo (RCO)</i>	40
Figura 7 <i>Oxidante Térmico de Fuego Directo – DFTO</i>	41
Figura 8 <i>Unidad de Combustión de Vapor -VCU</i>	42
Figura 9 <i>Motor alternativo a gas Serie SR</i>	44
Figura 10 <i>Ciclo Brayton – Turbina de gas</i>	45
Figura 11 <i>Diagrama T-s Y P-v de un ciclo Brayton.</i>	45
Figura 12 <i>Turbina de gas Opra Turbines de 1.8 MW</i>	46
Figura 13 <i>Microturbina de gas marca C1000S de 200 kW cada módulo</i>	47
Figura 14 <i>Turbina de vapor General Electric de 2 a 250 MW</i>	48
Figura 15 <i>Ilustración del módulo de Recuperación Mejorada con Inyección de CO₂</i>	49
Figura 16 <i>Esquema de procesos de captura y almacenamiento del CO₂.</i>	50

Figura 17 <i>Esquema del proceso de captura de pre-combustion</i>	51
Figura 18 <i>Esquema de separación del CO₂ con sorbente/solvente</i>	52
Figura 19 <i>Esquema de separación por membrana</i>	53
Figura 20 <i>Esquema de separación por destilación criogénica</i>	54
Figura 21 <i>Cadena de valor del hidrógeno</i>	58
Figura 22 <i>Ubicación del Campo Singue – Bloque 53</i>	59
Figura 23 <i>Georeferencia de la Plataforma Singue B</i>	61
Figura 24 <i>Factores de compresibilidad de Stading y Katz para Gas Natural</i>	69
Figura 25 <i>Curvas de rendimiento de la turbina OP16</i>	71
Figura 26 <i>Curvas de rendimiento de la microturbina C1000S</i>	77
Figura 27 <i>Esquema referencial de la Plataforma Singue B</i>	80
Figura 28 <i>Cálculo de combustión del gas asociado del Bloque 53, con aire teórico al 100%</i> ...	82
Figura 29 <i>Cálculo de combustión del gas asociado del Bloque 53, con exceso de aire al 112%</i>	84
Figura 30 <i>Identificación del factor de compresibilidad del gas asociado del Bloque 53</i>	91
Figura 31 <i>Curva de rendimiento de la turbina OP16</i>	92
Figura 32 <i>Simulación del diagrama P-v del ciclo Brayton para la Turbina de gas OP16</i>	95
Figura 33 <i>Curvas de rendimiento de la microturbina C1000S</i>	96

Figura 34 <i>Simulación del diagrama del diagrama P-v del ciclo Brayton para la Turbina de microturbina C1000S</i>	98
Figura 35 <i>Esquema de alternativa para obtener metano e hidrógeno a partir de reformado de vapor.....</i>	100
Figura 36 <i>Esquema de alternativa para obtener metanol e hidrógeno a partir de reformado de vapor.....</i>	101
Figura 37 <i>Esquema de alternativa para obtener metanol e hidrógeno a partir de combustión parcial</i>	102
Figura 38 <i>Esquema de alternativa para obtener metano e hidrógeno a partir de combustión parcial.....</i>	103
Figura 39 <i>Esquema referencial de sustituir la quema de gas por las alternativas en estudio..</i>	104

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 <i>Composición de gases naturales asociados y no asociados.....</i>	30
Tabla 2 <i>Disolventes más usando para la eliminación del CO₂ en el gas natural o del gas de síntesis en los procesos de pre-combustión.....</i>	55
Tabla 3 <i>Cromatografía del gas asociado del Bloque 53.....</i>	62
Tabla 4 <i>Temperaturas mínimas y máximas de las Torres de oxidación.....</i>	67
Tabla 5 <i>Ventajas y desventajas de captura de CO₂.....</i>	78
Tabla 6 <i>Entalpías de reacción a diferentes temperaturas de estudio.....</i>	86
Tabla 7 <i>Valores de calores de reacción a temperatura de estudio para la torre de Oxidación Térmica de Fuego Directo (DFTO).....</i>	88
Tabla 8 <i>Valores de calores de reacción a temperatura de estudio para la Unidad de Vapor de Combustión (VCU).....</i>	89
Tabla 9 <i>Presiones y Temperaturas críticas del gas asociado del Bloque 53.....</i>	90
Tabla 10 <i>Comparación de alternativa de oxidación térmica.....</i>	104
Tabla 11 <i>Comparación de alternativa de generación eléctrica a gas.....</i>	105
Tabla 12 <i>Comparación de alternativa con inyección de CO₂.....</i>	106

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 <i>Combustión aire 100%.</i>	63
Ecuación 2 <i>Relación aire-fuel teórico.</i>	63
Ecuación 3 <i>Relación aire-fuel real.</i>	64
Ecuación 4 <i>Porcentaje de aire teórico.</i>	64
Ecuación 5 <i>Relación aire-fuel</i>	64
Ecuación 6 <i>Combustión exceso aire.</i>	65
Ecuación 7 <i>Fórmula general parafinas.</i>	65
Ecuación 8 <i>Balance metano.</i>	65
Ecuación 9 <i>Balance etano.</i>	66
Ecuación 10 <i>Balance propano.</i>	66
Ecuación 11 <i>Balance butanos.</i>	66
Ecuación 12 <i>Balance pentanos.</i>	66
Ecuación 13 <i>Balance hexanos.</i>	66
Ecuación 14 <i>Entalpía de reacción.</i>	66
Ecuación 15 <i>Capacidad calorífica.</i>	67
Ecuación 16 <i>Gases reales.</i>	70
Ecuación 17 <i>Temperatura pseudocrítica.</i>	70

Ecuación 18 <i>Presión pseudocrítica</i>	70
Ecuación 19 <i>Factor de ajuste de temperatura</i>	70
Ecuación 20 <i>Sumatoria de fracción</i>	70
Ecuación 21 <i>Volumen específico</i>	71
Ecuación 22 <i>Rendimiento turbina ISO</i>	73
Ecuación 23 <i>Factor de corrección Heat Rate</i>	73
Ecuación 24 <i>Factor de corrección Potencia máx.</i>	73
Ecuación 25 <i>Potencia eléctrica</i>	73
Ecuación 26 <i>Potencia cámara combustión ISO</i>	73
Ecuación 27 <i>Potencia cámara combustión</i>	73
Ecuación 28 <i>Flujo volumétrico del gas</i>	73
Ecuación 29 <i>Flujo másico del gas</i>	74
Ecuación 30 <i>Flujo másico aire</i>	74
Ecuación 31 <i>Potencia compresor</i>	74
Ecuación 32 <i>Potencia aire comprimido</i>	74
Ecuación 33 <i>Potencia turbina</i>	74
Ecuación 34 <i>Pérdidas de radiación y mecánicas</i>	75
Ecuación 35 <i>Sumatoria de potencias</i>	75

Ecuación 36 <i>Potencia a la salida de la turbina</i>	75
Ecuación 37 <i>Volumen específico punto 1</i>	75
Ecuación 38 <i>Relación temperatura punto 2.</i>	76
Ecuación 39 <i>Relación volumen.</i>	76
Ecuación 40 <i>Relación de presiones.</i>	76
Ecuación 41 <i>Volumen específico punto 3.</i>	76
Ecuación 42 <i>Relación temperatura punto 4.</i>	76
Ecuación 43 <i>Volumen específico punto 4.</i>	76
Ecuación 44 <i>Eficiencia del ciclo</i>	76
Ecuación 45 <i>Eficiencia turbina</i>	76

Abreviaturas

API: American Petroleum Institute

APS: Escenario de Compromisos Anunciados

BFPD: Barriles de Fluido por día

BLS: Barriles Estándar de Petróleo

BPPD: Barriles de Petróleo por día

BSW: Porcentaje de contenido de agua y sedimentos

BWPD: Barriles de agua por día

CATOX: Oxidante Recuperativo Catalítico

CCS: Captura y almacenamiento de CO₂

CCUS: Captura, almacenamiento y utilización de carbono

CO₂: Dióxido de Carbono

COV o VOC: Compuestos Orgánicos Volátiles

DFTO: Oxidante de Fuego Directo

EIA: Agencia Internacional de Energía

GEI: Gas de Efecto Invernadero

HAP: Contaminantes Atmosféricos Peligrosos

IC: Intercambiador de Calor

IPCC: Panel Intergubernamental del Cambio Climático

KOD: Knock Out Drum

MERNMR: Ministerio de Energía y Recurso Naturales No Renovables

MPCD: Mil pies cúbicos por día

NDCs: Contribuciones Formales Determinadas a Nivel Nacional

NZE: Cero Emisiones Netas

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

OGE&EE: Optimización de Generación Eléctrica y Eficiencia Energética

RCO: Oxidante Catalítico Regenerativo

RTO: Oxidante Térmico Regenerativo

SiO₂: Dióxido de Silicio

TER: Recuperación de Energía Térmica

VCU: Unidad de Combustión de Vapor

Resumen

La producción de hidrocarburos genera gas asociado que en su mayoría se combustiona en zonas donde la regulación ambiental exige la protección de las poblaciones aledañas. Como alternativas a la quema del gas asociado de un Bloque Petrolero, se plantean tres posibles soluciones innovadoras implementadas en la industria petrolera que buscan aprovechar la producción de gas asociado y reducir las emisiones de gases combustiónados a la atmósfera. El presente proyecto inicia con una revisión del proceso de generación de gas asociado, para luego detallar las emisiones generadas por la quema del gas, y los posibles riesgos relacionados con el ambiente y a la salud humana. Posteriormente, se muestra una revisión literaria de las opciones: oxidación térmica, generadores eléctricos por combustión a gas, y recuperación mejorada por inyección de CO₂. Para todos los casos se determina la disponibilidad técnica para la implementación del proceso y se analiza la viabilidad de implementación en un bloque petrolero. Finalmente, se evaluó el área de estudio y el esquema referencial del Campo Singue – Bloque 53, con el objetivo de sustituir los mecheros de gas en alternativas viables reduciendo el impacto ambiental. Se comparó cada alternativa planteada, dando como resultado la selección viable de acuerdo a la composición del gas asociado del Bloque 53. Para la alternativa de oxidación térmica, la mejor opción es el oxidante de Fuego Directo (DFTO), que destruye más del 99% de los componentes orgánicos volátiles (COV), y el calor generado por la combustión se aprovecharía para cogeneración. Como segunda alternativa está la generación eléctrica a gas, dando la mejor opción viable la turbina de gas OP16, que trabaja con gases de bajo poder calorífico y además las emisiones de residuo se puede aprovechar para implementación de cogeneración. Por último, la alternativa de recuperación mejorada con inyección de CO₂, esta alternativa no es viable por las condiciones de implementación. Sin embargo, mediante la revisión bibliográfica de los métodos de captura de CO₂, se analizó alternativas adicionales para aprovechar el gas y obtener productos entre ellos hidrógeno, metano, metanol. Todas las alternativas mencionadas con el uso de tecnologías actuales, traerá beneficios económicos y ambientales a la empresa.

Palabras clave: uso del gas asociado, oxidantes térmicos, generación eléctrica, reducción de emisiones.

Abstract

The production of hydrocarbons generates associated gas that is mostly flared in areas where environmental regulations require the protection of surrounding populations. As alternatives to the flaring of associated gas from an oil block, three possible innovative solutions implemented in the oil industry are proposed that seek to take advantage of the production of associated gas and reduce emissions of flared gases into the atmosphere. This project begins with a review of the associated gas generation process, and then details the emissions generated by the flaring of the gas, and the possible risks related to the environment and human health. This is followed by a literature review of the options: thermal oxidation, gas-fired power generators, and enhanced recovery by CO₂ injection. For all cases, the technical availability for the implementation of the process is determined and the feasibility of implementation in an oil block is analyzed. Finally, the study area and the referential scheme of the Singue Field - Block 53 were evaluated, with the objective of substituting gas flares in viable alternatives, reducing the environmental impact. For the thermal oxidation alternative, the best option is the Direct Fire Oxidizer (DFTO), which destroys more than 99% of the volatile organic compounds (VOCs), and the heat generated by combustion is used for cogeneration. The second alternative is gas-fired power generation, with the best viable option being the OP16 gas turbine, which works with low calorific value gases and the waste emissions can also be used for cogeneration implementation. Finally, the alternative of enhanced recovery with CO₂ injection is not viable due to the implementation conditions. However, through the literature review of CO₂ capture methods, additional alternatives were analyzed to make use of the gas and obtain products such as hydrogen, methane, methanol and others. All the mentioned alternatives with the use of current technologies, will bring economic and environmental benefits to the company.

Key words: associated gas use, thermal oxidizers, power generation, emission reduction

Capítulo I

Generalidades

Introducción

El cambio climático está relacionado directamente con las emisiones de gas de efecto invernadero (GEI), el uso excesivo de los recursos en actividades como: deforestación, vivienda, agricultura, ganadería, minería y extracción de petróleo. Todas estas alteraciones contribuyen al cambio climático global. El acuerdo de París firmado en 2015, tiene como objetivo reducir el cambio climático por debajo de los 2°C de la temperatura media de la Tierra, con respecto a los niveles preindustriales (Masson-Delmotte, Zhai, Pörtner, Roberts, Skea, Calvo, et al., 2019).

El informe sobre el Calentamiento Global de 1.5°C del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC), consiste en fijar el calentamiento a 1.5°C en lugar de 2°C de la temperatura media global del planeta. Para ello, requiere acciones tempranas para disminuir riesgos catastróficos en el planeta y emisiones de gas de efecto invernadero (Masson-Delmotte, Zhai, Pörtner, Roberts, Skea, Shukla, et al., 2019).

El aprovechamiento del gas natural en los campos petroleros, se ha vuelto un tema importante en relación con la búsqueda de nuevas tecnologías y en la transformación de la economía energética mundial. Sin embargo, estas áreas deben ir acompañadas de la innovación generalizando el uso de tecnologías de energía limpia. La Agencia Internacional de Energía (IEA) plantea escenarios de Cero Emisiones Netas para el 2050, el cual traza un rumbo estrecho, pero no imposible hacia un equilibrio de 1.5°C de temperatura media en el planeta (Energy Agency, 2021).

Por otro lado, los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son una iniciativa impulsada por las Naciones Unidas. Los líderes mundiales se centraron en un conjunto de objetivos

globales con el fin de erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad en la humanidad. Son 17 objetivos con metas específicas en el aspecto económico, cultural, social y ambiental que deben alcanzarse en los próximos años, es decir hasta el 2030. Los Objetivos (ODS) relacionados con la energía van de la mano con los escenarios de la EIA (Naciones Unidas, 2015).

Así mismo, la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP26) se llevó a cabo en Glasgow, reunió a 120 líderes mundiales y delegados de todo el mundo. La conferencia está ligada directamente con el Acuerdo de París, el IPCC y los escenarios de cero emisiones netas para el 2050. Ecuador participó en la COP26, reafirmando el interés por el “Compromiso Mundial por el Metano”. Mismo que compromete en transformar el gas en energía aprovechable y alcanzar el objetivo de reducir un 30% de la emisión mundial de metano de aquí al 2030 (MAATE, 2021).

El presente proyecto de investigación está enfocado en proponer alternativas de aprovechamiento del gas asociado en el Campo Singue – Bloque 53, operado por la empresa Gente Oil Ecuador Pte. Ltd. con el objetivo de reducir la quema regular en las antorchas y aprovechar el gas de manera eficiente. El proyecto se acopla a tres Objetivos de Desarrollo Sostenible, el Objetivo 7 (Energía Asequible y No Contaminante), Objetivo 12 (Producción y Consumo Responsables) y el Objetivo 13 (Acción por el Clima).

Planteamiento del problema

El petróleo es el recurso natural no renovable, el cual aporta alrededor del 32% del consumo de energía a nivel mundial. La industria se ha desarrollado con un crecimiento rápido en la economía de los países productores, sin embargo, el desarrollo de la industria ha generado mayor impacto ambiental y problemas de salud, por ejemplo: alteración al ecosistema de los animales, cambio climático, la liberación de toxinas afecta a los pulmones causando

cáncer, enfermedades cardíacas, entre otras enfermedades que afecta a la salud humana (Almeida et al., 2020).

En la fase de la explotación petrolera, el gas que se genera en la producción se quema a pesar del desarrollo de nuevas tecnologías. Esta práctica se registra como uno de los principales contribuyentes del cambio climático generando alrededor de 400 millones de toneladas de CO₂ al año. La quema del gas se realiza en los mecheros instalados de las plataformas petroleras, consiste en un proceso de oxidación a alta temperatura. Si la combustión es completa los componentes del gas se convierte en CO₂ y agua. Si la combustión no es completa se debe a varios factores, por ejemplo: la velocidad del viento y el caudal del gas. Esta causa provoca liberación de emisiones tóxicas al ambiente como: metano, etano, óxidos de azufre, nitrógenos conocidos como Compuestos orgánicos volátiles (COV) y los Contaminantes Atmosféricos Peligrosos (HAP) (Almeida et al., 2020).

El gas natural es un recurso energético que algunos países ya están aprovechando en especial los países desarrollados. El gas asociado tiene una gran posibilidad de aprovechar como combustible competitivo para generación de energía y materia prima para la industria petroquímica.

Justificación e importancia

En la industria petrolera ecuatoriana, el gas natural producido en los campos no es aprovechado en su totalidad, por lo que es quemado directamente en los mecheros. Alrededor de 447 mecheros que existen en la Amazonía ecuatoriana, siguen quemando el gas y para el uso de instalaciones en las facilidades petroleras consumen diésel (Almeida et al., 2020).

El aprovechamiento del gas mediante generación eléctrica, aplica para uso propio de la industria, como también para las comunidades aledañas. Esto reduce las emisiones de gases de efecto invernadero, mejorando las condiciones ambientales y salud humana. Un factor

importante para generar electricidad a base del gas asociado, se debe considerar la calidad del gas, composición del mismo, cantidad y estabilidad (Almeida et al., 2020).

La empresa Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., se suma a la iniciativa de aprovechar el gas asociado del Bloque 53. El presente proyecto propone alternativas de aprovechamiento del gas asociado en el Campo Singue, uso de tecnologías actuales para generación eléctrica limpia, y reducción de emisiones contaminantes al ambiente, el cual traerá beneficios económicos como ambientales a la empresa.

Objetivos

Objetivo General

Proponer alternativas para el aprovechamiento del gas asociado de un Bloque Petrolero.

Objetivos Específicos

- Plantear el Marco Situacional Actual.
- Analizar la Alternativa de Oxidación Térmica.
- Analizar la Alternativa del uso de Generación Eléctrica a Gas.
- Analizar la Alternativa de Recuperación Mejorada con Inyección de CO₂.
- Comparar y Contrastar las alternativas de Solución.

Capítulo II

Fundamentación Teórica

Gente Oil Ecuador

El Campo Singue forma parte de la Décima Ronda de Licitaciones de Hidrocarburos realizada en el año 2011 por el gobierno ecuatoriano, la empresa Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., ganó el derecho y se adjudicó oficialmente el 23 de abril de 2012. El Campo Singue – Bloque 53, se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos con una superficie de 3,446 ha (Gente Oil, 2013).

Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., es una entidad que realiza su actividad en el ámbito hidrocarburífero a través de la exploración, desarrollo y producción de las reservas de petróleo y gas mediante el uso de tecnología más avanzada, con el objetivo de salvaguardar el medio ambiente, salud y seguridad del personal, socios, habitantes del lugar y comunidades. El primer pozo Singue -1, después de la producción se cerró debido a una obstrucción hoyo abajo en el año 1997, y en el año 2013 Gente Oil procedió un Work Over, para habilitar el pozo, la producción del pozo es de bombeo mecánico (Gualsaqui, 2016).

En la actualidad, la producción del campo se encuentra alrededor de 38,600 Barriles de Fluido por día (BFPD), cuenta con 13 pozos productores (SA-1 "UI", SB-2 "UI", SB-3 "TS", SB-4 "UI", SB-5 "IU", SB-7 "TS", SB-7 "UI", SB-8 "UI", SB-9 "US", SB-12 "UI", SB-13 "UI", SB-14 "UI", SB-15 "UI", SB-16 "UI"), 1 cerrado (SB-6 "UI") y dos pozos re inyectores SA-10 (inhabilitado) y SA-11 (habilitado).

Petróleo

El petróleo también conocido como crudo, es un líquido inflamable natural de color marrón a negro, se encuentran en los yacimientos asociados a las rocas sedimentarias bajo la superficie terrestre, es el producto de los cambios naturales de restos orgánicos a lo largo de

milenios. Los componentes más relevantes del crudo son los hidrocarburos, que contienen azufre, oxígeno, dióxido de carbono, nitrógeno, y helio como componentes menores, las propiedades físicas y químicas del crudo varía dependiendo de la concentración del tipo de crudo y los componentes que presenten (Ahmed, 2010).

Gas Natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos que están presentes en los yacimientos acompañados ligeramente de algunos compuestos no hidrocarburos, se encuentran de origen asociado y no asociado. El principal componente del gas natural es el metano, proporciones pequeñas de etano, propano y butano, también hay presencia de los compuestos no hidrocarburos como el H_2S , CO_2 , inertes (N_2 , He, Ar) que varían de un yacimiento a otro (Matar, 1994).

El gas asociado se encuentra presente en contacto con el petróleo o disuelto en él, mientras que el gas no asociado no contiene petróleo, es decir, se encuentran en los yacimientos que no hay presencia de petróleo conocido como pozos secos.

En la Tabla 1, se visualiza ejemplos de composición de gases asociados y no asociados para identificar las diferencias.

Tabla 1

Composición molar porcentual de los gases naturales asociados y no asociados

Componentes	Gas no Asociado		Gas Asociado	
	Lago Salado EE.UU	Lago Acantilado EE.UU	Abqaiq Arabia Saudita	Mar del Norte Reino Unido
Metano	95	65.8	62.2	58.9
Etano	0.8	3.8	15.1	8.1
Propano	0.2	1.7	6.6	2.7
Butanos	-	0.8	2.4	0.9
Pentano y otros pesados	-	0.5	1.1	0.3
Sulfuro de Hidrógeno	-	-	2.8	-
Dióxido de Carbono	3.6	-	9.2	1.6
Nitrógeno	0.4	25.6	-	0.5
Helio	-	1.8	-	-

Nota. Tomado de (Matar, 1994).

Importancia del Gas Natural

El gas natural es la mayor fuente de electricidad en las economías avanzadas en la actualidad y el crecimiento de las energías renovables en el Escenario de Compromisos Anunciados (siglas en inglés APS) reduce las emisiones en un 20% en el uso de generación de electricidad a partir de gas natural entre 2020 y 2030. Sin embargo, el valor es muy inferior a la reducción del 30 % prevista en el cero emisiones netas (NZE) (Energy Agency, 2021).

En las economías de mercado grande y en desarrollo, la generación de electricidad a partir del gas natural va aumentando en aproximadamente un tercio hasta el año 2030, tanto en los escenarios del APS como en el NZE. La producción del gas sigue siendo importante en la generación de sistema eléctrico en todos los escenarios hasta el año 2050 (Energy Agency, 2021).

Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible, conocido con las siglas ODS, es una iniciativa impulsada por las Naciones Unidas desde septiembre del año 2015. Los líderes mundiales optaron un conjunto de objetivos globales con el fin de erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad como parte de una agenda de desarrollo sostenible. Son 17 objetivos con metas específicas en el aspecto económico, cultural, social y ambiental que deben alcanzarse en los próximos años, es decir hasta el 2030 (Naciones Unidas, 2015).

La energía es un factor que apoya al cambio climático y representa alrededor del 60% de todas las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero. El Objetivo 7 de energía asequible y no contaminante, consiste en garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna de aquí al 2030. El objetivo comprende en aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y tecnologías referentes a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables y no renovables(Naciones Unidas, 2019).

El consumo y la producción mundial, depende del uso de recursos de una manera continúa dando como consecuencia efectos destructivos sobre el planeta. El Objetivo 12 de producción y consumo responsable, se refiere a garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles aumentando la eficiencia de recursos y promover estilos de vida adecuados. Las metas del Objetivo 12, de aquí al 2030, consiste en lograr gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos naturales, adoptando prácticas sostenibles (Naciones Unidas, 2019).

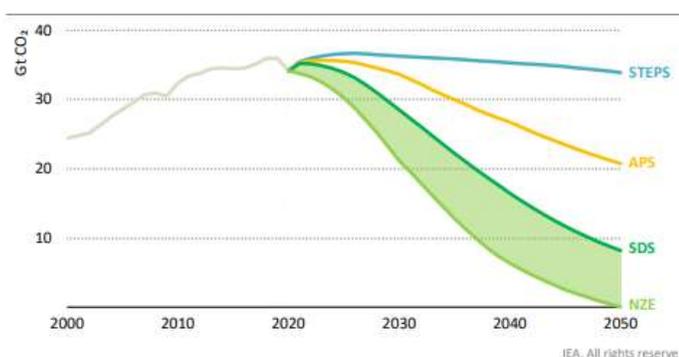
El cambio climático está afectando a todos los países del mundo, las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a nivel mundial ha incrementado casi un 50 % desde 1990 (United Nations, 2019). El Objetivo 13 de acción por el clima, consiste en adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos, de acuerdo con el Acuerdo de París, aprobado en 2015, las Contribuciones Formales Determinadas a Nivel Nacional (NDCs), deben

actualizarse cada cinco años. Un número creciente de países apuestan sus acciones sobre un nuevo marco tecnológico y de desarrollo para cumplir con los objetivos de cero emisiones netas (Energy Agency, 2021).

El escenario de cero emisiones netas para el 2050 (NZE), se trata de un escenario normativo de la Agencia Internacional de Energía (AIE), que muestra el camino estrecho, pero alcanzable, para que el sector energético mundial logre reducir las emisiones de CO₂ en 2050, además el escenario cumple con los principales Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas relacionadas con la energía, y mejoras en la calidad del aire. En la Figura 1, se visualiza los escenarios de World Energy Outlook, donde brinda un balance de las transiciones energéticas. El escenario de compromisos anunciados (APS), reduce las emisiones, pero no hasta el año 2030, mientras que el escenario de desarrollo sostenible (SDS) va más lejos y rápido para alinearse al Acuerdo de París, y finalmente el escenario de cero emisiones netas (NZE) ofrece cero emisiones para el 2050 (Energy Agency, 2021).

Figura 1

Emisiones de CO₂ en los escenarios de World Energy Outlook (WEO-2021) a largo tiempo



Nota. Tomado de (Energy Agency, 2021).

El Gobierno Ecuatoriano, por medio del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), confirmó el respaldo a la iniciativa mundial “Cero quema regular de

gas para 2030". La iniciativa fue presentada en el año 2015 por el Secretario General de las Naciones Unidas y el Presidente del Banco Mundial, cuyo objetivo consiste en eliminar la quema regular en antorchas de gas asociado en las facilidades petroleras de todo el mundo y aplicar alternativas sustentables con el ambiente (MERNNR, 2019).

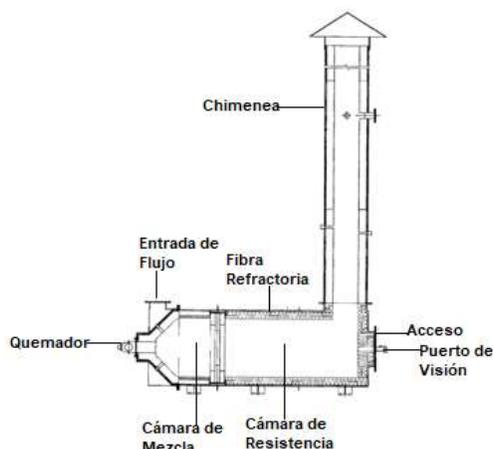
Petroamazonas EP, es la primera empresa petrolera de Latinoamérica que se unió a la iniciativa de eliminar la quema regular de gas para el 2030. Por primera vez se comprometió a eliminar progresivamente la quema de gas y reducir el impacto ambiental. En 2014 el proyecto de Petroamazonas "Optimización de Generación Eléctrica y Eficiencia Energética (OGE&EE)", utilizó el gas asociado para generar energía eléctrica, así reduciendo el volumen de gas quemado en los mecheros. Esto permitió reducir 152,902 toneladas de CO₂, y ha generado un ahorro de USD 120 millones por la sustitución del combustible diésel para generación eléctrica (Petroamazonas EP, 2015).

Oxidantes Térmicos

Los oxidantes térmicos se usan a menudo para controlar los contaminantes del aire y reducir los componentes volátiles orgánicos (COV) con una destrucción del 99.9 %, los componentes básicos de un oxidante térmico consta de una cámara de combustión, quemador, aislamiento refractario y chimenea, como se visualiza en la Figura 2, considerando que la mayoría incluye otras características y componentes (Lewandowski, 2000).

Figura 2

Diseño básico de un oxidante térmico



Nota. Tomado de (Lewandowski, 2000).

En el oxidante térmico el quemador genera la llama a altas temperaturas mediante la combustión de un combustible como el gas natural, que justifica el valor calorífico a través del quemador. En la cámara de combustión se da tiempo a que las reacciones que intervienen en la combustión se completen (Lewandowski, 2000).

La oxidación consiste en convertir un hidrocarburo en presencia de oxígeno para dar como producto dióxido de carbono, vapor de agua y calor. El principal funcionamiento de un oxidante térmico consiste en tres factores: Tiempo, Turbulencia y Temperatura, denominada las tres “T” de la combustión (Anguil Environmental Systems, 2022).

El tiempo que se considera en los oxidantes térmicos, consiste en el tiempo de retención que el hidrocarburo llega a la temperatura de oxidación adecuada, alrededor de 1,400°F. Esta temperatura permite alcanzar una eficiencia de destrucción del 95%, considerando que la turbulencia es el nivel adecuado de la mezcla del gas con el aire. Si la turbulencia alcanza a la temperatura de 1,400°F durante un tiempo de treinta segundos y con el

oxígeno adecuado hay una destrucción del 95% del hidrocarburo (Anguil Evironmental Systems, 2022).

En la actualidad existen seis tecnologías alternativas que logran la oxidación de compuestos orgánicos: Oxidante Recuperativo Catalítico (CATOX), Oxidante Recuperativo Térmico, Oxidante Térmico Regenerativo (RTO), Oxidante Catalítico Regenerativo (RCO), Oxidante Térmico de Fuego Directo (DFTO) y Unidad de Vapor de Combustión (VCU).

Oxidante Recuperativo Catalítico (CATOX)

El oxidante Recuperativo Catalítico destruye los compuestos orgánicos volátiles (COV), los contaminantes atmosféricos (HAP) y las emisiones olorosas a temperaturas bajas entre 350°F y 850°F, mediante el uso de catalizadores. Esto disminuye el consumo de combustible y menos emisiones de los gases de efecto invernadero (*Catalytic Recuperative Oxidizer | Manufacturer, n.d.*)

El principio de funcionamiento del Oxidante Recuperativo Catalítico (CATOX), consiste que el gas contenido con VOC y HAP son impulsados por un ventilador para que ingrese al intercambiador de calor metálico que se encuentra dentro del oxidante térmico. La corriente del gas se calienta gradualmente mientras recorre a través del intercambiador de calor hacia la cámara de combustión. El intercambiador de calor tiene una operación autónoma sin uso de combustible auxiliar a niveles de Límites Inferiores de Explosión (LEL) de 8-12%. En el quemador el gas se eleva a la temperatura de funcionamiento del catalizador, es decir a medida que el gas calentado pasa a través del catalizador se convierte en dióxido de carbono y vapor de agua y tiene lugar una reacción exotérmica. El gas caliente, después del proceso es purificado y pasa por el lado opuesto del intercambiador de calor y a la vez transfiere energía térmica a través del intercambiador de calor para precalentar el gas entrante. Finalmente, el gas residuo va al enfriador para ser liberado (*Catalytic Recuperative Oxidizer | Manufacturer, n.d.*).

El Oxidante Recuperativo Catalítico tiene una capacidad de eficiencia de destrucción superior del 99%, con múltiples opciones de catalizadores para un rendimiento óptimo en el uso de varias aplicaciones. Una de las opciones consiste en la recuperación de calor para reducir el consumo de energía. El oxidante térmico CATOX, son usados con frecuencia para las industrias de pintura, producción farmacéutica, recubrimiento, impresión, proceso químico, remediación de suelo y aguas subterráneas. En la Figura 3, se puede ver un ejemplo comercial del Oxidante Recuperativo Catalítico (Thermal Recuperative Oxidizer | Manufacturer, n.d.).

Figura 3

Torre de Oxidante Recuperativo Catalítico (CATOX)



Nota. Tomado de (Catalytic Recuperative Oxidizer | Manufacturer, 2021).

Oxidante Recuperativo Térmico

Los Oxidantes Recuperativos Térmicos, tiene intercambiadores de calor flexibles con tubos lavables, sopladores de hollín para aplicaciones del Dióxido de Silicio (SiO_2). Los sopladores se encuentran alado de la carcasa del intercambiador de calor, permitiendo que el aire caliente contenido con silicona pase por el lado de los tubos. El oxidante térmico también minimiza el consumo de combustible y es autosuficiente con límites moderados de LEL

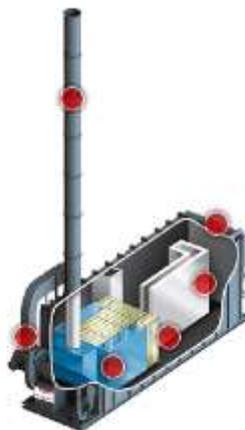
(Thermal Recuperative Oxidizer | Manufacturer, 2021.)

El funcionamiento del oxidante recuperativo térmico, es similar al CATOX, con la diferencia que está diseñado con un intercambiador de calor de tubo y carcasa debido a los problemas de expansión. Existen oxidantes de tiro forzado cuando la corriente del proceso es limpia y de tiro inducido que es más costoso, pero se aplica cuando hay presencia de partículas o aceites orgánicos (*Thermal Recuperative Oxidizer | Manufacturer, 2021.*)

El funcionamiento de un oxidante recuperativo térmico de tiro forzado, consiste que el aire es forzado mediante un ventilador para que ingrese a través de un intercambiador de calor. A la salida del Intercambiador de Calor (IC), el quemador se enciende y la corriente alcanza la temperatura adecuada. La cámara del reactor está diseñada con revestimiento cerámico que soporta altas temperaturas para un tiempo de retención requerido, y con una eficiencia de destrucción mayor del 99%. Las industrias más populares que usan el oxidante recuperativo térmico son las industrias de pinturas, impresión, procesamiento químico, fabricación de semiconductores y electrónica. En la Figura 4, se puede ver un ejemplo comercial del Oxidante Recuperativo Térmico de tiro forzado (*Thermal Recuperative Oxidizer | Manufacturer, 2021.*)

Figura 4

Torre de Oxidante Recuperativo Térmico



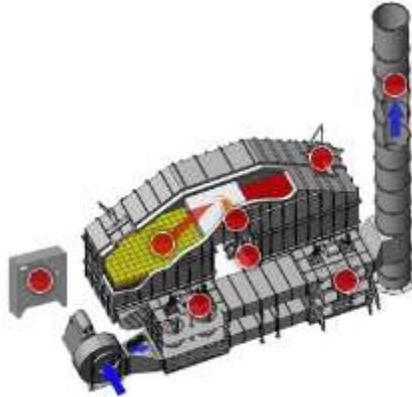
Nota. Tomado de (Thermal Recuperative Oxidizer | Manufacturer, 2021).

Oxidante Térmico Regenerativo (RTO)

Los oxidantes térmicos regenerativos están diseñados para reutilizar la energía térmica generada en el proceso, así reduciendo costos de operación y el consumo propio de energía. Son adecuados para aplicaciones de concentraciones bajas de COV, pero con caudales de residuos altos, esto se debe a la recuperación alta de energía térmica que alcanza el 97%. El flujo de residuos de gran caudal puede oxidarse sin necesidad de un combustible auxiliar (Lewandowski, 2000).

El funcionamiento del RTO, consiste que el ventilador del sistema atrae las emisiones, misma que se dirige a las válvulas de asiento. Estas envían a la primera cámara cerámica de recuperación de energía, en ello son separados rápidamente por la turbulencia y la alta temperatura. La corriente que sale de la cámara de combustión se dirige a un segundo lecho liberando el 97% del valor calorífico. En un tiempo determinado, las válvulas de asiento cambian para que el flujo cambie de dirección capturando emisiones contaminantes nuevas, finalmente a través de la chimenea el aire limpio y frío se libera a la atmósfera (*Regenerative Thermal Oxidizer | Manufacturer, 2021*).

El oxidante es de mayor eficiencia energética alcanzando hasta el 97% de recuperación energía térmica y con una eficiencia de destrucción más del 99%, las industrias populares que usan el RTO son: las industrias farmacéuticas, pinturas, procesamiento químico, recubrimiento, impresión y embalaje, decoración de metales e industrias dedicadas a la fabricación de fibras de carbono. En la Figura 5, se puede ver un ejemplo comercial del Oxidante Térmico Recuperativo (*Regenerative Thermal Oxidizer | Manufacturer, 2021*).

Figura 5***Oxidante Térmico Regenerativo (RTO)***

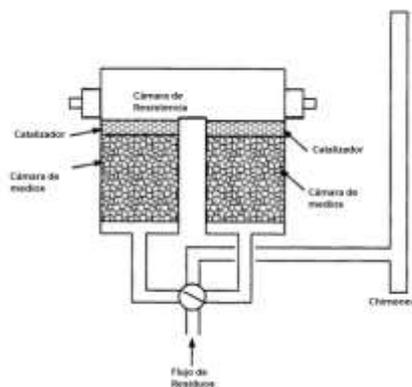
Nota. Tomado de (*Regenerative Thermal Oxidizer | Manufacturer, 2021.*).

Oxidante Catalítico Regenerativo (RCO)

Los oxidantes catalíticos regenerativos son similares al RTO, con la diferencia que se añade catalizador en las cámaras de medios del RTO. La temperatura de funcionamiento del RCO es entre 600 a 800°F debido a la presencia del catalizador, en comparación con las RTO que trabajan a temperaturas de 1,400 a 1,500°F. El RCO se aplica en las industrias de fibra de carbono, recubrimientos, procesamiento químico, pinturas, farmacéutica. En la Figura 6 se visualiza la estructura interna de RCO con el catalizador (Lewandowski, 2000).

Figura 6

Oxidante Catalítico Regenerativo (RCO)



Nota. Tomado de (Lewandowski, 2000).

Oxidante Térmico de Fuego Directo (DFTO)

El oxidante DFTO, es una tecnología ideal para flujos de procesos con alto contenido de contaminantes. El diseño es flexible, especialmente para elevar la temperatura de la corriente en la cámara de combustión, los componentes se oxidan para destruir los COV y HAP presentes, dando productos menos nocivos el agua y dióxido de carbono. Mediante la reacción de combustión libera energía y el gas de escape caliente y limpio se envía a la atmosfera. Otra alternativa opcional consiste en aprovechar el calor para recuperación de calor (*Direct Fired Thermal Oxidizer | Manufacturer, 2021*).

El DFTO puede alcanzar una eficiencia de destrucción de hidrocarburos mayor al 99%, consiste que a la entrada de la cámara de combustión se combina el hidrocarburo con el aire. Esto genera una turbulencia interna adecuada para lograr una tasa alta de eficiencia de destrucción. La cámara de combustión tiene aislamiento refractario de altas temperaturas, con una carcasa resistente para soportar concentraciones altas de VOC/HAP, el control de oxígeno adecuado para minimizar el consumo de combustible auxiliar (*Direct Fired Thermal Oxidizer | Manufacturer, 2021*).

El DFTO es ideal para flujos de gas inerte, la temperatura alta que se genera en la chimenea el gas de escape es una alternativa de recuperación de energía térmica (TER) para otras aplicaciones. Con frecuencias son usados en las industrias de petróleo, refinación y petroquímica, procesamiento químico, recubrimiento, y fibras de carbono. En la Figura 7 se puede ver un ejemplo comercial del Oxidante Térmico de Fuego Directo (*Direct Fired Thermal Oxidizer | Manufacturer, 2021*).

Figura 7

Oxidante Térmico de Fuego Directo – DFTO



Nota. Tomado de (Direct Fired Thermal Oxidizer | Manufacturer, 2021.).

Unidad de Combustión de Vapor (VCU)

La Unidad de Combustión de Vapor es la combinación de una antorcha cerrada con el rendimiento de destrucción. Está diseñado para corriente continua capaz de trabajar diferentes tasas de flujo y concentración, el diseño del quemador está patentado y permite inyectar múltiples flujos de procesos de forma simultánea y separada (*Vapor Combustion Unit | Vapor Combustor, 2021*).

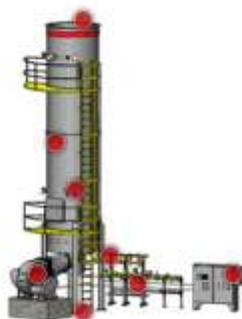
La Unidad de Combustión de Vapor, en el diseño tiene una configuración de tiro natural, sin la necesidad de usar ventiladores de aire. En gran parte el aire ingresa a la cámara de

combustión por medio de una o varias entradas, los amortiguadores de control automáticamente controlan la temperatura que garantiza la combustión completa (*Vapor Combustion Unit | Vapor Combustor, 2021.*)

El proceso del VCU, puede variar de acuerdo al contenido de hidrocarburo que ingresa a la cámara de combustión. Las emisiones de salida son bajas, debido al uso de diferentes etapas en el quemador que permite trabajar a temperaturas estables entre 1,500 y 1,800°F. Cuando el gas es de bajo poder calorífico se requiere un combustible auxiliar para alcanzar a las temperaturas de destrucción. Con la combinación de las tres "T", la unidad de combustión de vapor puede alcanzar una eficiencia de destrucción mayor al 99% de COV/HAP. Esta tecnología se aplica en las industrias de procesamiento químico, combustibles renovables, industria petróleo, refinación y petroquímica. En la Figura 8 se visualiza un ejemplo comercial del VCU (*Vapor Combustion Unit | Vapor Combustor, 2021.*)

Figura 8

Unidad de Combustión de Vapor – VCU



Nota. Tomando de (Vapor Combustion Unit | Vapor Combustor, 2021.)

Generación Eléctrica a Gas

La cogeneración es un procedimiento eficiente y limpio para generar energía eléctrica, usando como fuente principal el combustible, de tal manera el calor liberado pueda utilizarse en

alternativas acordes a las necesidades del usuario, la demanda constante de electricidad y energía térmica son puntos clave para implementar cogeneración (CHP) (Environmental Protection Agency et al., 2017).

El sistema de cogeneración consta principalmente de motor térmico, recuperador de calor configurados de manera conjunta. Los beneficios directos van de la mano con aumento de la eficiencia energética y el valor económico. Las instalaciones reducen las emisiones atmosféricas, y las tecnologías de CHP consisten en: motores alternativos de combustión interna, turbinas de gas, turbinas de vapor, microturbinas y celdas de combustible (Environmental Protection Agency et al., 2017).

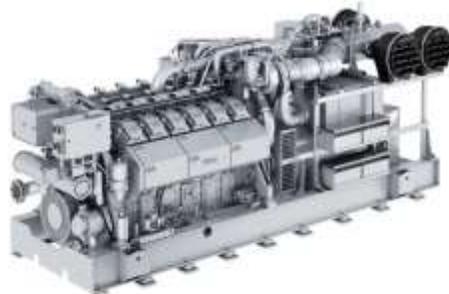
Motores Alternativos de Combustión Interna

Los motores alternativos a lo largo de la historia son una tecnología establecida y más utilizada a nivel mundial que supera más de 200 millones de unidades al año. Esta tecnología contribuye en ser una opción fiable, robusta y económicamente para aplicaciones de cogeneración, comúnmente son aplicados en hospitales, instalaciones de tratamientos de aguas, universidades, transporte, e instalaciones industriales (Environmental Protection Agency et al., 2017).

Los motores de gas natural de encendido por chispa tienen el funcionamiento similar a los motores de diésel, con la diferencia que las emisiones son mejoradas. Sin embargo, el gas que utiliza los motores debe contener mayor contenido de metano (CH_4), con frecuencia se utilizan en aplicaciones de generación eléctrica y cogeneración. En la Figura 9, representa un motor alternativo de combustión interna a gas de la marca siemens.

Figura 9

Motor alternativo a gas Serie SR



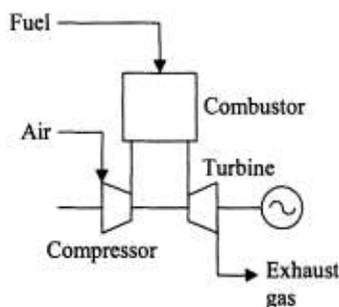
Nota. Tomado de (Siemens Energy, 2022.).

Turbinas de Gas

Las turbinas de gas funcionan con el principio del ciclo Brayton abierto, consta de tres etapas principales; compresor, cámara de combustión y una turbina de potencia, en la Figura 10 presenta el proceso de una turbina de gas, inicia con el aire comprimido que se mezcla con el combustible para quemar a presión constante en la cámara de combustión, el gas caliente producto de la quema se expande a través de la turbina para realizar el trabajo (Zohurii & McDaniel, 2018).

Figura 10

Ciclo Brayton - Turbina de gas

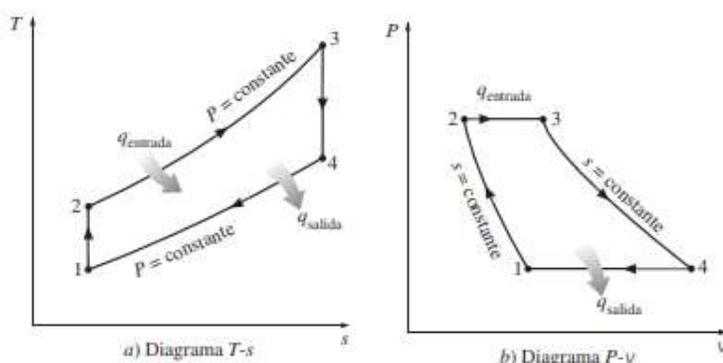


Nota. Tomado de (Sáez et al., 2002).

El ciclo Brayton contiene cuatro procesos reversibles: compresión isentrópica, calor agregado a presión constante, expansión isentrópica y salida de calor a presión constante. Los diagramas del ciclo Brayton P-v y T-s, como se observa en la Figura 11, representan los cuatro procesos que trabajan con flujo estacionario.

Figura 11

Diagrama T-s y P-v de un ciclo Brayton



Nota. Tomado de (Cengel & Boles, 2011).

El funcionamiento de las turbinas de gas trabaja con aire en exceso para que la combustión sea completa, por lo general los gases a la salida de la turbina suelen tener un 15%

de oxígeno, valor que representa que la turbina funciona adecuadamente. Si la cantidad de aire es insuficiente en la cámara de combustión no combustiona en su totalidad el gas, dando como consecuencia la reducción de la eficiencia de la turbina. En aplicaciones de última generación se encuentra turbinas en tamaños superiores a 1 MW hasta cientos de Megavattios, en la Figura 12, se aprecia una turbina de gas OP16 de la empresa Opra Turbines, ampliamente utilizadas en la industria Oil & Gas, trabajan con gas natural de alto y bajo poder calorífico (Environmental Protection Agency et al., 2017).

Figura 12

Turbina de gas Opra Turbines de 1.8 MW



Nota. Tomado de (Airem Energy, 2020).

Microturbinas

Las microturbinas son pequeñas turbinas de combustión registrada por Capstone Turbine Corporation. El funcionamiento es similar a las turbinas de gas, quema combustibles líquidos o gaseosos para impulsar un generador eléctrico. Las microturbinas de 30 a 400 kW tienen en el diseño un intercambiador de calor interno, para mejorar la eficiencia eléctrica (Soares, 2007).

El desarrollo de las microturbinas se basa por la similitud del diseño de los turbocompresores de los motores grandes, en el año 1900 un gran número de empresas desarrollaron productos que competían entre sí hasta ingresar al mercado. A medida que las

industrias y el mercado se consolidaban, da lugar a fabricantes principales productores de microturbinas: Capstone Turbine Corporation y FlexEnergy, en la Figura 13 representa una microturbina Capstone de serie C1000S de 200 kW de cinco módulos proporciona 1 MW de energía eléctrica (Capstone, 2022).

Figura 13

Microturbina de gas marca C1000S de 200 kW cada módulo



Nota. Tomado de (Capstone, 2022).

Turbina de vapor

Las turbinas de vapor son tecnologías antiguas y cambiante, la primera turbina se inventó en 1884, sustituyeron a las máquinas de vapor debido a la gran eficiencia y menor costo. La mayor parte de electricidad en EE.UU, es generado por centrales eléctricas de turbinas de vapor, la capacidad de las turbinas de vapor oscila entre 50 kW hasta cientos de MW. En el caso de centrales eléctricas de mayor capacidad, las turbinas de vapor ofrecen una amplia gama de diseños para aplicaciones de cogeneración de calor y electricidad (CHP) (Environmental Protection Agency et al., 2017).

Para aplicaciones industriales, las turbinas de vapor generalmente tienen un diseño de carcasa única más simple y menos complicadas por razones de confiabilidad y costo. La generación se puede adaptar a diseños de turbinas de vapor industriales y de servicios

públicos. En la Figura 14 se visualiza una turbina de vapor de la serie STF de la marca General Electric (General Electric, 2021).

Figura 14

Turbina de vapor General Electric de 2 a 250 MW



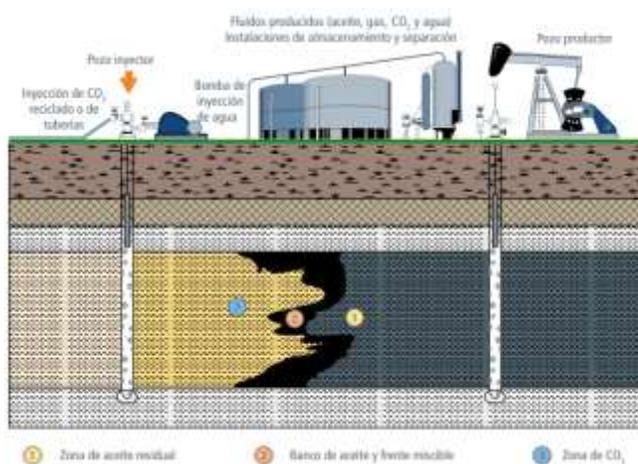
Nota. Tomado de (General Electric, 2021).

Recuperación Mejorada Petróleo con inyección de CO₂

El método de recuperación con inyección de dióxido de carbono en un yacimiento, consiste para aumentar la producción y reducir la viscosidad del petróleo pesado, que permite el desplazamiento miscible del crudo, como se visualiza en la Figura 15, que representa una ilustración del proceso de recuperación con inyección de CO₂ (Santamaría, 2018).

Figura 15

Ilustración del método de Recuperación Mejorada con Inyección de CO₂



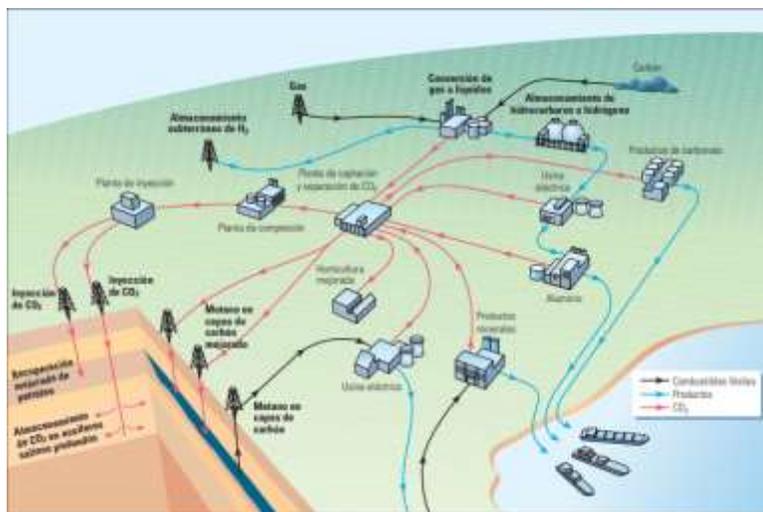
Nota. Tomando de (Santamaría, 2018).

Captura y almacenamiento del CO₂ (CCS)

La separación y captura de CO₂ obtenido del proceso de combustión o filtrado de las emisiones procedentes del gas natural de la industria Oil&Gas, ayudan a la conservación del cambio climático desde el punto de vista económico para una industria. Las tecnologías disponibles capturan alrededor del 85 a 95 % del dióxido de carbono en el proceso de una planta. En la Figura 16, presenta un esquema del proceso de captura y almacenamiento de CO₂ (Javier & Bravo, 2008).

Figura 16

Esquema de procesos de captura y almacenamiento del CO₂



Nota. Tomado de (Santamaría, 2018).

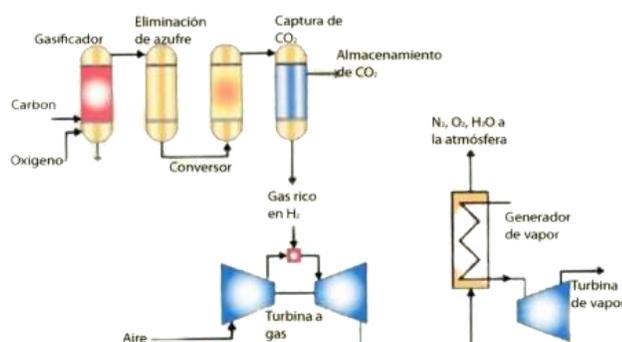
Métodos de Captura

Para capturar el dióxido de carbono existen diferentes tipos tales como: pre-combustión, postcombustión y oxicombustión. Factores importantes que se deben considerar al momento de seleccionar un sistema de captura, es la concentración de CO₂, presión del gas y el tipo de combustible (IPCC, 2005a).

Pre-combustión. El proceso de captura por pre-combustión implica la presencia de la reacción de combustión parcial con el aire o vapor, para producir gas de síntesis dando como producto el monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂). El monóxido de carbono reacciona con vapor por medio de un proceso denominado reformado de metano con vapor, este proceso se obtiene CO₂ y mayor cantidad de hidrógeno. El siguiente paso consiste en separar el CO₂ mediante un proceso de absorción química o física, dando lugar al hidrógeno puro que puede usarse para varias aplicaciones. En la Figura 17, se visualiza un esquema del proceso de captura de pre-combustión (IPCC, 2005a).

Figura 17

Esquema del proceso de captura de pre-combustión



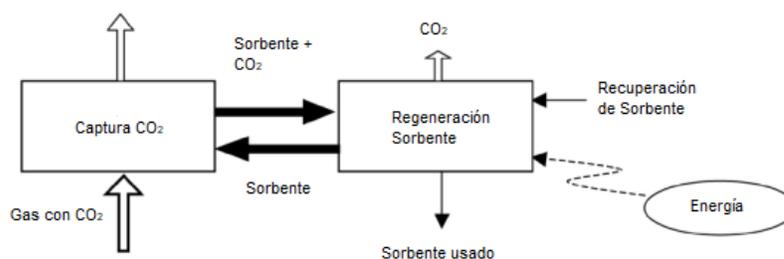
Nota. Tomado de (Javier & Bravo, 2008).

Post-combustión. En el proceso de captura CO_2 por post-combustión, consiste en combustionar el gas en presencia del aire, donde los gases de escape en vez de dirigirse a la atmósfera, pasan por un equipo donde separa la mayor cantidad de CO_2 . Las tecnologías para la captura del dióxido de carbono post-combustión, se proporcionan a base de las estimaciones de costo, siendo las más significativas en la etapa de separación son: sorbentes/solventes, membranas o criogenia (IPCC, 2005a).

Separación con sorbente/solvente. La separación del CO_2 usando sorbente/solvente, consiste en que el gas con CO_2 , ingresa a un absorbente en el cual captura la cantidad suficiente de CO_2 . El sorbente cargado de CO_2 , pasa a un segundo recipiente de almacenamiento donde libera el CO_2 por regeneración. El sorbente se recupera en la etapa de regeneración y se envía nuevamente para capturar más CO_2 . Este proceso de separación es cíclico, tomando en cuenta que algunas ocasiones varía el esquema por varios factores tales como: presión, temperatura, pérdida de sorbente, y el flujo de alimentación. En la Figura 18, representa un esquema de separación con sorbente/solvente (IPCC, 2005a).

Figura 18

Esquema de separación de CO_2 con sorbente/solvente

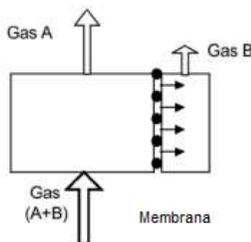


Nota. Tomado de (IPCC, 2005a).

Separación con membrana. El uso de membranas para separar el CO₂, consiste en materiales fabricados especialmente diseñados de acuerdo a la permeabilidad selectiva. La selectividad de la membrana se basa a las condiciones del gas, es decir, el gas pasa a través de la membrana por la diferencia de presión. Existen diferentes tipos de membrana tales como: poliméricas, metálicas y cerámicas. En la Figura 19, representa el proceso de separación por membrana (IPCC, 2005a).

Figura 19

Esquema de separación por membrana

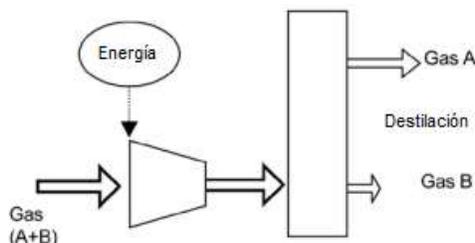


Nota. Tomado de (IPCC, 2005a).

Separación con destilación criogénica. El proceso de separación por destilación criogénica, consiste que el gas se convierte en líquido mediante un proceso de compresión, refrigeración y expansión. Los componentes del gas en fase líquida, se separan en una columna de destilación. Este tipo de separación pueden utilizarse cuando el flujo de CO₂ es relativamente de alta pureza. En la Figura 20, representa un esquema del proceso de separación con destilación criogénica (IPCC, 2005a).

Figura 20

Esquema de separación por destilación criogénica



Nota. Tomado de (IPCC, 2005a).

Oxicombustión. En el proceso de oxicombustión se utiliza el oxígeno puro en lugar del aire. En el proceso de combustión del gas con oxígeno puro, trabaja la llama con temperaturas altas dando productos ricos en CO_2 y H_2O , estos productos pueden reciclarse en la cámara de combustión. El proceso de captura por oxicombustión sigue el mismo procedimiento del sistema de captura por post-combustión (IPCC, 2005a).

Este método de captura de CO_2 requiere de una gran inversión respecto a la producción que se podría obtener. Para el proceso de combustión se requiere de un sistema de separación de aire para obtener oxígeno con una pureza alrededor del 95 - 99 %, por lo que el costo es relativamente alto (Folger, 2013).

Endulzamiento del Gas Natural

El gas natural contiene diferentes concentraciones de CO_2 que depende del origen de procedencia. De acuerdo a la concentración de CO_2 en el gas natural, existen diferentes procesos para endulzar el gas, tales como: disolventes químicos, disolventes físicos y membranas (IPCC, 2005a).

El endulzamiento del gas mediante el uso de disolventes químicos como: Monoetilamina (MEA), Dietanolamina (DEA), Metildietilamina (MDEA), entre otros disolventes, es el método más usado en la industria tomando en cuenta la cantidad de CO_2 presente en el gas natural. El

proceso para recuperar CO₂ es similar al proceso de captura por pre-combustión (sección 2.8.2.1). Cuando la concentración de CO₂ es alta en el gas natural, la mejor opción es la aplicación de membranas, y el costo es más económico. En la Tabla 2, se visualiza los disolventes más usados para la eliminación del CO₂ en el gas natural o del gas de síntesis en los procesos de pre-combustión (IPCC, 2005a).

Tabla 2

Disolventes más usados para la eliminación del CO₂ en el gas natural o del gas de síntesis en los procesos de pre-combustión

Nombre solvente	Tipo	Nombre Químico	Proveedores
Rectisol	Físico	Metanol	Lurgi y Linde, Alemania; Corporación Lotepro, USA
Purisol	Físico	N-metil-pirolidona (NMP)	Lurgi, Alemania
Selexol	Físico	Éteres dimetílicos de polietilenglicol (DMPEG)	Unión Caribe, USA
Benfield	Químico	Carbonato de potasio	UOP
MEA	Químico	Monoetanolamina	Varios
MDEA	Químico	Metildietilamina	BASF y otros
Sulfinol	Químico	Tetrahidrotiofeno 1,1-dióxido (Sulfolano), una alcaolamina y agua	Shell

Nota. Tomado de (IPCC, 2005a).

Transporte de CO₂

Durante el proceso de captura de CO₂, si el proceso de inyección no es inmediato en el subsuelo, deberá llevarse a cabo el transporte. La primera parte para transportar el CO₂, consiste en comprimir el gas, esto se debe por dos motivos: reducir el volumen del gas y mantener la presión adecuada para el proceso requerido (Javier & Bravo, 2008).

El transporte puede realizarse por distintas maneras: tuberías o gaseoductos. El transporte por gaseoducto se aplica en mercados maduros y el método de transporte más común (IPCC, 2005b).

En el aspecto relacionado con el medio ambiente, seguridad y los riesgos, el transporte de CO₂ por gasoductos y que atraviesan zonas habitadas también requiere una selección detallada de la ruta. Se requiere de protección en caso de presión excesiva, detección de fugas y otros factores relativos al diseño, para evitar accidentes.

Almacenamiento de CO₂

Almacenamiento Geológico. Para el almacenamiento geológico de CO₂, se debe considerar: los yacimientos de petróleo y gas agotados y las formaciones salinas profundas, ya sea en tierra firme o en áreas marítima. Para almacenar el CO₂, el gas se almacena en yacimientos que se encuentran a profundidades de 1 km o mayores, esto permite garantizar que el CO₂ permanezca en estado líquido o en condiciones supercríticas (IPCC, 2005b).

Costo de implementación

En el transporte de CO₂ por gaseoductos implica costo de construcción, esto se debe cuando el CO₂ contiene humedad, el material de la tubería pierde la resistencia por lo que provocaría corrosión. De manera general el costo de un sistema de captura y almacenamiento de CO₂, varían a medida del funcionamiento de la planta. Los costos podrían disminuir a medida que la tecnología siga creciendo y madurando (IPCC, 2005b). Así mismo, el aumento del precio del combustible en los mercados nacionales e internacional aumentaría el coste para el proceso de CCS, sin embargo, para los ingresos de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR), sería elevado si el precio del petróleo es elevado (Meyer & Rubin, 2005).

Hidrógeno (H₂)

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo, por ejemplo, la energía radiante del sol, se debe a las reacciones de los átomos de hidrógeno que al unirse forman átomos de helio. Otro factor importante es el equilibrio termodinámico del agua en todas sus fases (sólida, líquida y gaseosa) (Aguer & Miranda, 2005).

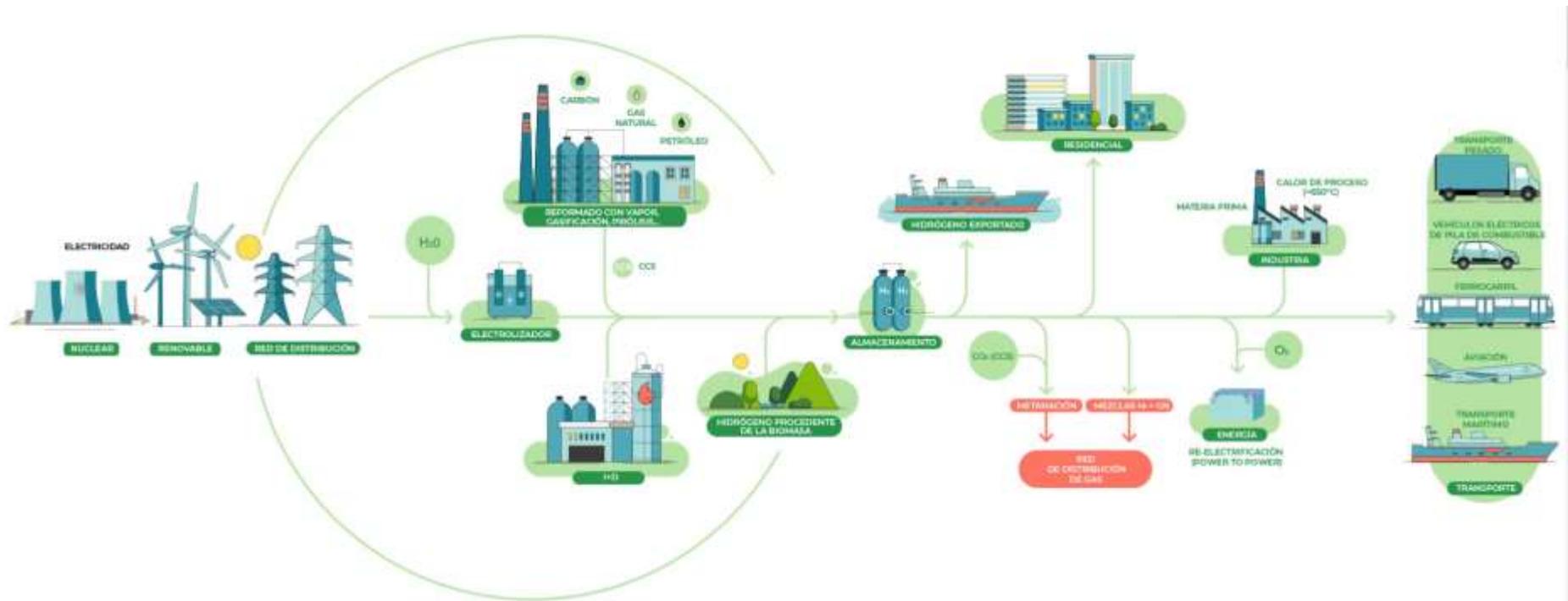
El hidrógeno puede producirse a partir de distintas fuentes de energía, por ejemplo, el hidrógeno producido por fuentes fósiles en la actualidad es muy utilizado en varios sectores como: refinerías, industria de amoniaco, productos químicos, entre otros. A largo plazo hidrógeno procedente de recursos renovables, puede sustituir a las materias primas que en la actualidad están hechos a base de combustibles fósiles (Taibi et al., 2018).

Los colores para identificar las rutas de producción de hidrógeno, se ha llevado a cabo en los últimos años. Por ejemplo, el verde es para hidrógeno verde procedente de recursos renovables, el color azul se obtiene hidrogeno a partir de gas natural con Captura, almacenamiento y utilización de carbono (CCUS). El procedimiento para obtener hidrógeno en con el método de captura por pre-combustion de la sección 2.8.2 (International Energy Agency, 2021).

A partir del hidrógeno se puede obtener energía mecánica, eléctrica, térmica con altos rendimientos, lo que permite reducir las emisiones de contaminantes al ambiente. En la Figura 21, se visualiza la cadena de valor del hidrógeno y obtención de las distintas áreas de la industria.

Figura 21.

Cadena de valor del hidrógeno



Nota. Tomado de (AeH2, 2022).

Capítulo III

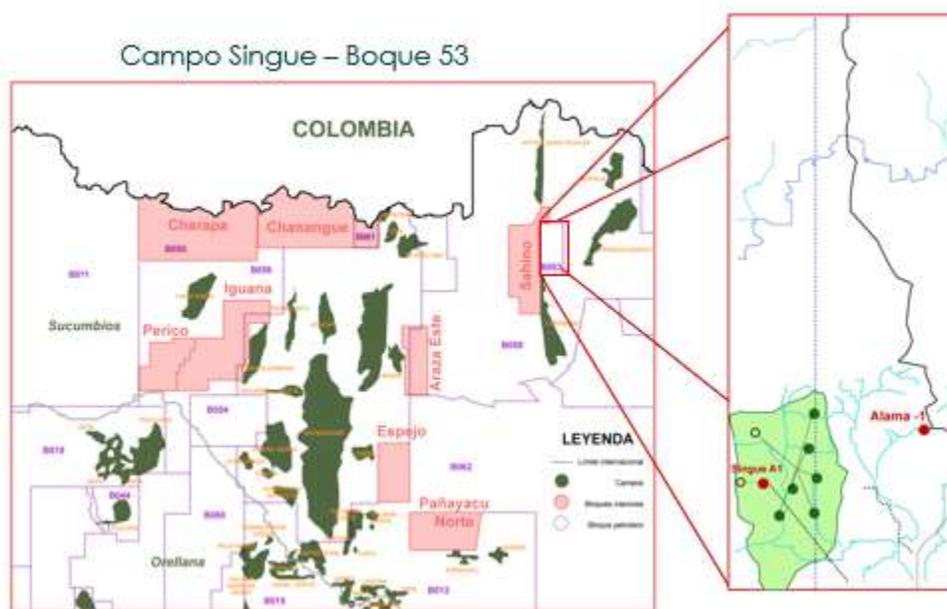
Metodología de desarrollo del proyecto

Ubicación

El Campo Singue – Bloque 53, de la Empresa Gente Oil Ecuador Pte. Ltd. se encuentra ubicado en la Provincia de Sucumbíos, cantones Putumayo y Lago Agrio con una superficie de 3,446 ha como se observa en la Figura 22.

Figura 22

Ubicación del Campo Singue – Bloque 53



Nota. Información tomada de Gente Oil Ecuador Pte. Ltd.

Obtención de datos

Los datos para la realización del presente proyecto, fueron el volumen total del gas asociado de los 14 pozos productores actuales del Campos Singue – Bloque 53 tomados del reporte diario de Producción del 5 de noviembre de 2021. El reporte diario lo genera el operador de planta. Consiste en la Producción de Barriles Estándar de Petróleo (BLS) del

campo Singue, donde se especifica: la producción Bruta en Barriles de Fluido por día (BFPD), producción neta en Barriles de Petróleo por día (BPPD), producción de agua en Barriles de agua por día (BWPD), el grado API del crudo (American Petroleum Institute), Porcentaje de contenido de agua y sedimentos (BSW) y el volumen de gas producido en el campo en unidades de Mil pies cúbico por día (MPCD).

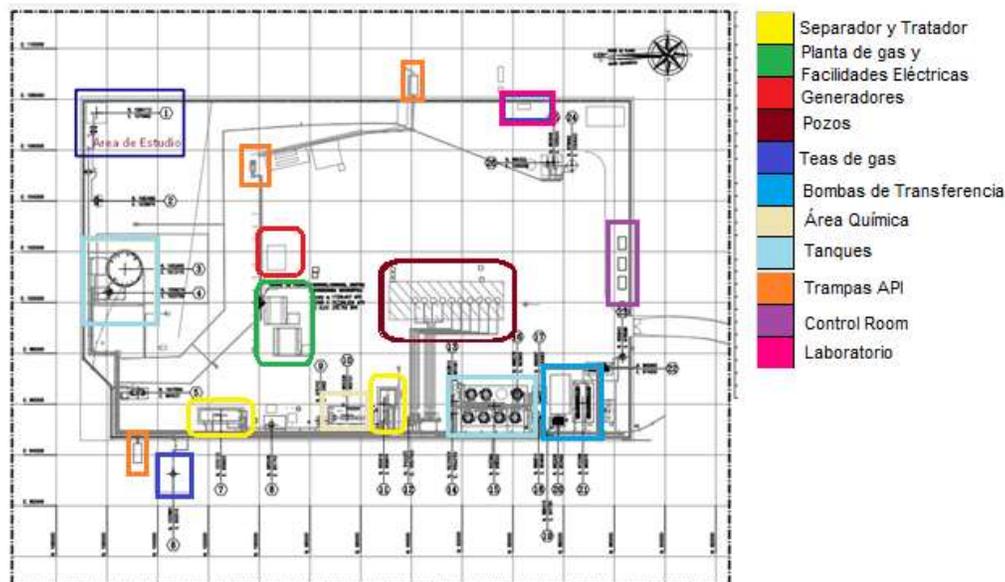
Los datos de la composición del gas asociado del Bloque 53 a la salida del separador trifásico, se consideraron del informe de ensayo cromatográfico del 29 de mayo de 2019. El ensayo cromatográfico proporciona la compañía Société Générale de Surveillance (SGS del Ecuador S.A).

Evaluación del área de estudio

En la Figura 23 se observa la Georeferencia de la Plataforma Singue B, cada color representa las facilidades de superficie de Singue B. En la parte inferior se encuentran: los tanques, Bombas de transferencia, separador, Tratador electrostático, área química y la TEA de baja presión. En la zona centro se encuentran: los pozos, planta de gas, facilidades eléctricas, generadores y el control room. En la parte izquierda se encuentra: el tanque de almacenamiento y la TEA de alta presión. La TEA de alta presión se encuentra exactamente en la parte superior izquierda, que representa el área de estudio. Para ello, se plantea propuestas de alternativa de aprovechamiento del gas para suspender la quema del gas.

Figura 23

Georeferencia de la Plataforma Singue B



Nota. Información tomada de Gente Oil Ecuador Pte. Ltd.

Composición del Gas Asociado del Campo Singue – Bloque 53

La cromatografía de gases es una técnica analítica de separación. Esta técnica es adecuada para análisis de componentes volátiles no polares como los hidrocarburos. Los factores que influye al realizar el análisis cromatográfico son; la capacidad del método a realizar, facilidad de operación, rapidez, precisión y la exactitud, cantidad pequeña de muestra y el desarrollo de detección inmediata (Laitinen & Harris, 1982).

En el análisis cromatográfico de gases pueden usar columnas tubulares abiertas dan mejor resolución y alta sensibilidad a cantidades pequeñas de analito, tomando en cuenta que tienen menor capacidad de muestra. El principio de funcionamiento consiste en pasar el analito es fase gaseosa a través de la columna, arrastrado por la fase móvil de fase gaseosa denominado gas portador (Harris, 2003).

La información de la cromatografía del gas asociado del Bloque 53, se obtuvo del informe de ensayo cromatográfico del 29 de mayo de 2019. El ensayo lo realizó compañía Société Générale de Surveillance (SGS del Ecuador S.A) en la ciudad de la Lago Agrio para Gente Oil Ecuador. En la Tabla 3 se visualiza los componentes hidrocarburos y no hidrocarburos del Campo Singue (SGS, 2019).

Tabla 3

Cromatografía del gas asociado del Bloque 53

Componentes	Fracción Molar	Mol %	Vol %	Wght %
Metano	0,080722	8,0722	8,1619	2,9675
Nitrogeno	0,010029	1,0029	1,016	0,6438
Co2	0,701759	70,1759	70,6503	70,7705
Etano	0,029908	2,9908	3,001	5,0608
Propano	0,064313	6,4313	6,3809	6,4986
Iso-Butano	0,021813	2,1813	2,118	2,9052
N-Butano	0,049527	4,9527	4,805	6,5963
Iso-Pentano	0,00874	0,874	0,83	1,4449
N-Pentano	0,013746	1,3746	1,279	2,2726
Hexano	0,019445	1,9445	1,758	3,8393
Propiedades Físicas				
Presión	3,10 bar = 45 psia			
Temperatura	33,89 �C = 93 �F = 307,04 �K			
Constante Gas	190,524 J/(kg �K)			
Poder Calorífico Bajo	13,231 MJ/kg = 5688 BTU/lb			
Poder Calorífico Alto	14,376 MJ/kg = 6181 BTU/lb			
Densidad	0,3374 lb/ ft3			

Nota. Información tomada de Gente Oil Ecuador Pte. Ltd.

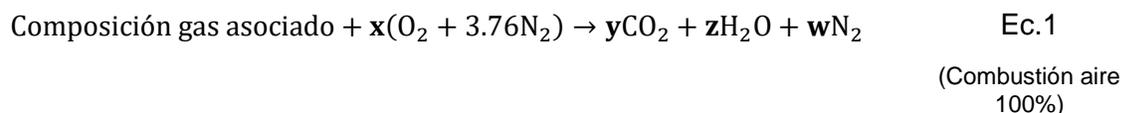
Alternativa de Oxidación Térmica

Durante el análisis de investigación las condiciones físico – químicas del gas asociado del Bloque 53, se acopla a las Torres de Oxidación cuya función es controlar la contaminación atmosférica industrial, el gas se oxida en función del Tiempo, Turbulencia y Temperatura denominado (3T), logrando eliminar más del 98 % de los compuestos orgánicos volátiles (COV) y los contaminantes atmosféricos peligrosos (HAP), se analiza dos torres de oxidación; Oxidación Térmica de Fuego Directo (DFTO) y la Unidad de Combustión de Vapor (VCU).

Cálculo de Combustión del aire 100 % teórico

Para resolver la reacción de combustión, se usa las fracciones molares del gas de la Tabla 3, y se halla los coeficientes estequiométricos de los gases combustionados, usando el método matemático de igualación (Cengel & Boles, 2011).

Para el cálculo de combustión al 100 % de aire, se debe realizar el balance respectivo de los componentes del gas asociado en presencia de aire, esto permite combustionar obteniendo las moles de los productos y la cantidad necesaria de aire. La Ec.1, representa la ecuación de balance de combustión al 100 % de aire, que permite obtener los coeficientes estequiométricos por balance de masa de cada elemento, las variables se denotan con las letras del alfabeto, 'x' es la cantidad de moles de aire, 'y' moles de CO₂, 'z' moles de agua y 'w' moles de nitrógeno.



En la Relación aire–combustible teórico, permite cuantificar las cantidades de aire y combustible en el proceso de combustión, mediante la Ec.2, se expresa en función de la masa.

$$r_{(a/c)\text{teórico}} = \frac{\text{masa}_{(\text{oxígeno})} + \text{masa}_{(\text{nitrógeno})}}{\text{masa}_{(\text{gas-combustible})}} \quad \text{Ec.2}$$

(Relación aire-fuel
teórico)

Para la relación aire-combustible real, se usa la Ec.3, tiene el mismo principio de la relación aire-combustible teórico, con la diferencia que en el denominador se añade la masa del combustible.

$$\Gamma_{(a/c)\text{real}} = \frac{\text{masa}_{(\text{oxígeno})} + \text{masa}_{(\text{nitrógeno})} + \text{masa}_{(\text{gas-combustible})}}{\text{masa}_{(\text{gas-combustible})}} \quad \text{Ec.3}$$

(Relación aire-fuel real)

En el Porcentaje de aire teórico requerido de la Ec.4, se emplean las Ec.2 y Ec.3, en esta relación se obtiene la cantidad necesaria de aire para el proceso de combustión. Si el porcentaje es mayor al 100 %, quiere decir que la reacción de combustión debe contener aire en exceso para que la combustión sea completa.

$$\%at = \frac{\Gamma_{(a/c)\text{real}}}{\Gamma_{(a/c)\text{teórico}}} * 100\% \quad \text{Ec.4}$$

(Porcentaje de aire teórico)

La relación de aire-combustible (AC), de la Ec. 5 representa la cantidad de aire utilizada en la combustión por unidad de masa de combustible.

$$AC = \frac{n_{\text{aire}} * PM_{\text{aire}}}{m_{\text{gas-combustible}}} \quad \text{Ec.5}$$

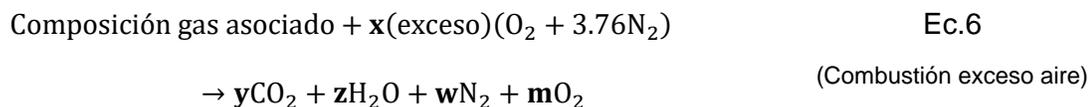
(Relación aire-fuel)

Cálculo de Combustión teórica con exceso de aire

Para resolver la reacción de combustión con aire en exceso se realiza en mismo procedimiento del cálculo de la combustión al 100% y se halla los coeficientes estequiométricos de los gases combustionados, usando el método matemático de igualación con el porcentaje en exceso de aire obtenido de la Ec.4.

Para el balance general de combustión aire en exceso, se emplea la misma metodología de igualación del balance teórico al 100 %. La Ec.6 presenta el balance

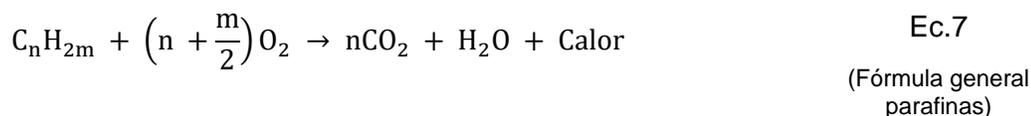
estequiométrico, con la diferencia que, en los productos hay presencia de oxígeno debido al exceso de aire combustionado.



Para determinar la relación de aire-combustible con aire en exceso, se usa las Ecuaciones: Ec. 2, Ec. 3, Ec. 4, y la Ec. 5.

Análisis de Combustión de las parafinas

La fórmula general de las parafinas presentes en el gas asociado es C_nH_{2m} , reciben el nombre de combustibles hidrocarburos que, al combustionar en presencia de aire en exceso, estos liberan una gran cantidad de energía, en la Ec.7, representa el balance general de reacción de combustión de las parafinas para las torres de Oxidación Térmica de Fuego Directo (DFTO) y Unidad de Vapor de Combustión (VCU).

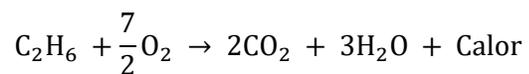


Los subíndices n y m del balance se utiliza para definir el número de átomos de carbono e hidrógeno respectivamente.

Metano



Etano



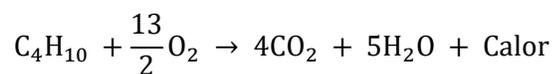
Ec.9
(Balance etano)

Propano



Ec.10
(Balance propano)

nButano / isoButano



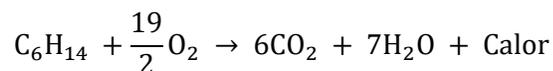
Ec.11
(Balance butanos)

nPentano / isoPentano



Ec.12
(Balances pentanos)

Hexanos



Ec.13
(Balance hexanos)

Las reacciones descritas no incluyen interacción de trabajo, de acuerdo al balance de energía conforme a la primera ley de la termodinámica. La Ec.14, presenta la transferencia de calor entre la diferencia de la entalpía de los productos y la entalpía de los reactivos (Cengel & Boles, 2011).

$$\Delta\hat{H}_{\text{rx}}^{\circ} = Q = H_{\text{prod}} - H_{\text{react}}$$

Ec.14
(Entalpía Reacción)

Para el cálculo del calor generado de las torres de oxidación DFTO y VCU se toma en cuenta las siguientes consideraciones:

Entalpía de Formación $\Delta\hat{H}_{f,i}^\circ$; es el cambio de entalpía relacionado con la formación de un mol de compuesto a 25 °C y 1 atm a partir de los elementos en estado y fase de agregación natural (Murphy, 2007).

Entalpía de Reacción $\Delta\hat{H}_{rx}^\circ$; es el cambio de entalpía o calor de reacción presente en una reacción química a presión, temperatura y fase constante (Murphy, 2007).

Se considera las temperaturas de las mínimas y máximas de los oxidantes térmicos como se visualiza en la Tabla 4.

Tabla 4.

Temperaturas mínimas y máximas de las Torres de oxidación

	TEMPERATURA [K]	
	Mínima	Máxima
Referencia estándar	298.15	
CATOX	350	850
RTO	1300	1500
DFTO	353	1100
VCU	1100	1260

Nota. Tomado de (Anguil Environmental Systems, 2022).

La entalpía a diferentes temperaturas, se utiliza las constantes de las capacidades caloríficas ($\Delta C_{p,mx}$) de cada componente, se usa la Ec.15, para cálculos más exactos, mediante la ecuación polinomial (Murphy, 2007).

$$C_p = A + BT + CT^2 + DT^3$$

Ec.15

(Capacidad calorífica)

Donde C_p está en unidades de J/gmol °K ó kJ/kmol °K. Las constantes de C_p para cada compuesto se visualiza en el Anexo.

Para obtener el calor generado de la reacción de combustión se aplica la ecuación 10, diferencia de entalpía (ΔH°_{rx}).

Alternativa Generación Eléctrica a gas

En el presente trabajo de investigación el estudio de sistemas de cogeneración, las tecnologías mencionadas convierten un combustible químico en energía eléctrica. Para las condiciones del gas asociado del Bloque 53, se analizaron dos opciones: la turbina de gas OP16 y microturbina C1000S.

Turbina de gas OP16

La turbina OP16 tiene gran flexibilidad para generar energía eléctrica empleando una gran variedad de combustibles líquidos y gaseosos. El diseño proporciona alta eficiencia, confiabilidad y bajas emisiones, trabaja con gases de bajo poder calorífico (Opra Turbines, 2021).

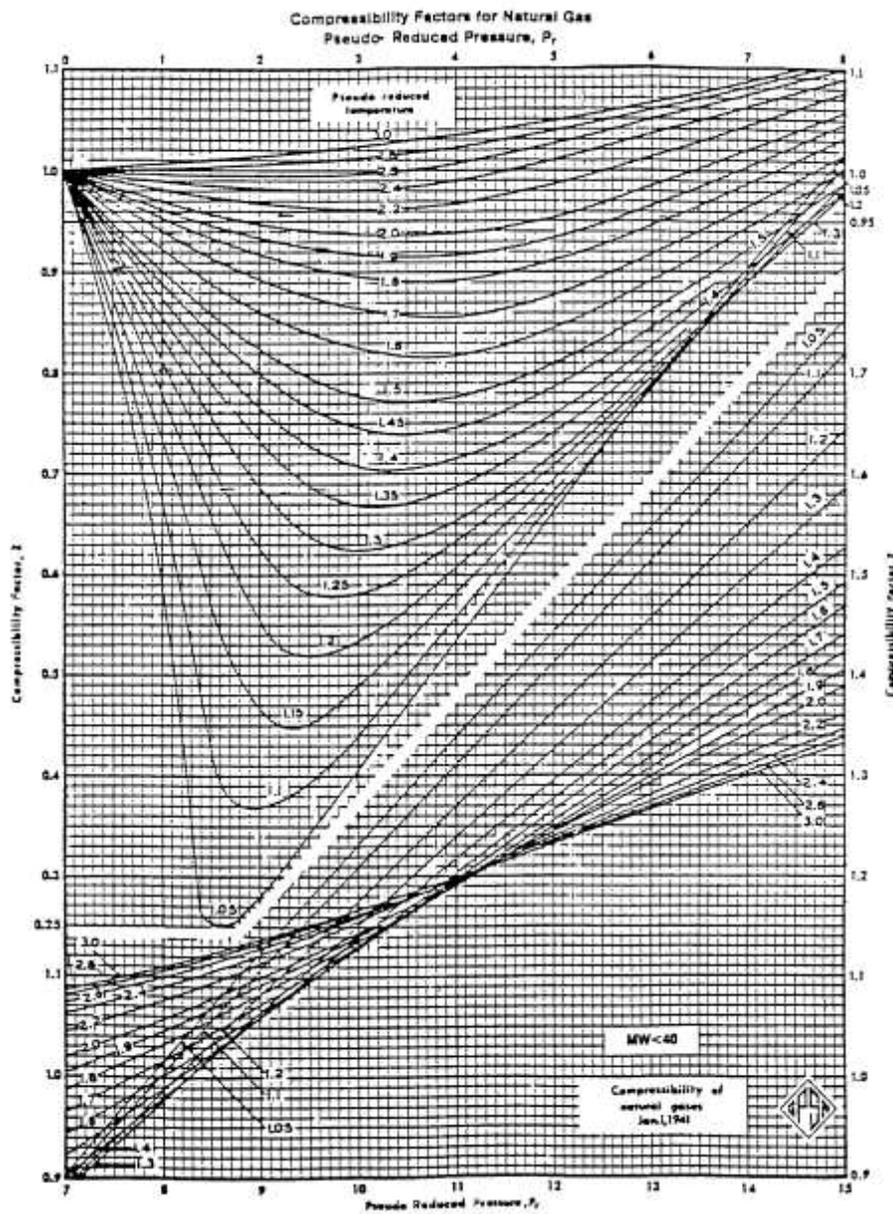
Factor de Comprensibilidad (z)

El gas natural por lo general suele contener componentes distintos a los hidrocarburos como; el dióxido de carbono, nitrógeno y el ácido sulfhídrico en distintas concentraciones. Los errores en los cálculos del factor de comprensibilidad son hasta el 10% en concentraciones altas de componentes no hidrocarburos en la mezcla del gas. Para el ajuste de los componentes no hidrocarbonados con las propiedades pseudocríticas de los gases es el método de corrección Wichert-Aziz (Ahmed, 2010).

En referencia al concepto de las propiedades pseudo reducidas de Stading y Katz, la Figura 24 representa los factores de comprensibilidad del gas natural, una de las correlaciones más usadas en la industria del petróleo y el gas.

Figura 24.

Tabla de factores de compresibilidad de Stading y Katz para Gas Natural



Nota. Tomado de (Ahmed, 2010)

Método de corrección Wichert-Aziz

La ecuación de estado para gases reales con el factor z representa la desviación de los gases de la idealidad, como se visualiza en la Ec.16, donde: P es la presión, V el volumen del gas, R constante del gas y T la temperatura.

$$PV = Z_m RT \quad \text{Ec.16}$$

(Gases reales)

El factor de corrección se usa para ajustar la temperatura y presión pseudocríticas. La Ec.17 es para el factor de ajuste para la temperatura y la Ec.18, para la presión.

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon \quad \text{Ec.17}$$

(Temperatura pseudocrítica)

$$P'_{pc} = \frac{P_{pc} T'_{pc}}{T_{pc} + B(1 - B)\varepsilon} \quad \text{Ec.18}$$

(Presión pseudocrítica)

Donde: T_{pc} : Temperatura pseudo-crítica ($^{\circ}R$), P_{pc} : Presión pseudo-crítica (psia), T'_{pc} : Temperatura pseudocrítica corregida ($^{\circ}R$), P'_{pc} : Presión pseudocrítica corregida (psia), B : Fracción molar de H_2S en la mezcla de gas y ε : Factor de ajuste de la temperatura pseudocrítica. El factor de ajuste de temperatura se define en la Ec.19.

$$\varepsilon = 120[A^{0.9} - A^{1.6}] + 15(B^{0.5} - B^{4.0}) \quad \text{Ec.19}$$

(Factor de ajuste de Temperatura)

Donde A : es la suma de la fracción molar del H_2S y CO_2 en la mezcla del gas, representada en la Ec.20.

$$A = y_{H_2S} + y_{CO_2} \quad \text{Ec.20}$$

(Sumatoria de fracción)

Volumen Específico

Se define como el volumen ocupado por unidad de masa del gas, se calcula mediante la Ec.21 (Ahmed, 2010).

$$\dot{V} = \frac{z_m RT}{P}$$

Ec.21

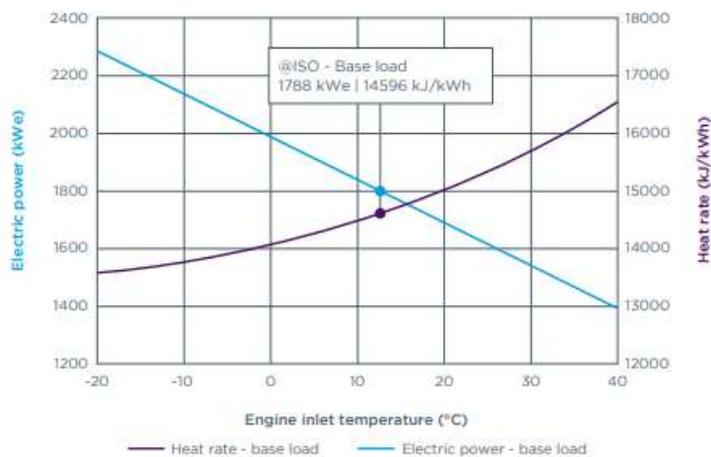
(Volumen específico)

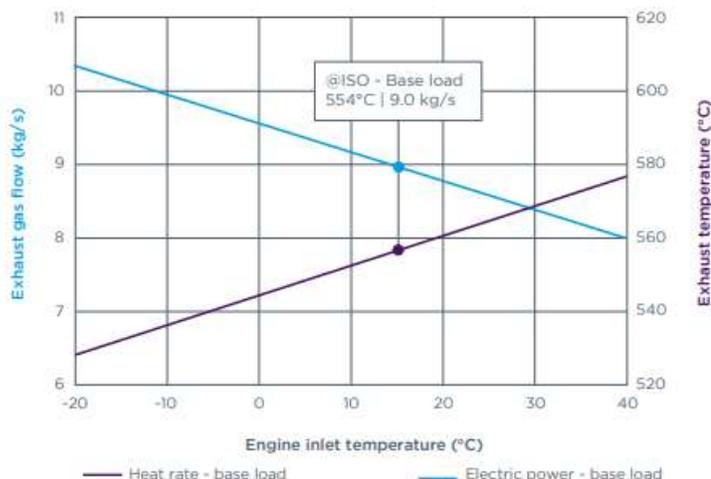
Obtención de las Potencias de la Turbina de gas

La turbina OP16 se basa en el funcionamiento del ciclo Brayton, para identificar la potencia generada acorde a las condiciones del gas asociado del Bloque 53, se inicia identificando los valores de operación acorde a las curvas de rendimiento propia de la turbina en condiciones ISO a 15 °C, como se visualiza la Figura 25.

Figura 25

Curvas de rendimiento de la turbina OP16





Nota. Tomado de OPRA (Airem Energy, 2020).

Los datos de la curva de rendimiento de la turbina de gas en Condiciones ISO a 15°C, de la Figura 25 son: Potencia eléctrica: 1,788 kWe, Heat rate: 14,596 kJ/kWh, Temperatura de salida: 554 °C y Flujo de gas: 9 kg/s (Airem Energy, 2020).

De acuerdo a la Figura 11, que representa el esquema del ciclo Brayton, se considera las variables de diseño, variables de operación y datos intermedios. Las variables de diseño son: la potencia máxima en condiciones ISO, Heat Rate en condiciones ISO, rendimiento de la turbina, potencia del compresor, y las curvas de corrección de la potencia máxima y del Heat Rate en determinadas condiciones tales como: la Presión, Temperatura, humedad ambiental, tipo de combustible.

Para las variables de operación se considera los datos de la presión, temperatura ambiental, mientras que los datos intermedios son los siguientes: factor de corrección del Heat Rate, potencia máxima, potencias en cada punto del ciclo Brayton.

El rendimiento de la turbina en función del Heat Rate en condiciones ISO, se plantea con la Ec.22, de igual forma para obtener el valor de los factores de corrección del Heat Rate y de la Potencia máxima se usan las Ec.23 y Ec.24, respectivamente.

$$n = \frac{3600}{HR_{ISO}} \quad \text{Ec.22}$$

(Rendimiento turbina)

$$FC_{HR} = \frac{HR_{real}}{HR_{ISO}} \quad \text{Ec.23}$$

(Factor de corrección Heat Rate)

$$FC_{PotMax} = \frac{PotMax_{real}}{PotMax_{ISO}} \quad \text{Ec.24}$$

(Factor de corrección Potencia máx)

Para la Potencia Eléctrica se usa la Ec.25, donde se emplea la potencia máxima en condiciones ISO de la curva de rendimiento, por el valor del factor de corrección de la potencia máxima de la Ec.24.

$$Potencia_{Eléctrica} = PotMax_{ISO} * FC_{PotMax} \quad \text{Ec.25}$$

(Potencia eléctrica)

Para determinar la potencia en la cámara de combustión se usa la Ec.26, donde se emplea la potencia máxima en condiciones ISO, factor de corrección de la Ec.24 y el rendimiento de la turbina de la Ec.22.

$$Potencia_3 = \frac{PotMax_{ISO} * FC_{PotMax}}{n} \quad \text{Ec.26}$$

(Potencia cámara combustión)

Para encontrar el flujo volumétrico del gas, se despeja la Ec.27, usando el valor del poder calorífico de la cromatografía del gas de la Tabla 3, y usando el valor de la potencia de la cámara de combustión de la Ec.26.

$$Potencia_3 = PCI_{GAS} * Q_{GAS} \quad \text{Ec.27}$$

(Potencia cámara combustión)

De la Ec.27 despejando el flujo volumétrico del gas se obtiene la Ec.28.

$$Q_{GAS} = \frac{Potencia_3}{PCI_{GAS}} \quad \text{Ec.28}$$

(Flujo volumétrico)

El Flujo másico del gas corresponde a la Ec.29, se calcula usando la Ec.28 del flujo volumétrico del gas y el valor de la densidad del gas de la cromatografía que corresponde a la Tabla 2.

$$\dot{m}_{GAS} = Q_{GAS} * \rho_{GAS} \quad \text{Ec.29}$$

(Flujo másico gas)

El Flujo másico del aire corresponde a la Ec.30, se calcula usando la Ec.29 del flujo másico del gas y la Ec.5 de la relación aire-combustible en exceso de aire.

$$\dot{m}_{aire} = \dot{m}_{GAS} * AC \quad \text{Ec.30}$$

(Flujo másico aire)

La Potencia 1, corresponde a la energía que el aire ingresa compresor. Para encontrar la Potencia, se emplea la Ec.31, que corresponde al flujo másico del aire de la Ec.30 y el valor de la entalpia del aire a 25 °C, valor tomando del libro de Cengel, 2011.

$$\text{Potencia}_1 = \dot{m}_{aire} * H_{aire@25^\circ C} \quad \text{Ec.31}$$

(Potencia compresor)

La Potencia 2 del ciclo Brayton corresponde a la energía empleada para comprimir el aire, el valor de la entalpia del aire comprimido se usando el software Aspen Hysys V10. La potencia 2 de la Ec.32, se obtiene con la diferencia de la entalpía del aire comprimido y la potencia 1 de la Ec.31.

$$\text{Potencia}_2 = (H_{aire \text{ compresor}} - H_{aire} * \dot{m}_{aire}) \quad \text{Ec.32}$$

(Potencia aire comprimido)

La Potencia 4 de la Ec.33, representa la energía disponible para la turbina de gas, es la sumatoria de las Potencias de la Ec.27 y la Ec.32.

$$\text{Potencia}_4 = \text{Potencia}_3 + \text{Potencia}_2 \quad \text{Ec.33}$$

(Potencia turbina)

Las pérdidas de potencia se estiman típicamente como el 3% de la potencia máxima en condiciones ISO, representa las pérdidas de radiación y mecánicas. El cual se representa en la Ec.34.

$$\text{Pérdidas} \cong 0.03 * \text{PotMax}_{\text{ISO}} \quad \text{Ec.34}$$

(Pérdidas)

Dada la Ec.35, la Potencia 4 también se representa como la sumatoria de la Potencia Eléctrica con la Potencia 5 y las pérdidas de potencia.

$$\text{Potencia}_4 = \text{PotenciaEléctrica} + \text{Potencia}_5 + \text{Pérdidas} \quad \text{Ec.35}$$

(Sumatoria Potencias)

Finalmente, se despeja la Potencia 5 de la Ec.35, para obtener la Ec.36 que corresponde la potencia de calor a la salida de la turbina, recordando que la turbina de gas es un sistema CHP que produce energía calórica y energía, las altas temperaturas de los gases de escape pueden ser recuperados para fines pertinentes en futuros procesos.

$$\text{Potencia}_5 = |\text{Potencia}_4 - \text{PotenciaElectrica} - \text{Pérdidas}| \quad \text{Ec.36}$$

(Potencia a la salida de la turbina)

Termodinámica del ciclo Brayton

Para obtener los diagramas T-s y P-v, de la sección 2.7.2 Figura 12, se realiza de acuerdo a los cuatros procesos de una turbina de gas.

En punto 1 consiste en la compresión isentrópica (compresor) de la turbina de gas, se usa la Ec.37.

$$v_1 = \frac{R_{\text{aire}} T_1}{P_1} \quad \text{Ec.37}$$

(Volumen punto 1)

En punto 2 consiste la adición de calor a presión constante, se usa la Ec.38 y la Ec.39.

$$T_2 = T_1 \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}}$$

Ec.38

(Relación temperatura punto 2)

$$\frac{V_1}{V_2} = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{1}{k}}$$

Ec.39

(Relación volumen)

En punto 3 consiste la expansión isentrópica (turbina), se usa la Ec.40 y la Ec.41. La temperatura en este punto corresponde la temperatura a la salida de la cámara de combustión

$$P_2 = P_3 \quad \& \quad P_1 = P_4$$

Ec.40

(Relación presiones)

$$V_3 = \frac{R_{\text{aire}} * T_3}{P_3}$$

Ec.41

(Volumen punto 3)

En punto 4 consiste la salida de calor a presión constante, se usa la Ec.42 y la Ec.43

$$\frac{T_4}{T_3} = \left(\frac{P_4}{P_3} \right)^{\frac{k-1}{k}}$$

Ec.42

(Relación temperatura punto 2)

$$V_4 = \frac{R_{\text{aire}} * T_4}{P_4}$$

Ec.43

(Volumen punto 4)

Las Ecuaciones 44 y 45, corresponde a la eficiencia del ciclo y a la eficiencia de la turbina respectivamente.

$$n_{\text{ciclo}} = 1 - \frac{1}{r_p^{\frac{k-1}{k}}}$$

Ec.44

(Eficiencia del ciclo)

$$n_t = 1 - \frac{q_{\text{sal}}}{q_{\text{ent}}}$$

Ec.45

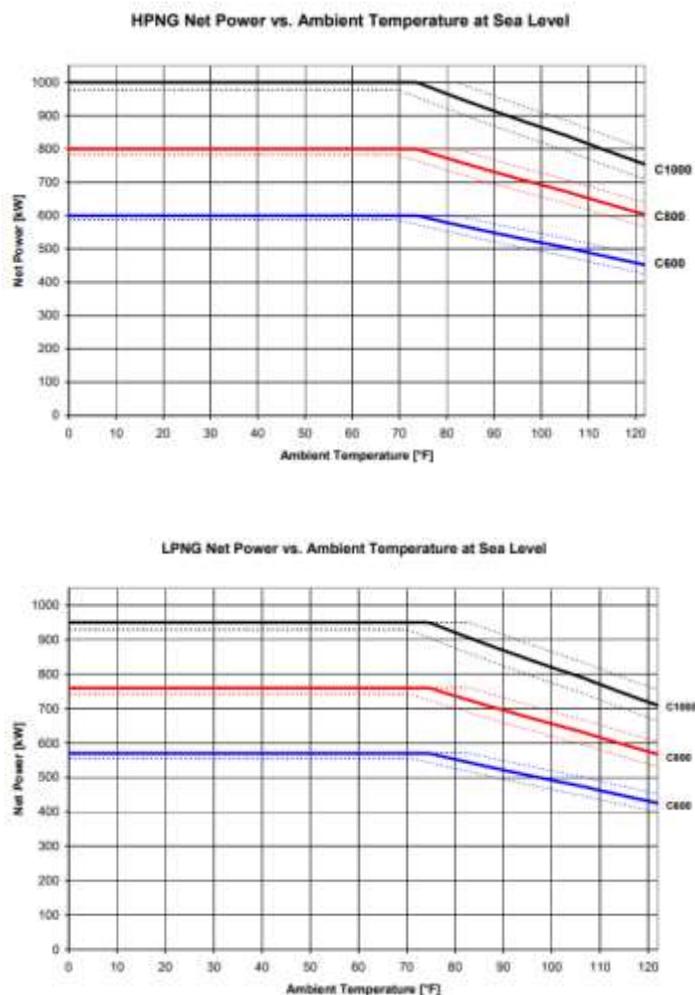
(Eficiencia turbina)

Microturbina C1000S

La microturbina opera con una variedad de combustibles líquidos y gaseosos, proporciona emisiones ultra bajas y generación eléctrica-térmica a partir de gas natural. El análisis de la microturbina C1000S se realiza el mismo procedimiento de las turbinas de gas, se diferencia en los datos de las curvas de rendimiento como se visualiza en la Figura 26 (C1000S: Capstone Green Energy Corporation (CGRN), 2022).

Figura 26

Curvas de rendimiento de la microturbina C1000S



Nota. Tomado de (Capstone, 2022).

Los datos de la curva de rendimiento de la microturbina de gas en Condiciones ISO a 15°C, de la Figura 26 son: Potencia eléctrica: 950 kWe, Heat rate: 11600 kJ/kWh, Temperatura de salida: 280 °C, Flujo de gas: 6.65 kg/s (Capstone, 2022).

Para identificar las potencias individuales del ciclo Brayton de la microturbina, se realiza el mismo procedimiento de la sección 3.7.1 de la turbina de gas, de modo que se diferencia en los datos de las curvas de rendimiento de la microturbina.

Captura de CO₂

Para el desarrollo y la búsqueda de la solución más factible para capturar y separar el CO₂, del gas asociado se desarrolla la Tabla 5, donde se indican las ventajas y desventajas de emplear cada método considerando el tipo de gas asociado disponible en el Bloque 53.

Tabla 5

Ventajas y desventajas de captura de CO₂

Métodos y técnicas	Ventajas	Desventajas	Observación
Pre-combustión	<ul style="list-style-type: none"> · 99% de extracción del CO₂. · Limpieza de corrosivos SO₂ y NOx. · Obtención de hidrógeno por reformado de vapor 	<ul style="list-style-type: none"> · Emplea solventes de elevado costo operativo. · Inversión moderada por la planta de filtrado y limpieza del gas. 	<ul style="list-style-type: none"> · Se puede abaratar costos empleando filtrado de membranas · La capacidad está limitada por el tamaño de la planta

Métodos y técnicas	Ventajas	Desventajas	Observación
Post-combustión	<ul style="list-style-type: none"> · Maneja grandes volúmenes de gas. · Puede ser aplicada en una planta de generación eléctrica basada en ciclos combinados. · Usa sorbente/solvente , membrana, separación criogénica 	<ul style="list-style-type: none"> · Los resultados son teóricos. · Método de separación criogénica es costoso es elevado 	<ul style="list-style-type: none"> · Se usa con frecuencia en las industrias químicas, farmacéutica, de cemento entre otras. · En la actualidad en la industria Oil & Gas, no se han aplicado algunos de los métodos de captura de CO₂.
oxicombustión	<ul style="list-style-type: none"> · Proceso simple. · Maneja grandes volúmenes de gas. · 99% de extracción del CO₂. · Limpieza de corrosivos SO₂ y NO_x. 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere una planta de producción de oxígeno puro. Puede requerir combustible adicional para oxidar el gas. Inversión alta. 	<ul style="list-style-type: none"> · El costo operativo ha demostrado ser mayor a los beneficios de implementar esta tecnología.

Capítulo IV

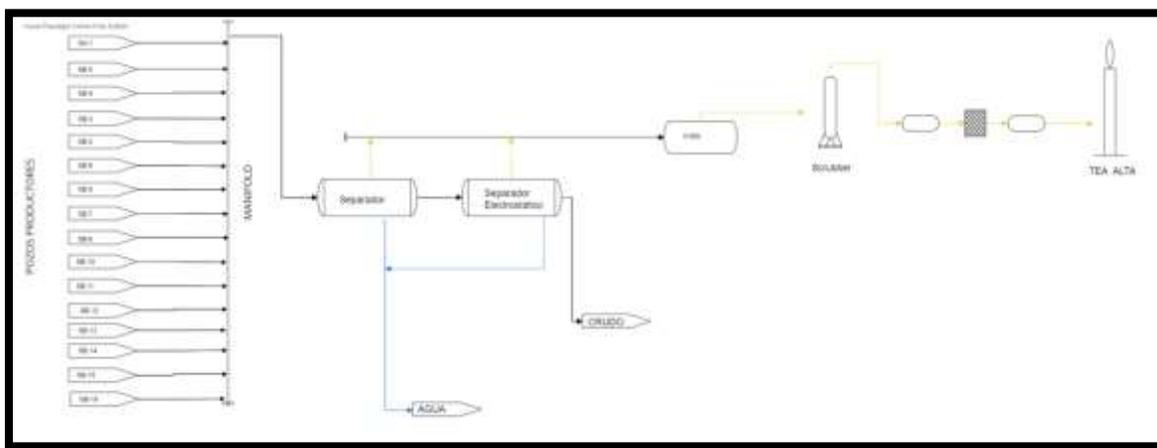
Resultados y discusión

Esquema referencial

El área de estudio se describe en la Figura 23 en la sección 3.3. lo que permitió considerar el esquema referencial de la trayectoria de tubería del gas asociado, en los equipos de facilidades de producción de Singue B. El proceso inicia en la extracción de crudo de los 14 pozos productores, la tubería de crudo sale del cabezal de producción de cada pozo y se dirige al manifold que tiene la función de reunir la producción de los diferentes pozos. El fluido se dirige al separador trifásico (crudo – agua – gas), el gas que sale del separador se dirige al tanque KOD (Knock out Drum), y finalmente el gas se dirige al mechero de alta presión para ser quemado, como se visualiza en la Figura 27.

Figura 27

Esquema referencial de la Plataforma Singue B



Nota. Esquema referencial de la Plataforma Singue B – Bloque 53, identificación de la trayectoria de tubería del gas asociado.

Alternativa de Oxidación Térmica

Combustión de aire teórico al 100 %

Para la alternativa de oxidación térmica, se realizó el balance de combustión del gas asociado del Bloque 53. Para ello, la Figura 28, realizada en Excel, se obtiene las tablas respectivas para el cálculo de la Combustión teórica del aire al 100 %. Se aplicó la Ec.1 del balance de combustión al 100 % de aire teórico, como se visualiza en el Literal a de la Figura 28, mediante el método matemático se obtuvo las moles respectivas de cada variable de igualación obteniendo los valores en el Literal b de la Figura 28, donde: 'x' tiene 1.416 mol de aire, 'y' tiene 1.5496 mol de CO₂, 'z' tiene 1.136 mol de H₂O, y 'w' tiene 5.334 mol de N₂. Para comprobar la cantidad de moles de reactivos como de productos, se realizó el balance de masa para cada elemento como se visualiza en el Literal c, de la Figura 28. El cálculo de combustión de aire teórico a la 100% permitió identificar si la combustión del gas es completa o incompleta. Es un análisis necesario para cuantificar la cantidad de aire que ingresa a la cámara de combustión.

Figura 28

Cálculo de combustión del gas asociado del Bloque 53, con aire teórico al 100 %

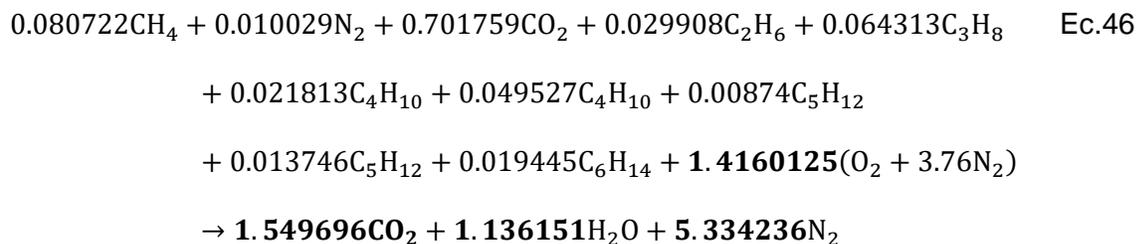
Literal a. Cálculo de la combustión del aire teórico al 100%						PM	Gramos	
REACTIVOS	Fracción					Kg/Kmol	Kg	
	Molar	Fracción*C	Fracción*H	Fracción*O	Fracción*N			
	METANO	0,080722	0,080722	0,322888			16,043	1,295023
	NITROGENO	0,010029				0,020058	28	0,280812
	CO2	0,701759	0,701759		1,403518		44,009	30,88371
	ETANO	0,029908	0,059816	0,179448			30,05	0,898735
	PROPANO	0,064313	0,192939	0,514504			44,097	2,83601
	ISO-BUTANO	0,021813	0,087252	0,21813			58,124	1,267859
	N-BUTANO	0,049527	0,198108	0,49527			58,124	2,878707
	ISO-PENTANO	0,00874	0,0437	0,10488			72,151	0,6306
N-PENTANO	0,013746	0,06873	0,164952			72,151	0,991788	
HEXANO	0,019445	0,11667	0,27223			86,178	1,675731	
Sum. Frac. Molar	1,000002					TOTAL	43,63898	
AIRE								
O2	1,4160125			2,832025		31,998	90,61914	
N2	1,4160125				2,832025	28	298,1556	
PRODUCTOS	CO2	1,549696	1,549696	3,099392				
	H2O	1,136151	8,020083	2,272302	1,136151			
	N2	5,334236			10,668472			

Literal b.		
Valores de Igualación		
AIRE	X	1,4160125
CO2	Y	1,549696
H2O	Z	1,136151
N2	W	5,334236

Literal d. Tabla de relación aire - combustible		
r a/c t	8,9088872	
r a/c R	9,9088872	
%at	111,22475	aire en exceso
AC	4,4791692	kg aire/kg comb

Literal c. Resultados del Balance de masa			
Elemento	Reactivos sin Rx	Reactivos Rx	Productos
C	1,549696	1,549696	1,549696
H	2,272302	2,272302	2,272302
O	1,403518	4,235543	4,235543
N	0,020058	10,668472	10,668472

Finalmente se obtiene la Ec.37 del balance de combustión al 100 % de aire teórico con el gas asociado del Bloque 53, como se representa en la Ec.46.



La Ec.46, es la reacción de combustión del gas asociado del Bloque 53 con aire teórico al 100%. Esta reacción es la base para calcular la reacción de combustión de aire en exceso.

En el Literal d de la Figura 28, se obtuvo la relación de aire-combustión, mediante las Ecuaciones: Ec.2 relación de aire-combustible teórico dando un valor de ~ 8.9 , la Ec.3 relación aire-combustible real dando un valor de ~ 9.90 y la Ec.4 porcentaje de aire-combustible. Dando un resultado de $\sim 112\%$ de aire en exceso, es decir, para que la combustión sea completa se requiere $\sim 12\%$ adicional de aire.

Combustión de aire en exceso al 112 %

Para el balance estequiométrico se detalla en la Figura 29. Se realizó la misma metodología del aire teórico al 100%, pero aplicando la Ec.6 que corresponde a la reacción de combustión de aire en exceso, como se visualiza en el Literal e de la Figura 29. El valor que se adiciona en la reacción de combustión es del aire con un valor molar de 1.416.

En el Literal f de la Figura 29, se obtiene los valores de igualación de la reacción de combustión, usando el método matemático en Excel. Los valores obtenidos son: '**x**' con valor de 1.5859 mol de aire, '**y**' tiene 1.549696 mol de CO_2 , '**z**' tiene 1.13615 mol de H_2O , '**w**' tiene 5.9731 mol de N_2 y '**m**' tiene 0.16992 mol de O_2 . Para identificar que la reacción esta igualada tanto en productos como reactivos se visualiza en el Literal g de la Figura 29. El valor de la igualación del oxígeno en los productos cumple con la condición, que para una reacción de combustión completa el oxígeno debe estar en exceso al menos el 15%, y el valor obtenido se tiene $\sim 16\%$ de oxígeno.

Figura 29

Cálculo de combustión del gas asociado del Bloque 53, con exceso de aire

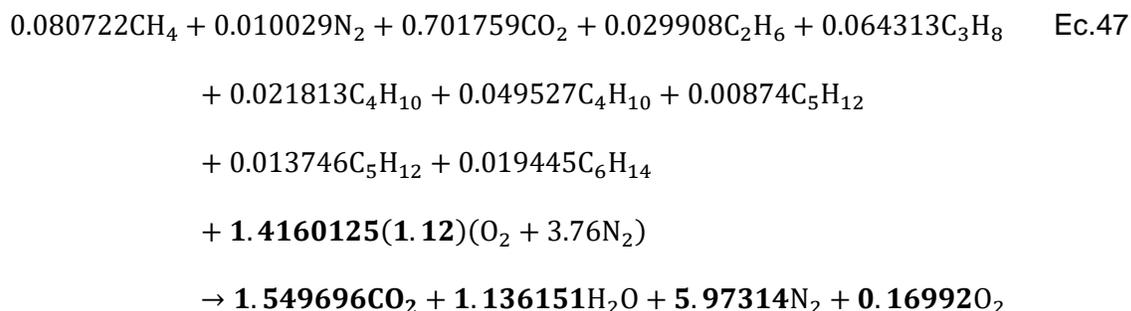
Literal e. Cálculo de la combustión al 112% de aire en exceso						PM	GRAMOS
	Fracción					Kg/Kmol	Kg
	Molar	Fracción°C	Fracción*H	Fracción*O	Fracción*N		
REACTIVOS	METANO	0,080722		0,322888		16,043	1,29502305
	NITROGENO	0,010029			0,020058	28	0,280812
	CO2	0,701759			1,403518	44,009	30,8837118
	ETANO	0,029908	0,059816	0,179448		30,05	0,8987354
	PROPANO	0,064313	0,192939	0,514504		44,097	2,83601036
	ISO-BUTANO	0,021813	0,087252	0,21813		58,124	1,26785881
	N-BUTANO	0,049527	0,198108	0,49527		58,124	2,87870735
	ISO-PENTANO	0,00874	0,0437	0,10488		72,151	0,63059974
	N-PENTANO	0,013746	0,06873	0,164952		72,151	0,99178765
	HEXANO	0,019445	0,11667	0,27223		86,178	1,67573121
	Sum. Frac. Molar	1,000002				TOTAL	43,6389774
	AIRE exceso 12%						
	O2	1,585934		3,171868		31,998	101,493432
	N2	1,585934			11,926224	28	333,934263
PRODUCTOS	CO2	1,549696	1,549696		3,099392		
	H2O	1,136151		2,272302	1,136151		
	N2	5,9731408				11,946282	
	O2	0,1699215		0,339843			

Literal f. Valores de Igualación			
	Igualación	100%	112,00%
AIRE	X	1,4160125	1,585934
CO2	Y	1,549696	1,549696
H2O	Z	1,136151	1,136151
N2	W	5,334236	5,97314084
O2	M		0,1699215

Literal h. Tabla de relación aire combustible		
r a/c t	9,9779537	
r a/c R	10,977954	
%at	110,0221	
AC	5,0166696	kg aire/kg combustible

Literal g. Valor Molar			
Elemento	Reactivos sin Rx	Reactivos Rx	Productos
C	1,549696	1,549696	1,549696
H	2,272302	2,272302	2,272302
O	4,575386	4,575386	4,575386
N	11,946282	11,94628168	11,9462817

Con los valores obtenidos del Literal e de la Figura 29 y la Ec.6 se obtiene la ecuación balanceada al 112% de exceso de aire, representada en la Ec.38.



La ecuación obtenida representa el balance estequiométrico de combustión del gas asociado del Bloque 53 con el aire en exceso, lo que representa que la combustión es completa.

En el Literal h de la Figura 29 se identifica la relación de aire-combustión, la Ec.2 es la relación de aire-combustible teórico dando un valor de ~9.98, la Ec.3 corresponde la relación de aire-combustible real da un valor de ~1.98 y el porcentaje de aire-combustible se usa la Ec.4 dando un valor de ~110 % y finalmente para determinar la relación de aire-combustible en función de la masa se usa la Ec.5, dando un valor de ~5.0 kg aire/kg combustible. El valor obtenido permite teóricamente que los componentes del gas reaccionen con el oxígeno de manera adecuada.

Cálculo de calor a partir de la combustión de parafinas del gas asociado del Bloque 53

Para el análisis de combustión de las parafinas que contiene el gas asociado del Bloque 53, se considera que las reacciones no incluyen trabajo. Para determinar el calor generado por los oxidantes térmicos DFTO y VCU, se aplicó la ecuación (Ec.14). Para ello, primero se determinó las entalpías de reacción a diferentes temperaturas de la Tabla 4, y aplicando la ecuación (Ec.15). Para encontrar la energía de capacidades caloríficas se usó el software Matlab, donde se obtiene los valores correspondientes, como se visualiza en la Tabla 6.

Tabla 6

Entalpias de reacción a diferentes temperaturas de estudio

	Fracción	Entalpía de Formación (KJ/Kmol)	Cp (KJ/Kmol ² K)				CATOX		RTO		DFTO		VCU	
		hf @298,15 °K	A	B	C	D	h @307,04 °K- 350 °K	h @307,04 °K- @850 °K	h @307,04 °K- 1300 °K	h @307,04 °K- 1500 °K	h @298,15 °K- 353 °K	h @298,15 °K- 1100 °K	h @298,15 °K- 1100 °K	h @298,15 °K- 1260 °K
METANO	0,080722	-74520	19,25	0,05213	1,20E-05	-1,13E-08	1,60E+07	2,77E+08	6,13E+08	7,82E+08	2,04E+07	4,58E+08	4,58E+08	5,84E+08
NITROGENO	0,010029	0	31,15	-1,36E-02	2,68E-05	-1,17E-08	1,25E+07	1,64E+08	3,11E+08	3,76E+08	1,60E+07	2,47E+08	2,47E+08	3,01E+08
CO2	0,701759	-393510	19,8	0,07344	-5,60E-05	1,71E-08	1,65E+07	2,51E+08	5,00E+08	6,19E+08	2,10E+07	3,89E+08	3,89E+08	4,80E+08
ETANO	0,029908	-83820	5,409	0,1781	-6,94E-05	8,71E-09	2,44E+07	4,65E+08	1,04E+09	1,32E+09	3,09E+07	7,72E+08	7,72E+08	9,85E+08
PROPANO	0,064313	-104680	-4,224	0,3063	-1,59E-04	3,22E-08	3,45E+07	6,70E+08	1,48E+09	1,88E+09	4,37E+07	1,11E+09	1,11E+09	1,41E+09
ISO-BUTANO	0,021813	-131418	-1,39	0,3847	-1,85E-04	2,90E-08	4,56E+07	8,77E+08	1,93E+09	2,43E+09	5,77E+07	1,45E+09	1,45E+09	1,83E+09
N-BUTANO	0,049527	-125790	9,487	0,3313	-1,11E-04	-2,82E-09	4,56E+07	8,72E+08	1,92E+09	2,41E+09	5,78E+07	1,44E+09	1,44E+09	1,83E+09
ISO-PENTANO	0,00874	-153700	-9,525	0,5066	-2,73E-04	5,72E-08	5,56E+07	1,08E+09	2,38E+09	3,02E+09	7,04E+07	1,78E+09	1,78E+09	2,27E+09
N-PENTANO	0,013746	-146760	-3,626	0,4873	-2,58E-04	5,31E-08	5,60E+07	1,08E+09	2,37E+09	3,00E+09	7,10E+07	1,77E+09	1,77E+09	2,25E+09
HEXANO	0,019445	-166940	-4,413	0,528	-3,12E-04	6,50E-08	5,91E+07	1,11E+09	2,38E+09	2,98E+09	7,49E+07	1,80E+09	1,80E+09	2,27E+09
AGUA		-241814	32,24	0,001924	1,06E-05	-3,60E-09	1,40E+07	1,85E+08	3,56E+08	4,37E+08	1,79E+07	2,81E+08	2,81E+08	3,43E+08
OXÍGENO		0	28,11	-3,68E-06	-1,75E-05	-1,07E-08	1,11E+07	1,05E+08	7,65E+07	4,930.759	1,42E+07	1,10E+08	1,10E+08	8,80E+07

El calor de entalpía que se obtuvo de cada compuesto, sirve para encontrar el calor total máximo y mínimo de las parafinas combustionadas de la sección 3.6, Ec.7. Para ello, se usó las siguientes ecuaciones correspondientes a cada parafina: metano Ec.8, etano Ec.9, propano Ec.10, n-butano/i-butano Ec.11, n-pentano/i-pentano Ec.12 y hexano Ec.13. En la Tabla 7, corresponde el cálculo del calor total para el Oxidante Térmica de Fuego Directo (DFTO), y en la Tabla 8, corresponde al cálculo del calor total de la Unidad de vapor de Combustión (VCU). El calor que desprende el DFTO en el proceso de combustión, es de -1.29×10^8 kJ/kmol, y el calor que desprende el VCU, es de -1.59×10^8 kJ/kmol. El valor negativo corresponde que el calor es exotérmico, es decir que libera calor, misma que es útil para aplicaciones de cogeneración.

Tabla 7

Valores de calores de reacción a temperaturas de estudio para la torre de oxidación Térmica de Fuego Directo (DFTO)

DFTO									
Reacción Uno METANO									
$\text{CH}_4 + 2\text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$	FRACCION MOL	ΔH_{rea} , 298 K	ΔC_p , 298 K-353 K	ΔC_p , 298 K-1100 K					
CH4	0.07	1	-802619	8076000	1.00E+00				
O2	0.164	2							
CO2	0.0807	1	ΔH_{rea} , 353 K	7.27E+06					
H2O	0.164	2	ΔH_{rea} , 1100 K	-8.03E+05					
Reacción Dos ETANO									
$\text{C}_2\text{H}_6 + 3.5\text{O}_2 \rightarrow 2\text{CO}_2 + 3\text{H}_2\text{O}$	IACCION MOL	ΔH_{rea} , 298 K	ΔC_p , 298 K-353 K	ΔC_p , 298 K-1100 K					
C2H6	2.99	1	-1428642	1.52E+07	4.63E+08				
O2	0.10465	3.5							
CO2	0.0599	2	ΔH_{rea} , 353 K	1.37E+07					
H2O	0.0897	3	ΔH_{rea} , 1100 K	4.61E+08					
Reacción Tres PROPANO									
$\text{C}_3\text{H}_8 + 5\text{O}_2 \rightarrow 3\text{CO}_2 + 4\text{H}_2\text{O}$	IACCION MOL	ΔH_{rea} , 298 K	ΔC_p , 298 K-353 K	ΔC_p , 298 K-1100 K					
C3H8	8.43	1	534989.7602	-2.77E+08	-7.02E+09				
O2	0.3245	5							
CO2	0.1509	3	ΔH_{rea} , 353 K	-2.77E+08					
H2O	0.2572	4	ΔH_{rea} , 1100 K	-7.02E+09					
Reacción Cuatro I-BUTANO									
$\text{C}_4\text{H}_{10} + 6.4\text{O}_2 \rightarrow 4\text{CO}_2 + 5\text{H}_2\text{O}$	IACCION MOL	ΔH_{rea} , 298 K	ΔC_p , 298 K-353 K	ΔC_p , 298 K-1100 K					
C4H10	2.18	1	225819.442	-1.24E+08	-3.10E+09				
O2	0.1417	6.5							
CO2	0.0872	4	ΔH_{rea} , 353 K	-1.24E+08					
H2O	0.109	5	ΔH_{rea} , 1100 K	-3.10E+09					
Reacción Cinco N-BUTANO									
$\text{C}_4\text{H}_{10} + 6.5\text{O}_2 \rightarrow 4\text{CO}_2 + 5\text{H}_2\text{O}$	IACCION MOL	ΔH_{rea} , 298 K	ΔC_p , 298 K-353 K	ΔC_p , 298 K-1100 K					
C4H10	4.95	1	-2.66E+06	2.39E+07	8.03E+08				
O2	0.32175	6.5							
CO2	0.159	4	ΔH_{rea} , 353 K	2.19E+07					
H2O	0.2475	5	ΔH_{rea} , 1100 K	8.03E+08					
Reacción Seis I-PENTANO									
$\text{C}_5\text{H}_{12} + 8\text{O}_2 \rightarrow 5\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$	IACCION MOL	ΔH_{rea} , 298 K	ΔC_p , 298 K-353 K	ΔC_p , 298 K-1100 K					
C5H12	0.07	1	-3.26E+06	2.89E+07	9.63E+08				
O2	0.0698	8							
CO2	0.0435	5	ΔH_{rea} , 353 K	2.53E+07					
H2O	0.0522	6	ΔH_{rea} , 1100 K	9.60E+08					
Reacción Siete I-PENTANO									
$\text{C}_5\text{H}_{12} + 8\text{O}_2 \rightarrow 5\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$	IACCION MOL	ΔH_{rea} , 298 K	ΔC_p , 298 K-353 K	ΔC_p , 298 K-1100 K					
C5H12	1.37	1	64228.6542	-3.59E+07	-2.39E+09				
O2	0.098	8							
CO2	0.0685	5	ΔH_{rea} , 353 K	-3.59E+07					
H2O	0.0822	6	ΔH_{rea} , 1100 K	-2.39E+09					
Reacción Ocho I-HEXANO									
$\text{C}_6\text{H}_{14} + 9.5\text{O}_2 \rightarrow 6\text{CO}_2 + 7\text{H}_2\text{O}$	IACCION MOL	ΔH_{rea} , 298 K	ΔC_p , 298 K-353 K	ΔC_p , 298 K-1100 K					
C6H14	1.95	1	246890.0948	-1.44E+08	-3.46E+09				
O2	0.1943	9.5							
CO2	0.1164	6	ΔH_{rea} , 353 K	-1.44E+08					
H2O	0.1358	7	ΔH_{rea} , 1100 K	-3.46E+09					
Reacción Nueve CO2									
CO2	IACCION MOL	ΔH_{rea} , 298 K	ΔC_p , 298 K-353 K	ΔC_p , 298 K-1500 K					
CO2	0.7078		-2.76E+05	1.48E+07	2.73E+08				
			ΔH_{rea} , 353 K	1.45E+07					
			ΔH_{rea} , 1100 K	2.73E+08					
necesitamos 163.854 kmol/h oxígeno 638.5746 mol/h nitrógeno									
Conversiones 1h 3600 s									
Calculo de calor total de salida DATOS PM gas 43.626395 kg/mol Flujo máxico g 46.054884 kg/s									
TORRE DFTO flujo máxico g 3.85E+05 kg/h									
CALOR		minima	-5.89E+08	KW/s	Kw				
CALCULADO		maxima	-1.42E+10	KW/s	Kw				
CALOR TORRE		minima	-4.34E+12	KW/s	Kw				
		maxima	-1.19E+14	KW/s	Kw				
TOTAL			MINIMA	ΔH_{rea} , 353 K	-5.58E+08	KJ/MOL			
			MAXIMA	ΔH_{rea} , 1100 K	-1.35E+10	KJ/MOL			
CALOR					-1.29E+10	KJ/MOL			

Tabla 8

Valores de calores de reacción a temperatura de estudio para la Unidad de Vapor de Combustión (VCU)

VCU									
Reacción Uno METANO									
CH ₄ +2O ₂ -->CO ₂ +2H ₂ O									
	IACCION MOL		ΔH _{rea} , 298 K	ΔCp _{p.m.} , 298 K-	ΔCp _{p.m.} , 298 K-				
				1500 K	1800 K				
CH ₄	0.0807	1	-84771.2726	2.20E+07	3.27E+07				
O ₂	0.3634	1							
CO ₂	0.0807	1	ΔH _{rea} , 1100 K	2.19E+07					
H ₂ O	0.3634	2	ΔH _{rea} , 1260 K	5.27E+07					
Reacción Dos ETANO									
C ₂ H ₆ +3.5O ₂ -->2CO ₂ +3H ₂ O									
	IACCION MOL		ΔH _{rea} , 298 K	ΔCp _{p.m.} , 298 K-	ΔCp _{p.m.} , 298 K-				
				1500 K	1800 K				
C ₂ H ₆	0.0233	1	-42716.3958	1.38E+07	2.08E+07				
O ₂	0.10485	3.5							
CO ₂	0.0538	2	ΔH _{rea} , 1100 K	1.38E+07					
H ₂ O	0.0897	3	ΔH _{rea} , 1260 K	2.07E+07					
Reacción Tres PROPANO									
C ₃ H ₈ +5O ₂ -->3CO ₂ +4H ₂ O									
	IACCION MOL		ΔH _{rea} , 298 K	ΔCp _{p.m.} , 298 K-	ΔCp _{p.m.} , 298 K-				
				1500 K	1800 K				
C ₃ H ₈	0.0643	1	-113171.7156	4.05E+07	6.11E+07				
O ₂	0.3215	5							
CO ₂	0.1929	3	ΔH _{rea} , 1100 K	4.04E+07					
H ₂ O	0.2572	4	ΔH _{rea} , 1260 K	6.16E+07					
Reacción Cuatro I-BUTANO									
C ₄ H ₁₀ +6.5O ₂ -->4CO ₂ +5H ₂ O									
	IACCION MOL		ΔH _{rea} , 298 K	ΔCp _{p.m.} , 298 K-	ΔCp _{p.m.} , 298 K-				
				1500 K	1800 K				
C ₄ H ₁₀	0.0218	1	-57808.8856	1.74E+07	2.67E+07				
O ₂	0.3677	6.5							
CO ₂	0.0872	4	ΔH _{rea} , 1100 K	1.73E+07					
H ₂ O	0.319	5	ΔH _{rea} , 1260 K	2.87E+07					
Reacción Cinco I-BUTANO									
C ₄ H ₁₀ +6.5O ₂ -->4CO ₂ +5H ₂ O									
	IACCION MOL		ΔH _{rea} , 298 K	ΔCp _{p.m.} , 298 K-	ΔCp _{p.m.} , 298 K-				
				1500 K	1800 K				
C ₄ H ₁₀	0.0435	1	-1.32E+05	3.91E+07	6.11E+07				
O ₂	0.32775	6.5							
CO ₂	0.198	4	ΔH _{rea} , 1100 K	3.96E+07					
H ₂ O	0.2475	5	ΔH _{rea} , 1260 K	6.10E+07					
Reacción Seis I-PENTANO									
C ₅ H ₁₂ +8O ₂ -->5CO ₂ +6H ₂ O									
	IACCION MOL		ΔH _{rea} , 298 K	ΔCp _{p.m.} , 298 K-	ΔCp _{p.m.} , 298 K-				
				1500 K	1800 K				
C ₅ H ₁₂	0.0097	1	-2.84E+04	8.38E+06	1.29E+07				
O ₂	0.0636	8							
CO ₂	0.0435	5	ΔH _{rea} , 1100 K	8.35E+06					
H ₂ O	0.0522	6	ΔH _{rea} , 1260 K	1.29E+07					
Reacción Siete N-PENTANO									
C ₅ H ₁₂ +8O ₂ -->5CO ₂ +6H ₂ O									
	IACCION MOL		ΔH _{rea} , 298 K	ΔCp _{p.m.} , 298 K-	ΔCp _{p.m.} , 298 K-				
				1500 K	1800 K				
C ₅ H ₁₂	0.0137	1	-44621.5330	1.33E+07	2.05E+07				
O ₂	0.1036	8							
CO ₂	0.0695	5	ΔH _{rea} , 1100 K	1.33E+07					
H ₂ O	0.0822	6	ΔH _{rea} , 1260 K	2.05E+07					
Reacción Ocho I-HEXANO									
C ₆ H ₁₄ +9.5O ₂ -->6CO ₂ +7H ₂ O									
	IACCION MOL		ΔH _{rea} , 298 K	ΔCp _{p.m.} , 298 K-	ΔCp _{p.m.} , 298 K-				
				1500 K	1800 K				
C ₆ H ₁₄	0.0195	1	-75387.5752	2.79E+07	4.19E+07				
O ₂	0.3643	9.5							
CO ₂	0.1164	6	ΔH _{rea} , 1100 K	2.78E+07					
H ₂ O	0.1368	7	ΔH _{rea} , 1260 K	4.19E+07					
TOTAL									
	MINIMA	ΔH _{rea} , 1100 K	4.55E+08	KJ/KMOL					
	MAXIMA	ΔH _{rea} , 1260 K	6.14E+08	KJ/KMOL					
CALOR			1.59E+08	KJ/MOL					

Reacción Nueve CO ₂					
CO ₂	IACCION MOL		ΔH _{rea} , 298 K	ΔCp _{p.m.} , 298 K-	ΔCp _{p.m.} , 298 K-
CO ₂	0.7018		-2.76E+05	2.73E+08	3.37E+08
				ΔH _{rea} , 1100 K	2.73E+08
				ΔH _{rea} , 1260 K	3.36E+08

Conversiones			
1h	3600	s	

Calculo de calor total de salida

DATOS

PMgas	43.626395	kg/mol
Flujo mássico g	46.054884	kg/h

CALOR	minima	4.07E+08	KJ/s	Kw
CALCULADO	maxima	6.40E+08	KJ/s	Kw

Alternativa Generación Eléctrica a gas

Para determinar las potencias respectivas de la turbina de gas, como de la microturbina, el primer paso consiste en encontrar el factor de compresibilidad del gas asociado del Bloque 53, el valor z , permite identificar que el comportamiento del gas real aplicando la ley de los gases ideales.

Cálculo del factor de compresibilidad (z)

Para identificar el valor z del gas asociado del Bloque 53, los datos de presiones (psia) y temperaturas críticas ($^{\circ}\text{R}$), son tomados del libro de manual de Perry (Green & Perry, 2008).

Se calcula las presiones pseudocríticas de cada componente multiplicando la fracción del gas con la presión crítica en unidades de psia, de igual manera se calcula las temperaturas pseudocríticas en unidades de $^{\circ}\text{R}$, como se visualiza en la Tabla 9.

Tabla 9

Presiones y Temperaturas críticas del gas asociado del Bloque 53

Componentes	(y_i)		T_{ci} ($^{\circ}\text{R}$)	P_{ci} (psia)	$^{\circ}\text{R}$ $T_{pc} = \sum(y_i \cdot T_{ci})$	Psia $P_{pc} = \sum(y_i \cdot P_{ci})$
	%Molar	Fracción				
METANO	8,0722	0,080722	343	666,4	27,687646	53,7931408
NITROGENO	1,0029	0,010029	227,2	492,8	2,2785888	4,9422912
CO2	70,1759	0,701759	547,4	1969,5	384,1428766	1382,114351
ETANO	2,9908	0,029908	549,6	706,5	16,4374368	21,130002
PROPANO	6,4313	0,064313	665,7	616	42,8131641	39,616808
ISO-BUTANO	2,1813	0,021813	734,1	527,9	16,0129233	11,5150827
N-BUTANO	4,9527	0,049527	765,3	550,6	37,9030131	27,2695662
ISO-PENTANO	0,874	0,00874	828,8	490,4	7,243712	4,286096
N-PENTANO	1,3746	0,013746	845,5	488,6	11,622243	6,7162956
HEXANO	1,9445	0,019445	913,3	436,9	17,7591185	8,4955205
Sum. Frac. Molar	100,0002				563,9007222	1559,879154
AIRE exce 11%						
O2	0					
N2	0					

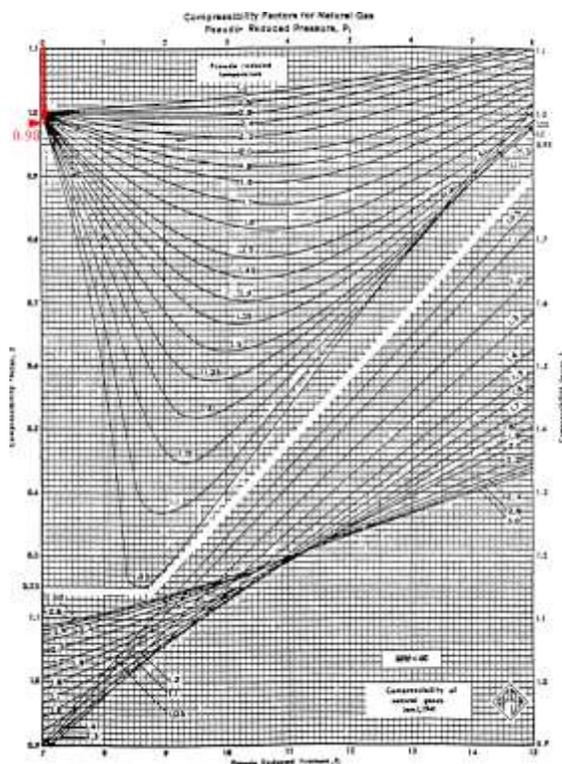
Para calcular el factor de corrección ϵ , se usa la Ec. 19 y Ec. 20 dando un valor de ~ 19.16 , en esta ecuación no hay presencia de fracción molar de H_2S . La presión y temperatura del gas asociado del Bloque 53, se toma de la Tabla 3 sección 3.4, la temperatura de 553°R y

la presión de 45 psia y la temperatura pseudocrítica se aplicó la Ec.17 dando un valor de $\sim 545^\circ\text{R}$, mientras la presión pseudocrítica corregida se usa la Ec.18, dando un valor de 1506.885 psi.

Los valores para identificar en la Figura 24, se obtiene la presión pseudoreducida dividiendo la presión del gas asociado con la presión pseudocrítica corregida, dando un valor de 0.029 psi, y para la temperatura pseudoreducida se obtiene 1.015°R . con estos dos valores se traza en la Figura 30. Dando un valor z de 0.98 que corresponde al factor de compresibilidad del gas asociado del Bloque 53.

Figura 30

Identificación del factor de compresibilidad del gas asociado del Bloque 53



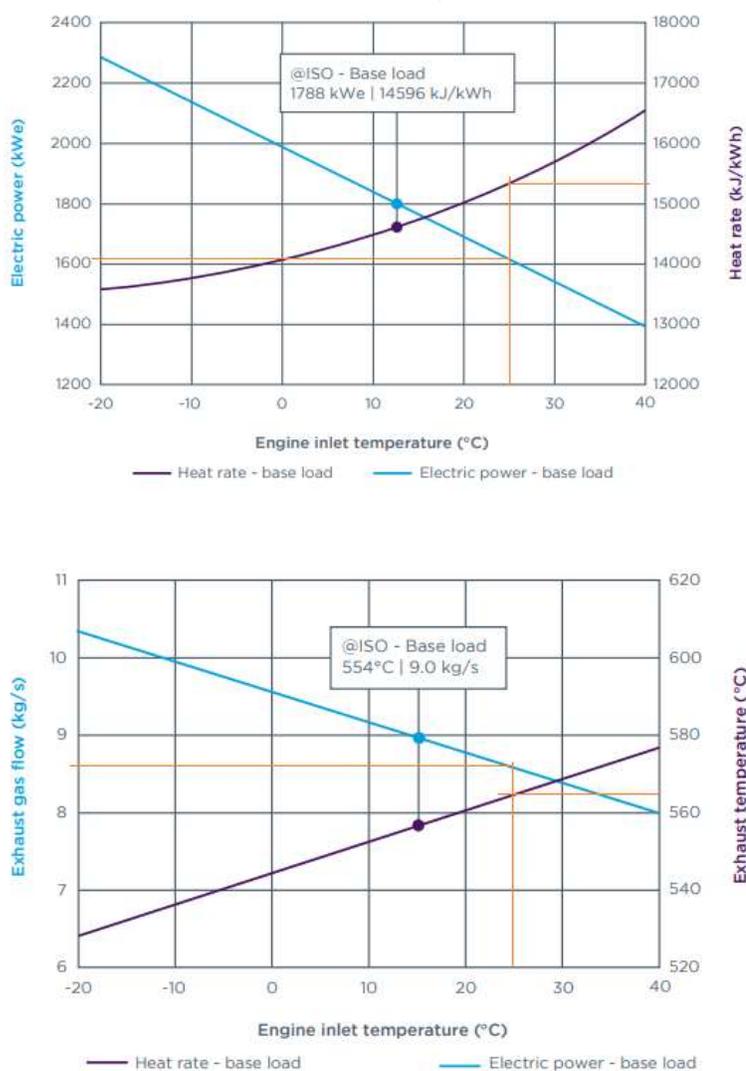
Nota. Tomado de (Ahmed, 2010)

Cálculo del volumen específico y potencias de la turbina de gas OP16

El valor del volumen específico usando la Ec.21, se obtiene un valor de $\sim 0.06 \text{ m}^3/\text{kg}$. Para identificar la potencia generada acorde a las condiciones del gas asociado del Bloque 53 y temperatura del ambiente, se inicia identificando los valores de operación acorde a las curvas de rendimiento propia de la turbina de la Figura 31.

Figura 31

Curvas de rendimiento de la turbina OP16



Nota. Tomado de OPRA (Airem Energy, 2020).

En la Figura 31 se traza acorde a las condiciones del ambiente a 25°C del campo Singue, se obtiene: Potencia eléctrica 1,605 kWe, Heat rate 15,400 kJ/kWh, Temperatura de salida: 565°C y Flujo de gas: 7.2 kg/s

El valor del rendimiento de la turbina en función del Heat Rate y en condiciones ISO, se aplicó la Ec.22, dando un valor de ~0.24. El valor del factor de corrección del Hear rate, se aplicó la Ec.23, dando un valor de 1.05 y el valor del factor de corrección de la potencia máxima usando la Ec.24. da un valor de 0.89.

Para el cálculo de la potencia eléctrica se usa la Ec.25, dando un valor de ~1,60 kWe. Esta potencia es potencia entregada para los generadores y producir energía eléctrica. La potencia 3 de la cámara de combustión se aplica la Ec.26 dando un valor de ~6,500 kW (6,170 Btu/s).

Usando el poder calorífico de la cromatografía del gas se determina el flujo volumétrico de gas asociado del Bloque 53, para ello se aplica la Ec.28, dando un valor de ~280,000 ft³/día (~280 MPCD).

Flujo Másico del gas de la Ec.29, se obtiene un valor de ~0.5 kg_{gas}/s, el valor del flujo másico del aire usando la Ec.30 da un valor de ~2.45 kg_{aire}/s. El valor de la potencia 1 se obtiene usando la Ec.31, dando un valor de ~737 kW. La entalpía a 25 °C es de 298.18 kJ/kg, este valor se obtiene de las tablas termodinámicas de Cengel, 2017.

La entalpía del aire compromiso se obtiene al simular en Aspen Hysys V10, dando un valor de ~751.9 kJ/s. Para obtener la potencia 2 se aplica la Ec.32 que corresponde a la salida del compresor se obtiene un valor de ~15.239 kJ/s

El valor de la potencia 4 se obtiene aplicando la Ec.33, dando un valor de ~6,523 kW. La pérdida de potencia en la turbina de gas, se aplica la Ec.34, dando un valor de

aproximadamente 53.64 kW, finalmente la potencia 5 representa la potencia de los gases de salida, se aplica la ecuación 36, el valor de la potencia 5 es de 4,800 kW.

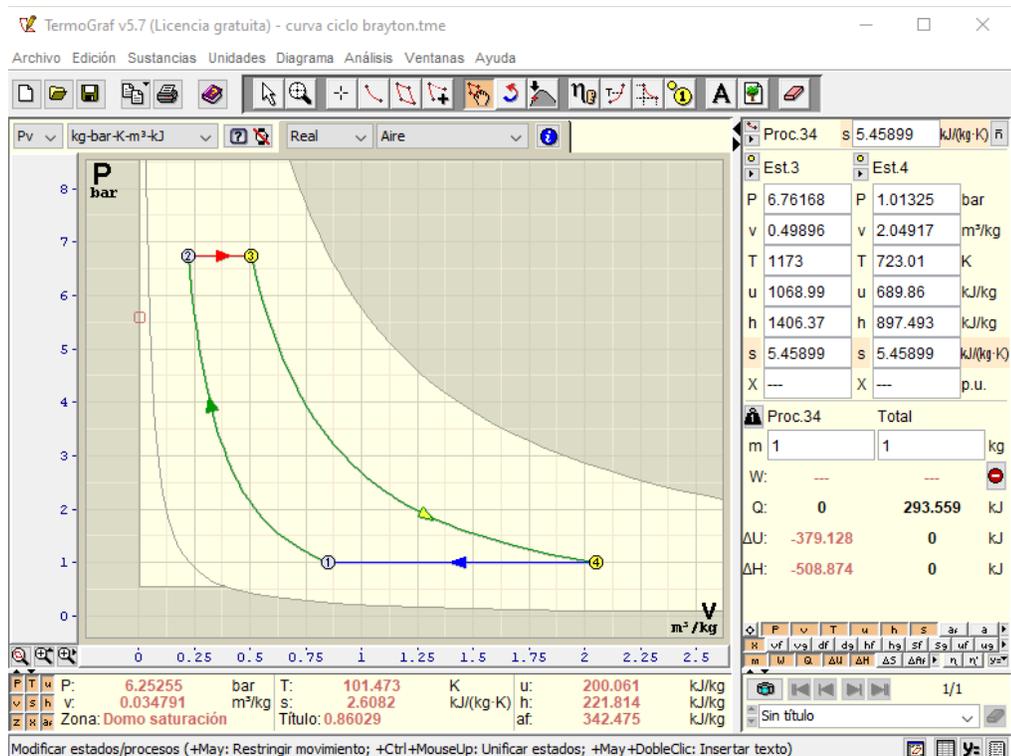
Termodinámica del Ciclo Brayton para la turbina de gas OP16

En el punto 1 del ciclo Brayton se determina el volumen específico del aire que ingresa al compresor, aplicando la Ec.37. el valor es de $0.844 \text{ m}^3/\text{kg}$. En el punto 2 a la salida del compresor se calcula la temperatura 2 con la Ec.38, dando un valor de $\sim 175^\circ\text{K}$, y el volumen específico del punto 2, usando la Ec.39 dando un valor de $0.216 \text{ m}^3/\text{kg}$.

En el punto 3 que corresponde a la salida de la cámara de combustión del ciclo Brayton, se considera la relación de presión de 6.7:1 valor propio de la turbina de gas OP16, de igual manera la Temperatura de $1,173^\circ\text{K}$ aproximadamente. Con la Ec.41 se obtiene el volumen específico de $0.495 \text{ m}^3/\text{kg}$. Finalmente, en el punto 4 del ciclo, se determina la temperatura con la Ec.42 dando un valor de $\sim 682^\circ\text{K}$ y el volumen específico de la Ec.43, con un valor de $\sim 1.93 \text{ m}^3/\text{kg}$. En la Figura 32 representa una simulación del diagrama P-v del ciclo Brayton para la Turbina de gas OP16.

Figura 32

Simulación del diagrama P-v del ciclo Brayton para la Turbina de gas OP16



El rendimiento del ciclo acorde a la Ec.44 da un valor de 0.4192 que corresponde al 42.92 % de rendimiento, mientras el rendimiento de turbina con la Ec.45 se obtiene el 61.62 %.

Cálculo de las potencias de la Microturbina

Se aplican las Curvas de rendimiento de la microturbina, C1000S marca Capstone. Para identificar la potencia generada acorde a las condiciones del gas asociado del Bloque 53 y temperatura del ambiente, se inicia identificando los valores de operación acorde a las curvas de rendimiento propia de la microturbina representada en la Figura 33.

Figura 33

Curvas de rendimiento de la microturbina C1000S

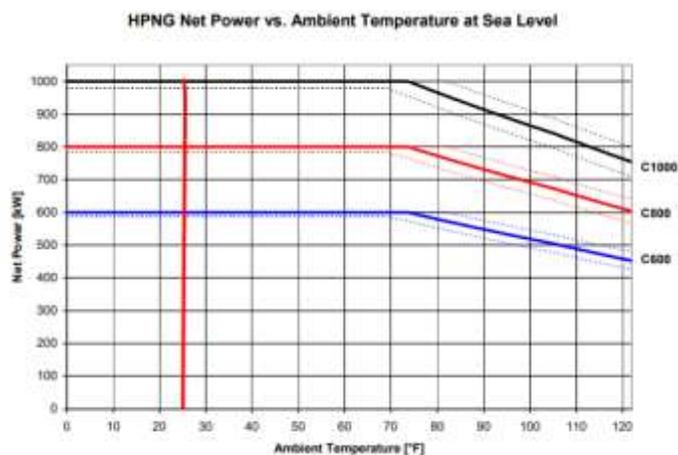


Figure 1. C600, C800, and C1000 Net Power Output vs. Ambient Temperature

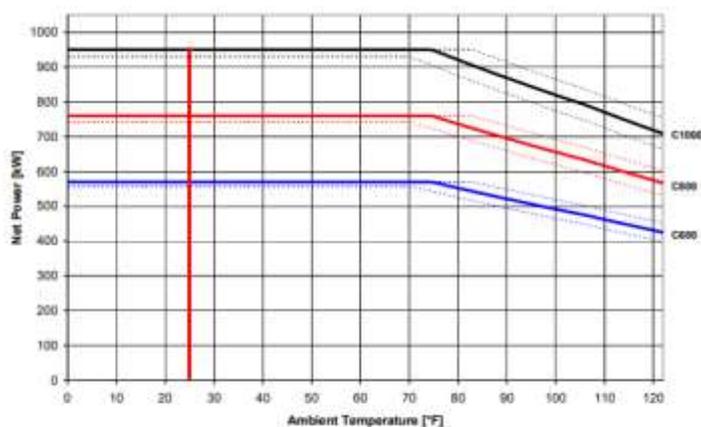


Figure 3. C600, C800, and C100 Low Pressure Natural Gas Net Power vs. Ambient Temperature

Nota. Tomado de (Capstone, 2022).

En la Figura 33 se traza acorde a las condiciones del ambiente a 25 °C del campo Singue, se obtiene: Potencia eléctrica 200 kW_e, Heat rate 10,025 kJ/kWh, Temperatura de salida: 476.4 °C y Flujo de gas: 2.93 kg/s.

El valor del rendimiento de la microturbina en función del Heat Rate y en condiciones ISO, se aplicó la Ec.22, dando un valor de 0.31. El valor del factor de corrección del Hear rate,

se aplicó la Ec. 23, dando un valor de 0.864 y el valor del factor de corrección de la potencia máxima usando la Ec.24. da un valor de ~0.21.

Para el cálculo de la potencia eléctrica se usa la Ec.25, dando un valor de 200 kWe. Esta potencia es potencia entregada para los generadores y producir energía eléctrica. La potencia 3 de la cámara de combustión se aplica la Ec.26 dando un valor de 644.44 kW (611.040 Btu/s).

Usando el poder calorífico de la cromatografía del gas se determina el flujo volumétrico de gas asociado del Bloque 53, para ello se aplica la Ec.28, dando un valor de ~27,500 ft³/día (27.5 MPCD).

Flujo Másico del gas de la Ec.29, se obtiene un valor de 0.0487 kg/s, el valor del flujo másico del aire usando la Ec.30 da un valor de 0.2446 kg_{aire}/s. El valor de la potencia 1 se obtiene usando la Ec.31, dando un valor de 72.95 kW. La entalpía a 25°C es de 298.18 kJ/kg, este valor se obtiene de las tablas termodinámicas de Cengel, 2017.

La entalpia del aire comprimido se obtiene al simular en Aspen Hysys V10, dando un valor de 751.923 kJ/s. Para obtener la potencia 2 se aplica la Ec.32 que corresponde a la salida del compresor se obtiene un valor de 678.96 kJ/s y el valor de la potencia 4 se obtiene aplicando la Ec.33, dando un valor de 1323.41 kW

La pérdida de potencia en la turbina de gas, se aplica la Ec.34, dando un valor de aproximadamente 28.5 kW, finalmente la potencia 5 representa la potencia de los gases de salida, se aplica la ecuación 36, el valor de la potencia 5 es de ~1,094 kW.

Termodinámica del Ciclo Brayton para la microturbina C1000S.

En el punto 1 del ciclo Brayton se determina el volumen específico del aire que ingresa al compresor, aplicando la Ec.37. el valor es de 0.844 m³/kg. En el punto 2 a la salida del

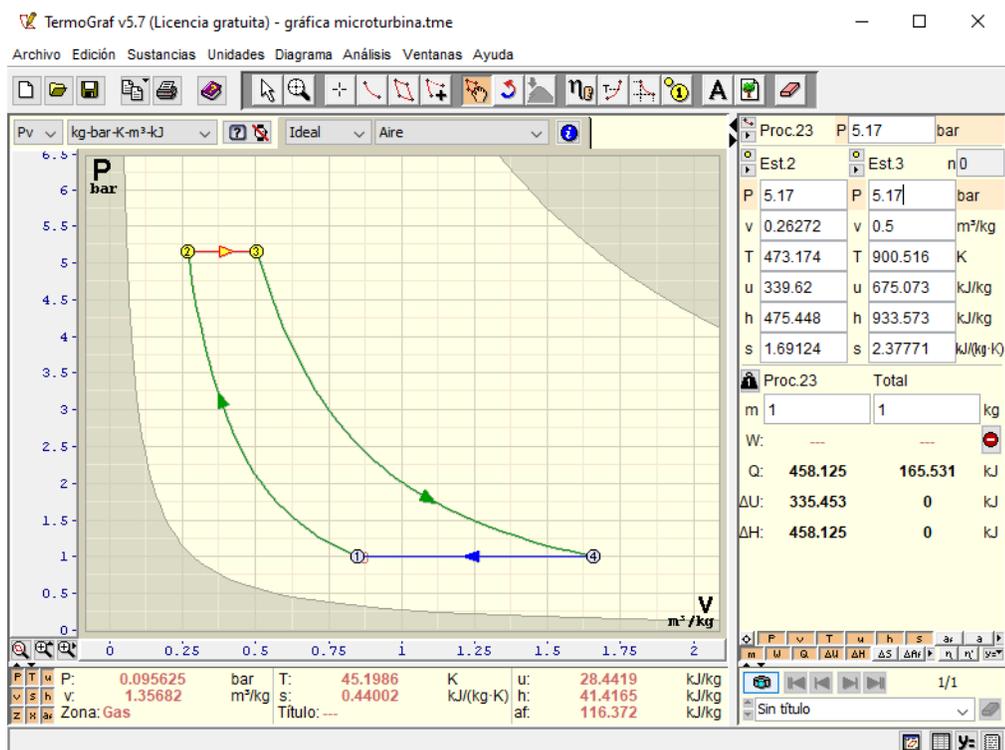
compresor se calcula la temperatura 2 con la Ec.38, dando un valor de 162.02°K, y el volumen específico del punto 2, usando la Ec.39 dando un valor de 0.261 m³/kg.

En el punto 3 que corresponde a la salida de la cámara de combustión del ciclo Brayton, se considera la relación de presión de 5.17:1 valor propia de la turbina de gas OP16, de igual manera la Temperatura de 913 °K aproximadamente. Con la Ec.41 se obtiene el volumen específico de 0.50 m³/kg. Finalmente, en el punto 4 del ciclo, se determina la temperatura con la Ec.42 dando un valor de 570.97 °K y el volumen específico de la Ec.43, con un valor de 1.617 m³/kg. En la Figura 34 representa una simulación del diagrama P-v del ciclo Brayton para la Turbina de gas OP16.

El rendimiento del ciclo acorde a la Ec.44 da un valor de 0.3746 que corresponde al 37.46 % de rendimiento, mientras el rendimiento de turbina con la Ec.45 se obtiene el 63.65 %.

Figura 34

Simulación del diagrama P-v del ciclo Brayton para la Turbina de microturbina C1000S



Recuperación mejorada con inyección de CO₂

Para aplicar recuperación mejorada con inyección de CO₂, de acuerdo a la investigación bibliográfica de la sección 2.8, no es aplicable en el campo Singue – Bloque 53. Se debe que el crudo del campo tiene un grado API de 22.8 °. Sin embargo, el método de captura de CO₂, se podría aplicar para otros fines aprovechando al máximo los recursos del campo Singue.

Obtención de metano sintético e hidrógeno a partir de reformado de vapor

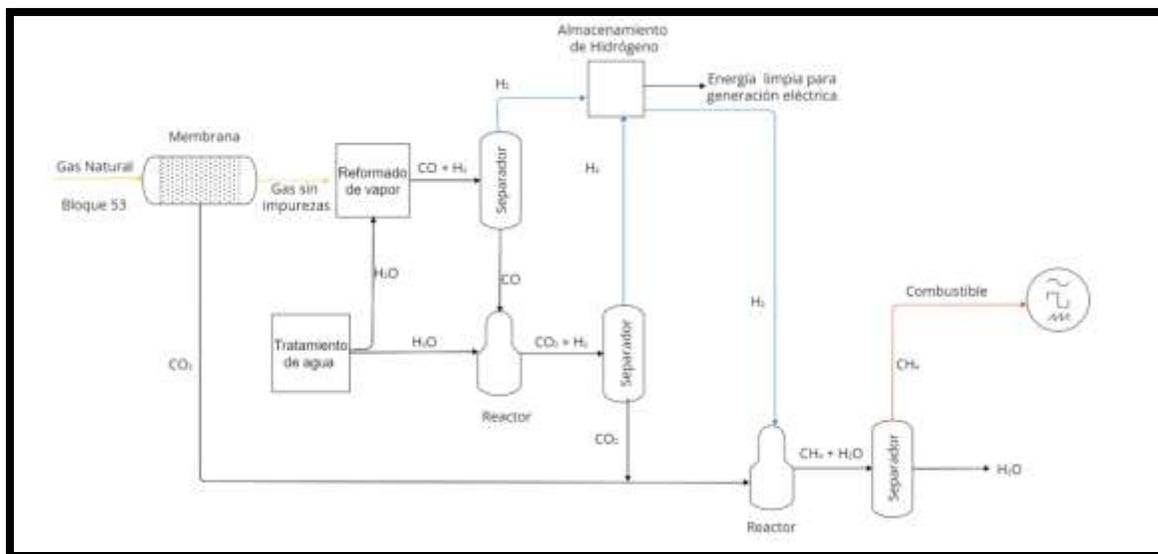
Las condiciones del gas asociado del Bloque 53, se obtiene alternativas aprovechando el método de captura de CO₂. Con el método de pre-combustión, el uso de membrana captura mayor cantidad de CO₂, y los gases sin impurezas pasan al proceso de reformado de vapor, dando como producto el monóxido de carbono e hidrógeno, que luego se separa. El agua para la reacción tendría un tratamiento adecuado.

Para aprovechar el monóxido de carbono se reacciona con agua, para dar productos el CO₂ e H₂, el hidrógeno en este proceso es de mayor cantidad para aplicaciones futuras de energía limpia.

El CO₂ obtenido por medio de separación por membrana se aprovecha para reaccionar con hidrógeno dando como producto metano (CH₄) y H₂O, que luego se separa. El metano es un combustible para generación eléctrica u obtención de otros productos. En la Figura 35, se visualiza un esquema del proceso mencionado.

Figura 35

Esquema de alternativa para obtener metano e hidrógeno a partir de reformado de vapor

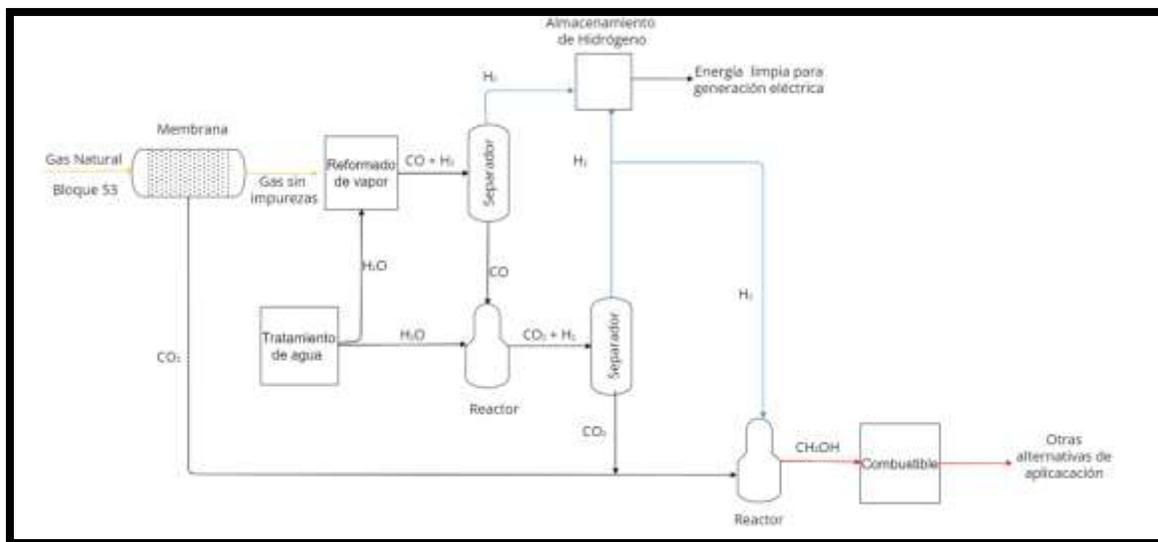


Obtención de metanol e hidrógeno a partir de reformado de vapor

En la Figura 36, el proceso es similar detallado en la sección 4.4.1, con la diferencia que la reacción del dióxido de carbono con el hidrógeno, produce metanol. El metanol es un combustible viable para aplicaciones en el futuro.

Figura 36

Esquema de alternativa para obtener metanol e hidrógeno a partir de reformado de vapor

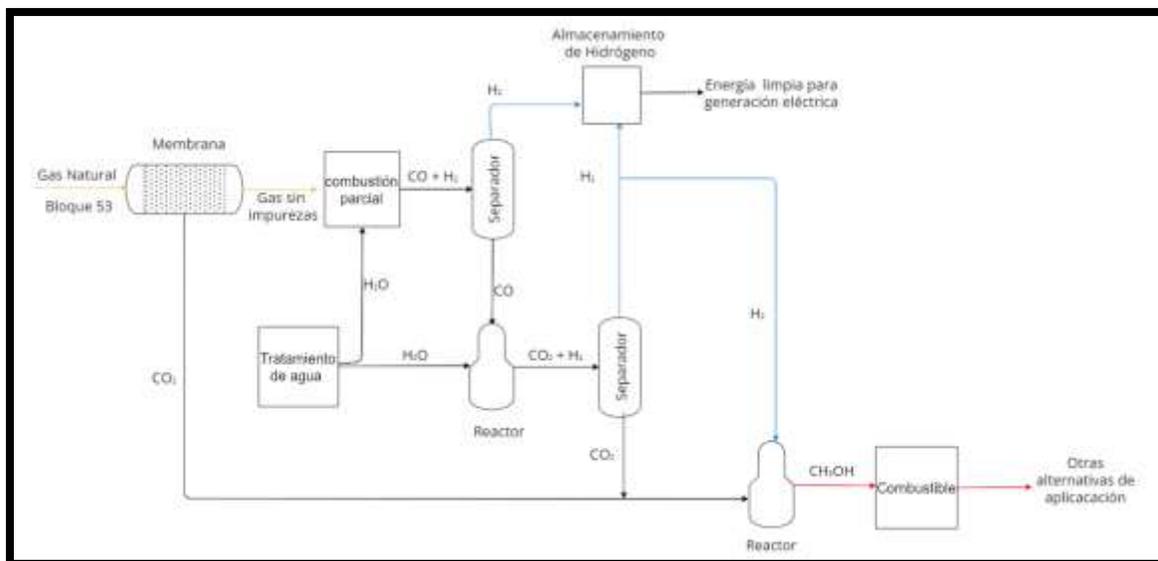


Obtención de metanol e hidrógeno a partir de oxidación parcial

En la Figura 37, el proceso es similar detallado en la sección 4.4.1, con la diferencia que la reacción con los gases sin impurezas combustiona con el oxígeno parcialmente. El dióxido de carbono con el hidrógeno, produce metanol. El metanol es un combustible viable para aplicaciones en el futuro.

Figura 37

Esquema de alternativa para obtener metanol e hidrógeno a partir de combustión parcial

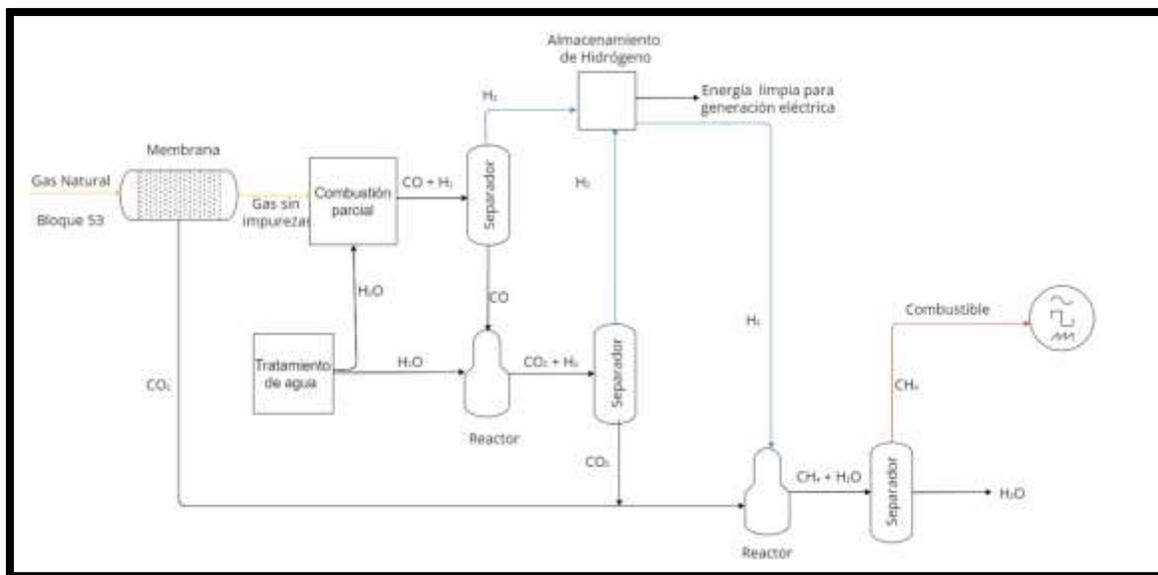


Obtención de metano e hidrógeno a partir de oxidación parcial

En la Figura 38, el proceso es similar detallado en la sección 4.4.1, con la diferencia que la reacción con los gases sin impurezas se combustiona con el oxígeno parcialmente. El dióxido de carbono con el hidrógeno, produce metano y agua. El metano es un combustible para generación eléctrica u obtención de otros productos.

Figura 38

Esquema de alternativa para obtener metano e hidrógeno a partir de combustión parcial



En los esquemas planteados de alternativas de acuerdo a las condiciones del gas asociado del Bloque 53, favorecen la sustitución de los mecheros de gas como se visualiza en el esquema de la Figura 39.

La selección de las alternativas: oxidantes térmicos, generación eléctrica a gas y recuperación mejorada con inyección de CO₂, se obtiene mediante un cuadro comparativo de cada alternativa. En la Tabla 10 representa la comparación de las torres de oxidación entre DFTO y VCU, en la Tabla 11 representa la comparación del sistema de cogeneración entre la turbina de gas y la microturbina, finalmente en la Tabla 12 representa la alternativa de EOR con inyección de CO₂.

Figura 39

Esquema referencial de sustituir la quema de gas por las alternativas en estudio

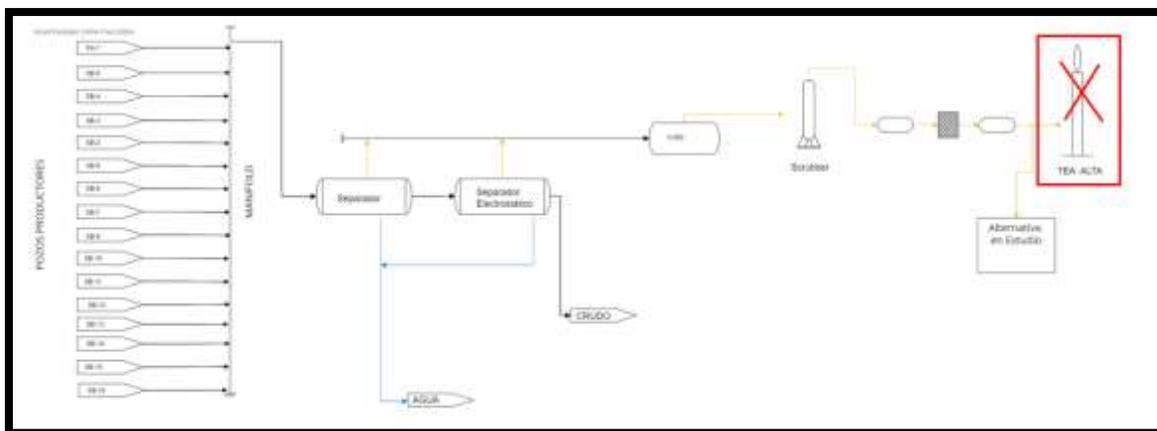


Tabla 10

Comparación de alternativa de oxidación Térmica

		Alternativa Oxidación Térmica	
		Oxidante de Fuego Directo	Unidad de Vapor de combustión
		DFTO	VCU
Funcionamiento		Trabaja con gases de bajo poder calorífico	La mayor parte trabaja con gases de mediano y alto poder calorífico
		No requiere de combustible adicional	Requieren de combustible adicional para que la combustión sea completa
		Destruye mas del 99,9% de compuestos orgánicos volatiles (COV)	Destruye hasta el 99% de compuestos orgánicos volatiles (COV)
		Con frecuencia se usa en la Industria Oil&Gas	Con frecuencia se usa en la Industria Oil&Gas
Calor		Temperaturas de 353 - 1100°K	Temperaturas de 1100- 1260°K
		-1.29e10 kJ/kmol	-1.59e8 kJ/kmol
		El calor residual, se recupera para implementar cogeneración (CHP),	El calor, se recupera para implementar cogeneración (CHP),

El resultado de la alternativa de oxidantes térmicos, se debe a la comparación de los dos oxidantes. El oxidante DFTO cumple con las condiciones del gas asociado del Bloque 53, e incluso el calor generado por la combustión de las parafinas. El calor generado se implementaría en sistemas de cogeneración (CHP).

Tabla 11

Comparación de alternativa de Generación eléctrica a gas

		Alternativa Generación Eléctrica a gas	
		Turbina de gas	Microturbina de gas
		OP16-3C	Capstone
Funcionamiento		Trabaja con gases de bajo poder calorífico	Trabaja con gases de bajo poder calorífico
		Tiene tres cámaras de combustión	Requiere estar conectado a una red de electricidad
		Los gases de residuo contienen bajas emisiones de contaminantes	Los gases de residuo contienen bajas emisiones de contaminantes
		Con frecuencia se usa en la Industria Oil&Gas	Con frecuencia se usa en la Industria Oil&Gas
		Genera potencia ~1,8 Mwe. Condición ISO	Genera potencia de 200 kW por cada módulo
		Los gases de residuo contienen bajas emisiones de contaminantes	La microturbina contiene 5 módulos, dando una potencia total de 1MW
		Potencia ~1.6 kWe	Potencia 200 kWe
Calor		El calor residual, se recupera para implementar cogeneración (CHP),	El calor, se recupera para implementar cogeneración (CHP),

El resultado de la alternativa de generación eléctrica a gas, se debe a la comparación de los dos sistemas de cogeneración. La turbina de gas OP16 cumple con las condiciones del gas asociado del Bloque 53, e incluso el calor generado se utilizaría para implementar sistema de cogeneración adicional.

Tabla 12

Comparación de alternativa de Generación eléctrica a gas

Alternativa EOR con inyección de CO2	
Aumenta la producción y reducir la viscosidad del petróleo pesado	
Almacenamiento de CO2 en yacimientos de petróleo y gas agotados	
Métodos de captura de CO2, pre-combustión, post-combustión y oxicomustión	
El transporte de Co2, se puede realizar por gaseoducos, tomando en cuenta el medio ambiente, seguridad para evitar accidentes	
El costo de implementación, implica construcción, los costos disminuye a medida que la tecnología siga madurando y creciendo	
Alternativas adicionales	
El método de captura de CO2, por precombustión se plantea alternativas para obtener varios productos	
Uso de membrana para separar el CO2, aplicación por reformado de vapor	metano, hidrógeno, metanol
Uso de membrana para separar el CO2, aplicación por oxidación parcial	metano, hidrógeno, metanol

El resultado de la alternativa de recuperación mejorada con inyección de CO₂, no es aplicable en el Campo Singue – Bloque 53, ya que el grado API del gas es alrededor del 22.8°, que representa un crudo mediano. Las alternativas adicionales planteadas mediante los métodos de captura de CO₂, permitió analizar alternativas adicionales para obtener varios productos como fuentes de energía. A partir del método de pre-combustión con el uso de membranas y reformado de vapor se obtiene metano, metanol e hidrógeno. Los mismos productos se obtiene por reacción parcial del oxígeno en el proceso de combustión del gas asociado.

Capítulo V

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

Se propusieron alternativas de aprovechamiento del gas asociado de un Bloque petrolero, mediante investigación bibliográfica. Las alternativas se enfocaron bajo los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), de energía limpia y cero emisiones netas.

El presente proyecto de investigación se enfocó, en aprovechar el gas asociado del Campo Singue – Bloque 53, operado por la empresa Gente Oil Ecuador Pte. Ltd. En el cual se planteó el marco situacional actual de sustituir los mecheros de gas, en alternativas viables para generación eléctrica permitiendo la reducción del impacto ambiental.

Las características físico químicas del gas asociado del Bloque 53, permitieron analizar alternativas de oxidación térmica, generación eléctrica a gas y de recuperación mejorada con Inyección de CO₂. Tomando en cuenta que el gas contiene mayor porcentaje molar de CO₂.

Se analizó la alternativa de oxidación térmica, por medio de investigación bibliográfica, las torres de oxidación DFTO y VCU trabajan en la industria Oil&Gas, mientras los otros oxidantes térmicos estudiadas aplican en otras áreas de la industria.

Para el estudio de los oxidantes térmicos DFTO y VCU, se calculó la reacción de combustión al 100% de aire teórico y en exceso en base a los valores cromatográficos del gas asociado del Bloque 53, lo que permitió identificar la relación de aire-combustible necesaria para la combustión completa.

Se determinó el calor generado de los oxidantes DFTO y VCU, mediante las reacciones de combustión de parafinas de gas a las temperaturas de cada oxidante, lo que permitió encontrar sus diferencias. El DFTO trabaja con gases de bajo poder calorífico sin necesidad de

adicionar combustible, el calor generado se puede recuperar y aprovechar en otra alternativa viable como CHP. El oxidante VCU puede ser aplicado sin necesidad de adicionar combustible secundario, si el gas tiene un potencial de poder calorífico medio alto.

En base a la investigación realizada para la quema eficiente del gas asociado del Bloque 53, el oxidante térmico óptimo es el DFTO, al ser altamente eficiente para eliminar los compuestos orgánicos volátiles (VOC) y los gases de salida pueden ser aplicados en procesos industriales como la adición de una turbina de vapor.

Se analizó la alternativa de generación eléctrica a gas, a través de investigación bibliográfica, los sistemas que combinan energía y calor (CHP) son empleados en aplicaciones para la industria Oil&Gas. El gas asociado producido por la extracción petrolera, es un combustible esencial para generar beneficios económicos al utilizar energía eléctrica.

Los motores alternativos para generación eléctrica requieren de gas que contenga mayor contenido de metano para aplicar en la industria. Mientras que la turbina de gas OP16 y la microturbina C1000S trabajan con gas de bajo poder calorífico, sin embargo, se analizaron individualmente.

Se analizó la termodinámica de la turbina de gas OP16, dando una potencia mayor de 1.6 MWe, potencia necesaria para suministrar en los generadores eléctricos. Y la microturbina genera una potencia de 200 kW, cada módulo, la marca Capstone de la microturbina trabaja con 5 módulos dando una potencia total de 1 MWe.

La tecnología CHP viable para aprovechar el gas asociado del Bloque 53, por las condiciones físico químicas del gas, son las turbinas de gas OP16, esto permite reducir el consumo de diésel en el sistema de generación bifuel que tiene el Campo Singue. En la actualidad consumen alrededor de 4,800 galones de diésel por día, ocupando 35 MPCD de gas. El uso de la turbina OP16, permite ahorrar un aproximado de \$342,240 mensual.

Se analizó la alternativa de recuperación mejorada con inyección de CO₂, de acuerdo, a la investigación bibliográfica no es aplicable en el campo Singue – Bloque 53. Las condiciones de EOR se sigue estudiando en la actualidad y aplican en yacimientos que contengan crudo pesado para reducir la viscosidad. El gas asociado del Bloque 53 se encuentra con un grado API de 22.8°, además el costo de implementación es elevado.

Para el análisis de captura de CO₂ en la alternativa de EOR, se analizó alternativas adicionales para aprovechar el gas asociado del Bloque 53. Para capturar el CO₂ que tiene el gas asociado se considera viable el uso de membranas ya que son económicas.

En la alternativa adicional se planteó el método de captura pre-combustión por reformado de vapor o combustión parcial del gas, que permitió realizar un esquema para aprovechar los recursos y obtención de energía alterna como metano, metanol e hidrógeno.

Recomendaciones

Se recomienda poner en marcha proyectos de alternativas de aprovechamiento de gas asociado en el Campo Singue, como consecuencia de la quema se desperdicia energía combustible que podría ser utilizado de manera eficiente favoreciendo económicamente y ambientalmente.

Aprovechar el vapor de agua generado por la combustión del oxidante térmico DFTO y de la turbina de gas OP16, mediante el uso un recuperador de calor para ser aprovechado por una turbina de vapor y generar energía.

En proceso de aprovechamiento del CO_2 , se recomienda un tratamiento previo en el agua, para el proceso de combustión parcial o el reformado de vapor, así permitiendo obtener los productos indispensables de energía alternas.

Bibliografía

- AeH2. (2022). *¿Cómo funciona el Hidrógeno como fuente de energía? - Aeh2.ORG ?*
<https://www.aeh2.org/hidrogeno/>
- Aguer, M., & Miranda, Á. (2005). *El Hidrógeno, Fundamento de un futuro equilibrado.*
- Ahmed, T. H. (2010). *Reservoir engineering handbook.* Gulf Professional Pub.
- Airem Energy. (2020). *1.8MW TURBINE GENSETS Energy Independence Through On-Site Generation.*
- Almeida, A., Fajardo, P., Maldonado, A., Orozco, D., Rodríguez, M., de Marchi, M., Fabris, G., De, G., Fera, L., Pappalardo, E., & Ruggier, L. (2020). *Informe Mecheros en Ecuador Colectivo "Eliminen los mecheros que encendemos la vida."*
- Anguil Environmental Systems, I. (2022). *Emission Control Technology | Emission Control Solutions.* <https://anguil.com/resources/overview-of-emission-control-technologies/>
- C1000S :: Capstone Green Energy Corporation (CGRN). (n.d.). Retrieved January 20, 2022, from <https://www.capstonegreenenergy.com/products/energy-generation-technologies/capstone-microturbines/c1000s>
- Capstone, G. E. (2022). *C1000S :: Capstone Green Energy Corporation (CGRN).*
<https://www.capstonegreenenergy.com/products/energy-generation-technologies/capstone-microturbines/c1000s>
- Catalytic Recuperative Oxidizer | Manufacturer.* (n.d.). Retrieved January 14, 2022, from <https://anguil.com/air-pollution-control-solutions/catalytic-recuperative-oxidizer-catox/>
- Cengel, Y. A., & Boles, M. A. (2011). *Termodinámica Cengel.*

- Direct Fired Thermal Oxidizer | Manufacturer.* (n.d.). Retrieved January 15, 2022, from <https://anguil.com/air-pollution-control-solutions/direct-fired-thermal-oxidizer-dfto/>
- Energy Agency, I. (2021). *World Energy Outlook 2021.* www.iea.org/weo
- Environmental Protection Agency, U., Heat, C., & Partnership, P. (2017). *Catalog of CHP Technologies, Full Report, September 2017.*
- Folger, P. (2013). *CRS Report for Congress Carbon Capture: A Technology Assessment Peter Folger, Coordinator Specialist in Energy and Natural Resources Policy.* www.crs.gov
- General Electric. (2021). *Soluciones para centrales eléctricas de turbinas de vapor | Energía de gas de GE.* <https://www.ge.com/gas-power/products/steam-turbines>
- Gente Oil, G. (2013). *Gente Oil : Projects.* <http://www.genteoil.com/projects.html>
- Green, D. W., & Perry, R. H. (2008). *Perry's Chemical Engineers' Handbook.*
- Gualsaqi, L. F. (2016). *Optimización de la producción mediante el uso del mejor sistema de completación para dos arenas en forma conjunta en el campo Singue-Bloque 53 operado por la compañía Gente Oil Ecuador Pte. Ltd. año 2016.*
<http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/7915/1/T-UCE-0012-49.pdf>
- Harris, D. C. (2003). *Análisis Químico Cuantitativo.*
- International Energy Agency, I. (2021). *Global Hydrogen Review 2021.* www.iea.org/t&c/
- IPCC. (2005a). *Carbon Dioxide Capture and Storage.*
- IPCC. (2005b). *La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono: Resumen para responsables de políticas y resumen técnico.* [ipcc.](http://www.ipcc.org)
- Javier, V., & Bravo, A. (2008). *Captura y almacenamiento de dióxido de carbono.*

Laitinen, H. A., & Harris, W. E. (1982). *Análisis Químico*.

<https://books.google.com.ec/books?id=VMB2E281nPUC&pg=PA552&dq=cromatografia+d+e+gas&hl=es&sa=X&ved=2ahUKEwi7jovy58T1AhViRzABHfISATMQ6AF6BAgGEAI#v=onepage&q=cromatografia%20de%20gas&f=false>

Lewandowski, D. A. (2000). *Design of Thermal Oxidation Systems for Volatile Organic Compounds*.

MAATE. (2021). *Ecuador en la COP26: importantes logros a favor del ambiente – Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica*. <https://www.ambiente.gob.ec/ecuador-en-la-cop26-importantes-logros-a-favor-del-ambiente/>

Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pörtner, H.-O., Roberts, D., Skea, J., Calvo, E., Priyadarshi, B., Shukla, R., Ferrat, M., Haughey, E., Luz, S., Neogi, S., Pathak, M., Petzold, J., Pereira, J. P., Vyas, P., Huntley, E., Kissick, K., Belkacemi, M., & Malley, J. (2019). *Climate Change and Land An IPCC Special Report on climate change, desertification, land degradation, sustainable land management, food security, and greenhouse gas fluxes in terrestrial ecosystems* Head of TSU (Operations) IT/Web Manager Senior Administrator. www.ipcc.ch

Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pörtner, H.-O., Roberts, D., Skea, J., Shukla, P. R., Pirani, A., Moufouma-Okia, W., Péan, C., Pidcock, R., Connors, S., Matthews, J. B. R., Chen, Y., Zhou, X., Gomis, M. I., Lonnoy, E., Maycock, T., Tignor, M., & Waterfield, T. (2019). *Global warming of 1.5°C An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty* Edited by Science Officer Science Assistant Graphics Officer Working Group I Technical Support Unit. www.environmentalgraphiti.org

Matar, S. (1994). *Chemistry of Petrochemical Processes*.

- MERNNR. (2019). *Ecuador se adhiere a la iniciativa mundial “Cero quema regular de gas para 2030.”* <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/ecuador-se-adhiere-a-la-iniciativa-mundial-cero-quema-regular-de-gas-para-2030/>
- Meyer, L., & Rubin, E. (2005). *Summary for Policymakers A Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change IPCC Special Report Carbon Dioxide Capture and Storage Summary for Policymakers.*
- Murphy, R. M. (2007). *Introducción a los Procesos Químicos: Principios, análisis y síntesis.* McGraw-Hill Companies, Inc.
- Naciones Unidas. (2015). *Objetivos y Metas de Desarrollo Sostenible - Desarrollo Sostenible.* <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- Naciones Unidas. (2019). *Energía - Desarrollo Sostenible.* <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- Opra Turbines. (2021). *Gas Turbine by Opra | High performance Optimal Radial Gas Turbines.* <https://www.opraturbines.com/gas-turbine/>
- Petroamazonas EP. (2015, April 17). *Petroamazonas EP es parte de la iniciativa mundial para eliminar la quema regular de gas.* <https://www.petroamazonas.gob.ec/?p=4174>
- Regenerative Thermal Oxidizer | Manufacturer.* (n.d.). Retrieved January 15, 2022, from <https://anguil.com/air-pollution-control-solutions/regenerative-thermal-oxidizer-rto/>
- Sáez, D., Cipriano, A., & Ordys, A. W. (2002). *Advances in Industrial Control.* <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-0113-0>
- Santamaría, C. (2018). *Recuperación Mejorada de Petróleo Mediante la Inyección de Dióxido de Carbono Antropogénico. Petroquimex.*

SGS, del E. S. A. (2019). *Cromatografía de gas*.

Siemens Energy. (n.d.). *S Series: Engines | Gas Engines | Siemens Energy Global*. Retrieved January 24, 2022, from <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/gas-engines/sl-engines.html>

Soares, C. (2007). *Microturbines*.

Taibi, E., Miranda, R., Vanhoudt, W., Winkel, T., Lanoix, J.-C., & Barth, F. (2018). *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*. www.irena.org

Thermal Recuperative Oxidizer | Manufacturer. (n.d.). 2021. Retrieved January 14, 2022, from <https://anguil.com/air-pollution-control-solutions/thermal-recuperative-oxidizer/>

Unidas, N. (2019). *Consumo y producción sostenibles - Desarrollo Sostenible*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-consumption-production/>

United Nations. (2019). *Climate Change - United Nations Sustainable Development*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/climate-change/>

Vapor Combustion Unit | Vapor Combustor. (n.d.). Retrieved January 15, 2022, from <https://anguil.com/air-pollution-control-solutions/vapor-combustor-unit-vcu/>

Zohurii, B., & McDaniel, P. (2018). *Combined Cycle Driven Efficiency for Next Generation Nuclear Power*. <https://doi.org/https://doi.org/10.1007/978-3-319-70551-4>

Anexos

