

**EVALUACIÓN TÉCNICO – FINANCIERA DEL USO DEL GAS ASOCIADO A LA
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, FUEL OIL N°4 Y GLP COMO ALTERNATIVAS
ENERGÉTICAS PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL CAMPO TUA**

**NADIA MANIRA ABDALÁ PERALTA
ÁNGELA MARIA PARIS JARAMILLO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D. C.
2016**

**EVALUACIÓN TÉCNICO – FINANCIERA DEL USO DEL GAS ASOCIADO A LA
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, FUEL OIL N°4 Y GLP COMO ALTERNATIVAS
ENERGÉTICAS PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL CAMPO TUA**

**NADIA MANIRA ABDALÁ PERALTA
ÁNGELA MARIA PARIS JARAMILLO**

**Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
MILTON FABIÁN REYES
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D. C.
2016**

NOTA DE ACEPTACIÓN

ING. CARLOS JULIO ARRIETA

ING. LUIS GUILLERMO VILLA ORREGO

ING. CARLOS ALBERTO ESPINOSA MORA

Bogotá, 29 de Junio del 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

Dr. JAIME POSADA DIAZ.

Vice-rector de Desarrollo y Recursos Humanos:

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCA-PEÑA.

Vice-rectora Académica y de Posgrados:

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS.

Secretario General:

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCIA-PEÑA.

Decano Facultad de Ingeniería:

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI.

Director (E) Facultad de Ingeniería de Petróleos:

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO.

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

AGRADECIMIENTOS

A la empresa GeoPark Colombia por permitirnos realizar este proyecto y brindarnos todo el soporte técnico.

A la Universidad de América por permitirnos realizar y culminar nuestra carrera formándonos como profesionales íntegros.

A nuestro director, el Ingeniero Milton Reyes, quien con su conocimiento, disposición y acompañamiento nos guio a lo largo del desarrollo de este proyecto.

A los ingenieros y geólogos de GeoPark que de una u otra manera nos colaboraron con el suministro oportuno de información.

A nuestro asesor técnico el Ingeniero Carlos Arrieta por su apoyo y colaboración en la correcta elaboración de este proyecto.

Un especial agradecimiento a nuestros padres y familiares, por su apoyo y motivación incondicional durante este proceso.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1. GENERALIDADES DEL CAMPO TUA	28
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	28
1.2 LOCALIZACIÓN	29
1.3 MARCO GEOLÓGICO	30
1.3.1 Columna Estratigráfica	30
1.3.2 Estratigrafía	32
1.3.2.1 Formación Une	32
1.3.2.2 Formación Gachetá	32
1.3.2.3 Formación Guadalupe	32
1.3.2.4 Formación Barco	32
1.3.2.5 Formación Los Cuervos	33
1.3.2.6 Formación Mirador	33
1.3.2.7 Formación Carbonera	33
1.3.2.8 Formación León	33
1.3.2.9 Formación Guayabo	34
1.3.2.10 Formación Necesidad	34
1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	34
1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	35
1.5.1 Roca generador	35
1.5.2 Migración del petróleo	35
1.5.3 Roca reservorio	35
1.5.4 Roca sello	36
1.5.5 Trampas	36
1.6 FLUIDOS DE FORMACIÓN	37
1.6.1 Petróleo	37
1.6.2 Gas	37
1.7 INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN	38
1.7.1 Mecanismo de producción	38
1.7.2 Método de levantamiento artificial	38
1.7.3 Tiempo de producción	39
1.7.4 Historia de producción	39
1.7.5 Producción acumulada del Campo Tua	43
2. GENERACIÓN ELÉCTRICA	44
2.1 GENERALIDADES	44

2.2 GRUPO ELECTRÓGENO	45
2.3 MÁQUINAS ELÉCTRICAS	46
2.3.1 Motor	48
2.3.1.1 Motores de corriente alterna	49
2.3.1.2 Motores de corriente continua	49
2.3.1.3 Partes fundamentales del motor	50
2.3.1.4 Motor de combustión interna	51
2.3.2 Generador	53
2.3.2.1 Generadores de corriente alterna	54
2.3.2.2 Generadores de corriente continua	55
2.3.3 Transformador	56
2.4 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS	58
2.4.1 Central diésel	59
2.4.2 Turbina de gas	64
2.4.2.1 Turbinas de gas de ciclo abierto	65
2.4.2.2 Turbinas de gas de ciclo cerrado	66
3. COMBUSTIBLES	68
3.1 DIÉSEL	68
3.1.1 Diésel en la generación eléctrica	69
3.2 GAS LICUADO DE PETRÓLEO – GLP	70
3.2.1 GLP como fuente de energía	71
3.3 GAS NATURAL ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	72
3.3.1 Gas natural como combustible	73
3.3.2 Demanda de gas natural para la generación eléctrica	74
3.4 FUEL OIL N°4	75
3.4.1 Fuel Oil N°4 en la generación de energía eléctrica	77
3.5 CONTAMINACIÓN POR COMBUSTIBLES	78
4. SITUACIÓN ACTUAL CAMPO TUA	82
4.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	82
4.1.1 Manifold de entrada	82
4.1.2 Separación de fases (Gas – Crudo – Agua)	82
4.1.3 Almacenamiento de crudo	83
4.1.4 Tratamiento y combustión del gas	83
4.1.5 Tratamiento de agua de producción	84
4.2 EQUIPOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL CAMPO TUA	84
4.2.1 Cantidad de combustible requerido	86
4.2.2 Consumo de las facilidades de superficie	87
4.2.3 Consumo del sistema de levantamiento artificial	87
4.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE OPERACIÓN	88
5. DISEÑO DE LAS PRUEBAS PILOTO	90
5.1 CÁLCULO DE DEMANDA Y OFERTA ENERGÉTICA REQUERIDA CON CADA UNO DE LOS COMBUSTIBLES	90

5.1.1 Cálculo de demanda energética	90
5.1.2 Cálculo de oferta energética	92
5.1.2.1 Oferta gas asociado	92
5.1.2.2 Oferta gas licuado de petróleo	92
5.1.2.3 Oferta Fuel Oil N°4	92
5.2 DISEÑO DE LAS PRUEBAS PILOTO EN CAMPO	93
5.2.1 Prueba piloto con gas natural asociado a la producción de petróleo	93
5.2.1.1 Línea	95
5.2.1.2 Scrubber	105
5.2.1.3 Generador	111
5.2.2 Prueba piloto con gas licuado de petróleo	114
5.2.2.1 Descripción línea	116
5.2.2.2 Modificación generador	116
5.2.3 Prueba piloto con fuel oil N°4	116
5.2.3.1 Tanque de almacenamiento	117
6. EVALUACIÓN DE RESULTADOS	119
6.1 REVISIÓN DE INDICADORES DE DESEMPEÑO	119
6.1.1 Consumo de combustible durante las pruebas	119
6.1.1.1 Gas asociado	119
6.1.1.2 Gas licuado de petróleo	120
6.1.1.3 Fuel Oil N°4	120
6.1.2 Continuidad de la operación	121
6.1.2.1 Gas asociado	122
6.1.2.2 Gas licuado del petróleo	122
6.1.2.3 Fuel Oil N°4	122
6.1.3 Confiabilidad en el abastecimiento de combustible durante las Pruebas	122
6.1.3.1 Gas asociado	123
6.1.3.2 Gas licuado de petróleo	123
6.1.3.3 Fuel Oil N°4	123
6.1.4 Requerimiento energético	124
6.1.5 Efectos ambientales	124
6.1.6 Desgaste y mantenimiento de equipos	127
7. ANÁLISIS FINANCIERO	128
7.1 COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	129
7.1.1 Escenario actual (Diésel)	129
7.1.2 Escenario propuesto	129
7.1.2.1 Alternativa 1 (Gas asociado a la producción de petróleo)	129
7.1.2.2 Alternativa 2 (Gas Licuado de Petróleo (GLP))	129
7.1.2.3 Alternativa 3 (Fuel Oil N°4)	130
7.2 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	130
7.2.1 Escenario actual	132
7.2.2 Escenario propuesto	134

7.2.2.1 Alternativa 1 (Gas asociado a la producción de petróleo)	134
7.2.2.2 Alternativa 2 (Gas Licuado de Petróleo (GLP))	135
7.2.2.3 Alternativa 3 (Fuel Oil N°4)	137
7.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	140
7.3.1 Valor Presente Neto (VPN)	140
7.3.2 Flujo de caja	141
7.3.2.1 Escenario actual (Diésel)	141
7.3.2.2 Escenarios propuestos	143
7.4 CONCLUSIÓN FINANCIERA	146
8. CONCLUSIONES	147
9. RECOMENDACIONES	149
BIBLIOGRAFÍA	150
ANEXOS	157

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades petrofísicas Formaciones Mirador y Guadalupe	36
Tabla 2. Cromatografía del gas asociado a la producción de petróleo en Campo Tua	37
Tabla 3. Propiedades del diésel	69
Tabla 4. Composición porcentual del GLP	71
Tabla 5. Propiedades del Gas Licuado de Petróleo – GLP	71
Tabla 6. Propiedades del gas natural	73
Tabla 7. Reducción en las emisiones del gas natural	74
Tabla 8. Comparación emisiones generadas por gas natural, petróleo y carbón	74
Tabla 9. Especificaciones técnicas del fuel oil N°4	76
Tabla 10. Propiedades de los combustibles	78
Tabla 11. Tipo y cantidad de accesorios	96
Tabla 12. Factor de fricción según diámetro para tubería de acero	97
Tabla 13. Relación de longitud equivalente de accesorios utilizados	98
Tabla 14. Datos para determinar velocidad del gas	99
Tabla 15. Datos para el diseño del scrubber	106
Tabla 16. Iteraciones para determinar el coeficiente de dragado Cd	108
Tabla 17. Resultado diámetro, altura y esbeltez	111
Tabla 18. Factor de emisión CO ₂	126
Tabla 19. Costos de inversión generación con gas asociado	129
Tabla 20. Costos de inversión con gas licuado de petróleo	130
Tabla 21. Costos de inversión generación con fuel oil N°4	130
Tabla 22. Costo mensual de operación con diésel	132
Tabla 23. Costo mensual de operación con gas asociado	134
Tabla 24. Costo mensual de operación gas licuado de petróleo	136
Tabla 25. Costo mensual de operación con fuel oil N°4	138
Tabla 26. Resumen VPN	146

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Bloque Llano 34, Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia	30
Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales	31
Figura 3. Estructura de la trampa del Campo Tua	36
Figura 4. Diagrama del grupo electrógeno con sus principales partes	46
Figura 5. Máquina eléctrica como convertidor de energía	48
Figura 6. Diagrama de la conversión de energía en un motor	48
Figura 7. Partes fundamentales del motor	51
Figura 8. Clasificación de los motores de combustión interna	52
Figura 9. Generador eléctrico	54
Figura 10. Partes que constituyen un dinamo	56
Figura 11. Transformador trifásico	57
Figura 12. Devanados primario y secundario enrollados alrededor de la chapa magnética formando un transformador	58
Figura 13. Sección de un motor	60
Figura 14. Motor diésel de cuatro tiempos	62
Figura 15. Estructura general de una central diésel	63
Figura 16. Central con turbina de gas	64
Figura 17. Esquema de una turbina de gas de ciclo abierto	65
Figura 18. Esquema de una turbina de gas de ciclo cerrado	67
Figura 19. Alternativas de generación eléctrica con GLP	72
Figura 20. Demanda de gas natural por sectores	75
Figura 21. Alteraciones ocasionadas por el uso de combustibles fósiles	79
Figura 22. Diseño prueba con gas natural asociado a la producción de petróleo	94
Figura 23. Régimen de flujo turbulento y laminar	95
Figura 24. Presión operación generador	112
Figura 25. Entrada de gas por línea de 2 in al generador	112
Figura 26. Scrubber	113
Figura 27. Presión operación scrubber	113
Figura 28. Diseño prueba en campo con gas licuado de petróleo	114
Figura 29. Tanque de almacenamiento GLP	115
Figura 30. Entrada de GLP al generador por línea de 2"	116
Figura 31. Presión de operación generador	116
Figura 32. Diseño prueba en campo con fuel oil N°4	117
Figura 33. Tanque de almacenamiento para fuel oil N°4 y generadores	118
Figura 34. Flujo de caja diésel	142
Figura 35. Flujo de caja gas asociado	143
Figura 36. Flujo de caja gas licuado de petróleo	144

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Tiempo de producción por pozo del Campo Tua	39
Cuadro 2. Clasificación de las plantas de energía	44
Cuadro 3. Aplicaciones de los motores de corriente alterna	49
Cuadro 4. Características del ciclo diésel y el ciclo otto	53
Cuadro 5. Clasificación de motores diésel según su velocidad	62
Cuadro 6. Ventajas y desventajas de la central eléctrica diésel	63
Cuadro 7. Ventajas y desventajas de las turbinas de gas	65
Cuadro 8. Ventajas y desventajas de una turbina de gas de ciclo abierto	66
Cuadro 9. Ventajas y desventajas turbina de gas de ciclo cerrado	67
Cuadro 10. Grados de clasificación de diésel según ASTM D – 975	69
Cuadro 11. Ventajas y desventajas de los combustibles evaluados	80
Cuadro 12. Características de operación de los generadores en Campo Tua	85
Cuadro 13. Cantidad de combustible requerido por generador en Campo Tua	87
Cuadro 14. Consumo de combustible según porcentaje de carga instalada	88
Cuadro 15. Cantidad de combustible requerido para la prueba	92
Cuadro 16. Gas asociado consumido	120
Cuadro 17. Gas licuado de petróleo consumido	120
Cuadro 18. Fuel oil N°4 consumido	121
Cuadro 19. Continuidad de la operación	121
Cuadro 20. Energía requerida por combustible	124

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción histórica del Campo Tua	40
Gráfica 2. Producción acumulada del Campo Tua	43
Gráfica 3. Eficiencia en la generación eléctrica del diésel, GLP y gas natural	70
Gráfica 4. Requerimiento energético	124
Gráfica 5. Emisiones de CO ₂ por combustible	127

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Porcentaje de combustible a la carga instalada	86
Ecuación 2. Cálculo de energía requerida por combustible	90
Ecuación 3. Combustible requerido	91
Ecuación 4. Número de Reynolds	96
Ecuación 5. Pérdidas menores de presión	97
Ecuación 6. Coeficiente de resistencia K	98
Ecuación 7. Velocidad del gas	99
Ecuación 8. Ecuación general de la energía	101
Ecuación 9. Pérdidas menores en términos de presión	101
Ecuación 10. Correlación densidad del gas	102
Ecuación 11. Pérdidas por fricción	103
Ecuación 12. Pérdidas de presión por fricción en psi	103
Ecuación 13. Pérdidas totales de presión	104
Ecuación 14. Ecuación de Weymouth	104
Ecuación 15. Presión de operación del scrubber	105
Ecuación 16. Coeficiente de dragado	107
Ecuación 17. Velocidad terminal	107
Ecuación 18. Número de Reynolds	107
Ecuación 19. Capacidad del gas	108
Ecuación 20. Capacidad del líquido	109
Ecuación 21. Distancia de costura a costura	109
Ecuación 22. Relación de esbeltez	110
Ecuación 23. Emisiones de CO ₂	126
Ecuación 24. Regalías por gas quemado	131
Ecuación 25. Valor Presente Neto	140
Ecuación 26. Conversión entre tasas	140

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Plano de generación Campo Tua	158
Anexo B. Plano de generación de producción Campo Tua	159
Anexo C. Plano de generación pozos Tua 7, 8 y 9	160
Anexo D. Plano de generación pozos Tua 1, 2, 3 y 6	161

LISTA DE ABREVIATURAS

°C.	Grado centígrado.
°R	Grado Rankine.
BES.	Bombeo electrosumergible.
Bls.	Barriles.
BPD.	Barriles por día.
BS&W.	Porcentaje de agua y sedimentos
BTU.	Unidad térmica británica.
COP.	Pesos Colombianos.
Cp.	Centipoise.
Fm.	Formación.
Ft.	Pies
GLP.	Gas licuado de Petróleo.
GNC.	Gas Natural Comprimido.
In.	Pulgadas
KOD.	Knock Out Drump – Tambor de gas.
Kscfd.	Mil pies cúbicos estándar por día
KW.	Kilovatio.
MCOP.	Millones de pesos colombianos.
MP.	Material particulado.
Mscfd.	Millones de pies cúbicos estándar por día.
MW.	Megavatio.
Mwh	Megavatio hora.
ppm.	Partes por millón.
PSI.	Libra por pulgada cuadrada.
Ton.	Tonelada.
UPME.	Unidad de Planeación Minero Energética.
VPN.	Valor Presente Neto.
VRE.	Equivalente de refractancia de vitrinita.
°C.	Grado centígrado.

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: zona geográfica donde se genera la depositación de sedimentos.

ARCILLA: sedimentos de grano fino, cuyo tamaño es menor de 1/256 mm.

ARENA: sedimentos integrado por granos de tamaño comprendido entre 1/16mm y 2 mm.

ARENISCA: roca sedimentaria con textura detrítica. Posee granos con tamaño entre 1/16 mm y 2 mm. Son arenas cementadas, cuya matriz generalmente es silíceas, con contenido de cuarzo, feldespato y otros fragmentos minerales

ANTICLINAL: Plegamiento de los estratos de forma convexa hacia arriba, en el cual, el núcleo posee las rocas estratigráficamente más antiguas.

BASAMENTO: roca que marca el límite por debajo del cual no se espera que existan yacimientos de hidrocarburos. Generalmente son rocas ígneas o metamórficas, que no poseen porosidad y permeabilidad para almacenar hidrocarburos.

BUZAMIENTO: ángulo que una superficie estructural (roca, falla, etc.) hace con respecto a un plano horizontal.

CAMPO: área que contiene uno o múltiples yacimientos, los cuales se encuentran relacionados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas.

CAMPO COMERCIAL: Es la porción del Área Contratada en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos descubiertos, que se ha decidido explotar comercialmente

COMBUSTIÓN: reacción química de oxidación muy rápida acompañada de un flujo de calor exotérmico grande y de un flujo de sustancias que desaparece, los reactivos, y de sustancias que aparecen, los productos.

CONTACTO CONCORDANTE: contacto que separa dos estratos paralelos entre sí. Contacto entre 2 unidades de roca que se encuentran paralelas entre si y cuya depositación se dio sin interrupción.

CONTACTO DISCORDANTE: contacto que separa dos estratos no paralelos entre sí. Contacto entre 2 unidades de roca que se encuentran paralelas entre sí pero donde la depositación se presentó con interrupciones que generamos hiatos.

CRETÁCICO: periodo geológico que es el tercero y último de la era mesozoica o secundaria y sigue al periodo jurásico; se extiende desde hace unos 136 millones de años hasta hace unos 65 millones de años.

CUENCA: depresión de los estratos en la corteza terrestre donde ocurre la acumulación de sedimentos.

DECLARACION DE COMERCIALIDAD: Es la comunicación mediante la cual se declara que determinado descubrimiento en un área contratada es un Campo Comercial.

DIESEL: combustible derivado del petróleo, cuyos componentes principales son los parafínicos, nafténicos y aromáticos provenientes de la destilación atmosférica, ruptura catalítica e hidrocrackeo de gasóleos durante el proceso de refinación del petróleo

DISCORDANCIA: discontinuidad estratigráfica debida a un tiempo de no depositación o de erosión.

EOCENO: segunda época en antigüedad de las tres épocas pertenecientes al Paleógeno. Su edad se encuentra entre los 56 y los 33.9 millones de años. Precede la época del Oligoceno y sigue la época del Paleoceno.

FALLA: fractura o zona de fractura en la roca, a lo largo de la cual se ha presentado el movimiento.

FALLA ANTITÉTICA: falla secundaria con inclinación en dirección opuesta a la de la falla principal y sintéticas asociadas.

FALLA INVERSA: Es el resultado de las fuerzas de compresión, en donde uno de los bloques es desplazado hacia arriba de la horizontal. Su ángulo es de cero a 90 grados y se reconoce por la repetición de la columna estratigráfica

FALLA NORMAL: Es el resultado del desplazamiento de uno de los bloques hacia abajo con respecto a la horizontal. Su ángulo es generalmente entre 25 y 60 grados y se reconoce por la ausencia de una parte de columna estratigráfica.

FALLA SINTÉTICA: falla secundaria con desplazamiento paralelo o similar al de la falla principal asociada.

FORMACIÓN: unidad lito-estratigráfica fundamental. Cuerpo de rocas que comparten algún rasgo de semejanza respecto a su origen, composición o edad.

FUEL OIL N°4: es un combustible pesado elaborado con productos residuales, conocido también bajo el nombre de combustóleo; generalmente utilizado como combustible en quemadores, hornos, secadores y calderas.

GAS NATURAL: es una mezcla cuyo principal componente es el metano, y en menor cantidad posee etano, dióxido de carbono, vapor de agua, entre otros; recurso natural no renovable El gas natural es principalmente utilizado como combustible industrial y doméstico, en la actualidad su uso se extiende a los motores de combustión interna.

GENERADOR: máquina que permite convertir la energía mecánica (proporcionada por el motor) en energía eléctrica. Su principio de funcionamiento es conocido como inducción electromagnética.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: es una aplicación de la geología, la cual estudia todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos de petróleo y su prospección.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: se encarga del estudio de las estructuras de la corteza terrestre; De esta manera, analiza la relación entre las diversas rocas que la conforman.

GLP: conocido como propano, debido a su composición, es un subproducto obtenido principalmente a partir del procesamiento de líquidos del gas natural, así como también de la refinación del petróleo, considerado como una fuente de energía limpia.

INFRAYACE: hace referencia a encontrarse abajo o debajo de algo.

KERÓGENO: materia del petróleo con contenido aproximado del 80% de materia orgánica, dentro de la cual se encuentra el Bitumen, que es la fracción soluble en solventes orgánico. El Kerógeno se subdivide en tres tipos: Tipo I es de alto contenido de C/H y de bajo contenido de Oxígeno, es procreador de aceite y el Kerógeno Tipo II y III tienen contenido de C/H regular y de oxígeno también, son procreadoras de gas.

LIMOLITA: roca sedimentaria con textura clástica, compuesta por grano fino, cuyo tamaño varía entre 1/16 mm y 1/256 mm, compuesta por material detrítico fino y mineral de arcillas que forman parte del cemento.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, con textura clástica. Posee granos cuyo tamaño es inferior a 1/256mm. Está compuesta principalmente por minerales de arcilla, que se forman por la alteración de otros minerales con feldespatos, o como producto de procesos diagenéticos. Consideradas como las rocas sedimentarias más abundantes.

MIGRACIÓN: proceso mediante el cual los hidrocarburos se mueven desde la roca generadora hacia la roca reservorio.

MIOCENO: época de la Era Cenozoica, perteneciente al Período Neógeno. Su edad data entre 23.3 y 5,3 millones de años. Es la época más antigua del Neógeno, precede la época del Plioceno.

MOTOR: es toda máquina capaz de transformar cualquier tipo de energía en energía mecánica. Los motores eléctricos son máquinas capaces de producir un movimiento giratorio a partir de una alimentación eléctrica; se pueden clasificar en motores de corriente alterna o corriente continua según el tipo de corriente que se les suministre.

OLIGOCENO: época del período Paleógeno, que abarca desde 33.9 hasta 23.03 millones de años antes de los tiempos actuales. Siguiendo a la época del Eoceno, indica el fin del período Paleógeno.

PALEOCENO: es la primera época de la era Cenozoica o terciaria, abarcó un tiempo desde los 65 millones de años hasta los 56 millones de años. Sigue al período cretácico y precede a la época del Eoceno.

PODER CALORÍFICO: es la cantidad de energía desprendida en la reacción de combustión, referida a la unidad de masa de combustible.

POROSIDAD: relación entre el volumen poroso de una roca con respecto al volumen total de la misma; hace referencia a la capacidad de almacenamiento que posee una roca.

POZO: perforación efectuada a diversas profundidades, con el propósito de definir las condiciones geológico-estructurales de la corteza terrestre, para la prospección o explotación de yacimientos petrolíferos.

ROCA GENERADORA: roca sedimentaria de grano muy fino con abundante contenido orgánico, la cual se deposita bajo condiciones reductoras y de baja energía, propiciando a través del tiempo la generación de hidrocarburo. Su contenido de carbono orgánico total (COT) es de al menos 0.5%.

ROCA RESERVORIO: roca que permite la acumulación de hidrocarburos en su interior gracias a su elevada porosidad.

ROCA SEDIMENTARIA: tipo de roca formada gracias a la acumulación de sedimentos o partículas de rocas previas.

ROCA SELLO: roca impermeable, generalmente una lutita o anhidrita, que no permite que los fluidos migren fuera de la roca reservorio ya que genera una barrera alrededor de esta.

SCRUBBER: conocido como depurador de gas, es un equipo que se encarga de eliminar agua, suciedad o líquidos no deseados de la corriente de gas, con la finalidad de recuperar líquidos valiosos del gas y entregar el gas más limpio al equipo que se encuentre aguas abajo.

SISTEMA PETROLÍFERO: sistema geológico natural, que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de aceite y/o gas exista en la naturaleza.

SUPRAYACE: hace referencia a encontrarse arriba o encima de algo.

TEA: lugar donde se lleva a cabo la quema de gas en campos petroleros.

TRAMPA: estructura geológica con capacidad de retener hidrocarburos, puede ser estructural o estratigráfica.

TRANSFORMADOR: máquina eléctrica estática destinada a funcionar con corriente alterna, la cual transforma una energía eléctrica de entrada con determinadas magnitudes de tensión y corriente, en otra energía eléctrica de salida con magnitudes diferentes.

VPN: es el resultado obtenido al traer a valor presente todos los flujos, positivos y negativos (ingresos y egresos), relacionados con un proyecto.

YACIMIENTO: Unidad de roca que es porosa y permeable, y que contiene una acumulación de aceite y/o gas natural, generalmente explotado cuando las condiciones son favorables.

RESUMEN

TÍTULO EVALUACIÓN TÉCNICO – FINANCIERA DEL USO DEL GAS ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, FUEL OIL N° 4 Y GLP COMO ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL CAMPO TUA.

El presente trabajo se realizó con el fin de estudiar el uso del gas natural asociado a la producción de petróleo, el GLP y el Fuel Oil N° 4 como combustibles para la generación eléctrica en el Campo Tua, para determinar que alternativa en la generación eléctrica resulta más viable tanto técnica como financieramente.

En primer lugar, se realiza una descripción de las generalidades del Campo Tua a nivel geológico. Posteriormente, se presenta un marco teórico acerca de la generación de energía eléctrica, seguido por una descripción de cada uno de los combustibles que hacen parte de este proyecto.

En segundo lugar, se describe la situación actual en el Campo Tua, lo que incluye las facilidades de producción y la generación de energía eléctrica que se realiza con diésel. Luego teniendo en cuenta los equipos disponibles, la cantidad de energía y combustible requeridos para la operación diaria en el campo se determina la oferta y demanda de cada combustible para poder realizar las pruebas. Posteriormente se diseñaron las pruebas con cada uno de los combustibles, estableciendo que cambios se debían hacer en las facilidades y en los equipos de generación actuales; en el caso del gas natural se diseñó el Scrubber necesario para la eliminar el condensado y se determinó el diámetro necesario de las líneas que llevaran el combustible hasta el generador, para el GLP se construyó la línea y se agregaron equipos según parámetros dados por la empresa GeoPark Colombia S.A.S y para el fuel Oil no fue necesario realizar cambios en las facilidades de producción puesto que las propiedades de este combustible son similares a las del diésel, lo cual permite que se utilicen los mismos equipos de generación y de almacenamiento.

Después, se realizó la evaluación técnica, dentro de la cual se compara la demanda de combustible calculada y el volumen real requerido durante las pruebas realizadas para generar la energía eléctrica en el campo, se evalúa la continuidad en la operación durante las pruebas; ambientalmente se determina cómo afectan dichos combustibles durante su combustión y se describe como se ve afectado el desempeño de los equipos según el combustible utilizado.

Finalmente se realizó un análisis financiero con ayuda de la metodología del VPN (valor presente neto), haciendo una evaluación del proyecto a tres (3) años con el fin de determinar cuál de las alternativas propuestas, sería la más viable para la empresa GeoPark Colombia.

PALABRAS CLAVES

- Generación eléctrica.
- Diésel.
- GLP.
- Gas asociado.
- Fuel Oil N°4.
- Campo Tua.

INTRODUCCIÓN

Con el fin de satisfacer la demanda de energía eléctrica de un campo petrolero, las empresas operadoras recurren a alternativas que les permita abastecerse de energía de la manera que les resulte más viable, es por esto que en gran cantidad de campos petroleros se tienen equipos de generación eléctrica debido a que no siempre se encuentran cerca de una central de abastecimiento eléctrico, lo cual hace que en muchos casos se vea afectada la continuidad en las operaciones del campo y así mismo se tengan costos de producción altos debido a la necesidad de adquirir combustibles y equipos de generación.

Actualmente en el Campo Tua la energía eléctrica necesaria para operar, es suministrada a partir de la generación que se realiza utilizando diésel como combustible, ya que por su ubicación geográfica no es posible su conexión al Sistema Nacional Interconectado, lo cual hace que no solo la continuidad de la operación se vea afectada por la disponibilidad del proveedor del diésel, sino que los costos de energía representen un porcentaje significativo de los costos de operación del campo. Adicionalmente todo el gas producido en el campo es llevado directamente a quemar en la tea generando emisiones de gases hacia la atmósfera y, que se deban pagar regalías debido al desaprovechamiento del gas como lo establece el Artículo 52 de la Resolución 181495 del 2009.

Este proyecto busca evaluar tanto técnica como financieramente otras alternativas de combustibles diferentes al diésel, con el fin de determinar cuál de ellas podría ser la mejor opción para la generación de la electricidad requerida en el Campo Tua.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico-financieramente el uso del Gas Asociado a la producción de petróleo, Fuel Oil n°4 y GLP como alternativas energéticas para la generación eléctrica en el Campo Tua.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Campo Tua.
2. Describir el proceso actual de generación de energía eléctrica en el Campo Tua, el volumen de combustible requerido para el funcionamiento eléctrico de las bombas del sistema de levantamiento artificial y los equipos de superficie.
3. Determinar en forma conceptual los equipos y la demanda energética de cada una de las alternativas energéticas propuestas.
4. Diseñar la prueba con cada una de las alternativas energéticas consideradas – Gas asociado, Fuel Oil N°4 y GLP– para la generación eléctrica en el Campo Tua.
5. Evaluar técnicamente a partir de un análisis comparativo los resultados obtenidos en cada una de las pruebas realizadas con las tres diferentes alternativas que se proponen en el Campo Tua y el combustible usado actualmente.
6. Evaluar la viabilidad financiera de la implementación de las alternativas propuestas y de la situación actual para la generación eléctrica en el Campo Tua a través de la metodología del Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO TUA

A continuación, se presenta una breve descripción del Campo Tua, con el fin de conocer las generalidades respecto a la localización, historia del Campo, marco geológico e historia de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

La Agencia Nacional de Hidrocarburos y la compañía Winchester Oil and Gas S.A, firmaron el contrato de Exploración y Producción del Bloque Llanos 34 en Marzo de 2009, sobre un área de 33.258 hectáreas; siendo operador la compañía Winchester Oil and Gas S.A. (Hoy Geopark Colombia S.A.S).

En marzo del 2012, en el marco de las actividades exploratorias llevadas a cabo por Geopark Colombia SAS como cumplimiento de los compromisos del contrato Llanos 34, fue realizado el descubrimiento Tua con la perforación del pozo exploratorio Tua 1, alcanzando una profundidad de 10.986 pies. Los principales objetivos de este pozo eran las arenas de las Formaciones Mirador y Guadalupe en las cuales se encontró hidrocarburo pesado.

Posteriormente, en junio del mismo año se perfora el pozo de avanzada Tua 2, el cual alcanzó una profundidad de 11.070 pies, el objetivo principal fue la formación Guadalupe en la cual se encontraron hidrocarburos pesados. En octubre de 2012, se perforó el pozo de avanzada Tua 3, alcanzando 10748 pies, teniendo como objetivos las formaciones Mirador y Guadalupe en las cuales se encontró hidrocarburo.

“Teniendo en cuenta las interpretaciones de la información sísmica disponible, se obtuvieron evidencias de que la estructura de Tua contiene múltiples oportunidades de perforación y un mayor desarrollo del yacimiento”¹, razón por la cual, en febrero del año 2013, se decide perforar el siguiente pozo de avanzada, Tua 5, con una profundidad de 11.208 pies, el objetivo principal fue la formación Guadalupe, en la cual se encontró hidrocarburo, luego, en marzo, se perfora el pozo Tua 4 ST-1, el cual alcanzó 11.261 pies de profundidad y cuyo objetivo eran las arenas de las formaciones Guadalupe y Gachetá, en estas se encontró hidrocarburo pesado. El pozo Tua 6, que es un pozo de avanzada, se perforó en diciembre del mismo año, con una profundidad total de 11.461 pies, encontrando hidrocarburo pesado en la Formación Guadalupe.

Posteriormente en el año 2014 se continúa con la perforación en este campo, con el objetivo de continuar evaluando y delimitando la estructura Tua y de caracterizar el yacimiento con los pozos Tua 7, Tua 8 y Tua 9 los cuales son perforados en

¹ GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Desarrollo del Yacimiento Petrolero Tua en Colombia. Bogotá D.C., 2013. p. 4.

agosto, octubre y noviembre respectivamente. El pozo Tua 7 tiene una profundidad de 10.597 pies, el Tua 8 tiene 11.380 pies de profundidad y el Tua 9 tiene una profundidad total de 11.194 pies. En estos tres pozos también se encontró hidrocarburo pesado en la Formación Guadalupe.

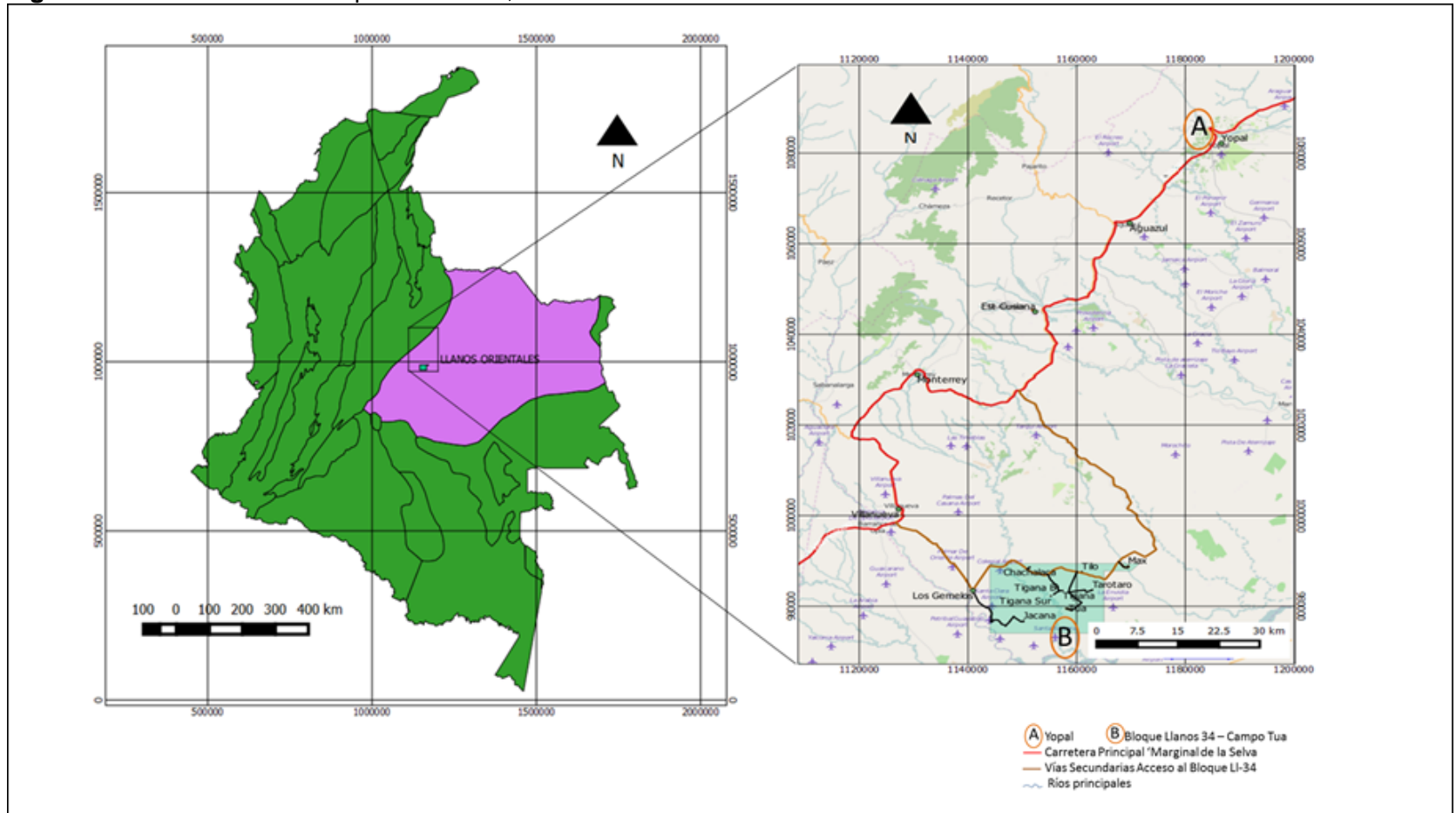
Durante el 2015, los pozos del Campo Tua se encuentran produciendo en periodo de pruebas extensas hasta el mes de mayo, donde se declara comercialidad. A noviembre de 2015 el Campo Tua tiene un área de 33,73 Km², la compañía operadora continúa siendo Geopark Colombia S.A.S y tiene un total de nueve pozos productores, de los cuales se extrae hidrocarburos desde la Formación Guadalupe, aunque se han probado formaciones como Gachetá y Mirador, las cuales han aportado hidrocarburos líquidos.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Tua, del Bloque Llanos 34, se localiza en la Cuenca de los Llanos Orientales en jurisdicción del Departamento del Casanare, entre los Municipios de Tauramena y Villanueva y del Departamento del Meta en el Municipio de Cabuyaro.

Para acceder al Campo Tua por vía terrestre desde la Ciudad de Yopal, Casanare se deben recorrer aproximadamente 205 kilómetros, saliendo por el suroeste de Yopal hasta encontrar la carretera principal Número 65 llamada Marginal de la Selva recorriendo 151 Km. hasta el Municipio de Villanueva, pasando por los municipios de Aguazul, Monterrey y Aguaclara. Luego desviarse en sentido sureste por la vía secundaria que lleva al Bloque Llanos 34, recorriendo aproximadamente 54 Km. También existe una vía secundaria alterna la cual puede tomarse después de pasar por la Estación Cusiana desviándose en sentido sureste recorriendo aproximadamente 76 Km. En la **Figura 1** se puede observar la vía de acceso del área de estudio, Campo Tua.

Figura 1. Localización del Bloque Llanos 34, Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia.



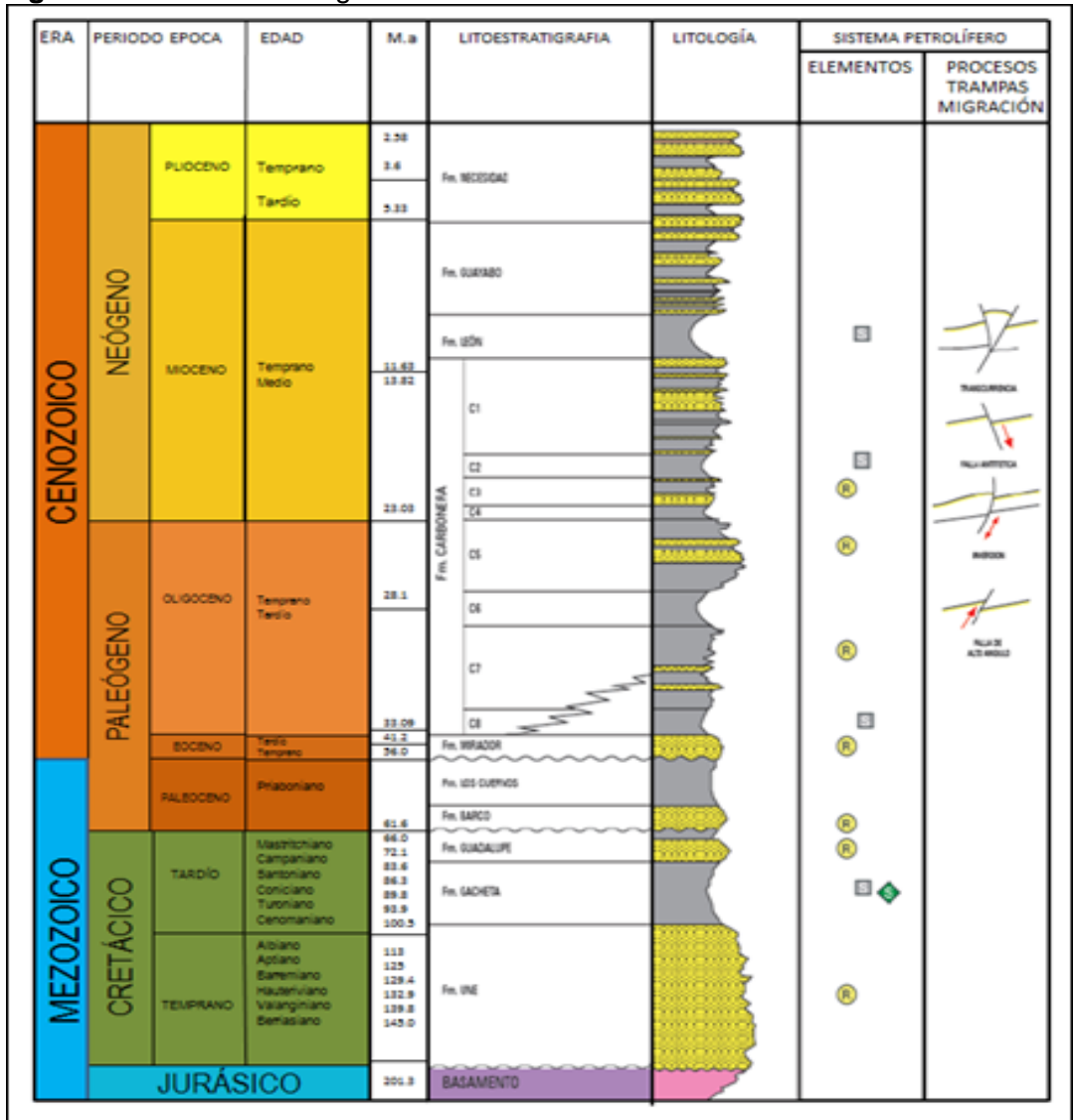
Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se realiza una descripción general de la estratigrafía, geología estructural y del petróleo para el Campo Tua.

1.3.1 Columna Estratigráfica. En la **Figura 2** se presenta la columna estratigráfica para la Cuenca de los Llanos Orientales y para el Campo Tua.

Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: COOPER, M.A, *et al.* Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia. En: AAPG BULLETIN. vol. 79, no. 10, 1995. p. 1.442. Modificado por los autores.

1.3.2 Estratigrafía. La estratigrafía de la Cuenca de los Llanos Orientales y por ende del Bloque Llanos 34, es conocida a partir de los datos obtenidos de los pozos perforados en el área, ya sean de exploración o de desarrollo.

A continuación, se realiza una descripción de las características de las unidades litológicas que conforman esta cuenca.

1.3.2.1 Formación Une. “Su edad corresponde al Albiano e inicios del Cenomaniano, es decir Cretácico inferior”², nombrada formalmente por Hubach en 1957. Compuesta generalmente de areniscas cuarzosas con intercalaciones de lutitas y limolitas carbonosas. Su espesor no es constante, aumenta hacia el Noroeste, el valor promedio es de 350 pies. El ambiente de depositación fue continental marino. Se depositó discordantemente sobre el basamento y la Suprayace concordantemente la Formación Gachetá.

1.3.2.2 Formación Gachetá. “La edad que se le atribuye a esta formación es Turoniano en el Cretácico Tardío”³. “El nombre de esta formación fue dado por Hubach en 1957; se encuentra constituida por una secuencia de lutitas, con desarrollo de areniscas y presenta a veces pequeños niveles calcáreos”⁴. Por erosión, esta formación no está presente en el oriente y suroriente de la cuenca, en el Campo Tua el espesor promedio es de 324 pies. Su ambiente de depositación es marino. La suprayace concordantemente la formación Guadalupe y la infrayace concordantemente la formación Une.

1.3.2.3 Formación Guadalupe. “El término Guadalupe fue usado inicialmente por Hettner (1892), para referirse a las areniscas de la parte alta del Cretácico, es decir indicando una edad Campaniano”⁵. “Se caracteriza por los grandes paquetes de areniscas que son separados por capas delgadas de lodolitas”⁶. Su espesor varía entre 570 y 680 pies. El ambiente de depositación fue marino – continental. Está en contacto discordante con la formación Barco; que la suprayace, y en contacto concordante con la Formación Gachetá, que la infrayace.

1.3.2.4 Formación Barco. Definida por F. B. Notestein, C. W. Hubman y J. W. Bowler en 1944. “La edad que se le atribuye a la formación es del Paleoceno”⁷, corresponde a una secuencia de areniscas con pequeñas intercalaciones de

² HUBACH, Enrique. Contribución a las unidades estratigráficas de Colombia. Informe 1957. Informe No. 1212. p. 60.

³ *Ibíd.*, p. 54.

⁴ INGRAIN. Cuenca Llanos Orientales. Integración geológica de la Digitalización y Análisis de núcleos. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Información-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>. Bucaramanga, 2012. p. 48.

⁵ HETTNER, Alfred Die Kordillere Von Bogotá. Ergebnisse Von Reisen Und Studien Von Dr. Alfred Hettner. Mit Karten Und Profilen. Gotha J. Perthes, 1892. p. 100.

⁶ GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Programa de Perforación Básico Tua. Bogotá D.C., 2014. p. 17.

⁷ NOTESTEIN F. B; HUBMAN, C. W. y BOWLER, J. W. Geology of The Barco Concession, República de Colombia. New York: Geological Society of America Bulletin, v. 55, 1944. p.1.190.

arcillas y limolitas. Su espesor varia entre 30 a 350 pies, y el ambiente de depositacion se estima fué continental fluvial. Está en contacto concordante con la Formacion Los Cuervos, que la suprayace, y discordante con la Formacion Guadalupe, que la infrayace.

1.2.3.5 Formación Los Cuervos. Definida por F. B. Notestein, C. W. Hubman y J. W. Bowler en 1944. “La edad de la formacion fue determinada del Paleoceno”⁸. Es una secuencia de intercalaciones de lutitas de color gris verdoso con limolitas y mantos de carbon delgados, el espesor de la formacion oscila entre 800 y 1.600 pies y el ambiente de depositación para esta formación fué continental a transicional. Está en contacto discordante con la Formacion Mirador, que la suprayace, y concordante con la Formacion Barco, que la infrayace.

1.2.3.6 Formación Mirador. El nombre de esta formación fue dado por Loys en 1918, “su edad corresponde al Eoceno Tardío”⁹; esta unidad se caracteriza por su naturaleza predominantemente arenosa con intercalaciones delgadas de lutitas. “Su espesor varía entre El espesor varia entre 30 y 450 pies”¹⁰. Su ambiente de depositacion fué continental fluvial. El contacto inferior está marcado por una disconformidad con la Formación Los Cuervos que la infrayace y el contacto superior es concordante con la Formación Carbonera, la cual la suprayace.

1.3.2.7 Formación Carbonera. “Entre el Oligoceno Temprano y Mioceno Medio”¹¹. Esta formación consiste en una alternancia de rocas arcillosas, limosas y areniscas. “Su espesor varia entre 1.200 y 2.900 pies”¹²; el ambiente de depositacion varía entre marino transicional a continental. Está dividida en ocho miembros o unidades que van desde C1 hasta C8, donde las unidades pares se consideran arcillas, mientras que las impares son arenas. Presenta contacto concordante con la Formación Mirador, que la infrayace y con la Formación León, que la suprayace.

1.3.2.8 Formación León. Descrita inicialmente por Notestein et al. en el año 1944, “su edad corresponde a Mioceno Medio”¹³. Está compuesta por capas gruesas de lutita; Representa la última invasión de los mares terciarios de la Cuenca. El espesor de la formación varia en sentido Oeste al Este de 700 a 1.600 pies. “El ambiente de depositacion es marino somero”¹⁴. La suprayace la Formación Guayabo concordantemente y la infrayace concordantemente la Formación Carbonera.

⁸ Ibid., p. 1186.

⁹ GARNER, A. H. Suggested nomenclature and correlation of the geological formations in Venezuela, in Petroleum development and technology. United States: Transactions of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers, 1926. p.680.

¹⁰ GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Programa de Perforación Básico Tua. Bogotá D.C. Septiembre, 2014. p. 23.

¹¹ NOTESTEIN F. B, Op cit., p. 1.196.

¹² GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Op., Cit., p.31.

¹³ NOTESTEIN F. B. Op., Cit., p.1.201.

¹⁴ GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Op., Cit., p.38.

1.3.2.9 Formación Guayabo. Definida formalmente por Liddle, 1928. “Se estima que su edad es del Mioceno Medio-Superior”¹⁵. Esta formada por una secuencia de arenas y gravas, con intercalaciones de arcillolitas. El espesor es aproximadamente 4.000 pies, “y el ambiente de depositación fue continental o transicional”¹⁶. Presenta contacto concordante con la Formación León, que la infrayace y con la Formación Necesidad, que la suprayace.

1.3.2.10 Formación Necesidad. Definida por Notestein el at. 1944, “su edad corresponde al Plioceno Superior”¹⁷. Se considera como una secuencia de conglomerados poco consolidados alternados con areniscas; “su espesor es de 100 pies y el ambiente de depositación fue de tipo continental”¹⁸. La infrayace la concordantemente la Formación Guayabo.

1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La estructura de la Cuenca de los Llanos Orientales, se caracteriza por tener lineamientos estructurales subparalelos al borde del Piedemonte Llanero, y paralelos o subparalelos entre sí en toda la franja hasta un poco más al sureste del lineamiento del río Meta. “Estos lineamientos corresponden a sistemas de fallas normales denominadas fallas antitéticas y sintéticas las cuales se caracterizan por ser de alto ángulo (mayor de 45°) y plano con buzamiento contrario o a favor de la pendiente estructural de la cuenca”¹⁹. Gracias a estos sistemas de fallas es que sucedieron las acumulaciones de hidrocarburos en esta zona del país, en donde el entrapamiento ocurre al borde de la falla y por esto los yacimientos son elongados y paralelos a las fallas.

La estructura del Bloque Llanos-34 consiste en un pliegue anticlinal fallado SW-NE. En términos generales, el relieve estructural de las estructuras en este Bloque se limita suaves monoclinales y anticlinales muy reducidos en tamaño que se mantienen a través de la columna estratigráfica. La deformación en general es muy discontinua y localizada. “En estas áreas es muy difícil observar pliegues fuera de las zonas de falla mayores”²⁰. El Bloque Llanos 34 es controlado por un sistema de fallas normales sintéticas, las cuales presentan variaciones en el salto a lo largo de la misma.

El área del Campo Tua se encuentra cubriendo dos estructuras independientes las cuales han encontrado hidrocarburos en diferentes niveles de las unidades

¹⁵ LIDDLE, Ralph. The geology of Venezuela and Trinidad. Texas: J. P. MacGowan., 1928. p. 333.

¹⁶ GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Op., Cit., p.38.

¹⁷ ETCHART, H. Consideraciones sobre la estratigrafía del Cenozoico Superior en el suroeste del Estado Zulia. Memoria V Congreso de Geológico Venezolano, 1977. p. 347.

¹⁸ NOTESTEIN F. B, Op., Cit., p.1.204.

¹⁹ INGRAIN. Cuenca Llanos Orientales. Integración geológica de la Digitalización y Análisis de núcleos. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5%20Informe%20Final%20Llanos.pdf> Bucaramanga, 2012. p. 65.

²⁰ GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Op., Cit., p.12.

Terciarias - Cretácicas, Tua y Aruco. Regionalmente dentro del Bloque todas las unidades estratigráficas presentan un buzamiento hacia el Noroeste en un sistema de fallas normales sintéticas de 5 – 15 km de longitud en un sentido Noreste-Suroeste. “La estructura Tua es una trampa de cierre en tres direcciones contra una Falla normal de 300 pies de salto. Esta se encuentra en el bloque bajo de la falla sintética”²¹.

1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

En esta sección se describen los principales parámetros relacionados con el sistema petrolífero del Campo Tua.

1.5.1 Roca generadora. “Las rocas generadoras de hidrocarburo principales para la Cuenca de Los Llanos Orientales y por lo tanto del Campo Tua corresponden a lutitas de la Formación Gachetá con kerógeno tipo II y III, contenido de carbono orgánico (TOC) entre el 1% y 3%, un VRE de 0,62% y el espesor variable entre 150 y 300 pies”²². No obstante, tal como se muestra en la **Figura 2** se tienen otras rocas potencialmente generadoras en las Formaciones Barco y Cuervos.

1.5.2 Migración del petróleo. “Se ha demostrado que existieron dos pulsos de migración de petróleo desde el Cretáceo (Fm. Gachetá). El primero ocurrió en el Eoceno Superior-Oligoceno. El segundo pulso inició en el Mioceno y continúa actualmente”²³. Esto ocurrió ya que se produjeron movimientos compresionales los cuales originaron plegamientos, fallas inversas y fallas de cabalgamiento. “Gracias a estos movimientos es posible atribuir periodos de remigración de hidrocarburos entre las estructuras y trampas estratigráficas en las cuales estaban almacenados hacia las nuevas trampas y estructuras formadas usando las fallas como canales de migración hacia las rocas almacenadoras situadas más altas estratigráficamente”²⁴.

1.5.3 Roca reservorio. Las rocas reservorios principales en la Cuenca de los Llanos Orientales son las areniscas de las Formaciones Carbonera, Mirador, Guadalupe, Gacheta y Une. Para el Campo Tua, las principales formaciones reservorio son los niveles arenosos de las Formaciones Mirador y Guadalupe. Las propiedades petrofísicas se muestran a continuación en la **Tabla 1**.

²¹ GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Informe Resultados Programa de Evaluación Tua. Bogotá D.C. Febrero, 2015. p. 5.

²² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins, Bogotá D.C., 2007. p. 71.

²³ *Ibid.*, p. 71.

²⁴ GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Programa de Perforación Básico Tua. Bogotá D.C., 2014. p. 9.

Tabla 1. Propiedades petrofísicas Formaciones Mirador y Guadalupe.

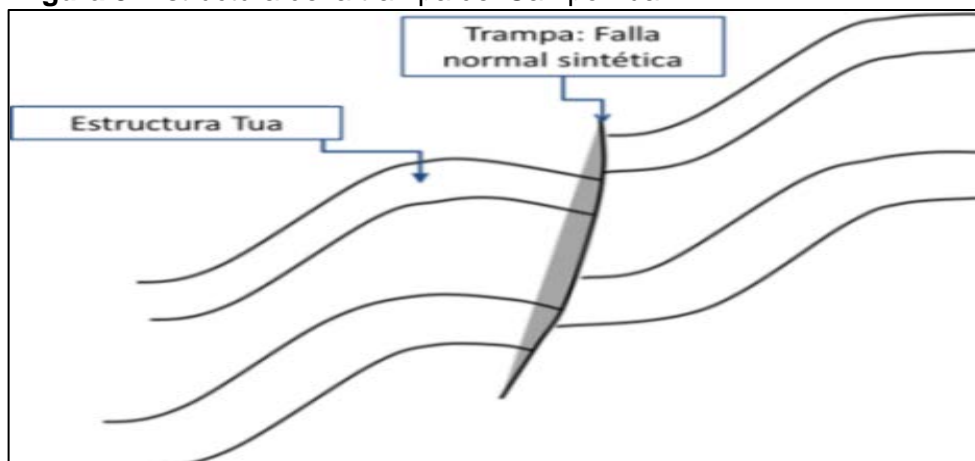
Formación	Porosidad (%)	Net Pay (ft)	So (%)
Guadalupe	20	45	75
Mirador	18	35	60

Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Modificada por los autores.

1.5.4 Roca sello. El sello Regional de la Cuenca de los Llanos Orientales corresponde a las lodolitas de la formación León proveniente del Mioceno Medio, también están las lutitas de las unidades C2, C4, C6 y C8 de la formación Carbonera. “Para el caso del Campo Tua las rocas que actúan como sello son los niveles arcillosos presentes al tope de la formación, es decir, lutitas interestratificadas de la Formación Guadalupe y las areniscas de la Formación Mirador son selladas por las lutitas del miembro C8 de la Formación Carbonera”²⁵.

1.5.5 Trampas. La Cuenca de los Llanos Orientales tiene trampas estratigráficas, trampas asociadas a fallas normales antitéticas y anticlinales asociados a fallas inversas. “En este proyecto se hace énfasis en aquellas trampas estructurales selladas por fallas normales antitéticas, es decir fallas con el bloque levantado hacia el eje central de la cuenca y para el caso del Campo Tua son principalmente estructuras anticlinales falladas asociadas a una falla normal sintética en el bloque bajo de la misma”²⁶. La **Figura 3** presenta la estructura de la trampa del Campo Tua.

Figura 3. Estructura de la trampa del Campo Tua



Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Modificado por los autores.

²⁵ SALAS, María. Identificación de oportunidades exploratorias en varios países latinoamericanos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico Químicas. Escuela de Geología, 2012. p. 161.

²⁶ GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Op., Cit., p.12.

1.6 FLUIDOS DE FORMACIÓN

En esta sección se mencionan las principales características de los fluidos de interés producidos en Campo Tua.

1.6.1 Petróleo. El crudo producido en Campo Tua tiene una gravedad API promedio de 15,42° a 60°F, el porcentaje de azufre que contiene este crudo en promedio es de 1,61%, el contenido de asfáltenos en promedio es de 15,5%. Según los análisis de fluidos realizados la viscosidad que presenta el crudo de Campo Tua a una temperatura de 220°F en promedio es de 23,72 cp. Por los datos anteriores se puede concluir que el crudo del Campo Tua es un crudo pesado y viscoso, por ende, su capacidad de fluir es reducida.

1.6.2 Gas. El gas asociado a la producción de petróleo en Campo Tua tiene una gravedad específica de 0,9617 a 60°F, la presión pseudocrítica es 663,30 psia y la temperatura pseudocrítica es 458,20°R. El factor de compresibilidad es 0,993932 a condiciones estándar. El poder calorífico neto del gas es 1.390,3 BTU/ft³.

A continuación se presenta en la **Tabla 2** la cromatografía del gas asociado a la producción de petróleo en Campo Tua.

Tabla 2. Cromatografía del gas asociado a la producción de petróleo en Campo Tua.

Componente	% Molar	% Peso
CO ₂ Dióxido de Carbono	4,13	6,56
N ₂ Nitrógeno	1,21	1,22
C ₁ Metano	62,00	35,9
C ₂ Propano	13,35	14,49
C ₃ i – Butano	8,71	13,86
iC ₄ n – Butano	1,88	3,95
iC ₅ i – Pentano	3,01	6,33
iC ₅ n – Pentano	1,23	3,19
C ₆ Hexano	1,19	3,11
C ₇ Heptano	1,36	4,21
C ₈ Octano	0,96	3,21
C ₉ Nonano	0,61	2,41
C ₁₀ Decano	0,27	1,11
C ₁₁ Undecano	0,07	0,36
C ₁₂ Dodecano	0,02	0,09
Total	100,00	100,00

Fuente: GEOPARK. Estudio de laboratorio del Campo Tua. 2015. p.1. Modificado por los autores.

1.7 INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN

A continuación se realiza una descripción general de los aspectos relacionados con la producción en Campo Tua, tales como mecanismo de producción, método, historia de producción y una descripción general de las facilidades de producción.

1.7.1 Mecanismo de producción. En la estructura Tua existe un acuífero poco activo, el cual, a partir de la expansión del agua le proporciona energía al yacimiento provocando el desplazamiento de fluidos hacia los pozos productores y desde allí ser levantados artificialmente hasta superficie.

Gracias a las actividades realizadas para el desarrollo del Campo Tua, se logró identificar el contacto agua-petróleo con la perforación del pozo Tua – 8 y se obtuvo suficiente información la cual permitió modelar el yacimiento e identificar la presencia de un acuífero poco activo que aunque es de gran tamaño no logra mantener la presión del yacimiento y es por esto que se hace necesario utilizar un sistema de levantamiento artificial que suministre la energía requerida para llevar los fluidos a superficie.

1.7.2 Método de levantamiento artificial. Teniendo en cuenta las características de los fluidos en el yacimiento y el mecanismo de producción descritos anteriormente, fue necesario el uso de un método de levantamiento artificial, dado que el yacimiento no cuenta con la suficiente energía para llevar los fluidos a superficie. Igualmente, al ser un crudo pesado y por consiguiente viscoso, muestra mayor resistencia a fluir, por lo tanto, su movimiento es difícil de lograr.

Para el caso de los pozos del Campo Tua, y luego de analizar las diversas alternativas de levantamiento artificial, además de las características del campo y del yacimiento, se seleccionó Bombeo Electrosurgible (BES) como método de levantamiento artificial para los pozos productores del campo, ya que este es aplicable para la producción de fluidos altamente viscosos, crudos con gas asociado y pozos con altas temperaturas, características presentes en Campo Tua.

Para el funcionamiento de este método de levantamiento artificial, se requiere energía eléctrica la cual es suministrada desde superficie a un variador de frecuencia el cual permite operar el sistema BES; luego dicha energía se dirige a un transformador el cual convierte la energía eléctrica de determinado nivel de tensión en energía eléctrica con otro nivel de tensión, puede ser mayor o menor. Posteriormente, la energía va a un motor que está ubicado en el interior del pozo, este a su vez, la convertirá en energía mecánica- rotación centrifuga de la bomba- con el objetivo de impulsar una columna de fluido hasta la superficie.

1.7.3 Tiempo de producción. El Campo Tua inicia la producción el 14 de Junio de 2012 con la apertura a producción del Pozo Tua 1.

El tiempo de producción para cada uno de los pozos productores del Campo Tua es diferente, pues cada uno de estos fue perforado y puesto en producción en diferentes fechas. A continuación, se presenta el **Cuadro 1** el cual contiene la fecha de inicio de producción de cada pozo del campo y el tiempo de producción acumulado en días hasta diciembre de 2015.

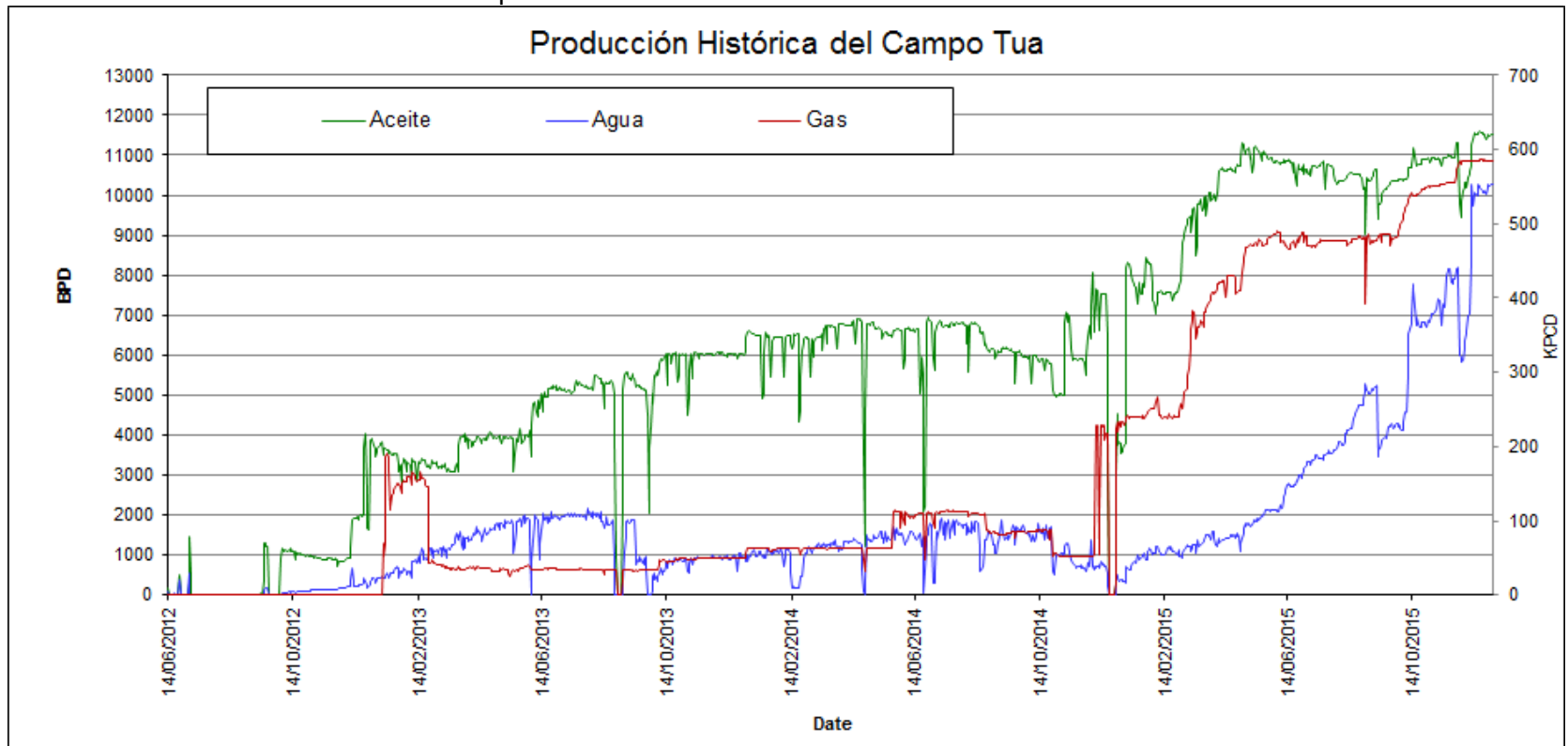
Cuadro 1. Tiempo de producción por pozo del Campo Tua.

Pozo	Inicio de Producción	Tiempo Acumulado de Producción (Días)
Tua 1	Junio 14 de 2012	1.055
Tua 2	Diciembre 12 de 2012	1.093
Tua 3	Diciembre 09 de 2012	1.073
Tua 4ST	Junio 02 de 2013	929
Tua 5	Marzo 25 de 2013	999
Tua 6	Febrero 15 de 2014	646
Tua 7	Enero 25 de 2015	272
Tua 8	Noviembre 8 de 2014	399
Tua 9	Enero 18 de 2015	335

Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Modificado por los autores.

1.7.4 Historia de producción. En la **Gráfica 1** que se muestra a continuación se presenta la producción histórica del Campo Tua.

Gráfica 1. Producción histórica del Campo Tua.



Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Modificado por los autores.

- La producción del Campo Tua, inició el 14 de Junio de 2012 con el pozo Tua 1 desde la Formación Mirador aportando durante el periodo de pruebas cortas 4.180 barriles de fluido con un corte de agua promedio de 35%. Desde el inicio el pozo produce con bombeo electrosumergible. En octubre del mismo año inicia pruebas extensas y a lo largo de este periodo, se realizan ajustes en los parámetros de operación de la bomba como la frecuencia y la apertura de choque con el objetivo de controlar el pozo y mantener un caudal de producción deseado en superficie.
- A finales del 2014 entran en producción los pozos Tua 2 y Tua 3, desde las Formaciones Guadalupe y Mirador respectivamente. Desde la apertura a operación, del pozo Tua 2, se evidencia el aporte de gas natural asociado a la producción de petróleo y la cantidad de agua es mínima con respecto a la producción de crudo. Para el caso del pozo Tua 3, se evidencia mayor aporte de agua con respecto al crudo desde su apertura
- Durante el mes de Febrero de 2014 el pozo Tua 3 sale de línea por operación de workover para aislar la Formación Mirador y probar la Formación Guadalupe, igualmente se realiza una prueba de restauración de presión.
- El pozo Tua 5 inicia producción el 25 de Marzo de 2013 en la Formación Guadalupe, desde el inicio el pozo se encuentra produciendo con sistema ESP. El corte de agua ha sido inferior con respecto al aporte de crudo, teniendo un corte de agua promedio de 0,64%. Se realizan ajustes con el fin de encontrar el caudal óptimo de operación y así mantener el pozo controlado.
- El día 02 Junio de 2013 inicia producción el pozo Tua 4ST en la formación Guadalupe, al i inicio, en promedio se obtiene un caudal de 1.400 BOPD con corte de agua de 1,7%. El mecanismo de levantamiento artificial empleado desde el inicio es bombeo electrosumergible, se realizan ajustes en la frecuencia de operación de la bomba y apertura de choque con el objetivo de mantener el caudal deseado en superficie y encontrar las condiciones óptimas de operación.
- El pozo Tua 6 inicia producción el 15 de Febrero de 2014 en la formación Guadalupe, desde el inicio el pozo se encuentra produciendo con sistema de levantamiento artificial ESP. El aporte de agua es mínimo con respecto a la producción de crudo. El caudal promedio de aceite obtenido es de 379 BOPD con corte de agua de 1%.
- En el mes de Agosto de 2014 el pozo Tua 1 sale de línea por inconvenientes presentados en el equipo de fondo del sistema de bombeo electrosumergible, también se evidencia incremento en la producción de agua del pozo Tua 3 por lo que se decide realizar operación de workover en el mes de Octubre para

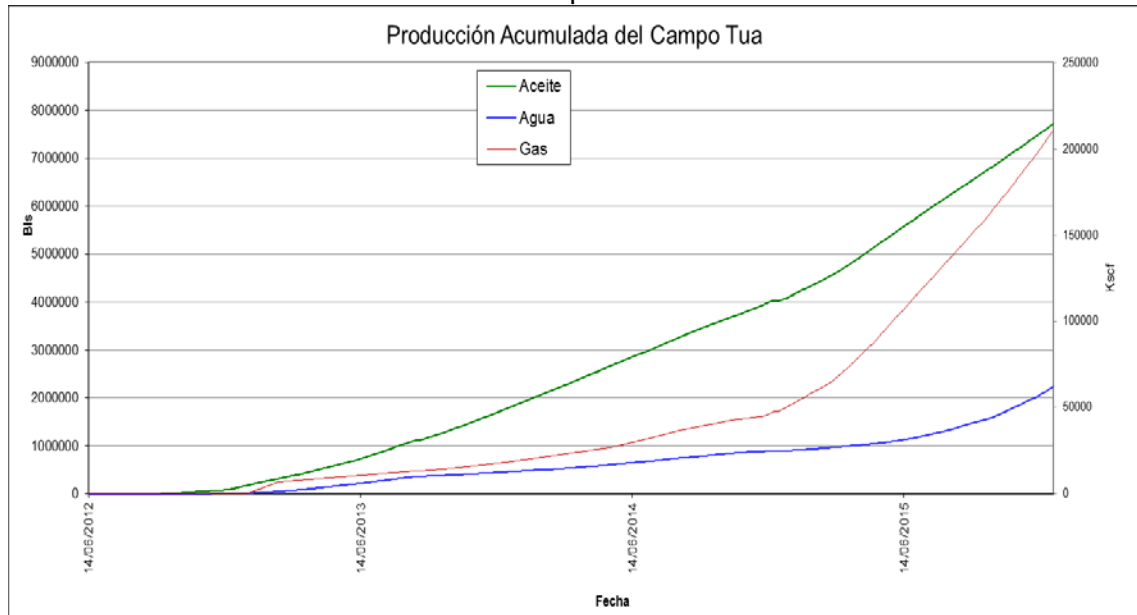
verificar la zona aislada de la Formación Mirador y así determinar si el aumento en el caudal de agua fue causado por la entrada de este fluido desde dicha formación. Luego de la intervención al pozo el corte de agua disminuye, se realizan ajustes en la frecuencia de operación de la bomba con el fin de determinar las condiciones óptimas de operación.

- El pozo Tua 8 inicia producción el 08 de Noviembre de 2014 hasta el 14 del mismo mes, en la formación Guadalupe, desde el inicio el pozo se encuentra produciendo con sistema de levantamiento artificial ESP. Para el caso del pozo Tua 1 inicia operación de workover en noviembre con el fin de recuperar el equipo, revisar su estado, aislar la formación Mirador y cañonear la Formación Guadalupe, y así e realizar pruebas en dicha Formación desde Diciembre de 2014. Desde ese momento se evidencia aporte de gas natural asociado a la producción de petróleo. Durante este periodo hasta la actualidad se realizan ajustes en los parámetros de operación de la bomba para mantener el pozo y obtener el caudal deseado en superficie.
- Durante el mes de Enero de 2015, inician producción los pozos Tua 7 y Tua 9 desde la Formación Guadalupe, teniendo como sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible. Comparando el caudal de aceite producido con el caudal de agua de estos dos pozos, se obtiene mayor producción de aceite que de agua.
- Observando la gráfica de historia de producción de Campo Tua se evidencia que desde Febrero de 2015 incrementa el aporte de gas natural asociado a la producción de petróleo, debido a la caída de presión que sufre el yacimiento debido a la producción del pozo.
- Durante el año 2015 la producción de agua incrementa progresivamente, los pozos con mayor BSW son Tua 4ST, Tua 5, Tua 7 y Tua 8. Durante el mes de Septiembre el pozo Tua 7 sale de línea por falla en el equipo de fondo es por esto que se realiza operación de workover con el fin de recuperar el equipo, revisar su estado, y ampliar cañoneados de la Formación Guadalupe.
- Durante el último trimestre del año 2015, incrementa la producción de fluidos en el Campo Tua, aportando en promedio 20.142 Bfpd con un corte y 585 Kscfd.

Las principales razones por las que se presentan salidas de línea de los pozos son falla en el sistema de generación eléctrico, adecuaciones en Campo, prueba de presión, por problemas de orden público, entre otros.

1.7.5 Producción acumulada del Campo Tua. A continuación en la **Gráfica 2** se hace referencia a la producción acumulada de agua, aceite y gas para el Campo Tua.

Gráfica 2. Producción acumulada del Campo Tua.



Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Modificado por los autores.

En la **Gráfica 2** se puede observar como la producción de agua es menor comparándola con la producción de crudo, esto debido al bajo aporte de agua que tiene los 9 pozos del Campo Tua, aunque aumenta progresivamente debido al acuífero activo que sirve como mecanismo de empuje. Se puede evidenciar también como la producción de gas aumenta con el paso del tiempo gracias a la caída de presión que sufre el yacimiento con la producción de los pozos.

Para el mes de diciembre de 2015 la producción acumulada de aceite es de 7'719.841 barriles, de agua de 2'241.062 barriles, de gas 9'969.651 SCF, el corte de agua del Campo Tua es del 47% aproximadamente.

2. GENERACIÓN ELÉCTRICA

En este capítulo se describe la generación eléctrica, explicando las principales centrales existentes, haciendo énfasis en aquellas que utilizan como materia prima combustibles fósiles. Adicionalmente se mencionan las partes, los tipos y cómo funcionan los principales equipos para la generación eléctrica: motor, generador y transformador, con el fin de entender el funcionamiento de la generación eléctrica a partir de grupos electrógenos, como se realiza actualmente en el Campo Tua.

2.1 GENERALIDADES

“El origen de la generación eléctrica data de mediados del siglo XIX, principalmente con el trabajo de Michael Faraday, que fue quien demostró la relación entre la electricidad y el magnetismo, mediante la cual se establece la posibilidad de generar electricidad a partir de una maquina en movimiento”²⁷.

“La energía eléctrica es una de las fuentes de energía más importantes, debido a la facilidad de su producción, transporte y uso. La electricidad es producida en plantas de energía, las cuales son el conjunto de los equipos necesarios para generar electricidad, y se pueden clasificar en dos grandes grupos: Convencionales y No convencionales”²⁸. A continuación el **Cuadro 2** presenta la clasificación de las plantas de energía.

Cuadro 2. Clasificación de las plantas de energía.

Convencionales	No convencionales
<ul style="list-style-type: none">• Plantas de energía de motor de vapor.• Plantas de energía de turbina de vapor.• Plantas de energía diesel.• Plantas de energía de turbina de gas.• Plantas de energía hidroeléctrica.• Plantas de energía nuclear.	<ul style="list-style-type: none">• Generador termoiónico.• Plantas de energía de pilas de combustible.• Energía solar fotovoltaica.• Plantas de energía MHD (Magneto hidrodinámica).• Energía geotermal.• Sistemas de energía de biogás.• Sistemas de energía eólica.• Energía de mareas.

Fuente: RAJA, A.K, *et al.* Power Plant Engineering AK RAJ. 3 ed. Nueva Delhi: New Age International (P) Ltd., Publisher, 2006. p. 2. Modificado por los autores.

“Según la materia prima que utilice la central eléctrica para generar la energía, se pueden denominar”²⁹.

²⁷ ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Tecnologías de generación de energía eléctrica. México: Limusa, 2009. p.14.

²⁸ RAJA, A.K, *et al.* Power Plant Engineering AK RAJ. 3 ed. Nueva Delhi: New Age International (P) Ltd., Publisher, 2006. p.1.

²⁹ MUJAL ROSAS, Ramón María. Tecnología eléctrica. 2 ed. Barcelona: UPC, 2003. p. 347.

- **Central Hidroeléctrica.** La fuente de energía primaria que utilizan es el agua, la cual puede obtenerse a partir de corrientes naturales o artificiales; su principio de funcionamiento se basa en la transformación de la energía potencial en energía mecánica debido al efecto de un desnivel, y accionan una turbina hidráulica que transmite la energía a un alternador, este último encargado de la generación de energía eléctrica.
- **Centrales Nucleares.** “Utilizan como fuente de energía primaria la fisión de los átomos de Uranio, la cual libera una gran cantidad de energía debido al impacto de los neutrones. En estas plantas se utiliza como combustible el Uranio para obtener el vapor de agua, el cual acciona una turbina que está conectada a un generador eléctrico”³⁰.
- **Centrales de Energías Renovables.** Dentro de estas centrales se encuentran fuentes de energía que se pueden regenerar como: el aire, el sol, el mar o la biomasa, las cuales actualmente están tomando un lugar más relevante dentro del mundo energético.
- **Centrales Térmicas Clásicas.** Son conocidas como termoeléctricas convencionales, utilizan como materia prima combustibles de origen fósil, como: petróleo, gas natural y carbón, así como los derivados de estos.

2.2 GRUPO ELECTRÓGENO

“Es un conjunto de máquinas que genera el movimiento de un generador eléctrico mediante un motor de combustión interna, permitiendo la generación de corriente continua o alterna; Su principal uso se da en zonas industriales y otros lugares los cuales no están ubicados cerca de una red eléctrica”³¹. “Está formado por las siguientes partes”³², presentadas en la **Figura 4**.

- **Motor de combustión interna.** Es el encargado de accionar el grupo electrógeno, y su potencia depende directamente de las características del generador.
- **Sistema de refrigeración.** Encargado de refrigerar el motor, utilizado agua, aceite o aire.

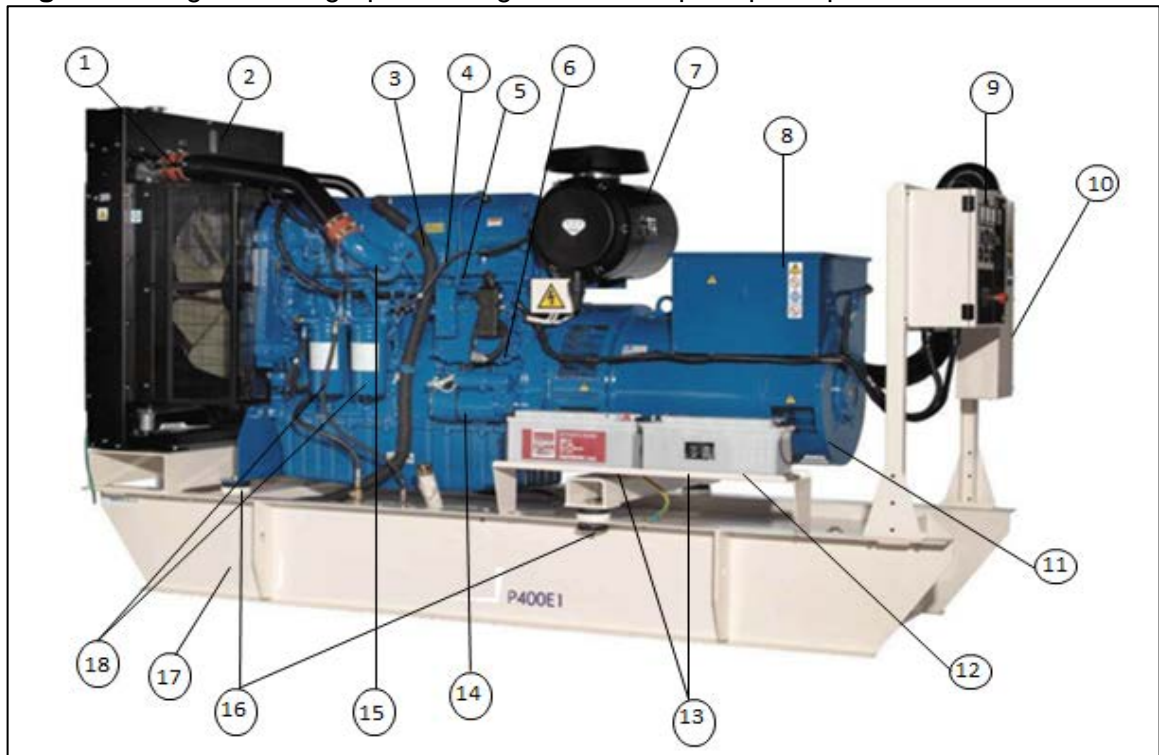
³⁰ ENDESA EDUCA. Centrales Nucleares. Disponible en: http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/x.-las-centrales-nucleares. Consultado en: 26 de Junio de 2015.

³¹ ROLDÁN VILORIA, José. Montaje mecánico En Instalaciones Solares Fotovoltaicas. Madrid: Paraninfo, 2013.p. 214.

³² TAPIA CHICAIZA, Javier Mauricio., GUEVARA, Juan Paúl y RUIZ, Carlos. Automatización de la central de generación Cuyabeno de petroproducción mediante la implementación de un sistema SCADA. Proyecto previo a la obtención del título de ingeniero en Electrónica y Control. Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2009. p. 11.

- **Alternador.** Es el encargado de producir la energía eléctrica en corriente alterna que sale del grupo electrógeno. Según la cantidad de energía que se requiera generar se determina el tamaño adecuado del alternador.
- **Depósito de combustible.** Reservorio donde se almacena el combustible que alimenta el motor de combustión interna. Hace parte de la bancada donde se encuentran montados el motor y el generador.
- **Sistema de control.** Se utiliza para controlar el funcionamiento del grupo y la protección contra posibles fallas en el mismo. Se puede escoger entre los diferentes sistemas de control existentes para estos fines.
- **Interruptor automático de salida.** Protege el alternador y se escoge de acuerdo al modelo y régimen de salida del grupo electrógeno.
- **Regulación del motor.** Mantiene una velocidad constante del motor con relación a los requisitos de carga, debido a que la velocidad del motor y la frecuencia de salida del alternador están relacionadas, y un cambio en la velocidad alteraría la frecuencia de la potencia de salida.

Figura 4. Diagrama del grupo electrógeno con sus principales partes.



Fuente: OLYMPIAN INTERNATIONAL. Manual de instrucciones para el operador y el mantenimiento del grupo electrógeno. Disponible en: http://sitio.maqsa.com.mx/sites/default/files/Olympian_International%20DieselGensetOperator%20Manual-Spanish356-7234.pdf. Modificado por los autores.

- **Parte 1.** Radiador.
- **Parte 2.** Deposito del radiador.
- **Parte 3.** Respiradero del motor.
- **Parte 4.** Alternador de carga de baterías
- **Parte 5.** Motor.
- **Parte 6.** Contramedidas electrónicas.
- **Parte 7.** Filtro de aire.
- **Parte 8.** Caja de terminales del alternador de CA (corriente alterna).
- **Parte 9.** Cuadro de control.
- **Parte 10.** Disyuntor.
- **Parte 11.** Alternador de CA principal.
- **Parte 12.** Soporte de batería.
- **Parte 13.** Baterías.
- **Parte 14.** Motor de arranque.
- **Parte 15.** Turbocompresor (si existe).
- **Parte 16.** Anti vibratorios.
- **Parte 17.** Bancada-Depósito de combustible.
- **Parte 18.** Filtros de combustible.

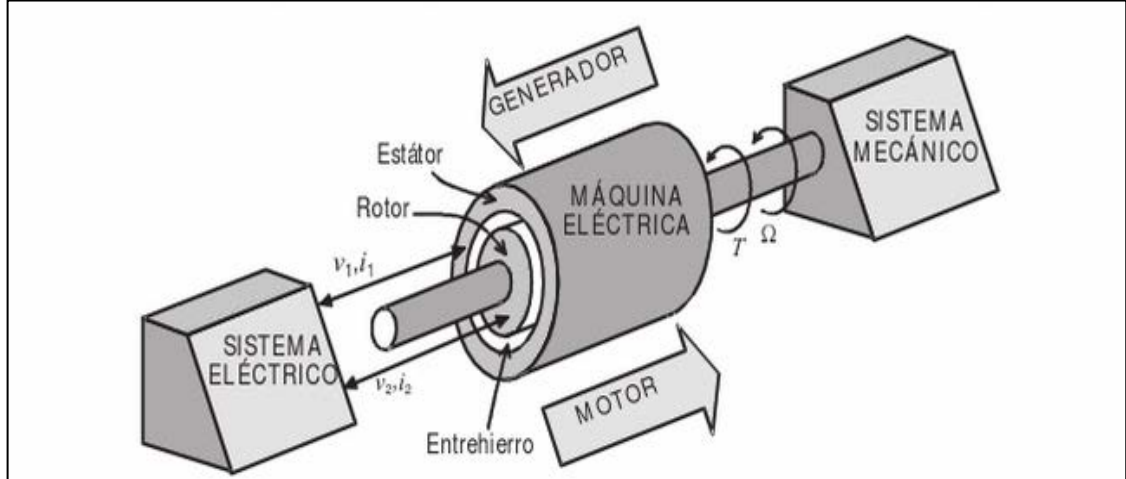
2.3 MÁQUINAS ELÉCTRICAS

“La maquinas eléctricas realizan la conversión de una energía en otra, y se pueden clasificar en tres tipos: generadores, motores y transformadores. Las dos primeras son máquinas con movimiento y los transformadores son máquinas estáticas”³³.

Los motores y los generadores cumplen con el principio de reciprocidad electromagnética, es decir, que son reversibles. La **Figura 5** presenta la máquina eléctrica como convertidor de energía.

³³ FRAILE MORA, Jesús. Máquinas eléctricas. 6 ed. Madrid: McGraw Hill Interamericana de España, 2008. p. 95.

Figura 5. Máquina eléctrica como convertidor de energía.

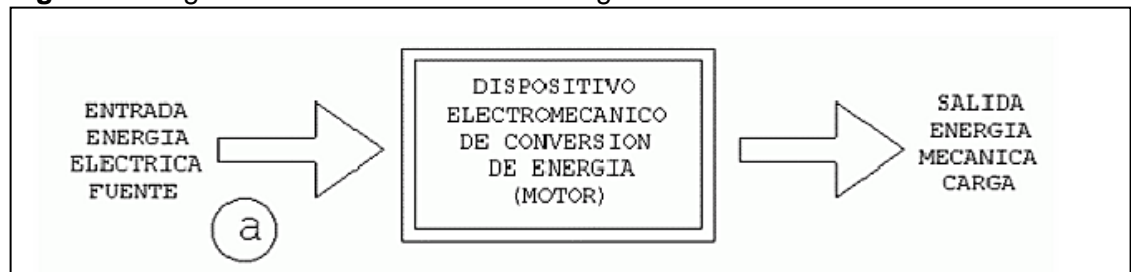


Fuente: FRAILE MORA, Jesús. Máquinas eléctricas. 6 ed. Madrid: McGraw Hill Interamericana de España, 2008. p.97. Modificado por los autores.

Tanto los motores como los generadores se consideran máquinas rotativas, y en general están compuestas por dos partes principales: el estator que es la parte fija, y el rotor que es la parte móvil y se ubica en la cavidad del estator, como se observa en la **Figura 5**. “Por otra parte, el entrehierro es el espacio entre el rotor y el estator, necesario para que la máquina pueda girar”³⁴.

2.3.1 Motor. Un motor es toda máquina capaz de transformar cualquier tipo de energía en energía mecánica, como se observa en la **Figura 6**; “teniendo en cuenta esto, los motores eléctricos son máquinas capaces de producir un movimiento giratorio a partir de una alimentación eléctrica como lo menciona Guerrero”³⁵, se pueden clasificar en motores de corriente alterna o corriente continua según el tipo de corriente que se les suministre.

Figura 6. Diagrama de la conversión de energía en un motor.



Fuente: PIMIENTA DUEÑAS, Alina. Conceptos Básicos De Máquinas Eléctricas. Argentina: El Cid Editor - Ingeniería, 2007. p. 12.

³⁴ *Ibíd.*, p. 97.

³⁵ GUERRERO PÉREZ, Ramón. Electrotecnia (UF0149). España: IC Editorial, 2011. p. 251.

2.3.1.1 Motores de corriente alterna. “Son el tipo de motor eléctrico con mayor uso debido a que además de requerir poco mantenimiento poseen buen rendimiento”³⁶. Reciben su nombre debido a que son alimentados con corriente alterna.

Dentro de estos se encuentran los motores asíncronos o motores de inducción en los cuales el rotor gira a una velocidad diferente a la del campo giratorio. Las bobinas se encuentran separadas 120° geométricos. “Pueden ser trifásicos para potencias desde 1 hasta 10.000 Kw o monofásicos para potencias inferiores a 1Kw”³⁷.

“Los motores síncronos también hacen parte de los motores de corriente alterna, y se caracterizan porque en estos el campo giratorio y el rotor llevan la misma velocidad. A pesar de no tener escobillas tienen la misma capacidad de los motores de corriente continua de regular la velocidad”³⁸.

Como lo menciona Redondo³⁹ el motor universal es un motor de corriente continua con excitación en serie al que se le aplica tensión alterna. Poseen un par de arranque elevado.

En el **Cuadro 3** se muestran los diferentes motores de corriente alterna que existen y las principales aplicaciones de cada uno de ellos.

Cuadro 3. Aplicaciones de los motores de corriente alterna.

Tipo de Motor de Corriente Alterna	Aplicaciones
Asíncrono Monofásico	Electrodomésticos de pequeña potencia. Par de arranque reducido
Asíncrono Trifásico	Aplicaciones industriales media-gran potencia
Síncrono	Control de velocidad muy preciso. Robótica. Impresoras.
Universal	Electrodomésticos de pequeña potencia. Par de arranque elevado

Fuente: REDONDO GALLARDO, José María y DOMÍNGUEZ HERRANZ, Mariano. Electrotecnia. España: Cano Pina, 2013. p. 193.

2.3.1.2 Motores de corriente continua. “Como su nombre lo indica este tipo de motores trabaja con corriente continua, es por esto que a diferencia de los motores de corriente alterna requieren de rectificadores que transformen la corriente eléctrica de la red en corriente continua”⁴⁰. “Su principal característica es la

³⁶ *Ibíd.*, p. 251.

³⁷ REDONDO GALLARDO, José María y DOMÍNGUEZ HERRANZ, Mariano. Electrotecnia. España: Cano Pina, 2013. p. 192.

³⁸ *Ibíd.* p. 192.

³⁹ *Ibíd.* p. 192.

⁴⁰ *Ibíd.* p. 215.

capacidad de regulación de la velocidad, por lo cual es común encontrarlos en las bandas transportadoras”⁴¹.

“La forma en que el motor de corriente continua transforma la energía eléctrica en energía mecánica de rotación es la siguiente”⁴²: La corriente eléctrica fluye a través de los devanados del estator generando un comportamiento de forma de electroimán por parte del núcleo metálico, creando de esta manera un campo magnético; dicha corriente viaja también por las bobinas debido al trabajo de las escobillas y el colector del motor.

Por la creación del campo magnético se genera una fuerza que hace girar la bobina, y esta a su vez produce el giro del rotor, que es donde se encuentra ubicada.

2.3.1.3 Partes fundamentales del motor. “Al ser una maquina rotativa, el motor al igual que el generador está compuesto por el rotor y el estator como sus partes fundamentales”⁴³.

- **Rotor.** Es la parte móvil del motor, se encarga de aportar el movimiento a la carga. Sus partes principales son:
 - **Eje.** Barra de acero encargada de transmitir la rotación al núcleo, al devanado y al colector.
 - **Núcleo.** Su función es establecer el camino por el cual circulará el flujo magnético del devanado.
 - **Devanado.** Compuesto por una serie de bobinas que se encuentran conectadas eléctricamente con el colector.
 - **Colector.** Ubicado en el extremo del eje del rotor de tal forma que gira al ritmo de este haciendo contacto con las escobillas; está conformado por las delgas (laminas conductoras).
- **Estator.** También conocido como el inductor, hace referencia a la parte fija del motor, cuya principal función es suministrar el flujo magnético al rotor, para que este genere el movimiento giratorio. Está formado por:
 - **Armazón.** Sus funciones son constituir el soporte del motor y proporcionar el camino que debe seguir el flujo para cerrar el circuito magnético.

⁴¹ GONZÁLEZ PÉREZ, Joaquín. Montaje y Mantenimiento De Máquinas Eléctricas Rotativas: Montaje y Mantenimiento De Instalaciones Eléctricas De Baja Tensión (UF0897). España: IC Editorial, 2012. p. 24.

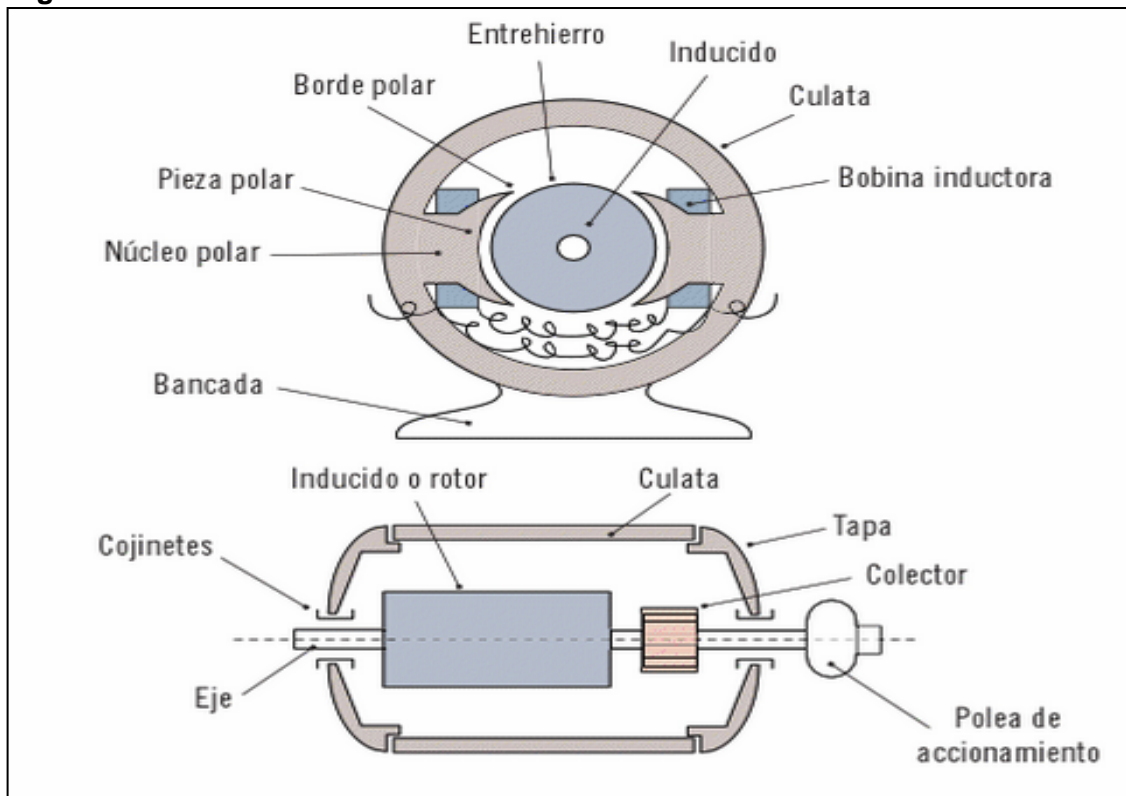
⁴² *Ibid.*, p.32.

⁴³ GUERRERO PÉREZ. Op., Cit., p.261.

- **Imán permanente.** Es la parte que induce el campo magnético al rotor, y está hecho de material ferromagnético.
- **Escobillas.** Son las encargadas de permanecer en contacto con el colector con el fin de conducir a través de este la corriente desde la fuente de alimentación hasta el rotor.

En la **Figura 7** se muestra la distribución de las principales partes del motor.

Figura 7. Partes fundamentales del motor.



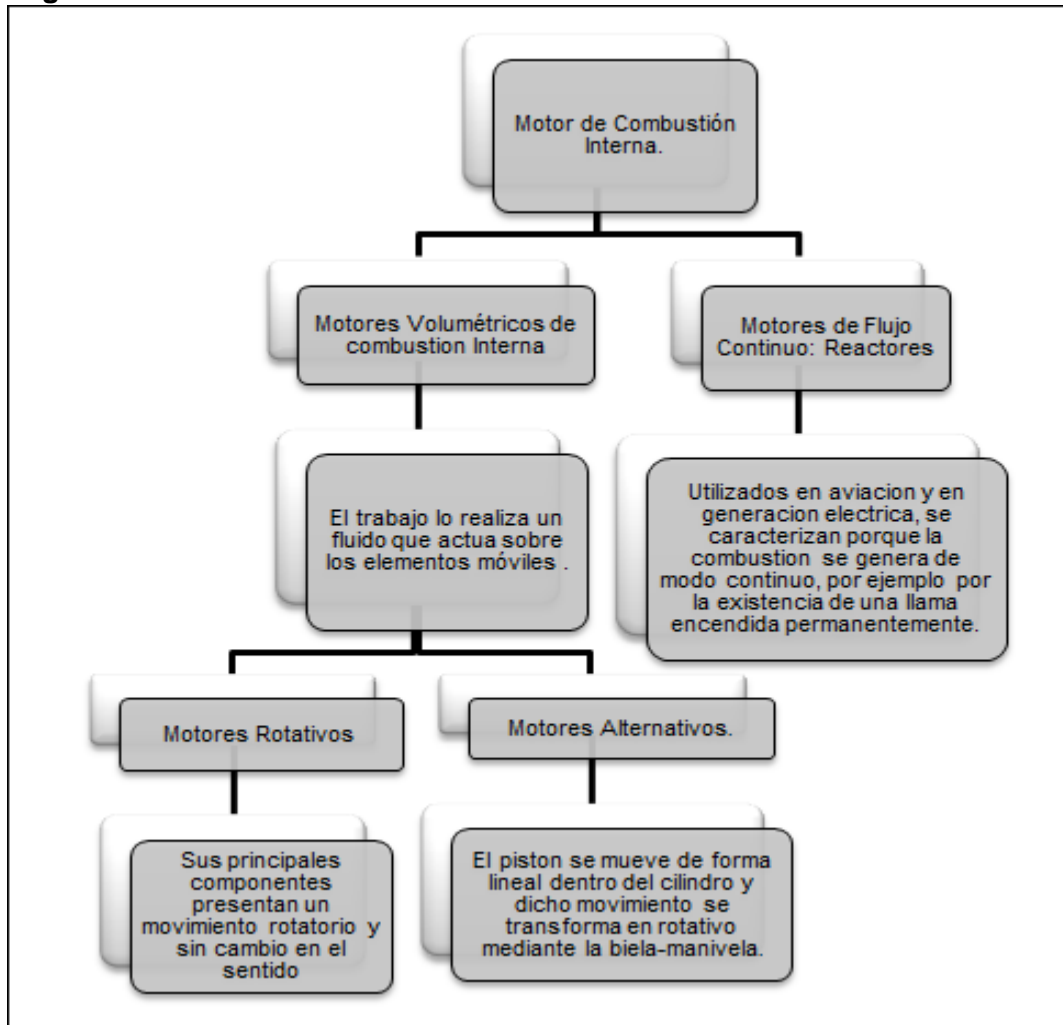
Fuente: GONZÁLEZ PÉREZ, Joaquín. Montaje y Mantenimiento De Máquinas Eléctricas Rotativas: Montaje y Mantenimiento De Instalaciones Eléctricas De Baja Tensión (UF0897). España: IC Editorial, 2012. p. 15.

2.3.1.4 Motor de combustión interna. Se considera como un motor de combustión interna, a aquellos motores que transforman la energía química del combustible en calor para generar su potencia, y convierten dicho calor en trabajo mecánico. Se caracterizan porque la combustión se lleva a cabo dentro del motor, obteniendo del aire el oxígeno necesario para la combustión. “La combustión transforma la energía química en calor, y la conversión de calor en trabajo

mecánico se realiza a través de un medio cuya presión aumenta cuando se le transmite el calor y realiza el trabajo cuando se expande”⁴⁴.

Los motores de combustión interna pueden clasificarse en motores volumétricos o motores de flujo continuo, los cuales se diferencian en la forma como se genera la combustión, esto se puede ver en la **Figura 8**.

Figura 8. Clasificación de los motores de combustión interna.



Fuente: ESCUDERO, Secundino *et al.* Motores. Madrid: Macmillan Iberia S.A, 2011. p. 14. Modificado por los autores.

“De los motores de combustión interna, los más utilizados son los motores alternativos debido a que poseen potencias que van desde 0,1 hasta 32 MW, además poseen un rendimiento aceptable y pueden trabajar con combustibles de

⁴⁴ BOSCH, Robert. Manual de la técnica del automóvil. Traducido por STAR Deutschland GmbH. 4 ed. Alemania: Robert Bosch, 2005. p. 450.

alto poder calorífico. Son utilizados para el transporte en carretera, maquinaria agrícola y de obras, y la generación eléctrica, entre otros usos”⁴⁵.

Según la forma en que se libere la energía del combustible los motores de combustión interna pueden clasificarse como de ciclo Otto o ciclo Diésel, en el **Cuadro 4** se muestran las características de cada uno de ellos.

Cuadro 4. Características del ciclo diésel y el ciclo otto.

Ciclo Otto	Ciclo Diésel
En este tipo de ciclo el proceso de combustión y liberación de la energía del combustible se realiza en un proceso termodinámico de la mezcla aire-combustible casi a volumen constante.	En este tipo de ciclo el proceso de combustión y liberación de la energía del combustible se realiza en un proceso termodinámico de la mezcla aire-combustible casi a presión constante.
El fluido inyectado es la mezcla.	El fluido inyectado es aire. Este se comprime generando un aumento de su presión y temperatura (la temperatura aumenta hasta que sea superior a la temperatura de autoencendido del diésel)
Los motores que trabajan bajo este ciclo requieren de una chispa que genere la ignición para lograr de esta forma la combustión.	El combustible se inyecta dentro del aire caliente y se presuriza en la cámara de combustión, para de esta forma generar la combustión.
Usa combustibles como gas natural y GLP.	Usa combustibles como diésel y fuel oil.

Fuente: UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, Estudio de tecnologías disponibles para incentivar el uso del gas combustible en el sector transporte. Informe Final, Tomo I. Noviembre, 2014. p.19.

“Un motor de combustión interna puede ser dedicado, es decir, que está fabricado de tal forma que opere con un único tipo de combustible, entre estos se distinguen”⁴⁶.

- Motor dedicado a Gas Natural.
- Motor dedicado a Diésel.
- Motor dedicado a Gas licuado de Petróleo.
- Motor dedicado a Gasolina.

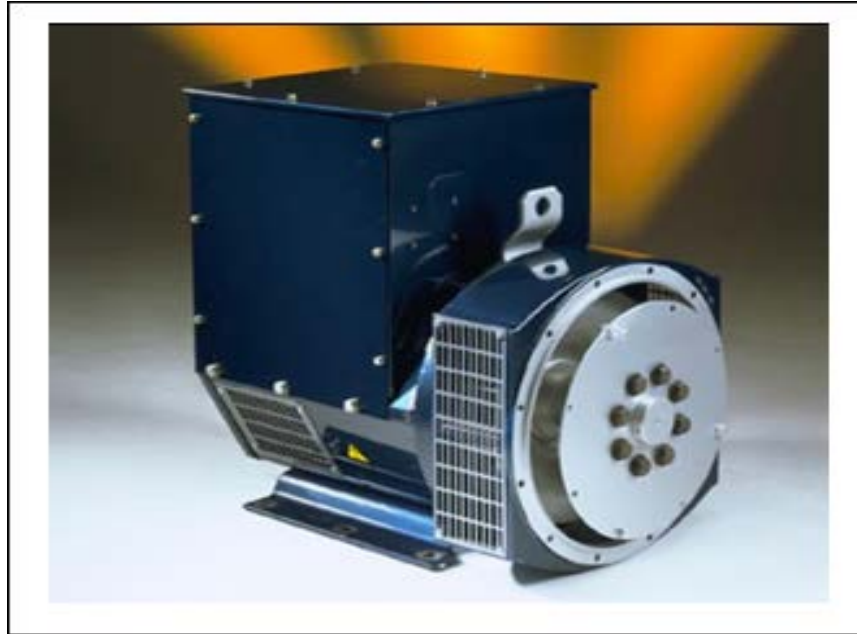
2.3.2 Generador. El principal componente de las plantas de energía es el generador; Los generadores son las maquinas que permiten convertir la energía mecánica (proporcionada por el motor) en energía eléctrica. Su principio de funcionamiento es conocido como inducción electromagnética. “La generación de electricidad se inicia teniendo un campo magnético el cual será cortado con un conductor, dicho campo magnético es generado por un par de imanes, la bobina

⁴⁵ ESCUDERO. Op., Cit., p.15.

⁴⁶ UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, Estudio de tecnologías disponibles para incentivar el uso del gas combustible en el sector transporte. Informe Final, Tomo I. Noviembre, 2014. p. 20.

que produce dicho campo se conoce como el devanado de campo”⁴⁷. En la **Figura 9** se observa la parte exterior de un generador.

Figura 9. Generador eléctrico.



Fuente: STAMFORD. Manual de instalación, servicio y mantenimiento para generadores C.A de las gamas UCI, UCM, UCD 224 & 274. 25 ed. Inglaterra: Newage International, 1998. p. 15.

2.3.2.1 Generadores de corriente alterna. Conocido con el nombre de alternador, un generador de corriente alterna está formado por una bobina conocida como inducido que se coloca sobre la armadura. El conjunto de la bobina y la armadura forman el rotor, mientras la bobina gira entre los polos de un imán permanente. “El estator es formado por los imanes, que son los que producen el campo magnético. Los anillos colectores son los terminales primarios de salida del generador, y las escobillas fijas son necesarias para llevar el voltaje que sale del generador hacia el exterior, estas están en permanente contacto con los anillos colectores”⁴⁸.

Un agente externo es el encargado de aportar la fuerza requerida para que el rotor pueda girar.

“El voltaje que entrega el generador a la salida depende de tres factores principales”⁴⁹:

⁴⁷ ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Tecnologías de generación de energía eléctrica. México: Limusa, 2009.

⁴⁸ CEKIT S.A. Curso fácil de electrónica Básica. 2014. Tomo 1. p. 94.

⁴⁹ *Ibid.*, p. 95.

- La velocidad de rotación de la bobina.
- La cantidad de líneas de flujo por unidad de área del campo magnético a través del cual se mueve la bobina.
- El ángulo con el cual la bobina corta las líneas de flujo.

“Un generador de corriente alterna tiene cinco componentes principales”⁵⁰:

- **Componente 1.** Estator.
- **Componente 2.** Rotor.
- **Componente 3.** Sistema de enfriamiento.
- **Componente 4.** Excitatriz.
- **Componente 5.** Conmutador.

2.3.2.2 Generadores de corriente continua. “Conocidos también como dínamos, son máquinas eléctricas rotativas que utilizan el fenómeno de inducción electromagnética para generar energía eléctrica. En este tipo de generadores el devanado se encuentra sobre el rotor”⁵¹.

“Los componentes que constituyen un dínamo son los siguientes”⁵²:

- **Inducido.** Conjunto formado por el colector, el devanado de inducido, y demás partes del bloque inducido.
- **Culata.** Parte que une los polos magnéticos.
- **Colector de Delgas.** Láminas conectadas al rotor, sobre las que frotan las escobillas.
- **Devanado de Excitación.** Bobinado que actúa en la creación del campo magnético en el estator.
- **Devanado del Inducido.** Bobinado donde se crea la corriente eléctrica, se encuentra conectado al exterior.
- **Escobillas.** Realiza la conexión entre el elemento móvil y el elemento fijo.

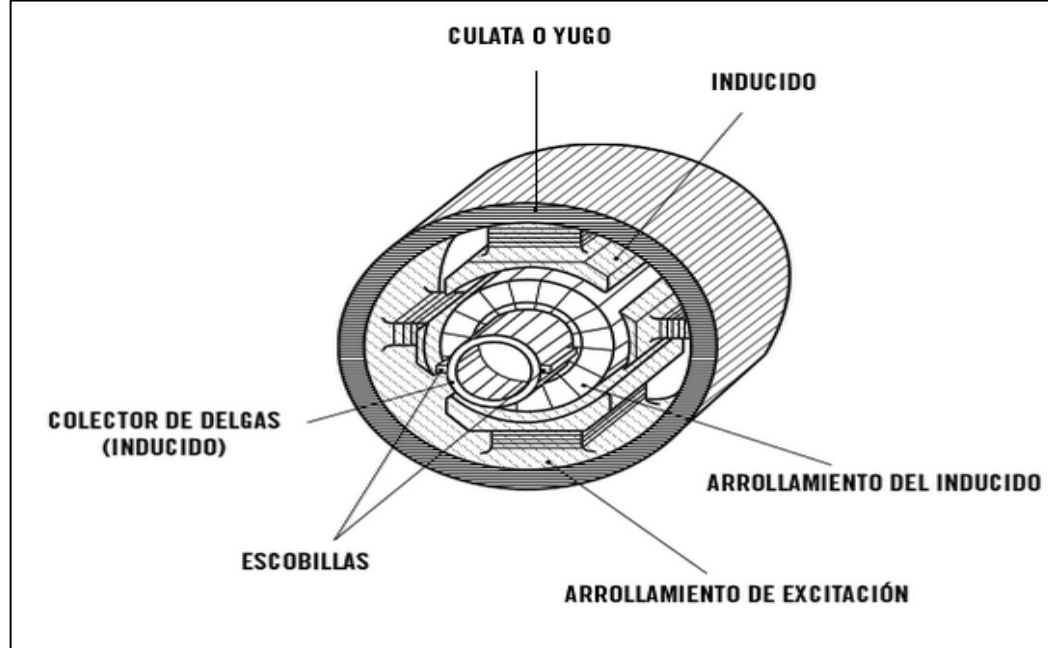
En la **Figura 10** se puede observar la construcción de un dínamo con sus principales partes.

⁵⁰ ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. El Libro práctico de los Generadores, Transformadores y Motores eléctricos. México: Limusa/Grupo Noriega Editores, 2004. p. 20.

⁵¹ GUERRERO PÉREZ. Op., Cit., p.202.

⁵² *Ibid.*, p. 209.

Figura 10. Partes que constituyen un dinamo.



Fuente: GUERRERO PÉREZ, Ramón. Electrotecnia (UF0149). España: IC Editorial, 2011. p. 208.

Según Guerrero⁵³ el uso de los dinamos comenzó a extinguirse con la aparición de los alternadores, y hoy en día solo se utilizan en unas pocas aplicaciones.

2.3.3 Transformador. Un transformador es una máquina eléctrica estática destinada a funcionar con corriente alterna, que como su nombre lo indica, transforma una energía eléctrica de entrada con determinadas magnitudes de tensión y corriente, en otra energía eléctrica de salida con magnitudes diferentes, según Fraile⁵⁴. La **Figura 11** muestra la vista exterior de un transformador trifásico.

⁵³ *Ibíd.*, p. 209.

⁵⁴ FRAILE MORA, Jesús. Maquinas eléctricas. 6 ed. Madrid: McGraw Hill Interamericana de España, 2008. p. 95.

Figura 11. Transformador trifásico.



Fuente: GUERRERO, Ramón y MELERO, Verónica. UF0896: Montaje y mantenimiento de transformadores. España: I.C Editorial. 2012. p. 71.

“Básicamente un transformador tiene 3 características principales”⁵⁵:

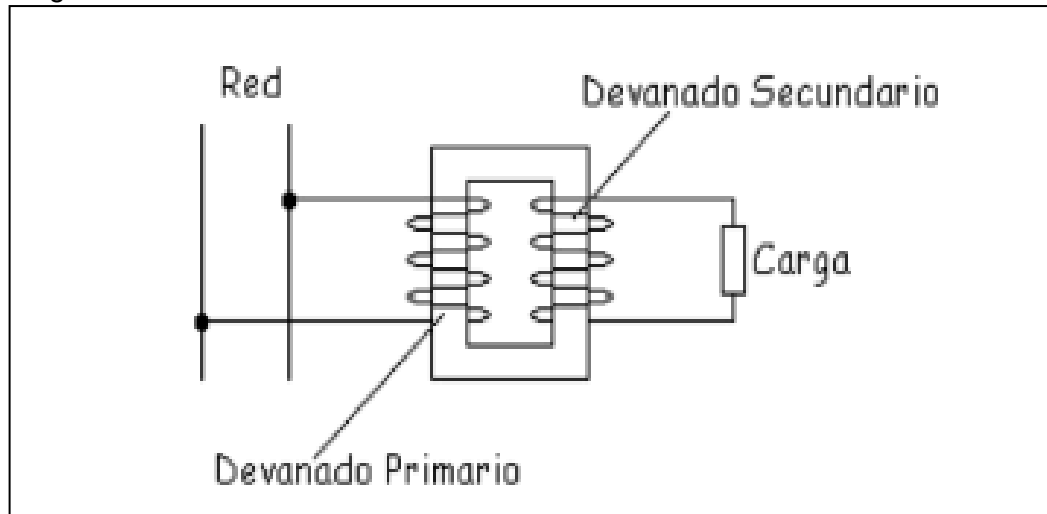
- Transfiere energía eléctrica de un circuito a otro, sin alterar la frecuencia.
- Trabaja con el principio de inducción electromagnética.
- Tiene circuitos eléctricos que se encuentran aislados entre sí, pero comparten un mismo circuito magnético.
- “El transformador se encuentra compuesto por dos circuitos”⁵⁶:
- Circuito Eléctrico.
- Circuito Magnético.

El circuito eléctrico está conformado por dos devanados: el devanado primario y el devanado secundario. El devanado primario es el que se conecta a la red y el devanado secundario se le conecta la carga para utilizar la tensión obtenida, como se muestra en la **Figura 12**.

⁵⁵ ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Curso De Transformadores y Motores de inducción. 4 ed. México: Limusa, 2005. p. 48.

⁵⁶ ÁLVAREZ PULIDO, Manuel. Transformadores cálculo fácil de Transformadores y Autotransformadores, monofásicos y trifásicos de baja tensión. Barcelona: Marcombo, 2009. p. 2.

Figura 12. Devanados primario y secundario enrollados alrededor de la chapa magnética formando un transformador.



Fuente: ÁLVAREZ PULIDO, Manuel. Transformadores cálculo fácil de Transformadores y Autotransformadores, monofásicos y trifásicos de baja tensión. Barcelona: Marcombo, 2009. p. 2.

Por otra parte, “el circuito magnético, está compuesto por la chapa magnética; la cual constituye el núcleo del transformador, y se encuentra fabricada con aproximadamente un 3% de Silicio”⁵⁷. “El circuito magnético tiene como función principal conducir el flujo activo, transfiriendo energía de un circuito a otro”⁵⁸

Al ser una maquina estática, los transformadores no presentan pérdidas mecánicas, las únicas pérdidas que presentan son en el hierro y en el cobre, es por eso que pueden alcanzar eficiencias del 98%.

2.4 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

“Se consideran como Centrales Termoeléctricas las plantas de energía de vapor, diésel, turbinas de gas y plantas nucleares, debido a que en ellas se genera energía eléctrica a partir de calor”⁵⁹. “En estas centrales, el combustible se quema en una caldera, lo cual genera la energía calorífica necesaria para la vaporización del agua, dicho vapor acciona la turbina para convertir la energía calorífica en energía mecánica, la cual posteriormente a través de un alternador genera electricidad”⁶⁰.

⁵⁷ MARTIN, Juan Carlos. Maquinas Eléctricas. Madrid: Editex, 2012. p.80.

⁵⁸ ENRÍQUEZ HARPER. Op., Cit., p.52.

⁵⁹ RAJA, A.K. *et al.* Power Plant Engineering AK RAJ. 3 ed. Nueva Delhi: New Age International (P) Ltd., Publisher, 2006. p. 2.

⁶⁰ MUJAL ROSAS. Op., Cit., p.347.

A continuación, se realizará una breve explicación de las centrales diésel y las turbinas gas, que hacen referencia a combustibles fósiles mencionados en el proyecto.

2.4.1 Central diésel. “Cuando se requiere de bajas cantidades de energía se pueden utilizar las centrales Diésel, generando potencia en un rango de 2 a 50 MW; además pueden utilizarse como complemento de centrales hidroeléctricas”⁶¹.

“Un central diésel está compuesto principalmente por”⁶²:

- Motor diésel.
- Sistema de enfriamiento.
- Sistema de combustible.
- Sistema de escape.
- Sistema de toma de aire.
- Sistema de lubricación.
- Inicio del motor.

“Su componente más importante es el motor diésel el cual es una máquina de combustión interna debido a que los combustibles se queman en el interior de este, y la potencia mecánica es generada por el fluido que se forma a partir de los productos de la combustión”⁶³.

“El motor obtiene la energía del combustible diésel, y se encuentra acoplado mecánicamente a un generador; el generador es el encargado de convertir la energía mecánica recibida por parte del motor en energía eléctrica”⁶⁴.

“La propiedad fundamental que poseen los motores diésel es que pueden trabajar con cualquier combustible, desde que dicho combustible pueda ser inyectado al motor; Actualmente estos motores son utilizados en la generación eléctrica utilizando mezclas de combustibles como por ejemplo gas natural y combustible diésel”⁶⁵.

En la **Figura 13** se puede observar la sección de un motor, indicando algunas de sus principales partes.

⁶¹ NAG, P. K. Power Plant Engineering. 3 Ed. New Delhi: Tata McGraw-Hill, 2008. p.727.

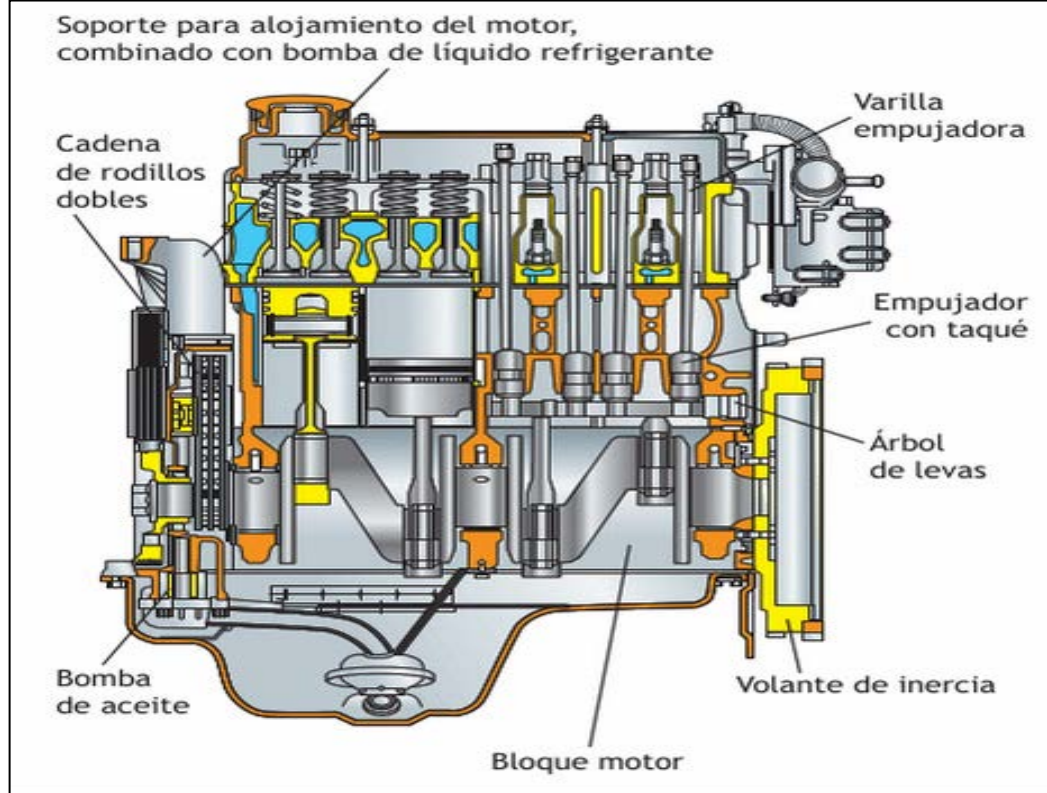
⁶² BANDYOPADHYAY, M. N. Electrical Power Systems: Theory and Practice. India: Prentice Hall, 2006. p.105.

⁶³ ENRÍQUEZ HARPER. Op., Cit., p.117.

⁶⁴ BANDYOPADHYAY. Op., Cit., p.104.

⁶⁵ GIL GARCÍA, Gregorio. Energías Del Siglo XXI: De Las energías fósiles a las alternativas. Madrid: Antonio Madrid Vicente Mundi – Prensa, 2008. p. 684.

Figura 13. Sección de un motor.



Fuente: ESCUDERO, Secundino, *et al.* Motores. Madrid: Macmillan Iberia, S.A, 2011. p. 26.
Modificado por los autores.

“Básicamente el motor diésel está compuesto por”⁶⁶:

- El cilindro donde ocurre la combustión.
- El pistón que realiza un movimiento lineal y recibe la alta presión generada por los productos calientes de expansión.
- Un accionamiento mecánico o un generador eléctrico, que funcionan como carga conectada.
- Varilla de conexión con el eje para convertir el movimiento recíprocante en movimiento rotatorio del eje.
- Válvulas para el control de flujo de combustible, aire, gases de escape, inyección de combustible y sistema de encendido.
- Sistemas de lubricación y sistemas de enfriamiento.

⁶⁶ RAJA. Op., Cit., p.255.

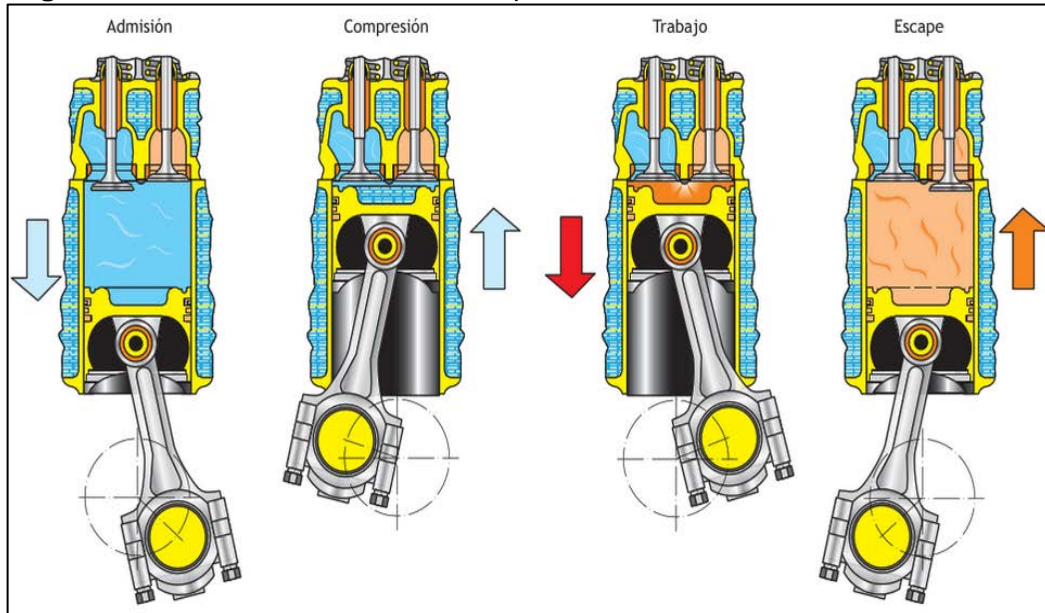
“El funcionamiento del motor diésel de cuatro tiempos es el siguiente”⁶⁷:

- **Admisión.** El pistón se mueve desde el punto muerto superior hasta el punto muerto inferior, la válvula de admisión se abre y permite la entrada de aire al cilindro.
- **Compresión.** La válvula de admisión se cierra, y el pistón empieza a desplazarse desde el punto muerto inferior hacia el punto muerto superior, generando así la compresión del aire en la cámara de combustión. Debido a dicha compresión el aire aumenta su temperatura a 700 - 800°C.
- **Trabajo.** Cuando el pistón llega al punto muerto superior, entra el combustible a presión elevada a través del inyector; básicamente el inyector es un mecanismo que recibe el combustible y se encarga de inyectarlo a la cámara de compresión dosificado y pulverizado. Posteriormente al entrar en contacto el combustible con el aire comprimido se produce el encendido instantáneo debido a que el aire tiene una temperatura mayor a la de encendido del combustible. Finalmente, los gases generados por la combustión se expanden y empujan al pistón del punto muerto superior al punto muerto inferior, obteniéndose de esta manera el correspondiente trabajo. Durante el tiempo de trabajo las válvulas permanecen cerradas.
- **Escape.** La válvula de escape se abre cuando el pistón llega al punto muerto inferior, y a través de esta salen los gases quemados, el pistón continúa su movimiento hasta expulsar la totalidad de los gases quemados en el cilindro y cuando finaliza su carrera (llega al punto muerto superior), se reinicia el ciclo abriendo la válvula de admisión.

En la **Figura 14** se muestra el esquema del motor en cada uno de los cuatro tiempos.

⁶⁷ ESCUDERO. Op., Cit., p.78.

Figura 14. Motor diésel de cuatro tiempos.



Fuente: ESCUDERO, Secundino, *et al.* Motores. Madrid: Macmillan Iberia, S.A, 2011. p. 79.
Modificado por los autores.

Según la velocidad del motor diésel estos se pueden dividir en tres clases como se observa en el **Cuadro 5**.

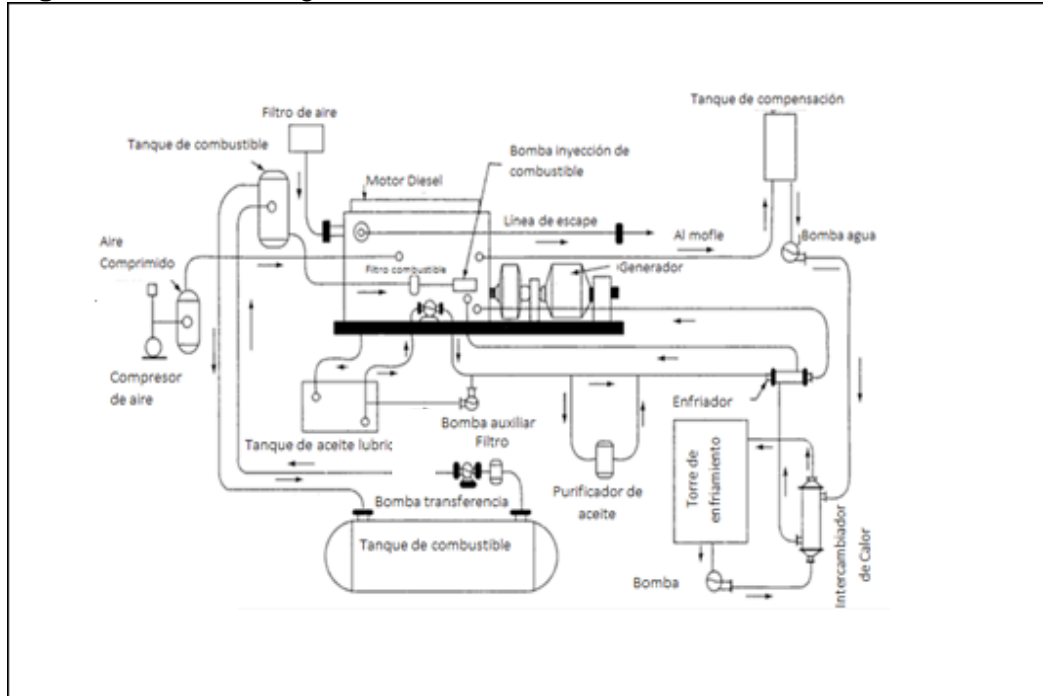
Cuadro 5. Clasificación de motores diésel según su velocidad.

Tipo	Rango	Condiciones y aplicaciones
Velocidad Alta	>1.000 rpm	<ul style="list-style-type: none"> • Variación frecuente en carga y velocidad. • Vehículos de transporte. • Locomotoras diésel.
Velocidad Media	300 – 1.000 rpm	<ul style="list-style-type: none"> • Alta carga, velocidades relativamente constantes. • Unidades de bombeo. • Generación de energía estacionaria.
Velocidad Baja	<300 rpm	<ul style="list-style-type: none"> • Carga pesada, velocidad constante. • Generación de energía eléctrica.

Fuente: SONG, Chunshan; HSU, Chang y MOCHIDA, Isao. Chemistry of diesel fuels. New York: Taylor & Francis, 2000. p.17.

La **Figura 15** muestra la distribución de una central diésel, con cada uno de sus componentes.

Figura 15. Estructura general de una central diésel.



Fuente: NAG, P. K. Power Plant Engineering. 3 Ed. New Delhi: Tata McGraw-Hill, 2008. p.756. Modificado por los autores.

En el **Cuadro 6** se muestra algunas de las ventajas y desventajas que presenta la generación eléctrica en una central diésel.

Cuadro 6. Ventajas y desventajas de la central eléctrica diésel.

Ventajas	Desventajas
Diseño e instalación sencilla.	Altos costos por mantenimiento.
Requiere poca supervisión.	Costo de combustible.
Menores pérdidas por espera, en comparación con otras plantas.	Mayor costo por kW comparado con otras plantas.
Para capacidades pequeñas es más eficiente que otras plantas.	El ruido genera problemas en esta planta.
Responde a variaciones de carga sin dificultad.	Vida útil corta.

Fuente: RAJA, A.K, *et al.* Power Plant Engineering AK RAJ. 3 ed. Nueva Delhi: New Age International (P) Ltd., Publisher, 2006. p. 238.

2.4.2 Turbinas de gas. “En los últimos años las turbinas de gas han tomado mucha fuerza, debido a su rápida puesta en marcha y a que no requieren gran infraestructura para su instalación; Las turbinas funcionan a través de la energía de los gases y el aire”⁶⁸.

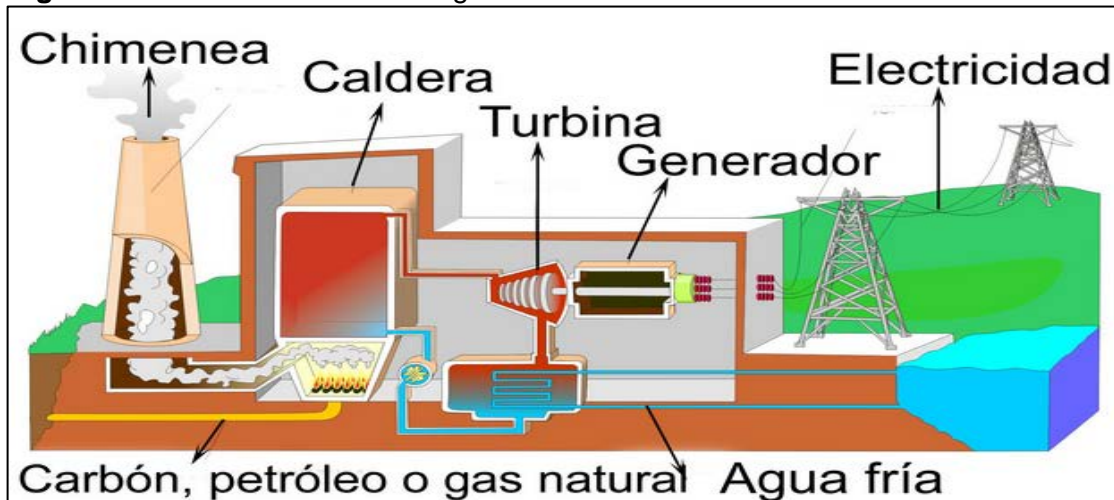
“Están diseñadas para trabajar con derivados del petróleo como el gas natural, el fuel oil residual y combustible de aviación”⁶⁹.

Los componentes esenciales de una turbina de gas son:

- Compresor.
- Cámara de combustión.
- Turbina.

En la **Figura 16** se encuentra un esquema de una central de generación eléctrica que utiliza una turbina de gas, mostrando sus componentes.

Figura 16. Central con turbina de gas.



Fuente: CONSEJERÍA DE EDUCACIÓN Y CULTURA. La energía. Disponible en: <http://v2.educarex.es/web/fsanchezm02/la.energía>. Consultado en: 1 de Julio de 2015.

En el **Cuadro 7** se muestran las ventajas y desventajas de las turbinas de gas para la generación eléctrica, cabe resaltar que su rendimiento es menor que el de una central diésel.

⁶⁸ SOBREVILA, Marcelo Antonio y FARINA, Alberto. Instalaciones de Potencia. Alsina, 2009.p. 146.

⁶⁹ NAG, P. K. Power Plant Engineering. 3 Ed. New Delhi: Tata McGraw-Hill, 2008. p. 429.

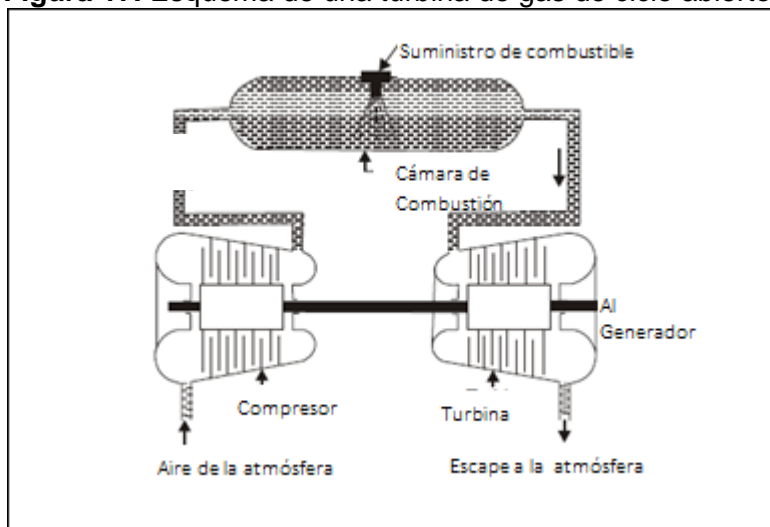
Cuadro 7. Ventajas y desventajas de las turbinas de gas.

Ventajas	Desventajas
El costo inicial y de funcionamiento son menores comparados con una planta de vapor.	Manejo complicado debido a las altas temperaturas alcanzadas por los productos de la combustión.
La planta se puede iniciar rápidamente y no presenta pérdidas por espera.	La salida de la planta es baja.
El mantenimiento es fácil y su costo es bajo.	Menor rendimiento que los motores diésel.

Fuente: RAJA, A.K, *et al.* Power Plant Engineering AK RAJ. 3 ed. Nueva Delhi: New Age International (P) Ltd., Publisher, 2006. p. 296.

2.4.2.1 Turbinas de gas de ciclo abierto. “Es el ciclo más usado en las plantas eléctricas con turbinas de gas, recibe su nombre debido a que el aire que entra al compresor viene de la atmósfera y los gases que salen de la turbina son expulsados hacia la atmósfera”⁷⁰. En la **Figura 17** se observa una turbina de ciclo abierto, donde es notorio que los gases que salen de la turbina son venteados a la atmósfera.

Figura 17. Esquema de una turbina de gas de ciclo abierto.



Fuente: RAJA, A.K, *et al.* Power Plant Engineering AK RAJ. 3 ed. Nueva Delhi: New Age International (P) Ltd., Publisher, 2006. p. 268. Traducido por los autores.

En el **Cuadro 8** se pueden ver las principales ventajas y desventajas de una turbina de gas de ciclo abierto.

⁷⁰ RAJA, A.K, *et al.* Power Plant Engineering AK RAJ. 3 ed. Nueva Delhi: New Age International (P) Ltd., Publisher, 2006. p. 268.

Cuadro 8. Ventajas y desventajas de una turbina de gas de ciclo abierto.

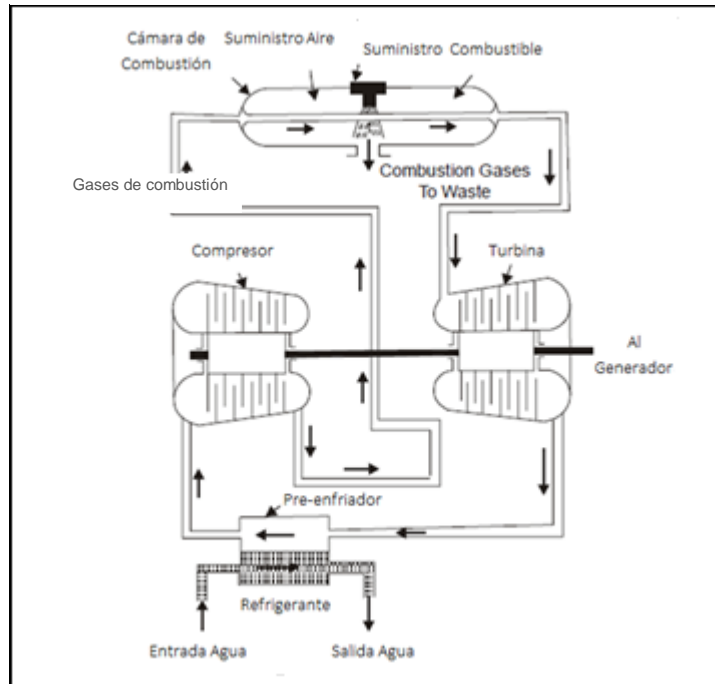
Ventajas	Desventajas
Bajo peso y tamaño.	Pérdida de calor en los gases de salida, debido al alto caudal de aire que maneja.
En la cámara de combustión se puede usar la mayoría de hidrocarburos, desde gasolina hasta diésel.	Se requieren materiales de alta calidad en su constitución, lo cual hace que sea costosa.
Arranque rápido.	Su eficiencia puede disminuir fácilmente debido a factores como la erosión por entrada de polvo al compresor.

Fuente: RAJA, A.K, *et al.* Power Plant Engineering AK RAJ. 3 ed. Nueva Delhi: New Age International (P) Ltd., Publisher, 2006. p. 269.

2.4.2.2 Turbinas de gas de ciclo cerrado. El fluido de trabajo proveniente del compresor es llevado a calentador con el fin de incrementar su temperatura, posteriormente el aire caliente y a alta presión que sale del calentador se pasa a través a la turbina de gas, cuando sale de allí es enfriado con ayuda de una fuente de refrigeración externa para poder llevarlo al compresor. Es así como el fluido de trabajo se utiliza continuamente en un ciclo cerrado internamente reversible. El intercambiador de calor aporta el calor necesario al fluido de trabajo.

La **Figura 18** representa el esquema de una turbina de gas de ciclo cerrado, y en el **Cuadro 9** se muestran las principales ventajas y desventajas de este tipo de turbinas.

Figura 18. Esquema de una turbina de gas de ciclo cerrado.



Fuente: RAJA, A.K, *et al.* Power Plant Engineering AK RAJ. 3 ed. Nueva Delhi: New Age International (P) Ltd., Publisher, 2006. p. 270. Traducido por los autores.

Cuadro 9. Ventajas y desventajas turbina de gas de ciclo cerrado.

Ventajas	Desventajas
No requiere filtración del aire entrante.	La respuesta a las variaciones de carga es pobre en comparación con la turbina de ciclo abierto.
Su costo de mantenimiento es bajo y es altamente fiable debido a su larga vida útil.	Se requieren materiales de alta calidad en su constitución por el manejo de altas presiones, lo cual hace que sea aumente el costo de la planta.
No se pierde la eficiencia debido a que se evita la erosión en la turbina y en el compresor, esto además ayuda a que se alargue su vida útil.	Requiere grandes intercambiadores de calor.

Fuente: RAJA, A.K, *et al.* Power Plant Engineering AK RAJ. 3 ed. Nueva Delhi: New Age International (P) Ltd., Publisher, 2006. p. 271.

3. COMBUSTIBLES

En este capítulo se exponen las principales características, cómo se obtienen y el uso de los cuatro combustibles utilizados a lo largo del proyecto: Diésel, GLP, Fuel Oil N°4 y Gas Natural; finalmente se establece una comparación entre sus propiedades más importantes, en la que cabe resaltar el poder calorífico, y se presenta un cuadro de ventajas y desventajas haciendo énfasis en el uso de cada uno de ellos para la generación eléctrica.

3.1 DIÉSEL

Como lo dice CIRIA⁷¹ el Diésel es un combustible derivado del petróleo, caracterizado por ser un destilado medio, cuyos componentes principales son los parafínicos en un 75%, nafténicos y aromáticos en un 25%; “La medida de la calidad de un combustible diésel es el índice cetano, el cual hace referencia a una medida de la capacidad de ignición de este combustible, y cuyo requerimiento mínimo es de 45”⁷².

“El diésel es una mezcla compuesta por hidrocarburos de 18 a 20 átomos de carbono provenientes de la destilación atmosférica, ruptura catalítica e hidrocrackeo de gasóleos durante el proceso de refinación del petróleo”⁷³. Se consume principalmente en máquinas de combustión interna de alto aprovechamiento de energía, con elevado rendimiento y eficiencia mecánica. “Tradicionalmente, su uso se orienta fundamentalmente para motores diseñados para combustible diésel, tales como camiones, autobuses, transporte férreo, embarcaciones y generadores de energía eléctrica”⁷⁴.

“La calidad del diésel puede verse afectada por: la calidad del proceso de refinación del petróleo y si se utilizaron aditivos para mejorar el índice cetano”⁷⁵.

En el **Cuadro 10** se muestra una clasificación según la ASTM D975 para el diésel, en la cual se muestran las principales características de cada grupo y en la **Tabla 3** se pueden ver las propiedades del diésel combustible usado para generación.

⁷¹ CIRIA, Ignacio. Propiedades y características de combustibles diesel y biodiesel. En: Virtual PRO. Wearcheck Ibérica [ca] 2007. p. 20.

⁷² TRUJILLO MEJÍA, Raúl Felipe. Hidrocarburos: Manejo Seguro. 4 ed. Colombia: Eco Ediciones, 2012. p. 31.

⁷³ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Buenas prácticas de manejo para el biodiésel y las mezclas diesel – biodiésel en la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados de petróleo en Colombia. Bogotá D.C.: 2011. p. 8.

⁷⁴ SAPÓN, Jorge. Tratamiento y utilización de gas natural, para la generación de energía eléctrica en un campo de producción de petróleo. Trabajo de grado Ingeniero Industrial. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería. 2007. 145 p.

⁷⁵ CIRIA., Op., Cit., p.5.

Cuadro 10. Grados de clasificación de diésel según ASTM D – 975.

Grado	Características
No. 1-D S15	Destilado ligero, para uso en motores diésel que requieren combustible con máximo 15, 500 y 5000 ppm de azufre respectivamente; Poseen mayor volatilidad que los diéseles de No. 2.
No. 1-D S500	
No. 1-D S5000	
No. 2-D S15	Destilado medio, para uso en motores diésel que requieren combustible con máximo 15, 500 y 5.000 ppm de azufre respectivamente. Poseen menor volatilidad que los diéseles de No. 1. Generalmente utilizados cuando la velocidad y la carga son variables.
No. 2-D S500	
No. 2-D S5000	
No. 4-D	Destilado pesado o una mezcla de destilado y aceite residual, utilizados en motores diésel de baja y media velocidad en operaciones que implican velocidad y carga constante.

Fuente: ASTM International. ASTM D-975. Standard specification for diesel fuel oils. Mayo, 2008. Modificado por los autores.

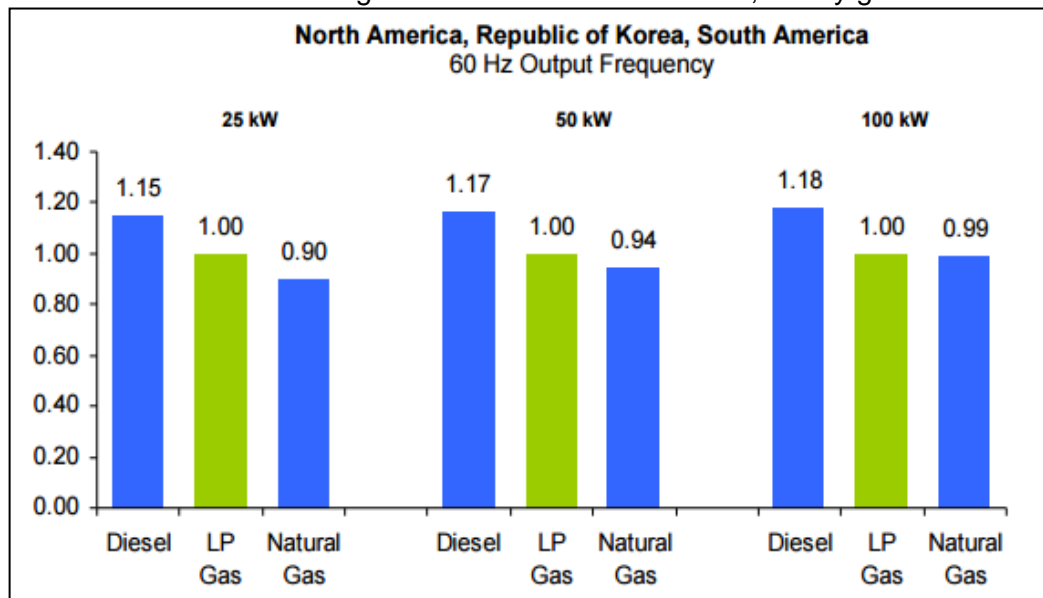
Tabla 3. Propiedades del diésel.

Propiedad	Valor
Punto de Fusión	-40°C a -35°C
Punto de ebullición	174°C a 340°C
Gravedad específica @ 15.5°C	0,8 a 0,886
Punto de Inflamación	60°C a 80°C
Temperatura de autoencendido	315,56°C
Número Cetano	Mínimo 45
Viscosidad Cinemática @40°C	1,3 - 4,1cSt
Viscosidad Cinemática @20°C	5 cSt
Calor de Combustión	20.700 Btu/lb

Fuente: UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Estudio de tecnologías disponibles para incentivar el uso del gas combustible en el sector transporte. Informe Final, Tomo I.2014.p. 55.

3.1.1 Diésel en la generación eléctrica. En la **Gráfica 3** se muestra la eficiencia del diésel, el GLP y el gas natural utilizados como combustibles para la generación eléctrica a través de un generador con una salida de 60Hz, evaluado en 3 escenarios de diferentes potencias; Teniendo en cuenta que en la figura los resultados son normalizados respecto a la eficiencia energética del GLP y, por lo tanto, no tienen unidades; se puede observar que el diésel es el combustible con una mayor eficiencia en los tres escenarios evaluados. La generación eléctrica con diésel se realiza mediante motores de combustión interna que se encuentran acondicionados para utilizar dicho combustible, como se mencionó en el capítulo 2.

Gráfica 3. Eficiencia en la generación eléctrica del diésel, GLP y gas natural.



Fuente: GASNOVA. Gas Licuado de Petróleo – GLP Oportunidades para Colombia. Transporte e industria. 2014. Disponible en: http://www.1.upme.gov.co/sites/default/files/Memorias%20Eventos/Eficiencia%20Energetica/6_GLP%20OPORTUNIDADES%20PARA%20COLOMBIA_GASNOVA.pdf. Consultado en: 19 de Julio de 2015.

3.2 GAS LICUADO DE PETRÓLEO – GLP

Según la UPME⁷⁶, el GLP es un subproducto obtenido principalmente a partir del procesamiento de líquidos del gas natural, así como también de la refinación del petróleo, considerado como una fuente de energía limpia, debido a que sus emisiones de CO₂ son la mitad de las producidas por el carbón; entre sus muchas aplicaciones, se destaca su uso en la cocina y en calefacción. La oferta de GLP mundialmente se ve afectada por la producción y los precios del petróleo, la demanda de gas natural, el consumo y precios de GLP en los diferentes sectores y proyectos de ampliación de la capacidad de refinación y procesamiento de gas natural. Se conoce como gas licuado, ya que en condiciones atmosféricas se encuentra en estado gaseoso, pero al aplicarle temperatura y presión se licua.

El GLP es conocido como propano o butano, debido a que está compuesto principalmente de hidrocarburos livianos como el propano y el butano como se observa en la **Tabla 4**; es un producto inodoro e incoloro por eso se le inyecta mercaptano para que sea perceptible, además es altamente volátil; generalmente se utiliza como combustible doméstico, en algunos procesos industriales y como combustible para motores de combustión interna. “Para su transporte en propanoductos o polductos y en cilindros se debe tener una presión de

⁷⁶ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Cadena de Gas Licuado de Petróleo 2013. Bogotá D.C., 2013. p. 14.

almacenamiento superior a 50 Psi con el fin de que se mantenga en estado líquido⁷⁷.

Tabla 4. Composición porcentual promedio del GLP.

Compuesto	Fórmula	Composición (%V)
Propano	C ₃ H ₈	95,4
Etano	C ₂ H ₆	1,2
IsoButano	i-C ₄ H ₁₀	1,95
n-Butano	n-C ₄ H ₁₀	1,45

Fuente: MELENDEZ, Elizabeth y SOTO NILO, Hernán. Análisis comparativo, energético y ambiental, en calefones de uso doméstico que operan con gas licuado de petróleo y gas natural. Trabajo de titulación Ingeniero de ejecución en ambiente. Santiago de Chile: Universidad de Santiago de Chile, 2007. p 38.

En la **Tabla 5** se encuentran las propiedades del GLP.

Tabla 5. Propiedades del Gas Licuado de Petróleo – GLP.

Propiedad	Valor
Gravedad específica (agua=1)	0,5
Gravedad específica (aire=1)	1,5 veces más pesado
Temperatura de ebullición	- 42°C
Temperatura de ignición	490°C
Límite de inflamabilidad	2% a 10%
Expansión de líquido a gas	260 veces
Presión de Vapor	1.340 Kva
Color	Incoloro
Olor	Inodoro

Fuente: TRUJILLO MEJÍA, Raúl Felipe. Hidrocarburos: Manejo Seguro. 4 ed. Colombia: Eco Ediciones, 2012. p. 29.

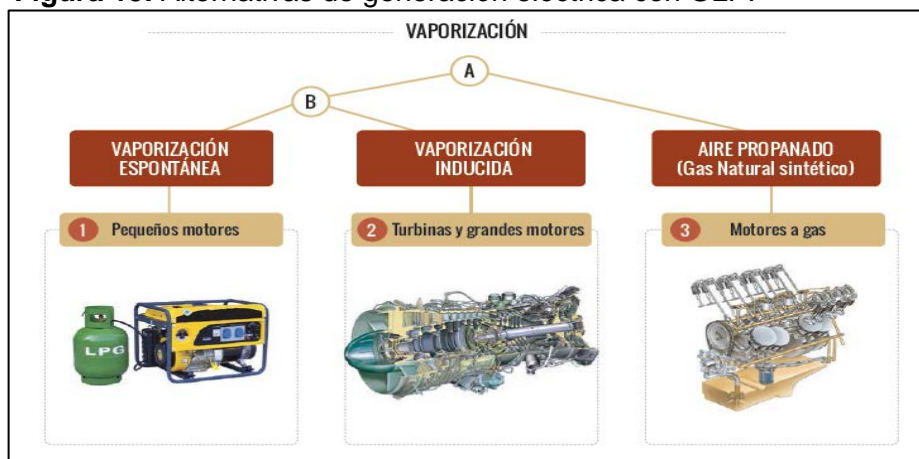
3.2.1 GLP como fuente de energía. En los últimos años el uso del GLP se ha incrementado debido no solo a sus ventajas, sino también, por el aumento en la fabricación de turbinas movidas por este combustible.

Como lo menciona la UPME⁷⁸ hace algunos años se inició en Colombia la evaluación del uso de GLP como combustible para la generación eléctrica en los campos petroleros, principalmente para sustituir al diésel. A partir de estudios realizados por Ecopetrol, se encontró que se requieren 2.500 BPD para generar una potencia eléctrica de 35 MW. La **Figura 19** presenta las alternativas de generación eléctrica con GLP.

⁷⁷ TRUJILLO. Op cit., p. 180.

⁷⁸ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Op., Cit., p.109.

Figura 19. Alternativas de generación eléctrica con GLP.



Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Cadena de Gas Licuado de Petróleo 2013. Bogotá D.C., 2013. p. 108.

“Para que un operador petrolero se considere como cliente potencial consumidor de GLP, debe cumplir con lo siguiente”⁷⁹:

- Consumidores de diésel, sin fácil acceso a otras fuentes de energía.
- Debe consumir en su campo de producción más de 400KW de potencia.
- Debe estar cerca a la fuente de GLP.
- Los contratos petroleros que posea no deben estar cerca a su vencimiento, de tal manera que las inversiones sean justificables.

3.3 GAS NATURAL ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

Al igual que el petróleo, el gas es un recurso natural no renovable, que se ha formado a lo largo de los años; es una mezcla cuyo principal componente es el metano, y en menor cantidad posee etano, dióxido de carbono, vapor de agua, entre otros. Según Devold⁸⁰ el gas puede obtenerse de tres tipos de pozos: pozos de petróleo, pozos de gas y pozos de condensado; siendo el primero de estos el que se conoce como gas natural asociado, ya sea que exista libre en el yacimiento o disuelto en el petróleo; mientras que del segundo y tercer tipo de pozo se obtiene gas no asociado.

“El gas natural es principalmente utilizado como combustible industrial y doméstico, en la actualidad su uso se extiende a los motores de combustión interna”⁸¹. “Como combustible es utilizado debido a su alto poder calorífico, en la **Tabla 6** se muestran sus propiedades, y a que su combustión es fácilmente

⁷⁹ Ibid. p.109.

⁸⁰ DEVOLD, Harvard. Oil and gas production handbook. An introduction to oil and gas production. 3 ed. Oslo: ABB Oil and Gas, 2013. p. 23.

⁸¹ TRUJILLO. Op., Cit., p.27.

regulable y por producir escasa contaminación”⁸². Aproximadamente un 18% de la energía mundial es suministrado por el gas natural.

Tabla 6. Propiedades del gas natural.

Propiedad	Valor
Peso molecular relativo	17 – 20
Contenido de Carbón, % peso	73,3
Contenido de Hidrogeno, % peso	23,9
Contenido de Oxígeno, % peso	0,4
Temperatura de auto ignición, °C	540 – 560
Densidad relativa, 15°C	0,72 – 0,81
Punto de ebullición, °C	-162
Número Octano	120 – 130
Número Metano	69 – 99
Límite de inflamabilidad	0,7 – 2,1
Poder calorífico inferior, MJ/kg	38 – 50

Fuente: MOKHATAB, Saeid; POE, William y MAK, John Y. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing: Principles and Practices. 3 ed. USA: ELSEVIER, 2015. p. 7. Traducido por los autores.

En Colombia existe una normatividad que establece el pago de regalías por gas quemado o desperdiciado, buscando de esta manera maximizar el aprovechamiento del gas. Como lo menciona el Artículo 52 de la Resolución 181495 del 2009 “se prohíbe la quema, el desperdicio o la emisión de gas a la atmósfera. En toda circunstancia se deben proveer las facilidades para su utilización, ya sea reinyección al yacimiento o reciclamiento, el almacenamiento subterráneo o en superficie o la comercialización”⁸³.

3.3.1 Gas natural como combustible. El uso del gas como combustible según el Ministerio de Industria, Energía y Turismo⁸⁴ tiene unos impactos menores en la atmósfera que los causados por otros combustibles; entre estos se tiene: debido a su pureza se puede utilizar en la generación eléctrica mediante ciclos combinados y mediante sistemas de cogeneración, se emplea como combustible vehicular y debido a que emite menor cantidad de emisiones durante su combustión se puede utilizar como fuente de energía directa.

En la **Tabla 7** se indica el porcentaje de reducción en algunos contaminantes emitidos durante la combustión del gas natural frente al diésel.

⁸² AGUIRRE, Eduardo. El Petróleo: Una Visión Sencilla De Nuestra Industria Petrolera. Argentina: El Cid Editor - Ingeniería, 2007. p. 49.

⁸³ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍAS. Resolución 181495. (2, septiembre, 2009). Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. Bogotá D.C., 2009. 22 p.

⁸⁴ MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO DE ESPAÑA. Información sobre el gas natural. Disponible en: <http://www.minetur.gob.es/energia/gas/Gas/Paginas/gasnatural.aspx>. Consultado en: 1 de Mayo de 2015.

Tabla 7. Reducción en las emisiones del gas natural.

Compuesto	Porcentaje
Dióxido de Carbono	20% - 30%
Monóxido de Carbono	75%
Material Particulado	95%
Óxido de Nitrógeno	50%
Óxido de Azufre	99%
Compuestos Orgánicos Volátiles	55%

Fuente: JACOBS, T; Displacing Diesel: The Rising use of Natural Gas By Onshore Operators. En: Journal of Petroleum Technology. Diciembre, 2013. Vol. 65, p. 60.

El gas natural es considerado como el combustible fósil más limpio, las emisiones generadas por su combustión son principalmente dióxido de carbono y vapor de agua, las emisiones de dióxido de azufre generadas por el gas son realmente bajas en comparación con los demás combustibles fósiles. En la **Tabla 8** se puede observar como el “gas natural genera menores emisiones en comparación con el carbón y el petróleo”⁸⁵.

Tabla 8. Comparación emisiones generadas por gas natural, petróleo y carbón.

Contaminante	Gas Natural	Petróleo	Carbón
Dióxido de carbono	117.000	164.000	208.000
Monóxido de carbón	40	33	208
Óxido de nitrógeno	92	448	457
Dióxido de azufre	1	1.122	2.591
Partículas	7	84	2.744
Mercurio	0,000	0,007	0,016

Fuente: ENERGY MANAGER TRAINING. Natural gas and the environment. En: Virtual PRO. 2010. p.1. Traducido por los autores.

3.3.2 Demanda de gas natural para la generación eléctrica. Según la UPME⁸⁶ Se proyecta un aumento de la demanda de gas natural para el sector termoeléctrico entre el 2014 y el 2018; mientras que a partir del 2019 se proyecta una caída en el consumo de gas natural en la generación eléctrica, a causa del proyecto hidroeléctrico Ituango y de la puesta en funcionamiento del corredor Ituango – Cerromatoso – Chinú – Copey. El comportamiento de la demanda de gas natural para el sector termoeléctrico depende de distintas variables como lo son: las condiciones propias de la operación del Sistema Interconectado Nacional, los aportes hidráulicos y el volumen útil de los embalses, y fallas en el Sistema de Transmisión Nacional. “Se tienen en cuenta dos criterios para establecer la demanda de gas natural en el sector termoeléctrico: generación por despacho ideal y generaciones de seguridad”⁸⁷.

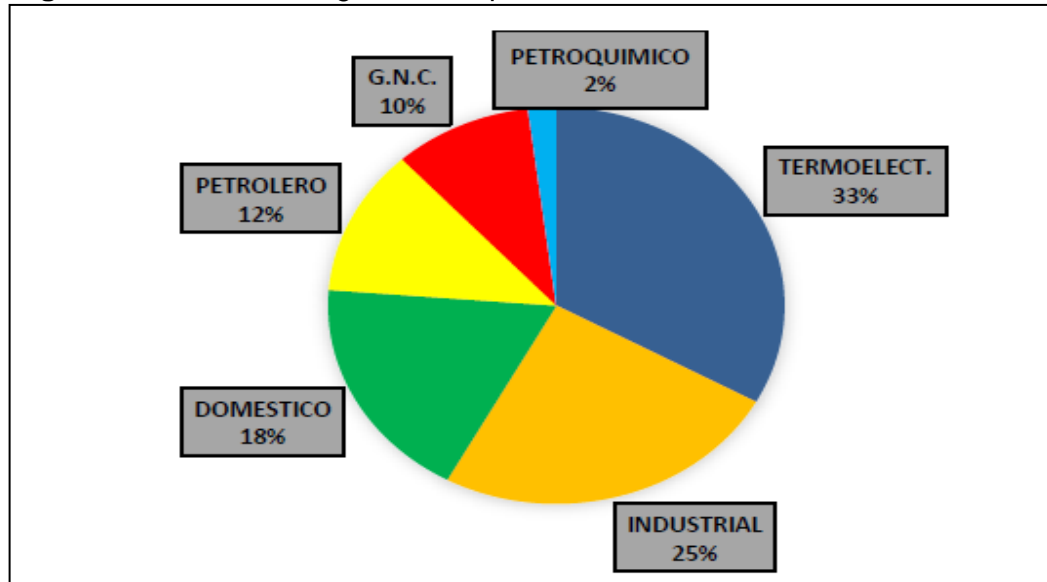
⁸⁵ ENERGY MANAGER TRAINING. Natural gas and the environment. En: Virtual PRO. 2010. p.1.

⁸⁶ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Balance de Gas Natural en Colombia 2015 – 2023. Bogotá D.C., 2015. p. 22.

⁸⁷ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Op., Cit., p.20.

Como se puede apreciar en la **Figura 20**, el sector termoeléctrico presenta el mayor porcentaje de demanda de gas natural.

Figura 20. Demanda de gas natural por sectores.



Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Proyección de la demanda de Gas Natural en Colombia. Revisión Marzo de 2015. Bogotá D.C., 2015. p. 39.

3.4 FUEL OIL N° 4

El Fuel Oil N° 4 es un combustible pesado que se obtiene del proceso de destilación; se conoce como uno de los residuos del proceso de destilación puesto que al final del proceso mencionado anteriormente queda con aproximadamente 600 ppm de ceniza, lo que significa que por su contenido de sólidos no es un producto tan comercial, sin embargo, es usado principalmente como combustible a nivel industrial debido a su bajo costo.

Según la UPME⁸⁸ es un energético elaborado con productos residuales, conocido también bajo el nombre de combustóleo; generalmente utilizado como combustible en quemadores, hornos, secadores y calderas.

“Es una mezcla de hidrocarburos parafínicos, cicloparafínicos, aromáticos y olefínicos, donde predomina el número de átomos de carbono en el intervalo C20+. Es un combustible elaborado a partir de productos residuales de los procesos de refinación del petróleo crudo. Producto de elevada viscosidad que se debe precalentar para fluidizarlo”⁸⁹.

⁸⁸ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Cadena del Petróleo 2013. Bogotá D.C., 2013. p. 136.

⁸⁹ ENERGY PIA GROUP SA. Ficha de Datos de Seguridad Fuel Oil. Disponible en: http://www.energypigroup.com/pdf/ficha_tecnica_fuel_oil.pdf. Consultado en: 3 de Mayo de 2015.

El Fuel Oil puede tener altos niveles de contaminantes como metales, azufre y asfaltenos lo que se traduce en una posible menor calidad que otro tipo de combustible, ya que a partir del contenido de contaminantes se determinan las propiedades de un combustible y estas a su vez, determinan la calidad y el comportamiento de un producto. Por ejemplo, determinar la viscosidad, en algunos, es difícil puesto que algunos contaminantes no se comportan como un líquido newtoniano normal, es decir, que su resistencia a fluir dependerá de los contaminantes que tenga. Sin embargo, al Fuel Oil N°4 se le adiciona un aditivo (óxido de cerio, el cual es un catalizador industrial) con el objetivo de reducir el material particulado en las emisiones, lo que lo convierte en un combustible de buena calidad, útil para la generación de energía eléctrica. Sus características son similares a las del diésel, se diferencia en que al ser un derivado residual de la destilación del petróleo tiene mayor cantidad de átomos de carbono, es decir, es más pesado, tiene un mayor poder calorífico y posee mayor cantidad de contaminantes como azufre y compuestos metálicos, que se convierten en cenizas durante su combustión. La **Tabla 9** presenta las especificaciones técnicas del Fuel Oil N° 4.

Tabla 9. Especificaciones técnicas del fuel oil N°4.

Propiedad	Unidades	Método	Especific. Min.	Especific. Min.
Agua y sedimento	%Vol	ASTM D-1796		0,05
Gravedad API	API	ASTM D-1298	Reportar	
Azufre	%w	ASTM D-4294	—	0,5
Viscosidad cinemática 40°C	cSt	ASTM D-445	1,4	6
Cenizas	%w	ASTM D-482		0,05
Punto de Inflamación	°C(°F)	ASTM D-93	38(100)	
Punto de fluidez	°C(°F)	ASTM D-97		3(37,4)
Destilación		ASTM D-86		
Punto Inicial	°C(°F)		Reportar	
50% vol. Recuperado	°C(°F)		328(622)	
Punto Final	°C(°F)			416(780)

Fuente: REFIAANTIOQUIA. Progen. Consultado en: <http://www.refiantioquia.com/progen/>. Consultado en: 21 de Junio de 2015. Modificado por los autores.

3.4.1 Fuel Oil N°4 en la generación de energía eléctrica. “Este combustible surge como sustituto del diésel en la generación eléctrica, ya que su costo de producción es menor y tiene propiedades similares o superiores con respecto al diésel. Igualmente cumple con la Resolución 909 de 2008 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial”⁹⁰ permitiendo de esta manera su uso en procesos de generación, puesto que el límite de emisión admisible para MP de 50 mg/m³, para SO₂ de 400 mg/m³ y para NO_x de 300 mg/m³ a condiciones de referencia y con oxígeno del 15%.

El Fuel Oil N°4 ha sido evaluado en unidades generadoras de diferentes marcas en las cuales se han obtenido resultados positivos, por ejemplo, se evidencia reducción en el consumo de combustible ya que este combustible tiene mayor poder calorífico que el diésel. “Durante las pruebas se ha logrado continuidad en la operación ya que no altera las presiones de operación del motor, ni la temperatura de los gases de escape, ni la temperatura del sistema de refrigeración, ni la temperatura del aceite lubricante”⁹¹.

En la **Tabla 10** se presenta un resumen de las principales propiedades de los cuatro combustibles, el poder calorífico hace referencia al calor generado durante la combustión por unidad de volumen, siendo la más relevante para este proyecto.

⁹⁰ COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 909. (5, Junio, 2008). Por la cual se establecen las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones. Bogotá D.C., 2008. p. 3.

⁹¹ HIDROCASANARE. Información General Fuel Oil N°4 COESGEN. Combustible Especial para Generación (No Automotriz). Disponible en: <http://hidrocasanare.com.co/fuel-oil-4-coegen/>. Consultado en: 20 de Noviembre de 2015. 2013.

Tabla 10. Propiedades de los combustibles.

	Diésel N° 2	GLP	Gas Asociado	Fuel Oil N°4
Gravedad Específica @15.5°C	0,8 – 0,886	0,5	0,72 – 0,81	0,96 – 1,0
Punto de Fusión (°C)	-40°C a 35°C	-188°C	-182°C	< 30°C
Punto de Ebullición (°C)	174°C– 340°C	-42°C	-162°C	> 180°C
Punto de Inflamación	60°C	-104°C	-184°C	Mínimo 50°C
Poder calorífico	138.000(BTU/gal)	84.950 (BTU/gal)	1.030(BTU/ft ³)	145.000 (BTU/ gal)
Gravedad API (°API)	31,1	-	-	14,4
Temperatura de Autoencendido (°C)	315,5°C	450°C	482°C – 632°C	400°C
Número de Cetano	45 Mínimo.	-	-	45 Mínimo
Número de Octano	-	105	120 – 130	-

Fuente: UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Estudio de tecnologías disponibles para incentivar el uso del gas combustible en el sector transporte. Informe Final, Tomo I, 2014. Modificado por los autores.

3.5 CONTAMINACIÓN POR COMBUSTIBLES

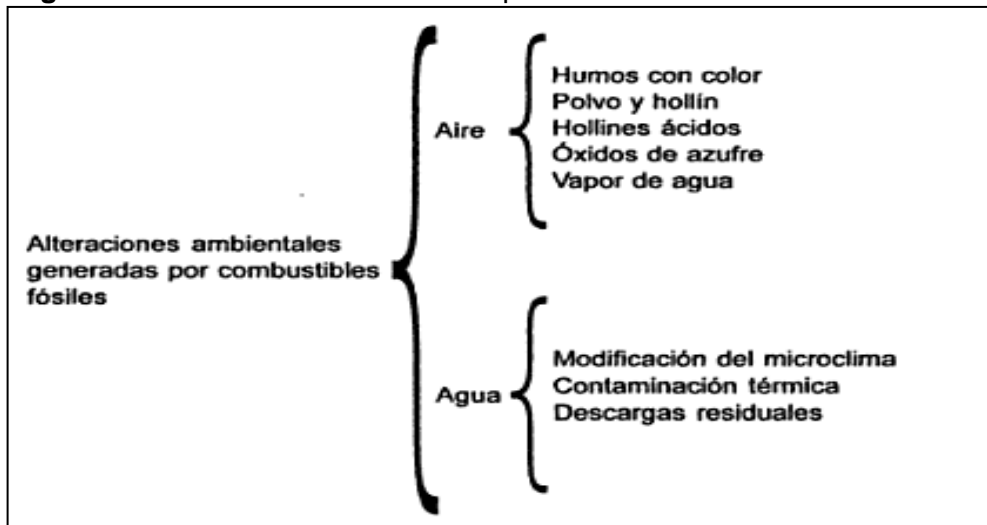
“Todos los combustibles mencionados en este proyecto (Diésel, fuel oíl N°4, gas natural asociado a la producción de petróleo y el gas licuado de petróleo) se denominan combustibles fósiles, los cuales son aquellos que se han generado debido a restos de seres vivos enterrados hace millones de años, y que debido a unas condiciones de presión y temperatura se trasformaron en dichos combustibles”⁹².

Debido a los gases de escape que generan durante su combustión, todos los combustibles fósiles generan contaminación ambiental. La combustión es una reacción química de oxidación mediante la cual los compuestos orgánicos se transforman en anhídrido carbónico y otros subproductos. “Uno de los contaminantes generado es el azufre, el cual sale como óxido de azufre (SOx) pero al entrar en contacto con la humedad del aire forma ácido sulfúrico, contribuyendo a la generación de lluvia acida; otro contaminante generado es el nitrógeno, que al formar óxido nitroso (NOx) también es precursor de la lluvia

⁹² CASAS, José M, *et al.* Educación medio ambiental. España: Editorial Club Universitario, 2007. p. 161.

ácida”⁹³. La **Figura 21** presenta las alteraciones ocasionadas por el uso de combustibles fósiles.

Figura 21. Alteraciones ocasionadas por el uso de combustibles fósiles.



Fuente: JIMÉNEZ CISNEROS, Blanca. La contaminación ambiental en México: Causas, Efectos y tecnología Apropiaada. México: Colegio de Ingenieros Ambientales de México, 2001. p. 689.

En el **Cuadro 11** se pueden encontrar las ventajas y desventajas correspondientes a los cuatro combustibles evaluados.

⁹³ CIRIA, Ignacio. Propiedades y características de combustibles diesel y biodiesel. En: Virtual PRO. Wearcheck Ibérica [ca] 2007. p. 1.

Cuadro 11. Ventajas y desventajas de los combustibles evaluados.

Combustible	Ventajas	Desventajas
Diésel	<ul style="list-style-type: none"> • Más fácil de transportar que el fuel oil pesados debido a que estos deben permanecer calientes. • Más barato de transportar que el GLP, debido a que no se debe mantener presurizado. • Manejo menos peligroso que el GLP y el Gas Natural. • Mayor eficiencia en la generación eléctrica, respecto al GLP y el Gas Natural, debido a su mayor poder calorífico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Precio alto del combustible, 7.766COP por galón. • Instalación de los motores de combustión interna ciclo diésel es compleja. • Por descomposición térmica oxidativa puede producir hidrocarburos derivados tóxicos aparte de óxidos de carbono y azufre. • Puede formar mezclas de vapor-aire inflamables. • Las emisiones de la combustión del diésel son consideradas como "Probable cancerígeno en humanos" por la Agencia Internacional para la Investigación del Cáncer.
Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> • Sus llamas no producen humo ni cenizas, por lo cual produce menor efecto invernadero que otros combustibles fósiles. • Combustible económico. • Baja emisión de contaminantes en su combustión (Produce 65% menos de CO₂ que los otros combustibles fósiles). • No causa lluvia ácida porque no emite óxidos de nitrógeno ni SO₂. • Prácticamente no necesita ser procesado para ser empleado. 	<ul style="list-style-type: none"> • Durante su extracción, almacenamiento y transporte, pueden presentarse fugas de metano, el cual es un gas de efecto invernadero. • Reservas Limitadas. • Transporte y almacenamiento peligrosos. • Temperatura de autoencendido bastante alta, entre 482°C y 632°C, lo que hace que se requiera un aumento en la capacidad del sistema de refrigeración del motor.

Cuadro 11. (Continuación).

Combustible	Ventajas	Desventajas
<p align="center">GLP</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Combustión limpia y poco contaminante (15 a 18% menos contaminante que la gasolina y el diésel). • Buen rendimiento del motor y menor consumo de calorías por kW respecto al gas, debido a que su poder calorífico es 84.812 BTU superior por galón. • La adaptación de los equipos para utilizar este combustible en la generación eléctrica es sencilla y de rápido montaje. • Su relación costo/beneficio es la más apropiada para los usuarios, en uso doméstico. • No presenta componentes de ácidos de azufre. • No venenoso. • No tóxico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Inodoro, se le debe agregar algún tipo de odorizante. • Al presentar un octanaje 15 a 25 puntos menor que el gas, genera un menor rendimiento del motor y posibles problemas de cascabeleo del motor. • Por descomposición térmica oxidativa puede producir humos irritantes y cáusticos. • Debe revisarse constantemente los cilindros donde se almacene para determinar la presencia de roturas, cuando el GLP se escapa puede generar explosiones o incendios.
<p align="center">Fuel Oil N°4</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 7.000 BTU más de poder calorífico respecto al diésel. • Menor costo por galón respecto al diésel, aproximadamente 964 COP. • Al combinarse con un Óxido de Cerio, disminuye la cantidad de material particulado. • No altera presiones de motor. 	<ul style="list-style-type: none"> • Altos niveles de contaminantes como metales, azufre y asfáltenos. • Degradación de lubricantes más rápida. • Se debe realizar mantenimiento periódico a la máquina (cambio de aceite lubricante, filtros de lubricante, filtros de combustible, ajuste de válvulas, ajuste de correas, revisión de líquido refrigerante, entre otros) cerca de cada 300 horas, es decir, en lapsos de tiempo más cortos que con otros combustibles.

4. SITUACIÓN ACTUAL CAMPO TUA

En este capítulo se muestran las facilidades de producción que se encuentran actualmente en el Campo Tua, se describe cómo se realiza la generación de la energía eléctrica actualmente a partir del uso del diésel, mostrando los generadores disponibles para ello, estableciendo sus parámetros de operación y finalmente se muestran los cálculos según la carga a la que están operando los generadores para determinar el volumen de combustible que se requiere para el funcionamiento de las bombas del sistema de levantamiento artificial y los equipos de superficie.

4.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

El objetivo de las facilidades de producción en Campo Tua es recolectar los fluidos provenientes de los pozos, realizar el tratamiento del crudo y almacenamiento del mismo, para la posterior fiscalización y despacho; igualmente, en este lugar se efectúa la deshidratación, separación, tratamiento y disposición de gas natural asociado a la producción de petróleo. También se realiza el tratamiento y disposición de aguas de producción, residuos líquidos y sólidos.

A continuación, “se describen los principales sistemas que integran las facilidades del Campo TUA”⁹⁴:

4.1.1 Manifold de entrada. Este múltiple está compuesto de 4 cabezales W – 901, W-902, W-903, W-904; dos de 10” para producción general, y dos de 4” para pruebas de pozo. A los cabezales llegan 6 líneas de flujo provenientes de los diferentes pozos del Campo, dos de 6” para producción, dos de 4” para pozos de prueba y 2 líneas adicionales de 6” y 4”, las cuales están como reservas para producción y prueba respectivamente para futuras ampliaciones.

Actualmente, la producción de todos los pozos va por la línea general y se utiliza el cabezal de prueba para aislar individualmente la producción de un pozo y así determinar su aporte individual de fluidos (gas, crudo y agua), este procedimiento se realiza mínimo dos veces al mes teniendo en cuenta el cronograma de pruebas de producción, dando cumplimiento así a la legislación regulación vigente.

4.1.2 Separación de fases (Gas – Crudo – Agua). El proceso de separación del gas y deshidratación se realiza en dos etapas sucesivas. La primera consiste en la entrada de los fluidos de producción a un separador general y a la bota de gas trifásica (separador trifásico), con el objetivo de separar el gas, el crudo y el agua libre. Para facilitar dicha separación, a la entrada del separador y la bota existe un sistema de inyección de químico rompedor de emulsión directa y antiespumante.

⁹⁴ GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Informe Facilidades Definitivas Campo Tua. Bogotá D.C., 2014. p. 8.

La temperatura de operación del separador es de 180°F y la presión de 40 psig, parámetros que contribuyen a la separación de la emulsión.

Luego, en la segunda etapa, se utiliza un Gun Barrel, el cual opera a una temperatura aproximada de 180°F con el objetivo de garantizar una deshidratación completa y obtener el crudo en especificaciones (BS&W <0,5%), este equipo cuenta con un serpentín de calentamiento el cual mantiene la temperatura necesaria para el proceso de separación y deshidratación. El tiempo de retención en este tanque puede ser de hasta ocho horas dependiendo del volumen de emulsión recibido, para garantizar un tiempo suficiente dentro del tanque y lograr la separación por gravedad.

Los fluidos ingresan a través de un distribuidor central con brazos radiales cuya finalidad es asegurar la entrada de la emulsión por múltiples agujeros pequeños ubicados en tubos en toda el área del fondo del Gun Barrel con el objetivo de romper la emulsión y obligar la separación crudo – agua. El objetivo de estos agujeros en el fondo del tanque es crear un flujo ascendente uniforme y aprovechar al máximo la sección transversal del mismo. Éste cuenta con sistemas internos para la generación de turbulencia, que facilita la separación de las gotas de aceite y agua. Por efecto de la diferencia de densidades y la menor densidad del crudo con respecto al agua, éste asciende a través del colchón de agua y flota sobre el mismo en la zona de residencia de crudo en la parte superior del tanque.

4.1.3 Almacenamiento de crudo. “Luego de la separación, el crudo es recogido por medio de rebose en un colector de aceite en forma de anillo en la parte superior del Tanque, saliendo después por una tubería de 8” y fluyendo luego por gravedad hacia los tanques de Almacenamiento”⁹⁵. Se cuenta con dos tanques de almacenamiento, uno recibirá la producción mientras que en el otro se verificará la calidad para el posterior despacho.

Dentro de los tanques de almacenamiento, la temperatura de operación oscila entre 150 y 190°F, lo que puede generar vapores. Los tanques tienen un sistema de gas de cobertura el cual mantiene la presión de los tanques entre 0,5 y 1,5 psi, lo que garantizará que dichos vapores no salgan a la atmosfera enviándolos al sistema de tratamiento de gas que se describirá posteriormente.

4.1.4 Tratamiento y combustión del gas. Actualmente el gas asociado que llega a las facilidades y que es separado en el separador general y las Botas de Gas del sistema de prueba es enviado a una tea de baja presión (0 – 0,5 psig) por medio de dos cabezales de gas, uno proveniente del separador y de las Botas de Gas (línea de alta) y el otro de los diversos tanques de almacenamiento (línea de baja); estos cabezales llevan primero el gas al Knock-Out-Drum (KOD) el cual separa las pequeñas gotas de líquido asociadas, con el fin de disminuir el riesgo durante la

⁹⁵ Ibid. p. 9.

combustión del gas cuando es dirigido hacia la tea donde es quemado. Los condensados recuperados son enviados a un tanque sumidero para su posterior tratamiento desde el proceso de separación.

4.1.5 Tratamiento de agua de producción. El agua a tratar proviene de los separadores y del Gun Barrel, el proceso inicia en un tanque desnatador donde se separan las trazas de aceite y los sedimentos lodosos a partir del choque con una placa dentro del equipo con el objetivo de romper las emulsiones presentes, luego el agua es dirigida a unas celdas de flotación y a un proceso de filtración a través de lechos filtrantes con cáscara de palma con el objetivo de remover completamente los aceites y sólidos suspendidos. Finalmente, el agua aceitosa y los sólidos desprendidos del lecho del filtro fluyen hacia un tanque decantador donde se separarán los sólidos por gravedad.

4.2 EQUIPOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL CAMPO TUA

Para garantizar el suministro de energía eléctrica en el Campo Tua existen 10 generadores, distribuidos de la siguiente manera: Dos generadores de 1.000 Kw y uno de 600 KW que alimentan los variadores de frecuencia de las bombas electro sumergibles de los pozos Tua – 1, Tua – 2, Tua – 3, Tua – 6. Dos generadores que alimentan los variadores de los pozos Tua – 4 y Tua – 5, cada uno de 500 Kw de potencia. Otros tres generadores, dos de 1.000 Kw y uno de 600 Kw se encargan de proporcionarle energía eléctrica a los variadores de frecuencia de los pozos Tua – 7, Tua – 8 y Tua – 9; los últimos dos generadores, se encargan de proveer de energía eléctrica las facilidades de producción cada uno tiene una potencia de 600 Kw (actualmente se encuentra operando un solo generador).

A continuación en el **Cuadro 12**, se muestran las características de operación de cada generador:

Cuadro 12. Características de operación de los generadores en Campo Tua.

Generador	Tua 1, 2, 3 y 6			Tua 4 y 5		Tua 7, 8 y 9			Tua Facilidad	
Características	386	697	474	1054	1057	1125	1126	675	1141	1028
Potencia nominal, KW	1.000	600,0	1.000,0	500,0	500,0	1.000,0	1000,0	600,0	600,0	600,0
Potencia instalada, KW	379,0	223,2	372,0	184,7	132,0	225,3	480,2	0,0	36,2	200,4
Frecuencia, Hz	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	0,0	60,0	60,0
Revoluciones, RPM	1.800,0	1.800,0	1.800,0	1.800,0	1.800,0	1.800,0	1.800,0	0,0	1.800,0	1.800,0
Corriente, Amperios	482,5	286,9	474,5	223,4	167,6	287,0	610,2	0,0	19,7	261,9
Potencia Sector, KW	974,2			316,8		705,5			236,6	
Potencia requerida Campo Tua, KW	2.233,1									

4.2.1 Cantidad de combustible requerido. Con el fin de determinar el volumen teórico de combustible requerido por los generadores presentes en el campo, se utiliza una regresión lineal que como lo menciona Segaser⁹⁶, aplica para un rango de salida de 500 – 2.500 Kw del conjunto motor-generador Diésel (dentro del cual se encuentran todos los generadores presentes en Campo Tua como se puede observar en la **Cuadro 12**) y representa el porcentaje del consumo de combustible en la carga instalada, frente al porcentaje de carga nominal del equipo.

Ecuación 1. Porcentaje de combustible a la carga instalada.

$$C = 0,893X + 10,7$$

Fuente: SEGASER, Charles L. Oak Ridge National Laboratory. Conventional Alternating-Current Generators and Engine Generator Sets. Springfield: ICES Technology Evaluation, 1978. p. 22.

Dónde:

- C: % del combustible que se consume a la carga instalada (actual)
- X: % de carga del generador $\left[\frac{\text{Potencia actual}}{\text{Potencia Nominal}} * 100\%\right]$.

En la **Ecuación 1** los valores de X son determinados a partir de los datos suministrados en el **Cuadro 12**, la cual muestra la potencia a la cual están trabajando los generadores (carga actual) y la potencia instalada (carga nominal del generador).

Posteriormente se procede a determinar la cantidad de combustible requerido por cada generador, teniendo en cuenta el porcentaje de carga al que se encuentra configurado (calculado previamente) y este se multiplica por el consumo de combustible que tendría el equipo trabajando al 100% de su carga, este valor depende del modelo del motor y características específicas que se encuentren en cada grupo electrógeno, los cuales se muestran en el **Cuadro 13**.

⁹⁶ SEGASER, Charles L. Oak Ridge National Laboratory. Conventional Alternating-Current Generators and Engine Generator Sets. Springfield: ICES Technology Evaluation, 1978. p. 22.

Cuadro 13. Cantidad de combustible requerido por generador en Campo Tua.

Módulo de Generación	Nombre Generador	Modelo de Motor	Consumo 100% de carga (Gal/Día)
Tua 1 - 2 - 3 y 6	Generador 386	Perkins 2086A-E18TAG3	1.560
	Generador 697	Perkins 2086A-E18TAG3	912
	Generador 474	Perkins 2086A-E18TAG3	1.560
Tua 4 Y 5	Generador 1054	Perkins 2506A-E15TAG4	300
	Generador 1057	Perkins 2506A-E15TAG5	420
Tua 7- 8 y 9	Generador 1125	CNY 1000	1.560
	Generador 1126	CUMMINS KTA38-G4	1.560
	Generador 675	Perkins 2086A-E18TAG3	864
Tua Facilidades	Generador 1141	DAEWOO PO86TI	760
	Generador 1028	Perkins 1306C-E87TAG4	912

Fuente: Fichas Técnicas generadores. Modificado por los autores.

4.2.2 Consumo de las facilidades de superficie. Teniendo en cuenta lo descrito anteriormente, se realiza el cálculo del consumo de combustible de las facilidades de superficie para uno de los generadores que se encuentran operando (generador 1028).

$$C = 0,893 \left(\frac{200,4}{600} * 100 \right) + 10,7$$

$$C = 40,5\%$$

$$\text{Consumo de diesel } \left(\frac{\text{gal}}{\text{dia}} \right) = 912 \left(\frac{\text{gal}}{\text{dia}} \right) * \left(\frac{40,5}{100} \right)$$

$$\text{Consumo de diesel } \left(\frac{\text{gal}}{\text{dia}} \right) = 370$$

4.2.3 Consumo del sistema de levantamiento artificial. Con respecto al cálculo del consumo de combustible requerido para la operación del sistema de levantamiento artificial de los diferentes pozos, se realizará un ejemplo con uno de los generadores (generador 474).

$$C = 0,893 \left(\frac{372}{1000} * 100 \right) + 10,7$$

$$C = 43,9\%$$

$$\text{Consumo de diesel } \left(\frac{\text{gal}}{\text{dia}} \right) = 1560 \left(\frac{\text{gal}}{\text{dia}} \right) * \left(\frac{43,9}{100} \right)$$

$$\text{Consumo de diesel } \left(\frac{\text{gal}}{\text{dia}} \right) = 684,84$$

En el **Cuadro 14** se muestra el resumen del porcentaje de consumo de combustible según la carga a la que se encuentran trabajando los generadores y el consumo de combustible por generador según dicho porcentaje.

Cuadro 14. Consumo de combustible según porcentaje de carga instalada.

Módulo de Generación	Nombre Generador	% de consumo de combustible a la carga actual	Consumo de combustible (Gal/Día)	Consumo combustible total (Gal/Día)
Tua 1 - 2 - 3 y 6	Generador 386	44,5	695	3.957
	Generador 697	43,9	401	
	Generador 474	43,9	685	
Tua 4 y 5	Generador 1054	43,7	131	
	Generador 1057	34,3	144	
Tua 7- 8 y 9	Generador 1125	30,8	481	
	Generador 1126	53,6	836	
	Generador 675	10,7	92	
Tua Facilidades	Generador 1141	16,09	122	
	Generador 1028	40,5	370	

A partir de los cálculos anteriores, el consumo teórico diario de combustible requerido por los generadores para garantizar la operación continua del sistema de levantamiento artificial de los pozos y de los equipos de las facilidades de producción, es de 3.957 galones de diésel por día.

4.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE OPERACIÓN

Como se mencionó, el proceso de generación de energía eléctrica se realiza a partir del combustible diésel, esto debido a que la ubicación del Campo Tua hace que la conexión al Sistema Interconectado Nacional no sea posible, por ello se debe generar la electricidad necesaria para la operación dentro del campo a partir del uso de grupos electrógenos.

El diésel llega a Campo a partir de solicitudes previas al proveedor, donde se informa el volumen requerido y la fecha en que el combustible debe llegar al lugar, esto con el fin de no afectar la continuidad en la operación de los pozos por falta

de combustible. Cuando el combustible llega a campo, es descargado en los tanques de almacenamiento de combustible, posteriormente, es dirigido por líneas de 2" hacia los diferentes grupos electrógenos que operan en el campo para iniciar el proceso de generación de energía eléctrica.

“Con la finalidad de garantizar el suministro continuo de energía eléctrica en el Campo Tua, cada una de las áreas de generación se encuentra conectada mediante sincronismo, y es por eso que se cuenta con generadores de respaldo”⁹⁷. Igualmente, teniendo en cuenta la carga que se maneja en determinadas áreas de generación, los generadores están configurados para operar en paralelo y así distribuir dicha carga. Para suministrar energía eléctrica a los pozos Tua 1, Tua 2, Tua 3 y Tua 6 se requieren aproximadamente 974,2 Kw, por lo cual, la carga se distribuye entre los tres generadores que están operando; la carga necesaria para la operación de los pozos Tua 4ST-1 y Tua 5 es de 316,8 Kw, los cuales se distribuyen entre los dos generadores. Los pozos Tua 7, 8 y 9 requieren 705,5 Kw aproximadamente, estos se distribuyen entre los tres generadores dispuestos para la operación de dichos pozos. Para el caso de las facilidades se requieren 236,6 Kw, los cuales son suministrados por los dos generadores correspondientes; Por lo tanto, la demanda de energía del Campo Tua en sus pozos y facilidades es de 2,23 MW.

⁹⁷ GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Op., Cit., p.26.

5. DISEÑO DE LAS PRUEBAS PILOTO

En el siguiente capítulo se presenta el diseño de las pruebas que se van a realizar en el Campo Tua con cada una de las alternativas energéticas consideradas, primero se calcula la demanda energética y se muestra la oferta de cada combustible, teniendo en cuenta que el gas asociado a la producción de petróleo se utiliza para generar la electricidad requerida en las facilidades del Campo Tua, el GLP se prueba para generar la energía eléctrica requerida por las bombas electro sumergibles de los pozos Tua 7, 8, 9, y el Fuel Oil N°4 se prueba para generar la energía eléctrica requerida por las bombas electrosomergibles de los pozos Tua 1, 2 ,3 y 6. Luego se diseñan los equipos necesarios para cada alternativa energética y se especifican los cambios pertinentes en las facilidades para poder llevar a cabo dichas pruebas.

5.1 CÁLCULO DE DEMANDA Y OFERTA ENERGÉTICA REQUERIDA CON CADA UNO DE LOS COMBUSTIBLES

A continuación, se presenta el cálculo de la demanda y oferta energética para cada uno de los combustibles tratados en este trabajo de grado.

5.1.1 Cálculo de demanda energética. Para calcular la demanda del consumo de los diferentes combustibles es necesario realizar la conversión del caudal a sustituir de diésel en unidades de energía por día (BTU/día), utilizando el poder calorífico del diésel promedio para Colombia y el valor de poder calorífico de cada combustible mencionado en el Capítulo 3. Para realizar los cálculos se utilizará **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Cálculo de energía requerida por combustible.

$$Ed \left(\frac{BTU}{Día} \right) = Qd * PCd$$

Fuente: COMISIÓN NACIONAL PARA EL AHORRO DE ENERGIA. Eficiencia en calderas y combustión. México D.F., 2007. p. 6.

Dónde:

- Ed = Energía generada por el diésel, BTU/Día.
- Qd = Consumo de Diésel, gal/Día.
- PCd = Poder Calorífico del Diésel, BTU/gal.

Luego, a partir de los poderes caloríficos de los combustibles a probar se realiza la conversión de unidades de energía del diésel a gas natural asociado, GLP y Fuel Oil N°4 mediante la **Ecuación 3** que se despeja de la **Ecuación 2**.

Ecuación 3. Combustible requerido.

$$Q_c \left(\frac{gal}{Día} \right) = \frac{Ed}{PCc}$$

Fuente: COMISIÓN NACIONAL PARA EL AHORRO DE ENERGÍA. Eficiencia en calderas y combustión. México D.F., 2007. p. 6.

Dónde:

- Q_c = Cantidad de combustible requerido (gal/día).
- Ed = Energía a sustituir por el combustible (BTU/día).
- PCc = Poder calorífico del combustible (BTU/gal).

En el caso de los pozos Tua 1, 2, 3 y 6 donde se probará el Fuel Oil N°4 actualmente se requieren 1.780,6 gal/día de diésel para suplir la energía eléctrica de las bombas electro sumergibles, teniendo en cuenta la **Ecuación 2** se procede a determinar la energía que se debe suministrar:

$$Ed \left(\frac{BTU}{Día} \right) = 1.780,6 \frac{gal}{día} * 138.000 \frac{BTU}{gal}$$
$$Ed = 245'722.800 \frac{BTU}{día}$$

La cantidad de energía necesaria es de 245'722.800 BTU/día y con el poder calorífico del fuel Oil N°4 se determina la cantidad de fuel Oil N°4 necesario para llevar a cabo la prueba:

$$Q_c \left(\frac{gal}{Día} \right) = \frac{245.722.800 \frac{BTU}{día}}{145000 \frac{BTU}{gal}}$$
$$Q_c = 1.694,64 \frac{gal}{día}$$

De la misma manera se determina la cantidad de combustible requerido para cada una de las pruebas. Los resultados se muestran en el **Cuadro 15**.

Cuadro 15. Cantidad de combustible requerido para la prueba.

Combustible	Módulo de Generación	$Qd \left(\frac{gal}{Día} \right)$	$Ed \left(\frac{BTU}{Día} \right)$	Qc
Gas asociado a la producción de petróleo	Facilidad de Producción	492	67'896.000	65.918,45 $\left(\frac{ft^3}{Día} \right)$
GLP	Tua 7, 8 y 9	1.409	194'442.000	2.288,9 $\left(\frac{gal}{Día} \right)$
Fuel Oil N°4	Tua 1, 2, 3 y 6	1.780,6	245'722.800	1.694,64 $\left(\frac{gal}{Día} \right)$

5.1.2 Cálculo de oferta energética. La oferta energética en las pruebas hace referencia a como la empresa va a abastecerse del volumen necesario de cada uno de los combustibles para suplir la demanda en la generación eléctrica, a continuación, se muestra la oferta de cada uno.

5.1.2.1 Oferta gas asociado. Teniendo en cuenta el cálculo previo de la demanda de gas asociado necesaria para realizar la prueba de generación de energía eléctrica en las facilidades de producción, se requiere saber también cuál es el volumen de gas asociado que se produce diariamente en Campo Tua y si el mismo resulta suficiente para suplir dicha demanda.

La producción promedio de gas asociado al momento de realizar la prueba se encontraba en 558 Kscfd, por lo tanto, se evidencia que este caudal es suficiente para realizar dicha prueba, puesto que como se mencionó en el numeral 5.1.1, se requiere alrededor de 65,9 Kscfd.

5.1.2.2 Oferta gas licuado de petróleo. Luego de determinar la demanda requerida de GLP, se procede a realizar una licitación con el objetivo de seleccionar una empresa que esté en la capacidad de entregar el volumen de GLP requerido durante el periodo de realización de la prueba. Luego de la selección, se realiza un contrato el cual incluye pólizas de cumplimiento con el fin de garantizar la entrega del combustible en los tiempos y volúmenes definidos por Geopark Colombia, a fin de no afectar la continuidad en la operación de los pozos. Basados en el cálculo de la demanda de GLP, se estima que durante la ejecución de la prueba se deberá recibir cada cuarto día un despacho de 10.000 gal de GLP.

5.1.2.3 Oferta Fuel Oil N° 4. Una vez definida la demanda de Fuel Oil N° 4, se realiza un proceso competitivo con el fin de seleccionar un proveedor registrado en el Sistema de Información de Combustibles Líquidos – SICOM - y que se encuentre en capacidad de suministrar los volúmenes requeridos por Geopark en la frecuencia que se defina para asegurar la continuidad de la operación. Una vez seleccionada la empresa y firmado el contrato comercial, para la ejecución de la prueba se deberá registrar cada pedido en SICOM, especificando volumen, destino y fecha en la que el combustible deberá ser suministrado por el proveedor. A partir de la demanda calculada se estima que se deberá solicitar Fuel Oil N° 4

cada segundo día, de tal forma que no se vea afectada la continuidad de la operación, puesto que como se indicó en el numeral 5.1.1 el volumen requerido es de 1.694,6 galones por día y el volumen suministrado por el proveedor es de 5.200 galones por carro tanques.

5.2 DISEÑO DE LA PRUEBAS PILOTO EN CAMPO

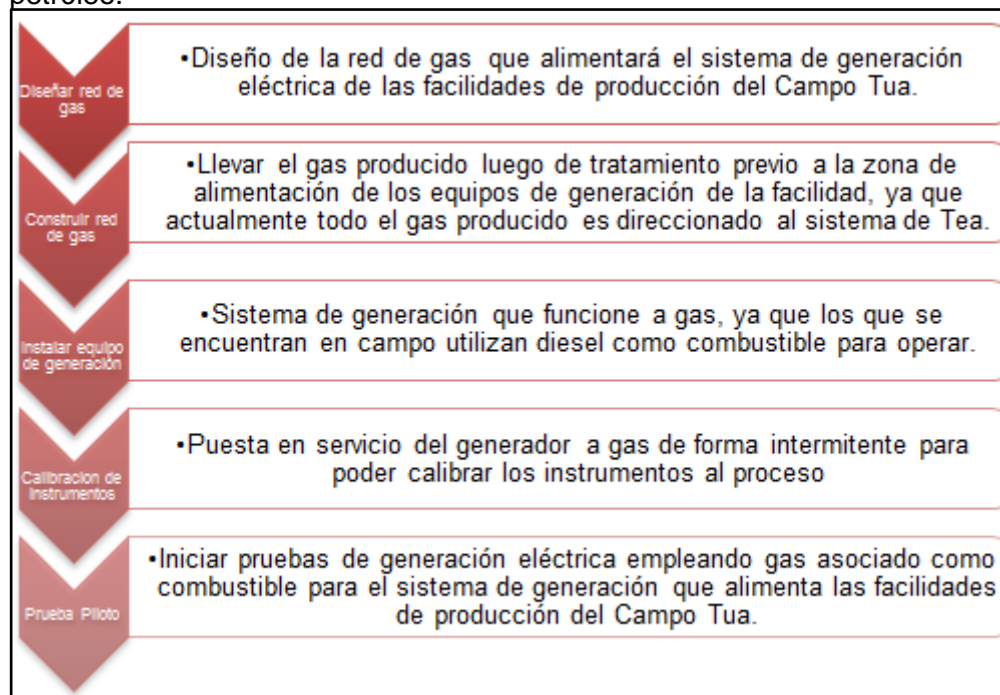
En este numeral, se describe el proceso realizado con cada uno de los combustibles utilizados para diseñar las pruebas en campo de generación de energía eléctrica.

5.2.1 Prueba piloto con gas natural asociado a la producción de petróleo.

Esta prueba se lleva a cabo en el área de generación de las facilidades de producción, ya que en caso de presentarse alguna falla no se pondría en riesgo la continuidad en las operaciones de producción, igualmente, dado que el gas a utilizar se encuentra disponible en el área de las facilidades de producción, podemos realizar la prueba en dicho módulo sin incurrir en mayores costos asociados a líneas de conducción de gas o redes de conducción eléctrica, en caso que se llevara hasta el área de generación donde se encuentran los variadores que suministran energía eléctrica a las bombas electrosumergibles de los pozos.

A continuación en la **Figura 22**, se muestra un esquema general del procedimiento a seguir para realizar la prueba en campo con gas natural asociado a la producción de petróleo.

Figura 22. Diseño prueba con gas natural asociado a la producción de petróleo.



Para realizar esta prueba, es necesario tener en cuenta las características del gas asociado del Campo Tua y la capacidad de los equipos disponibles relacionados en la separación de líquido – gas por lo que se requiere adicionar un scrubber con el objetivo de remover todos los condensados y mejorar la eficiencia en la separación del gas y así lograr los parámetros adecuados para evitar problemas durante la combustión en el proceso de generación de energía eléctrica en las facilidades de producción y así garantizar continuidad en la operación.

También es necesario construir una línea que lleve el gas natural asociado desde el lugar de tratamiento hacia el área de generación de energía eléctrica dentro de la facilidad, puesto que solo se encuentra la línea que lleva el diésel a los generadores. Para la prueba se remplazará uno de los generadores alimentados por diésel por un generador con gas asociado. El segundo generador diésel se mantendrá como respaldo del sistema en caso de algún inconveniente que afecte el funcionamiento del generador a gas.

El gas asociado debe llegar a los generadores a una presión promedio de 15 psi con el objetivo de tener una operación continua y de preservar el estado del sistema de generación y de los equipos de las facilidades.

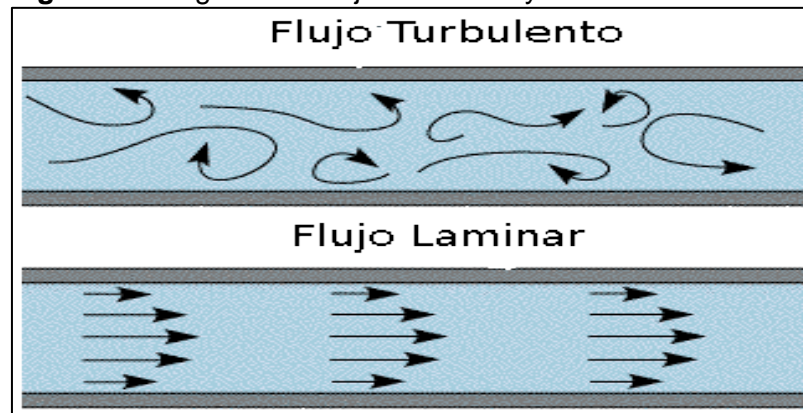
En el **Anexo B** se presenta un esquema general de las facilidades del Campo Tua, donde se muestra la línea y el recorrido que tendría el gas natural desde el área de tratamiento hasta los generadores.

5.2.1.1 Línea. Para realizar la prueba con gas asociado, como se muestra en el **Anexo B** se requieren dos líneas nuevas, la primera que conecte el KOD con el Scrubber que se diseñará, la cual tendrá una longitud de 7 pies y la segunda que conecte el Scrubber con el generador, la cual tendrá una longitud de 492 pies.

Las líneas serán de acero debido a que permiten la conducción de gas soportando alta carga e impactos fuertes, adicionalmente la empresa Geopark Colombia S.A.S ya cuenta con un proveedor de este tipo de tubería lo que hace más fácil el acceso a ella; cuenta con accesorios como lo son: codos, te y válvulas de compuerta, los cuales son necesarios para las realizar las conexiones de la línea según las variaciones del terreno. El diámetro inicialmente propuesto para las dos líneas es de 2 pulgadas, el cual finalmente se comprobará, para determinar si es el correcto. Se deben determinar las pérdidas de presión que se presentan debido al paso del fluido dentro de la tubería y los accesorios con el objetivo de garantizar que el gas llegue con la presión requerida al generador al momento de realizar la prueba.

- **Cálculo del número de Reynolds.** El número de Reynolds permite determinar el régimen de flujo en tuberías; basado en la densidad y viscosidad del fluido, a partir del diámetro de la tubería y la velocidad del flujo se puede determinar si se presenta un régimen de flujo laminar o turbulento. “Se considera un régimen de flujo laminar para Reynolds menor a 2.000, turbulento para números de Reynolds superiores a 4.000, y los valores entre 2.000 y 4.000 se considera una zona de transición en la cual el régimen de flujo es impredecible”⁹⁸. La **Figura 23** ilustra el régimen de flujo turbulento y laminar.

Figura 23. Régimen de flujo turbulento y laminar.



Fuente: GONZÁLEZ, Mónica. Flujo laminar y flujo turbulento. Disponible en: <http://fisica.laguia2000.com/dinamica-clasica/flujo-laminar-y-flujo-turbulento>. Consultado en: 1 de Febrero de 2016. 2011.

⁹⁸ CRANE. Flujo De Fluidos: En Válvulas, Accesorios y Tuberías. México: McGraw-Hill Interamericana, 2011. p. 18.

Para determinar el régimen del flujo del gas, se utiliza la **Ecuación 4** la cual se aplica para líneas de gas y se encuentra en unidades de campo.

Ecuación 4. Número de Reynolds.

$$Re = 20,1 * \frac{Qg * GEg}{\mu * d}$$

Fuente: PEDRAZA RAMÍREZ, Jairo Alberto y ROJAS ESCOBAR, Jorge. Evaluación del sistema de recolección de gas en la estación auxiliar e isla-IV del Campo Cantagallo aplicando una herramienta software. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008. p. 5.

Dónde:

- Qg = Caudal de gas, Kscfd.
- GEg = Gravedad específica del gas.
- μ = Viscosidad del gas, cp.
- d = diámetro de la tubería, in.

Reemplazando los datos se tiene:

$$Re = 20,1 * \frac{150 \text{ Kscfd} * 0,9617}{0,0143764 \text{ cp} * 2 \text{ in}}$$

$$Re = 100.842,71$$

Con el resultado obtenido y como se mencionó previamente, se determina que el régimen de flujo del gas en la tubería es turbulento.

- **Pérdidas de presión menores.** Para determinar las pérdidas de presión ocasionadas por los accesorios utilizados en la construcción de la línea que une el scrubber con el generador, los cuales se muestran en la **Tabla 11**, se hace uso de la **Ecuación 5**.

Tabla 11. Tipo y cantidad de accesorios.

Tipo de accesorio	Cantidad
Válvula de compuerta abierta por completo	2
Codo estándar a 90°	9
Te estándar – con flujo directo	2

Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S.

Ecuación 5. Pérdidas menores de presión.

$$hl = K * \frac{V^2}{2g}$$

Fuente: MOTT, Robert L. Mecánica de fluidos. Traducido por: Javier Enríquez Brito. 6 ed. México: Pearson, 2006. p. 292.

Dónde:

- hl = pérdidas menores, ft.
- K = Coeficiente de resistencia
- V = velocidad del gas en la tubería, (ft/seg).
- g = aceleración de la gravedad, ft/seg².

“Para poder determinar el Coeficiente de Resistencia, es necesario determinar primero el factor de fricción (*pies*) para la tubería a usar. Dicho valor, puede obtenerse a partir de la **Tabla 12** factor de fricción según diámetro para tubería de acero”⁹⁹.

Tabla 12. Factor de fricción según diámetro para tubería de acero.

Tamaño nominal de la tubería (pulgadas)	Factor de fricción (f)
½	0,027
¾	0,025
1	0,023
1 ¼	0,022
1 ½	0,021
2	0,019
2 ½ - 3	0,018
3 ½ - 4	0,017
5	0,016
6	0,015
8 - 10	0,014
12 - 16	0,013
18 - 24	0,012

Fuente: MOTT, Robert L. Mecánica de fluidos. Traducido por: Javier Enríquez Brito. 6 ed. México: Pearson, 2006. p. 297.

En este caso, considerando el diámetro asumido (2,0 pulgadas) se tiene un factor de fricción igual a 0,019.

Posteriormente se debe consultar la longitud equivalente (Le/D) de cada uno de los accesorios a usar, las cuales se encuentran en la **Tabla 13**.

⁹⁹ MOTT, Robert L. Mecánica de fluidos. Traducido por: Javier Enríquez Brito. 6 ed. México Pearson, 2006. p. 297.

Tabla 13. Relación de longitud equivalente de accesorios utilizados.

Tipo	Longitud equivalente en diámetro de tubería (Le/D)
Válvula de compuerta abierta por completo	8
Codo estándar a 90°	30
Te estándar – con flujo directo	20

Fuente: MOTT, Robert L. Mecánica de fluidos. Traducido por: Javier Enríquez Brito. 6 ed. México Pearson, 2006. p. 297. Modificado por los autores.

Teniendo en cuenta las **Tablas 12 y 13** se procede a determinar el coeficiente de resistencia a partir de la **Ecuación 6**.

Ecuación 6. Coeficiente de resistencia K.

$$K = f_t * \frac{Le}{D}$$

Fuente: MOTT, Robert L. Mecánica de fluidos. Traducido por: Javier Enríquez Brito. 6 ed. México Pearson, 2006. p. 296.

Dónde:

- K = coeficiente de resistencia.
- Ft= factor de fricción.
- Le/D = Longitud equivalente.

A continuación, se presentan lo cálculos realizados para determinar el coeficiente de resistencia para cada uno de los accesorios a utilizar.

- Válvula de compuerta- Totalmente abierta.

$$K = 0,019 * 8$$
$$K = 0,152$$

- Codo estándar 90°.

$$K = 0,019 * 30$$
$$K = 0,57$$

- Te estándar con flujo directo.

$$K = 0,019 * 20$$

$$K = 0,38$$

También es necesario calcular la velocidad del gas, en unidades de campo, dentro de la tubería a partir de la **Ecuación 7**. Para esto, se requieren los datos mostrados en la **Tabla 14**.

Tabla 14. Datos para determinar velocidad del gas.

Dato	Valor
Caudal de gas	150 Kscfd
Temperatura del gas	610°R
Presión a la salida del separador	40 psi
Gravedad específica del gas	0,9617
Factor de compresibilidad (Z)	0,993932
Viscosidad del gas	0,01437648 cp
Diámetro de tubería	2 pulgadas
Presión promedio de tubería	16 psi

Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S.

La tasa de gas considerada para el desarrollo de la prueba piloto es de 150 Kscfd el cual será tomado de la salida del KOD. Basados en la producción de gas actual del campo de 558 Kscfd es evidente que se cuenta con oferta de gas asociado para aumentar la potencia a generar, sujeto a los resultados de la prueba piloto. Teniendo en cuenta los pronósticos de producción del área de yacimientos con el paso del tiempo la producción de gas irá en aumento por lo cual mayor cantidad de gas se tendrá para la generación eléctrica y por ende un mayor volumen pasará por la líneas que van hacia el generador; razón por la cual se consideró diseñar la línea con un caudal mayor del que se requiere para la prueba puesto que si los resultados con esta alternativa son viables técnica y financieramente, la empresa (GeoPark Colombia S.A.S) consideraría realizar la prueba de generación de energía eléctrica en el Campo Tua supliendo el mayor porcentaje de demanda energética posible y teniendo una línea que soporte un mayor caudal no se deberá invertir en una nueva.

Ecuación 7. Velocidad del gas.

$$v = 60 * \frac{Qg * T * z}{d^2 * P}$$

Fuente: PEDRAZA RAMÍREZ, Jairo Alberto y ROJAS ESCOBAR, Jorge. Evaluación del sistema de recolección de gas en la estación auxiliar e isla-IV del Campo Cantagallo aplicando una herramienta software. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008. p. 37.

Dónde:

- v = Velocidad del gas ft/s.
- Q_g = Caudal de Gas, Mscfd.
- T = Temperatura, °R.
- z = Factor de compresibilidad del gas.
- d = Diámetro de la tubería, in.
- P = Presión promedio de tubería (psi).

$$v = 60 * \frac{0,150 \text{ Mscfd} * 610^\circ\text{R} * 0,9939}{2 \text{ in}^2 * 30,7 \text{ Psia}}$$
$$v = 44,43 \text{ ft/s}$$

Partiendo de los valores calculados previamente se procede a calcular las pérdidas menores para cada uno de los accesorios

- Válvula de compuerta- Totalmente abierta.

$$hl = \left(0,152 * \frac{\left(44,43 \frac{\text{ft}}{\text{s}} \right)^2}{2 \left(32,2 \frac{\text{ft}}{\text{s}^2} \right)} \right) * 2$$
$$hl = 9,32 \text{ ft}$$

- Codo estándar 90°.

$$hl = \left(0,57 * \frac{\left(44,43 \frac{\text{ft}}{\text{s}} \right)^2}{2 \left(32,2 \frac{\text{ft}}{\text{s}^2} \right)} \right) * 9$$
$$hl = 157,29 \text{ ft}$$

- Te estándar con flujo directo.

$$hl = \left(0,38 * \frac{\left(44,43 \frac{ft}{s} \right)^2}{2 \left(32,2 \frac{ft}{s^2} \right)} \right) * 2$$

$$hl = 23,3 ft$$

Sumando las pérdidas de todos los accesorios se obtiene un total de 189,91 ft, basados en la ecuación general de energía (**Ecuación 8**), y teniendo en cuenta que se trata de una tubería horizontal y que la velocidad permanece constante, las pérdidas menores en términos de presión se determinan con la **Ecuación 9**.

Ecuación 8. Ecuación general de la energía.

$$Z_1 + \frac{P_1}{d_1} + \frac{v_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{P_2}{d_2} + \frac{v_2^2}{2g} + hl$$

Fuente: MOTT, Robert L. Mecánica de fluidos. Traducido por: Javier Enríquez Brito. 6 ed. México Pearson, 2006. p. 298.

Ecuación 9. Pérdidas menores en términos de presión.

$$\Delta P_m = \frac{\rho * hl}{144}$$

Fuente: MOTT, Robert L. Mecánica de fluidos. Traducido por: Javier Enríquez Brito. 6 ed. México Pearson, 2006. p. 299.

Dónde:

- ΔP_m = Pérdidas menores, psia.
- ρ = Densidad del gas, lb/ft³.
- hl = Pérdidas menores, ft.

Para poder determinar las pérdidas en psi se requiere primero, calcular la densidad del gas a partir de la siguiente correlación, mostrada en la **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Correlación densidad del gas.

$$\rho = 2,7 \frac{GEgP}{zT}$$

Fuente: Banzer, Carlos. Correlaciones numéricas P.V.T. Maracaibo: Universidad del Zulia, Instituto de investigaciones petroleras, 1996. p. 45.

Dónde:

- ρ = densidad del gas, lb/ft³.
- GEg = gravedad específica del gas.
- P = presión en la tubería, psia.
- z = factor de compresibilidad del gas.
- T = temperatura, °R.

$$\rho = 2.7 \frac{0,9617 * 54,7 \text{ psia}}{0,993932 * 610^{\circ}R}$$
$$\rho = 0,234 \text{ lb/ft}^3$$

Por último, las pérdidas menores en la tubería términos de presión son:

$$\Delta P_m = \frac{0,234 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} * 97,13 \text{ ft}}{144}$$
$$\Delta P_m = 0,309 \text{ psia}$$

- **Pérdidas de presión por fricción.** Debido al choque de las partículas del fluido mientras fluye dentro de la tubería se presenta una pérdida de energía, por lo cual en este caso la presión del gas a la salida del scrubber será mayor, que la presión al llegar al generador; estas pérdidas son conocidas como pérdidas de presión por fricción, y para determinarlas se utiliza la fórmula de Darcy-Weisbach, la cual es válida tanto para flujo laminar como turbulento, “en tuberías cuyo diámetro permanezca constante en toda su extensión, y cuando el fluido que pasa por la tubería tiene una densidad que permanece razonablemente constante”¹⁰⁰. La **Ecuación 11** presenta el método para calcular las pérdidas por fricción.

¹⁰⁰ CRANE. Flujo De Fluidos: En Válvulas, Accesorios y Tuberías. México: McGraw-Hill Interamericana, 2011. p. 21.

Ecuación 11. Pérdidas por fricción.

$$h_f = f * \frac{L * V^2}{D * 2g}$$

Fuente: ELLENBERGER, Phillip. Piping and pipeline calculations manual. 2 ed. USA: Elsevier, 2014. p. 39.

Dónde:

- h_f =pérdidas por fricción, ft.
- f = factor de fricción.
- L = Longitud de la línea, ft.
- V = velocidad del fluido, ft/seg.
- D = diámetro interno de la línea, ft.
- g = aceleración de la gravedad, ft/seg².

La **Ecuación 11** también se puede escribir de la siguiente manera como se presenta en la **Ecuación 12**, con el fin de obtener las pérdidas de presión en psi.

Ecuación 12. Pérdidas de presión por fricción en psi.

$$\Delta P_f = \frac{\rho * f * L * V^2}{144 * D * 2g}$$

Fuente: CRANE. Flujo De Fluidos: En Válvulas, Accesorios y Tuberías. México: McGraw-Hill Interamericana, 2011. p. 21.

Dónde:

- ΔP = pérdidas de presión por fricción, psia.
- ρ = densidad del gas, lb/ft³.

Reemplazando con los datos, se tiene:

$$\Delta P = \frac{0,234 \text{ lb/ft}^3 * 0,018 * 492,13 \text{ ft} * (44,435 \text{ ft/seg})^2}{144 * 0,167 \text{ ft} * 2 \left(32,2 \frac{\text{ft}}{\text{seg}^2}\right)}$$
$$\Delta P = 2,652 \text{ psia}$$

- **Pérdidas de presión totales.** Se determinan sumando las pérdidas de presiones menores y por fricción utilizando la **Ecuación 13** presentada a continuación.

Ecuación 13. Pérdidas totales de presión.

$$\Delta P_t = \Delta P_f + \Delta P_m$$

Dónde:

- ΔP_t = pérdidas totales de presión, psia.
- ΔP_f = pérdidas de presión por fricción, psia.
- ΔP_m = Pérdidas menores de presión, psia.

Reemplazando los datos se tiene:

$$\begin{aligned} \Delta P_t &= 2.652 \text{ psia} + 0,309 \text{ psia} \\ \Delta P_t &= 2.961 \text{ psia} \end{aligned}$$

- **Diámetro de tubería.** En esta sección se confirma si el diámetro asumido en el diseño de la línea y en los cálculos de pérdidas de presión era el adecuado para las condiciones del Campo Tua, para esto se hará uso de la **Ecuación 14**, la cual está basada en medidas de aire comprimido fluyendo a través de tuberías que se encuentran en el rango de 0,8 a 11,8 pulgadas. La **Ecuación 14** “debe usarse para diámetros pequeños, tuberías cortas dentro de las facilidades de producción donde el número de Reynolds se espera sea alto”¹⁰¹.

Ecuación 14. Ecuación de Weymouth.

$$d^{2.67} = \frac{Qg}{1,11 \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{LGEgZT} \right]^{\frac{1}{2}}}$$

Fuente: STEWART, Maurice y ARNOLD, Ken. Surface production operations: Facility pinping and pipeline systems. Volume III. USA: Elsevier, 2016. p. 400.

¹⁰¹ STEWART, Maurice y ARNOLD, Ken. Surface production operations: Facility pinping and pipeline systems. Volume III. USA: Elsevier, 2016. p. 400.

Dónde:

- Q_g = Tasa de flujo de gas, MSCFD.
- d = Diámetro interno de tubería, pulg.
- P_1 = Presión en el Scrubber, Psia.
- P_2 = Presión en el generador, Psia.
- L = Longitud de la tubería, ft.
- G_{Eg} = Gravedad específica del gas.
- T = Temperatura del gas, °R.
- Z = Factor de compresibilidad.

Reemplazando los datos se tiene:

$$d^{2.67} = \frac{0,15 \text{ MSCFD}}{1,11 \left[\frac{32,66 \text{ psia}^2 - 29,7 \text{ psia}^2}{492,13 \text{ ft} * 0,9617 * 0,993932 * 610^\circ \text{R}} \right]^{\frac{1}{2}}}$$
$$d = 1,866 \text{ pulgadas}$$

De esta manera se confirma que el diámetro de la tubería adecuado según las condiciones en Campo Tua es de 2 pulgadas.

5.2.1.2 Scrubber. Para diseñar el scrubber, inicialmente se determina la presión de operación de este, para lo cual se sabe que el generador recibe los fluidos a una presión de 15 psi, y conociendo las pérdidas de presión a lo largo de la línea que conecta al scrubber con el generador, se procede a determinar dicha presión con la **Ecuación 15** presentada a continuación.

Ecuación 15. Presión de operación del scrubber.

$$P_{\text{operación scrubber}} = P_{\text{generador}} + \Delta P_t$$

Reemplazando los datos se tiene:

$$P_{\text{operación scrubber}} = 29,7 \text{ psia} + 2.961 \text{ psia}$$
$$P_{\text{operación scrubber}} = 32,66 \text{ psia}$$

Por lo anterior, se diseña el scrubber a una presión de 18 psi, equivalente a 32,7 psia.

El diseño del scrubber se realiza para un caudal de 1 Mscfd, que corresponde a 1,25 veces el mayor volumen de producción de gas esperado para el Campo Tua de acuerdo a los pronósticos generados por el área de yacimientos de la empresa Geopark Colombia S.A.S, esto con el fin de contar con un factor de seguridad. En la **Tabla 15** se resumen los datos en base a los cuales se diseña el scrubber.

Tabla 15. Datos para el diseño del scrubber.

Dato	Valor
T de operación	610 °R
P de operación	18 Psi
Qg	1'000.000 SCF/D
Qf	12 BPD
Diámetro de la gota	500 Micrones
μ gas	0,014376 cp
GE gas	0,9617
Z	0,993932
API	50
Tiempo de retención	3 min

Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Modificado por los autores.

El tiempo de retención de tres minutos se escogió debido a que según Arnold¹⁰² cuando se va a hacer la separación de un condensado del gas, ese es el tiempo recomendado, y en este caso en este scrubber se busca principalmente remover el condensado que lleva la corriente de gas que ha pasado por previas etapas de separación en la que se le han eliminado la mayoría de líquidos. “Adicionalmente el diámetro de gota que se escogió es de 500 micrones”¹⁰³, el cual se aconseja para diseñar los scrubber donde se desconoce el verdadero diámetro, con el fin de evitar que se inunde el extractor de neblina.

“Se debe tener en cuenta que se va a diseñar un scrubber vertical, debido a que estos son usados cuando existe una alta relación gas líquido y el principal objetivo es retirar el condensado que quede en la corriente de gas”¹⁰⁴, como es el caso del Campo Tua, adicionalmente la empresa Geopark Colombia requiere un separador que ocupe poco espacio.

En facilidades, se diseña para flujo turbulento y adicionalmente con el número de Reynolds calculado previamente se sabe que la corriente de gas va en flujo turbulento; para ello el coeficiente de dragado se determina como se muestra en la **Ecuación 16**.

¹⁰² ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface production operations: Design of oil-handling systems and facilities. 3 ed. Volume I. USA: Elsevier, 2008. p. 264

¹⁰³ *Ibíd.*, p. 203.

¹⁰⁴ *Ibíd.*, p. 168.

Ecuación 16. Coeficiente de dragado.

$$Cd = \frac{24}{Re} + \frac{3}{\sqrt{Re}} + 0,34$$

Fuente: ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface production operations: Design of oil – handling systems and facilities. 3 ed. Volume I. USA: Elsevier, 2008. p. 199.

Dónde:

- Cd = Densidad del liquido, lb/ft³.
- Re = Número de Reynolds.

En unidades de campo la velocidad terminal se determina con la **Ecuación 17** presentada a continuación.

Ecuación 17. Velocidad terminal.

$$Vt = 0,0119 * \sqrt{\frac{\rho l * \rho g}{\rho g} * \frac{dm}{Cd}}$$

Fuente: ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface production operations: Design of oil – handling systems and facilities. 3 ed. Volume I. USA: Elsevier, 2008. p. 199.

Dónde:

- ρl = Densidad del liquido, lb/ft³.
- ρg = densidad del gas, lb/ft³.
- dm = diámetro de la gota, micrones.
- Cd = coeficiente de dragado.

En unidades de campo el número de Reynolds se determina con la **Ecuación 18**.

Ecuación 18. Número de Reynolds.

$$Re = 0,0049 * \frac{\rho g * dm * Vt}{\mu g}$$

Fuente: ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface production operations: Design of oil – handling systems and facilities. 3 ed. Volume I. USA: Elsevier, 2008. p. 200.

Dónde:

- ρg = Densidad del gas, lb/ft³.
- Vt = Velocidad terminal, ft/seg.
- dm = diámetro de la gota, micrones.
- μg = viscosidad del gas, cp.

Como una variable depende de la otra, se procede a determinar el coeficiente de dragado, el cual se consigue mediante un método iterativo, que se inicia con un $C_d = 0,34$, que como se muestra en la **Ecuación 16** es el valor constante al anular términos. Se calcula la velocidad terminal, luego el número de Reynolds y finalmente se recalcula el coeficiente de dragado; el proceso se repite hasta que se obtenga un C_d que se ajuste al tercer decimal. En la **Tabla 16** se muestran los resultados de las iteraciones.

Tabla 16. Iteraciones para determinar el coeficiente de dragado C_d .

Iteración	C_d	V_t	Re	C_d
1	0,340	3,1811	75,9210	1,0004
2	1,000	1,8545	44,2599	1,333
3	1,333	1,6065	38,3403	1,450
4	1,450	1,5402	36,7576	1,488
5	1,488	1,5208	36,2942	1,499
6	1,499	1,5149	36,1549	1,503
7	1,503	1,5131	36,1127	1,504
8	1,504	1,5126	36,0999	1,504

Después de determinarse el valor del coeficiente de dragado se procede a determinar la capacidad del gas, para lo cual se utiliza la **Ecuación 19**.

Ecuación 19. Capacidad del gas.

$$d^2 = 5040 * \left[\frac{T * Z * Qg}{P} \right] * \left[\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} * \frac{C_d}{dm} \right]^2$$

Fuente: ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface production operations: Design of oil – handling systems and facilities. 3 ed. Volume I. USA: Elsevier, 2008. p. 219.

Dónde:

- Q_g = Caudal de gas, Mscfd.
- ρ_g = Densidad del gas, lb/ft³.
- ρ_l = densidad del líquido, lb/ft³.
- C_d = Coeficiente de dragado.
- dm = diámetro de la gota, micrones.
- T = Temperatura de operación, °R.
- P = Presión de operación, psia.
- Z = Factor de compresibilidad del gas.
- d = diámetro del scrubber, pulgadas.

Con los datos iniciales se obtiene un $d = 16,6$ in, posteriormente se determina la capacidad del líquido con la **Ecuación 20**.

Ecuación 20. Capacidad del líquido.

$$d^2 * h = \frac{tr * Ql}{0.12}$$

Fuente: ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface production operations: Design of oil – handling systems and facilities. 3 ed. Volume I. USA: Elsevier, 2008. p. 222.

Dónde:

- d = diámetro del scrubber, in.
- h = altura del volumen del líquido, in.
- tr = tiempo de residencia, min.
- Ql = Caudal de líquido, BPD.

Reemplazando los datos se tiene:

$$h = \frac{3 \text{ min} * 12 \text{ BPD}}{0,12 * (16,6 \text{ in})^2}$$

$$h = 1,089 \text{ in}$$

Luego de tener la capacidad del líquido y del gas del separador, se calcula la longitud de costura a costura, la cual hace referencia a la altura del scrubber, mediante la **Ecuación 21**, la cual se utiliza para diámetros menores a 36 pulgadas.

Ecuación 21. Distancia de costura a costura.

$$Lss = \frac{h + 76}{12}$$

Fuente: ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface production operations: Design of oil – Handling systems and facilities. 3 ed. Volume I. USA: Elsevier, 2008. p. 224.

Dónde:

- h = altura del volumen de líquido, in.
- Lss = longitud de costura a costura.

Reemplazando los datos se tiene:

$$L_{ss} = \frac{1,089 \text{ in} + 76}{12}$$
$$L_{ss} = 6,424 \text{ ft}$$

Finalmente se determina la relación de esbeltez mediante la **Ecuación 22**, esta relación permite determinar si la longitud y el diámetro del scrubber que se diseña son los correctos, en ella se tienen en cuenta la longitud de costura a costura, es decir, la altura en el caso de un separador vertical obtenida con la **Ecuación 21** y el diámetro determinado con la **Ecuación 19**; “Dicha relación se debe encontrar en valores dentro de un rango de 3 - 4 para separadores verticales, teniendo en cuenta que entre más cerca al límite superior menor es el costo del separador y menor la posibilidad de que se recombinen los fluidos”¹⁰⁵.

Ecuación 22. Relación de esbeltez.

$$E = \frac{12 * L_{ss}}{d}$$

Fuente: ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface production operations: Design of oil – handling systems and facilities. 3 ed. Volume I. USA: Elsevier, 2008. p. 228.

Con los datos previamente calculados, se obtiene una relación de esbeltez:

$$E = \frac{12 * 6,424 \text{ ft}}{16,6 \text{ in}}$$
$$E = 4,644$$

Como el resultado de la relación de esbeltez se sale del rango recomendado (entre 3 y 4), se cambia el valor del diámetro, teniendo en cuenta que tiende a aumentar de a 4 in, hasta obtener el diámetro con la mayor esbeltez válida dentro del rango, esto se puede observar en la **Tabla 17** presentada a continuación.

¹⁰⁵ SANTOS SANTOS, Nicolás. Proceso de separación gas – líquido. En: Especialización en producción de hidrocarburos. Sistemas de separación. Bogotá: Universidad Industrial de Santander, 2014. p. 94.

Tabla 17. Resultados diámetro, altura y esbeltez.

d (pulgadas)	h (pulgadas)	Lss (pies)	Esbeltez
16,60	1,089	6,424	4,644
20,0	0,750	6,396	3,838
24,0	0,521	6,377	3,188

Como se muestra en la **Tabla 17** el scrubber, debe tener un diámetro de 20 pulgadas y una distancia de costura a costura de 6,396 pies.

5.2.1.3 Generador. Debido al cambio de combustible se requiere reemplazar uno de los generadores diésel por uno que trabaje con gas. Dentro de las especificaciones técnicas, se encuentra que dicho equipo debe ser de 600 Kw con el objetivo de garantizar que entregue la energía necesaria en las facilidades de producción que venía entregando el generador a diésel.

A continuación, se muestra un registro fotográfico realizado durante visita al Campo Tua al momento de las pruebas de generación de energía eléctrica con gas asociado a la producción de petróleo.

En la **Figura 24**, se muestra la presión de operación del generador, la cual es de 15 psi, en la **Figura 25** se muestra la línea que lleva el gas hasta el generador, y se confirma el uso de una línea de acero de 2 pulgadas de diámetro. En la **Figura 26** se observa el Scrubber utilizado, el cual confirma el diseño vertical y la **Figura 27** confirma la presión de operación del Scrubber de 18 psi.

Figura 24. Presión operación generador.



Figura 25. Entrada de gas por línea de 2 in al generador.



Figura 26. Scrubber.



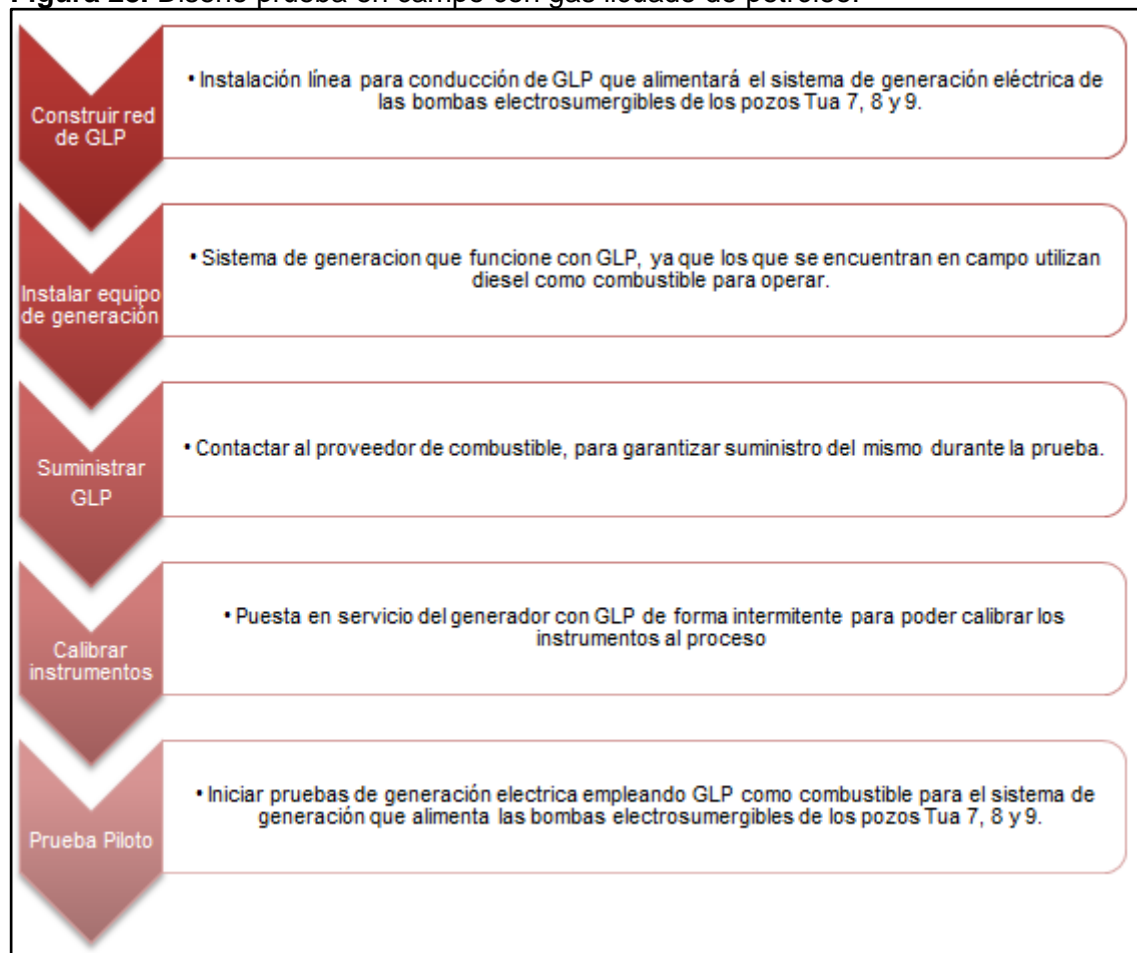
Figura 27. Presión operación scrubber.



5.2.2 Prueba piloto con gas licuado de petróleo. Esta prueba se lleva a cabo en el área de generación que suministra energía eléctrica a las bombas electrosumergibles de los pozos Tua 7, 8 y 9; para esto es necesario construir una línea que permita conducir el GLP desde el tanque de almacenamiento hasta los generadores, ya que este combustible no requiere tratamiento previo. También se hace necesario remplazar uno de los generadores que se encuentran en dicha área puesto que se requiere uno que opere con GLP.

A continuación en la **Figura 28**, se muestra un esquema general del procedimiento a seguir para realizar la prueba en campo con gas licuado de petróleo.

Figura 28. Diseño prueba en campo con gas licuado de petróleo.



En el **Anexo C** se presenta un esquema general, donde se muestra la línea y el recorrido que tendría el GLP desde el tanque de almacenamiento hasta el área de generación de energía eléctrica de las bombas electrosumergibles de los pozos Tua 7, 8 y 9.

5.2.2.1 Descripción línea. Para realizar la prueba con GLP, se construyó una línea de 2" con una longitud de 25 pies aproximadamente, según especificaciones proporcionadas por GeoPark Colombia, la cual dirige el combustible desde el lugar de almacenamiento hasta el área de generación de energía eléctrica de las bombas electrosumergibles de los pozos Tua 7, Tua 8 y Tua 9.

5.2.2.2 Modificación generador. Para realizar esta prueba, se modificó el sistema de generación, debido a que se tenía uno funcionando con diésel y se renta uno que opere con GLP, es decir, cuyo motor de combustión interna trabaje en Ciclo Otto, pero que sea capaz de suministrar la energía requerida en esta área, es decir, 705,5 Kw aproximadamente. Este generador, es rentado a una empresa prestadora de servicios de generación de energía eléctrica.

A continuación en las **Figuras 29, 30 y 31**, se muestra un registro fotográfico realizado durante visita al Campo Tua al momento de las pruebas de generación de energía eléctrica con gas licuado de petróleo.

Figura 29. Tanque de almacenamiento GLP.



Figura 30. Entrada de GLP al generador por línea de 2".



Figura 31. Presión de operación generador.

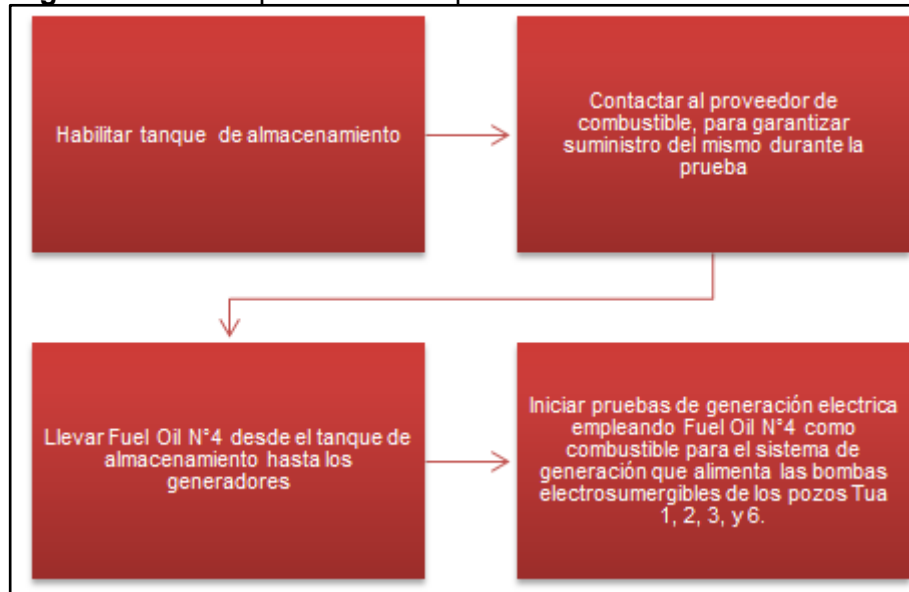


5.2.3 Prueba piloto con fuel oil N°4. La realización de esta prueba se llevará a cabo en el área de generación que suministra energía eléctrica a las bombas electrosumergibles de los pozos Tua 1, 2, 3, y 6. Para la ejecución de esta prueba es necesario habilitar un tanque de almacenamiento para que pueda contener dicho combustible, para lo cual es necesario retirar cualquier remanente de diésel o sedimentos. Luego se alimentarán los generadores a través de una línea de

conducción de 2 pulgadas. Tampoco es necesario modificar los generadores que se encuentran en dicha área puesto que el generador que trabaja con diésel también opera con el combustible a probar.

A continuación en la **Figura 32**, se muestra un esquema general del procedimiento a seguir para realizar la prueba en campo con Fuel Oil N°4.

Figura 32. Diseño prueba en campo con fuel oil N°4.



En el **Anexo D** se presenta un esquema general, donde se muestra la línea y el recorrido que tendría el Fuel Oil N°4 desde el tanque de almacenamiento hasta el área de generación de energía eléctrica de las bombas electrosumergibles de los pozos Tua 1, 2, 3 y 6.

5.2.3.1 Tanque de almacenamiento. Como ya se mencionó anteriormente, para la realización de esta prueba no fue necesario modificar las facilidades, ni la línea que lleva el combustible desde el tanque hasta los generadores que suministran energía eléctrica a los pozos Tua 1, 2, 3 y 6 dadas las similitudes en las propiedades de este combustible con el diésel. El tanque de almacenamiento de combustible que se encuentra en Campo Tua tiene una capacidad de 10.000 galones y dado que no se realizó ningún movimiento de este tanque no es necesario realizar un nuevo aforo.

A continuación en la **Figura 33**, se muestra el registro fotográfico obtenido durante la visita al Campo Tua en el momento de las pruebas.

Figura 33. Tanque de almacenamiento para fuel oil N° 4 y generadores.



6. EVALUACIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se presenta la evaluación técnica de los resultados obtenidos en las pruebas realizadas, con el fin de comparar cada una de las alternativas propuestas y la generación actual, teniendo en cuenta como indicadores la cantidad de combustible que se utilizó durante las pruebas y el volumen que se requeriría de cada una de las alternativas para la generación eléctrica de todo el Campo Tua, el impacto ambiental de cada uno de los combustibles evaluados, la continuidad en la operación, la confiabilidad en el abastecimiento del combustible y finalmente se compara el desgaste que tuvieron los equipos de generación y el mantenimiento que se realizó a los mismos durante cada una de las pruebas de generación.

6.1 REVISIÓN DE INDICADORES DE DESEMPEÑO

A continuación, se describen los indicadores mediante los cuales se realizó la evaluación técnica de las pruebas realizadas en campo.

6.1.1 Consumo de combustible durante las pruebas. A continuación, se presentan los resultados obtenidos durante cada una de las pruebas en las diferentes áreas de generación. Posteriormente, a partir del volumen de combustible consumido se muestra cuanto sería el requerido para generar la energía eléctrica demandada por el Campo Tua.

6.1.1.1 Gas asociado. En el **Cuadro 16** se evidencia que se consumieron 65,3 Kscfd de gas asociado durante la prueba de generación en la facilidad, que equivale a un 99% del consumo teórico calculado. Considerando la producción actual de gas del Campo Tua, es claro que el gas producido es suficiente para generar energía eléctrica en la facilidad y se cuenta con un excedente que puede ser usado para alimentar otros módulos de generación.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la prueba de generación en las facilidades de producción, se pudo calcular que el volumen de gas necesario para generar energía eléctrica de manera continua en todo el campo (2,23 MW) es de alrededor de 617 Kscfd, de donde se establece que el gas asociado actualmente producido por los pozos del Campo Tua (558 Kscfd), sería suficiente para generar el 86% (1,92 Mw) de la energía eléctrica requerida en el Campo Tua, considerando un aprovechamiento del 95% del gas asociado.

Cuadro 16. Gas asociado consumido.

Descripción	Facilidad
	Generador 1.028
Potencia nominal, KW	600
Potencia instalada, KW	237
Frecuencia, Hz	60,0
Revoluciones, RPM	1.800,0
Corriente, Amperios	304,3
Días de operación	20,0
Horas de operación	24
Consumo de combustible total, scfd	65.322 (Promedio diario)

6.1.1.2 Gas licuado de petróleo. En el **Cuadro 17** se presentan los resultados obtenidos durante la prueba de generación de energía eléctrica realizada con Gas Licuado de Petróleo. Se observa un consumo promedio diario de 2.234,5 gal/día para poder generar energía eléctrica en los pozos Tua 7, 8 y 9. Este consumo equivale a un 97,6% del consumo teórico estimado.

A partir de estos resultados se logra estimar que en caso de generar energía eléctrica con GLP en todo el Campo Tua, se requerirán aproximadamente 7.072,43 gal/día de este combustible para garantizar la operación continua de todo el campo. Es decir, un carro tanque duraría cerca un día y medio, teniendo en cuenta que cada cisterna tiene una capacidad de 10.000 galones.

Cuadro 17. Gas licuado de petróleo consumido.

Descripción	TUA 7,8,9		
	Generador CD 500	Generador CD 505	Generador CD 503
Potencia generador, KW	1.000,0	1.000,0	600,0
Potencia instalada, KW	705,51		
Frecuencia, Hz	60,0	60,0	60,0
Revoluciones, RPM	1.800,0	1.800,0	1.800,0
Corriente, Amperios	287	610,2	144,4
Días de operación	5,2	13,7	6,2
Horas de operación	16	24	13
Consumo de combustible total, gal/d	2.234,5 (Promedio diario)		

6.1.1.3 Fuel Oil N°4. En el **Cuadro 18** se muestran los resultados de la prueba realizada con el Fuel Oil N° 4. Se evidencia que se consumieron 1.613 gal/día para generar energía eléctrica en el área donde se encuentran los variadores de frecuencia de las bombas electrosumergibles de los pozos Tua 1, 2, 3 y 6. Este consumo equivale al 95,2% del consumo teórico estimado.

Si se compara con el volumen de diésel requerido para generar la misma cantidad de energía (1.781 gal/día), se puede determinar que al generar a partir de Fuel Oil N°4 el consumo de combustible se reduce en un 9%, debido a que su poder calorífico es más alto.

Partiendo de los resultados obtenidos durante la prueba de generación realizada con Fuel Oil es posible mencionar que si se quisiera generar energía eléctrica con este combustible en todo el Campo Tua se requerirán aproximadamente 3.697 galones diarios, alrededor de doscientos galones diarios menos comparándolo con el consumo de diésel.

Cuadro 18. Fuel oil N°4 consumido.

Descripción	TUA 1, 2, 3 y 6		
	Generador 386	Generador 697	Generador 474
Potencia nominal, KW	1.000,0	600,0	1.000,0
Potencia instalada, KW	974		
Frecuencia, Hz	60,0	60,0	60,0
Revoluciones, RPM	1.800,0	1.800,0	1.800,0
Corriente, Amperios	410,7	392,9	406,8
Días de operación	13,7	7,8	13,7
Horas de operación	24	24	24
Consumo de combustible total, gal/d	1.613 (Promedio diario)		

6.1.2 Continuidad de la operación. En el **Cuadro 19** se muestra un resumen con los resultados de continuidad de la operación, calculado como el porcentaje de horas efectivas de generación sobre el máximo de horas posible. Para efectos de evaluación, la prueba se dividió en periodos de 10 días, correspondiendo a la prueba de Gas Asociado un total de 20 días, mientras que para las pruebas con GLP y Fuel Oil N°4, las mismas tuvieron una duración de 30 días cada una.

Cuadro 19. Continuidad de la operación.

Días Prueba	Combustible	Gas Asociado	GLP	Fuel Oil N°4
	Parámetro			
1-10	Horas prueba	240	240	240
	Horas Efectivas	227	230	235
	Confiabilidad	94,6%	95,8%	97,9%
11 – 20	Horas prueba	240	240	240
	Horas Efectivas	233	231	234
	Confiabilidad	97,1%	96,3%	97,5%
21 -30	Horas prueba	-	240	240
	Horas Efectivas	-	229	232
	Confiabilidad	-	95,4%	96,7%

Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S.

La continuidad de la operación se puede ver afectada si la fuente de energía utilizada no es suministrada de tal forma que se asegure la generación eléctrica continua en el campo.

6.1.2.1 Gas asociado. Durante las pruebas con gas asociado se presentaron salidas de línea mientras se realizaba el proceso de calibración de los equipos y mientras se alcanzaban los parámetros adecuados de operación, lo que llevó a que durante los primeros 10 días de prueba se alcanzara un índice de confiabilidad del 94,6%. Adicionalmente, se evidenció que, durante algunos momentos, la presión de operación del generador disminuía provocando paradas en la operación. La causa de esta disminución en la presión fue la presencia de hidrocarburos pesados en la corriente de gas (19,3% C4+) que al pasar por la línea de flujo se condensan afectando el proceso y volumen de llegada del gas al generador para realizar el proceso de combustión y posterior generación de energía eléctrica. No obstante, lo anterior, durante los siguientes 10 días de prueba, se logra un índice de confiabilidad del 97,1%, el cual cumple con el estándar fijado por GeoPark para este indicador, el cual es del 97%.

6.1.2.2 Gas licuado del petróleo. Al igual que con el Gas Asociado, durante el desarrollo de la prueba se presentaron salidas de línea mientras se realizaba el proceso de calibración de los equipos y mientras se alcanzaban los parámetros adecuados de operación. Adicionalmente, se presentan salidas de línea en algunos de los cambios de alineación de las cisternas, actividad que debe realizarse cada vez que el nivel de cada cisterna alcanzaba el 12%. Debido a lo anterior, el índice de confiabilidad promedio para la prueba con GLP fue del 95,8%, valor por debajo del mínimo establecido por GeoPark.

6.1.2.3 Fuel Oil N°4. Durante la prueba de generación usando Fuel Oil N° 4, no se vio afectada la continuidad en la operación ya que, al ser un combustible similar al diésel, los equipos de generación ya se encontraban calibrados y no se realizaron mayores cambios en los mismos. Por otro lado, durante la prueba, los proveedores cumplieron con los volúmenes solicitados, factor importante durante las pruebas puesto que, en cierta medida, garantizar la continuidad en la operación depende del cumplimiento de dichos distribuidores con el envío de los combustibles. En promedio durante la prueba piloto se alcanzó un Índice Confiabilidad del 97,4%.

6.1.3 Confiabilidad en el abastecimiento de combustible durante las pruebas. Como criterio de evaluación se incluye la confiabilidad en el abastecimiento de combustible durante las pruebas, esto es, el suministro oportuno de combustible.

Factor importante durante las pruebas puesto que, en cierta medida, garantizar la continuidad en la operación depende del cumplimiento de dichos distribuidores con el envío de los combustibles.

6.1.3.1 Gas asociado. En el caso de generación con Gas Asociado, no se afectó la continuidad de la operación por desabastecimiento de gas dado que el combustible usado es producido en el mismo campo. Actualmente el Campo Tua produce 558 Kscfd, los cuales nos permitirían suplir un 86% de la demanda actual del campo, que es de 2,23 MW equivalentes a 617 Kscfd, considerando un 95% de aprovechamiento de la producción actual de gas. Bajo este análisis, en caso que la compañía considere viable esta alternativa energética, sería necesario abastecerse en un porcentaje mínimo de GNC con el objetivo de completar la demanda del campo y no afectar en ningún sector la continuidad en la operación. Según pronósticos del área de yacimientos de Geopark Colombia S.A.S, se espera que dentro de tres años el promedio de producción de gas se encuentre alrededor de los 802 KSCFD, mientras que la demanda energética del campo no se espera que supere 20% respecto a la actual, asociado principalmente al aumento en la producción de agua del campo y el mayor requerimiento de energía para inyección; Lo cual indica que el aumento en la demanda energética es bajo, mientras que la producción de gas presenta un incremento del 55% respecto a la actual, lo cual hace que con el tiempo se requiera un menor porcentaje de GNC, es decir, se tenga un mayor autoabastecimiento del gas necesario para la generación eléctrica.

6.1.3.2 Gas licuado de petróleo. Durante la ejecución de la prueba piloto con Gas Licuado de Petróleo, no se presentaron afectaciones a la continuidad de la operación por desabastecimiento de gas. No obstante, en caso de optar por la implementación de este combustible para la generación eléctrica del campo, resulta importante asegurar el abastecimiento de combustible para lo cual se debe contar con un proveedor con alta capacidad técnica y financiera que asegure el suministro del volumen que pueda requerirse. Adicionalmente, sería recomendable incluir cláusulas contractuales que penalicen el incumplimiento de los volúmenes que se llegasen a solicitar.

6.1.3.3 Fuel Oil N°4. El Fuel Oil N°4 requerido para la ejecución de la prueba piloto fue adquirido a un proveedor externo, registrado ante el SICOM (Sistema de Información de Comercialización de Combustibles). Durante la prueba no se presentaron problemas con el abastecimiento de dicho combustible y por ende no hubo afectación en la continuidad de la prueba.

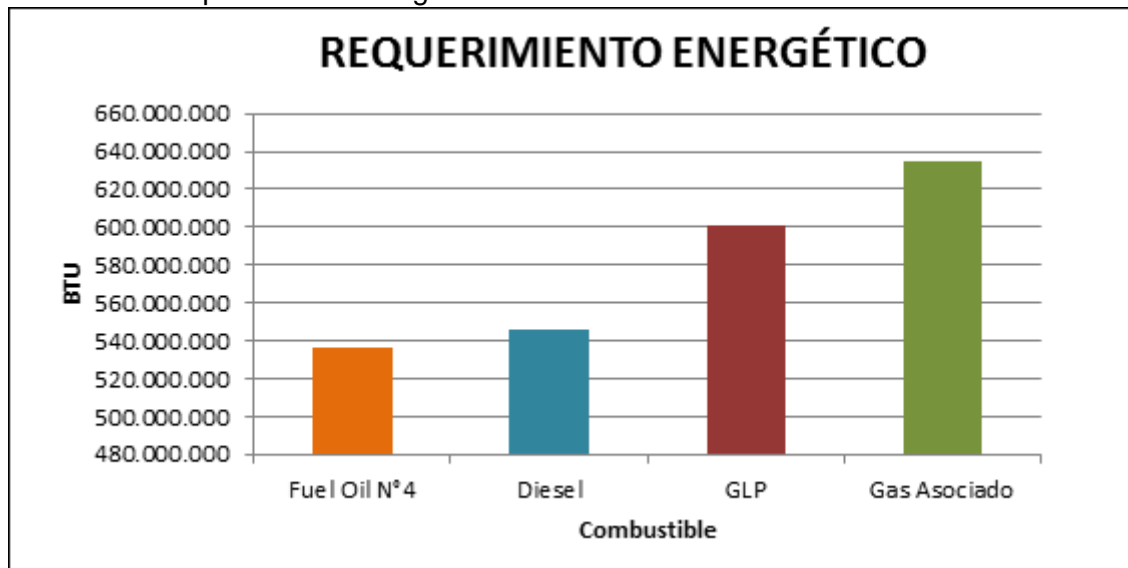
Al igual que en el caso del GLP y el diésel, de optar por implementar este combustible para la generación eléctrica del campo, es necesario asegurar el abastecimiento para lo cual el proveedor que se seleccione deberá contar con una alta capacidad técnica y financiera, ya que se dependerá de este para asegurar la continuidad de la operación, por ende es una alternativa que si bien operativamente no afectó la continuidad en la operación si se vuelve vulnerable si el combustible no llega a campo a tiempo.

6.1.4 Requerimiento energético. Con el fin de realizar una comparación por combustible se determina cuanta energía se requiere de cada uno para generar los 2,23 MW en Campo Tua, usando el poder calorífico de cada combustible y con el volumen de combustible necesario para generar en todo el campo, el cual se mencionó en el numeral 6.1.1. En el **Cuadro 20** y la **Gráfica 4** se muestran los resultados obtenidos del cálculo descrito.

Cuadro 20. Energía requerida por combustible.

Combustible	Poder Calorífico	Volumen	Energía (BTU)
Fuel Oil N°4	145.000 BTU/gal	3.697 gal	536'120.250
Diésel	138.000 BTU/gal	3.957 gal	546'066.000
GLP	84.950 BTU/gal	7.072 gal	600'802.821
Gas Asociado	1.030 BTU/scf	616.542 scf	635'038.096

Gráfica 4. Requerimiento energético.



A partir de la **Gráfica 4**, se puede evidenciar que para generar los 2,23 MW necesarios para la operación del Campo Tua se requiere más cantidad de gas asociado y menos Fuel Oil N°4, esto debido al poder calorífico de los combustibles.

6.1.5 Efectos ambientales. “Los combustibles fósiles durante su combustión generan gases que causan contaminación atmosférica, potenciando el calentamiento global y el efecto invernadero, como se mencionó en el tercer capítulo.

El gas natural es catalogado como un combustible limpio, ya que sus emisiones están constituidas principalmente por óxidos de nitrógeno¹⁰⁶, y si no se le agrega un odorizante, no genera emisiones de SO₂; adicionalmente no produce partículas sólidas, todo esto hace que no contribuya de forma significativa en el cambio climático. En comparación con el GLP, el gas natural genera menos emisiones de contaminantes, sin embargo, debido a su bajo poder calorífico, su eficiencia es menor, lo que hace que se utilice mayor cantidad de este para suplir la demanda de energía eléctrica.

Por otro lado, en la actualidad todo el gas producido en Campo Tua es enviado a la tea para ser quemado, lo cual hace no solo que las emisiones hacia la atmosfera sean bastante altas, sino que adicionalmente se deben pagar regalías por ello.

El GLP se caracteriza porque posee un valor calorífico comparativamente elevado, lo que significa que contiene más energía por Kg que la mayoría de los combustibles, “por lo cual con menor cantidad de este se puede obtener la misma energía que con mayor volumen de otros, adicionalmente su estructura molecular sencilla hace que resulte fácilmente combustible y le otorga un perfil de emisiones de contaminantes menor que el de otros combustibles fósiles”¹⁰⁷, no obstante, el GLP genera emisiones muy bajas de NO_x y de partículas.

“El fuel Oil N°4 posee una temperatura de combustión alta, y genera emisiones de NO_x y de material particulado principalmente”¹⁰⁸, adicionalmente su contenido de azufre es mayor que el del diésel, el gas natural y el GLP, “lo cual hace que durante su combustión se generen mayores emisiones de SO₂ al oxidarse el azufre¹⁰⁹”. El poder calorífico del fuel Oil, es mucho mayor al de las otras alternativas evaluadas, lo que hace que sea el combustible del cual se requiere menor cantidad para la generación eléctrica en el Campo Tua, sin embargo, debido a su composición, es el combustible que más emisiones de CO₂ genera como se puede ver en la **Gráfica 5**.

“Las emisiones de CO₂ (dióxido de carbono) se caracterizan por ser la principal causa del calentamiento global de la tierra, respecto a la contribución del hombre a este problema, representan más del 66%”¹¹⁰, “la mayor parte de las emisiones de

¹⁰⁶ GARCIA LOZADA, Héctor. Evaluación del riesgo por emisiones de partículas en fuentes estacionarias de combustión. Estudio de caso: Bogotá. Bogotá: Facultad de ingeniería Universidad Nacional, 2006. p. 7.

¹⁰⁷ ATLANTIC CONSULTING. El GLP y la calidad del aire local: Análisis científico. Suiza, 2009. p. 3.

¹⁰⁸ ALTERNATIVE PETROLEUM TECHNOLOGIES. Emulsiones de Fuel Oil. Disponible en: <http://www.altpetrol.com/es/2d-pd-foe.html>. Consultado en: 8 de Marzo de 2016.

¹⁰⁹ GALLEGO PICO, Alejandrina, *et al.* Contaminación atmosférica. Universidad Nacional de Educación a Distancia: Madrid, 2012. Unidad didáctica 2.

¹¹⁰ INGENIERO AMBIENTAL. Gas como combustible limpio. Disponible en: <http://www.ingenieroambiental.com/29/gascomb Limpio.pdf>. Consultado en: 8 de Marzo de 2016.

CO₂ se deben a la combustión de combustibles fósiles, pero no todo el CO₂ se va hacia la atmosfera, parte de este es absorbido por la tierra¹¹¹.

Con el fin de determinar las emisiones de CO₂ generadas por la combustión de cada uno de los combustibles utilizados se hace uso de la **Ecuación 23**.

Ecuación 23. Emisiones de CO₂.

$$Emisiones\ de\ CO_2 = Et * Factor\ de\ emisión\ CO_2$$

Fuente: MINISTERIO DE AGRICULTURA, ALIMENTACIÓN Y MEDIO AMBIENTE DE ESPAÑA. Guía para el cálculo de la huella de carbono y para la elaboración de un plan de mejora de una organización. Madrid: 2015. p.12. Modificado por los autores.

Dónde:

- *Emisiones de CO₂* = Emisiones de CO₂, Ton CO₂.
- *Pt* = Energía requerida en Campo Tua, MWh.
- *Factor de emisión CO₂* = Factor de emisión del CO₂, Ton CO₂/MWh.

En la **Tabla 18** se observa el factor de emisión de CO₂ de cada uno de los cuatro combustibles utilizado para el cálculo de emisiones por combustible utilizado para generar 2,23 MWh en Campo Tua.

Tabla 18. Factor de emisión CO₂.

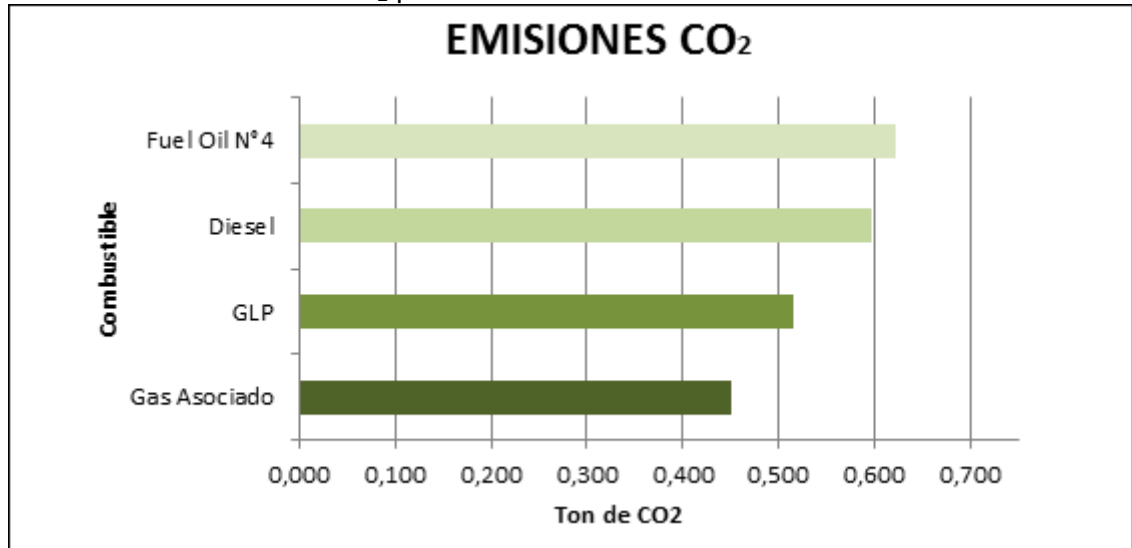
Combustible	Factor de emisión CO ₂ (Ton CO ₂ /MWh)
Gas asociado	0,202
GLP	0,231
Diésel	0,267
Fuel Oil N4	0,279

Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Informe de monitoreo de calidad de aire en el área de influencia del Bloque Llanos 34 locación Tua. 2015. p. 20.

En la **Gráfica 5** se muestran las emisiones de CO₂ determinadas para cada combustible según la cantidad de energía requerida en el Campo Tua.

¹¹¹ GIL GARCÍA, Gregorio. Energías Del Siglo XXI: De Las energías fósiles a las alternativas. Madrid: Antonio Madrid Vicente Mundi-Prensa, 2008. p. 554.

Gráfica 5. Emisiones de CO₂ por combustible.



6.1.6 Desgaste y mantenimiento de equipos. Luego de la realización de las pruebas se evidenció que los equipos que presentaron mayor desgaste fueron los que se usaron con el Fuel Oil N° 4, puesto que como se indicó en el capítulo 3, tiene una cantidad de ceniza y partículas contaminantes más elevada que los otros combustibles, las cuales se quedan retenidas en los filtros que se encuentran en los generadores causando un desgaste más rápido y pérdida de eficiencia de los mismos, lo anterior se infiere a partir de los datos de monitoreo diario donde se evidencia que el volumen de combustible requerido al final de la prueba aumentaron con respecto al que se requirió al inicio de la prueba para generar la misma energía.

Igualmente, la calidad del combustible influye en el tiempo en que se requiere realizar mantenimiento a los equipos de generación, para el caso de los combustibles mencionados en este trabajo de grado, el mantenimiento a los equipos que operaban con Fuel Oil N° 4 se realizaba, en promedio, cada 300 horas, mientras que para los equipos que operaban con GLP o gas asociado se realizaba cada 600 o 700 horas respectivamente, esto refleja que son combustibles más limpios como se mencionó en el numeral anterior.

7. ANÁLISIS FINANCIERO

En la actualidad la energía eléctrica requerida por el sistema de levantamiento artificial, bombeo electrosumergible, y las facilidades de producción del Campo Tua, es suministrada a partir de la generación con diésel, ya que debido a la ubicación del campo no es posible la conexión al Sistema Interconectado Nacional; lo cual hace que la continuidad de la operación se vea afectada al depender de un único proveedor, y que los costos de operación sean altos ya que, la generación con diésel representa el 30% de los costos de operación.

Debido a lo anterior se realizaron pruebas piloto en el campo del uso del gas asociado, GLP y Fuel Oil N°4, realizando los cambios necesarios en los equipos de generación y las facilidades, con el fin de determinar cuál sería la mejor alternativa para la generación eléctrica teniendo en cuenta cómo afectaron la continuidad de la operación, los impactos ambientales generados y el desgaste y mantenimiento requerido en los equipos por el uso de cada combustible.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos durante las pruebas, es necesario determinar la viabilidad financiera con cada una de las alternativas, puesto que la empresa GeoPark Colombia pretende determinar el valor de la implementación de cada alternativa y así contar con más parámetros que le permita tomar la mejor decisión tanto técnica como financieramente, es por eso que se debe realizar la evaluación financiera de dos escenarios, el escenario actual con generación eléctrica a partir de diésel y el escenario propuesto, dentro del cual se encuentran las tres alternativas propuestas para la generación eléctrica, Gas Asociado, GLP y Fuel Oil N°4.

Para la evaluación financiera se tiene en cuenta, como unidad monetaria de valor corriente el Peso Colombiano (COP), un tiempo de evaluación del proyecto de tres (3) años con periodos de evaluación mensuales, y una tasa de interés de oportunidad (TIO) del 10% efectivo anual. Teniendo en cuenta lo anterior, se realiza el análisis de costos de inversión (CAPEX) y el análisis de costos de operación (OPEX), todo ello para determinar la viabilidad financiera de cada una de las alternativas mediante el uso de la metodología del valor presente neto (VPN).

7.1 COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

“El capex hace referencia al dinero invertido para adquirir o mejorar los activos productivos (dentro de los que se tienen edificios, maquinaria y equipos) con el fin de aumentar la capacidad o eficiencia de una empresa”¹¹². A continuación, se encuentran los costos de inversión relacionados a cada uno de los escenarios a evaluar.

7.1.1 Escenario actual (Diésel). Como se mencionó anteriormente la generación de energía eléctrica en el Campo Tua actualmente se realiza a partir de diésel, por lo tanto, no es necesario realizar ninguna inversión para continuar usando este combustible durante dicho proceso.

7.1.2 Escenario propuesto. En este se tienen en cuenta las tres (3) alternativas propuestas.

7.1.2.1 Alternativa 1 (Gas asociado a la producción de petróleo). Los costos de inversión para realizar la generación eléctrica con gas asociado, corresponden a la adecuación de las facilidades de producción, obras mecánicas, las cuales consisten en la construcción de la línea de flujo de gas entre el Scrubber y el área de generación, la línea de flujo entre KOD y el Scrubber, la adición del Scrubber y su correspondiente automatización. También se tienen en cuenta obras civiles y el manejo de los residuos que se generen en las mismas.

En la **Tabla 19** se encuentran los costos de inversión para realizar la generación con gas asociado.

Tabla 19. Costos de inversión generación con gas asociado.

Periodo	Actividad	COP
0	Obras Mecánicas	48'855.596
0	Instrumentación	14'517.250
0	Obras Civiles	19'500.000
0	Manejo Residuos	2'000.000
	Total Inversiones	84'872.846

Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S.

7.1.2.2 Alternativa 2 (Gas Licuado de Petróleo (GLP)). Los costos de inversión para realizar la prueba de generación eléctrica con gas licuado de petróleo, corresponden a la construcción de la línea de flujo entre el tanque de almacenamiento y el sistema de generación, también se tienen en cuenta obras civiles, el manejo de residuos y costos de instrumentación. En la **Tabla 20** se encuentran los costos de inversión para generar con GLP.

¹¹² ENCICLOPEDIA FINANCIERA. Capex. Disponible en: <http://www.encyclopediainanciera.com/definicion-capex.html>. Consultado en: 20 de Abril de 2016.

Tabla 20. Costos de inversión generación con gas licuado de petróleo.

Periodo	Actividad	COP
0	Obras Mecánicas	29'414.746
0	Instrumentación	4'839.083
0	Obras Civiles	39'000.000
0	Manejo Residuos	2'000.000
Total Inversiones		75'253.829

Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S.

7.1.2.3 Alternativa 3 (Fuel Oil N° 4). Para realizar el proceso de generación de energía eléctrica con Fuel Oil N° 4 en el Campo Tua, no es necesario realizar ningún tipo de obra mecánica o civil y solo se debe invertir en el manejo de residuos los cuales corresponden a la limpieza de los tanques de almacenamiento de combustible, debido a que como se hace uso de los mismos de diésel, se deben eliminar los residuos que se tengan. La **Tabla 21** Presenta los costos de inversión para esta alternativa.

Tabla 21. Costos de inversión generación con fuel oil N°4.

Periodo	Actividad	COP
0	Manejo Residuos	3'000.000
Total Inversiones		3'000.000

Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S.

7.2 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos de operación hacen referencia a los desembolsos en que incurre una empresa con el fin de que se puedan realizar sus actividades.

En esta variable se consideran los costos asociados a la renta de equipos de generación y los costos de los diferentes combustibles necesarios para la generación de la energía eléctrica, adicionalmente, es importante tener en cuenta que para el caso del diésel, fuel oil N°4 y el GLP, debido al desaprovechamiento del gas producido en campo se deben pagar unas regalías como lo establece el artículo 52 de la Resolución 181495 del 2009; Para el cálculo de dichas regalías se tiene en cuenta la **Ecuación 24** establecida en la Resolución 165 del 6 de Marzo de 2015.

Ecuación 24. Regalías por gas quemado.

$$VRPC = VG * PR * TRM * \%Regalia * \%Participación$$

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Resolución 165. (6, marzo, 2015). Por la cual se establecen los procedimientos y plazos de liquidación, el precio base de liquidación de regalía generadas por la explotación de gas y el manejo de anticipo de liquidación de regalías y se dictan otras disposiciones. Bogotá D.C., 2015. p. 4.

Dónde:

- *VRPC* = Valor de las regalías de gas a pagar en dinero para el campo en el mes *m*, COP.
- *VG* = Cantidad de gas producido y medido en el campo durante el mes *m*, expresado en Kscf.
- *PR* = Valor unitario de las regalías del gas natural del campo, en el mes *m*, en dólares de Estados Unidos de América por KSCF (US/ Kscf) determinado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- *TRM* = Promedio de la tasa de cambio representativa entre el dólar y el peso colombiano.
- *%Regalia* = Porcentaje de regalías a aplicar en el mes *m*, de conformidad con lo establecido en el artículo 16 de la Ley 756 de 2002.
- *%Participación* = Porcentaje de participación del Productor-Comercializador y del operador de Campo Productor cuando éste también sea Productor-Comercializador en el contrato de explotación de hidrocarburos del campo para el mes *m*.

Para este caso el porcentaje de regalías a aplicar es de 6,4% considerando que según lo establecido en el artículo 16 de la 756 de 2002, las regalías a pagar por producción de hidrocarburos gaseosos en campos ubicados en tierra firme corresponden al 80% de las regalías equivalentes para la explotación de crudo (8% para el caso del contrato en el que se encuentra el campo Tua). Para efectos de la evaluación financiera, se considerará un porcentaje de participación del 100%, con el fin de estimar el valor total a pagar por concepto de quema de gas. Finalmente, “el valor unitario de regalías promedio de los últimos seis meses es de 4.6 USD/Kscf, cálculo realizado por la ANH, y la TRM utilizada corresponde al valor promedio para el año 2015”¹¹³, 2.743,39 COP/USD.

El pago de regalías para el primer periodo, en el caso de la generación eléctrica con diésel, GLP y Fuel Oil N°4, se realiza de la siguiente manera:

¹¹³ BANCO DE LA REPÚBLICA. Tasa de cambio representativa del mercado. Serie Histórica. Disponible en: <http://www.banrep.gov.co/es/trm>. Consultado en: 4 de Mayo de 2016.

$$VRPC = 25.054,05 \text{ Kscf} * 4.6 \frac{\text{USD}}{\text{Kscf}} * 2.743,39 \frac{\text{COP}}{\text{USD}} * 6,4\% * 100\%$$

$$VRPC = 20'235.004,1 \text{ COP}$$

7.2.1 Escenario actual. Los costos de operación contemplan el alquiler del sistema de generación que opere con diésel, el costo del combustible y el pago de regalías derivado de la quema de la totalidad del gas producido, debido a que como se mencionó en el capítulo 3 según normatividad se deben pagar regalías por dicho desaprovechamiento. Estos costos se encuentran relacionados en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Costo mensual de operación con diésel.

Ítem	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	COP
Alquiler Generador 1000 Kw Operando	Un	3	25'967.490	77'902.470
Diésel	Gal/mes	120.929	7.766	939'161.459
Regalías por gas quemado				20'235.004
Costo Total				1'037.298.933

Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S.

En el **Cuadro 40** se encuentran los costos de operación con diésel para los 36 meses de la evaluación financiera, el cambio, el cambio en el pago de regalías se debe a los pronósticos de producción del gas realizados por el área de yacimientos de Geopark Colombia, el alquiler de los generadores varía anualmente según el valor de la inflación estimada por GeoPark que corresponde al 8% para el año 2017, 6% para el año 2018 y 4% para el año 2019. El valor del combustible se determinó de acuerdo a la variación de precios proyectados del crudo WTI desde Junio de 2016. Se toma como periodo base para la proyección el costo mensual de operación de la **Tabla 22**.

Cuadro 40. Costos de operación con diésel durante periodo de evaluación.

Periodo	Item			Total Periodo COP
	Alquiler Generadores 1000 Kw	Diesel	Pago Regalías por gas quemado	
1	77.902.470	939.161.459	20.235.004	1.037.298.933
2	77.902.470	918.931.261	20.639.953	1.017.473.684
3	77.902.470	872.516.082	20.412.990	970.831.542
4	77.902.470	829.397.227	19.566.242	926.865.939
5	77.902.470	797.702.469	19.877.568	895.482.507
6	77.902.470	821.038.240	20.257.856	919.198.566
7	84.134.668	803.391.490	20.470.716	907.996.874
8	84.134.668	822.499.355	20.011.682	926.645.704
9	84.134.668	842.771.605	17.706.131	944.612.404
10	84.134.668	837.986.722	19.070.529	941.191.918
11	84.134.668	804.691.777	17.831.156	906.657.601
12	84.134.668	819.608.192	17.743.318	921.486.177
13	84.134.668	809.149.903	16.526.250	909.810.821
14	84.134.668	832.740.821	16.406.821	933.282.310
15	84.134.668	873.815.574	15.707.685	973.657.926
16	84.134.668	918.188.240	14.247.017	1.016.569.924
17	84.134.668	963.480.524	13.718.622	1.061.333.813
18	84.134.668	1.012.366.156	12.375.497	1.108.876.321
19	89.182.748	1.041.715.486	11.542.994	1.142.441.228
20	89.182.748	1.084.861.075	11.108.048	1.185.151.870
21	89.182.748	1.078.495.027	9.178.006	1.176.855.781
22	89.182.748	1.046.833.656	9.263.441	1.145.279.845
23	89.182.748	1.053.603.823	8.229.762	1.151.016.332
24	89.182.748	1.065.397.828	7.835.371	1.162.415.947
25	89.182.748	1.028.526.863	7.042.893	1.124.752.504
26	89.182.748	1.022.396.940	6.618.455	1.118.198.142
27	89.182.748	985.757.531	6.212.058	1.081.152.337
28	89.182.748	1.001.220.840	5.662.554	1.096.066.142
29	89.182.748	1.047.761.865	5.526.145	1.142.470.758
30	89.182.748	1.100.414.148	5.071.088	1.194.667.984
31	92.750.058	1.092.612.427	4.975.902	1.190.338.387
32	92.750.058	1.042.957.365	4.732.849	1.140.440.271
33	92.750.058	992.861.853	4.091.353	1.089.703.264
34	92.750.058	990.955.499	4.325.341	1.088.030.898
35	92.750.058	1.024.440.247	4.004.163	1.121.194.468
36	92.750.058	994.668.333	3.957.135	1.091.375.526

Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Modificado por los autores.

7.2.2 Escenario propuesto. A continuación, se muestran los costos de operación relacionados con cada una de las alternativas propuestas.

7.2.2.1 Alternativa 1 (Gas asociado a la producción de petróleo). Los costos de operación para el uso de este combustible se encuentran en la **Tabla 23**, entre los que se tiene el alquiler del sistema de generación a gas y back up funcionando con fuel oil N°4, dentro de estos se incluye el costo de alquiler de intercambiador de calor, necesario para remover los condensados del gas, la compra del GNC puesto que como se mencionó en el capítulo 6 el gas producido en campo Tua no es suficiente para cumplir con la demanda energética requerida en este campo, el transporte del GNC hasta el campo Tua, el alquiler de la RCU la cual disminuye la presión de salida del GNC para garantizar que llegue al sistema de generación a la presión de operación y finalmente el Fuel Oil N°4 necesario para asegurar el 100% de la confiabilidad en la operación. Es importante anotar, que, al utilizar el gas asociado a la producción para la generación eléctrica, se evita la quema del mismo lo que conlleva a no incumplir con el artículo 52 de la Resolución 181495 del 2009, que establece el pago de regalías por quema y desperdicio del gas.

Tabla 23. Costo mensual de operación con gas asociado.

Ítem	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	COP
Alquiler Sistema de Generación a Gas 500 Kw Operando	Un	6	7'950.000	227'700.000
Alquiler Generador Fuel Oil 500 Kw Stand By	Un	1	14'334.060	14'334.060
GNC	MBTU/Día	89,1	493.810	44'017.382
Transporte GNC	COP/MBTU	89,1	205.754	18'340.576
Renta RCU	Mes	1	12'600.000	12'600.000
Fuel Oil N°4	Gal/mes	3.217	6.685	21'508.426
Costo Total				338'500.444

Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S.

En el **Cuadro 42** se encuentran los costos de operación para la generación con gas asociado, durante el tiempo de la evaluación financiera, 36 meses. La variación en el tiempo de los costos del alquiler de los generadores, la renta de la RCU y el transporte del GNC se dan de acuerdo a la inflación estimada por GeoPark Colombia que corresponde al 8% para el 2017, 6% para el 2018 y 4% para el 2019; Por otra parte, el valor de los combustibles GNC y Fuel Oil N°4 se determinó de acuerdo a la variación de los precios proyectados del crudo WTI. Se toma como periodo base para la proyección el costo mensual de operación de la **Tabla 23**.

Cuadro 42. Costos de operación con gas asociado durante período de evaluación.

Periodo	Item					Total Periodo COP
	Alquiler Generadores 1000 Kw	GNC	Transporte	Renta RCU	Fuel Oil	
1	242.034.060	44.017.382	18.340.576	12.600.000	21.508.426	338.500.444
2	242.034.060	44.017.382	18.340.576	12.600.000	22.559.259	339.551.277
3	242.034.060	44.017.382	18.340.576	12.600.000	21.733.331	338.725.349
4	242.034.060	44.017.382	18.340.576	12.600.000	19.982.131	336.974.149
5	242.034.060	44.017.382	18.340.576	12.600.000	19.615.792	336.607.810
6	242.034.060	44.017.382	18.340.576	12.600.000	18.268.770	335.260.788
7	243.180.785	47.538.773	19.807.822	13.608.000	19.418.097	343.553.476
8	243.180.785	47.538.773	19.807.822	13.608.000	19.000.739	343.136.119
9	243.180.785	47.538.773	19.807.822	13.608.000	17.602.415	341.737.795
10	243.180.785	47.538.773	19.807.822	13.608.000	19.932.105	344.067.484
11	243.180.785	47.538.773	19.807.822	13.608.000	19.191.349	343.326.728
12	243.180.785	47.538.773	19.807.822	13.608.000	19.031.492	343.166.871
13	243.180.785	47.538.773	19.807.822	13.608.000	18.770.449	342.905.828
14	243.180.785	47.538.773	19.807.822	13.608.000	19.136.930	343.272.309
15	243.180.785	47.538.773	19.807.822	13.608.000	19.694.871	343.830.250
16	243.180.785	47.538.773	19.807.822	13.608.000	20.011.892	344.147.271
17	243.180.785	47.538.773	19.807.822	13.608.000	21.715.758	345.851.138
18	243.180.785	47.538.773	19.807.822	13.608.000	22.065.375	346.200.754
19	244.109.632	50.391.099	20.996.291	14.424.480	23.943.128	353.864.630
20	244.109.632	50.391.099	20.996.291	14.424.480	24.637.259	354.558.761
21	244.109.632	50.391.099	20.996.291	14.424.480	23.217.253	353.138.755
22	244.109.632	50.391.099	20.996.291	14.424.480	25.507.120	355.428.622
23	244.109.632	50.391.099	20.996.291	14.424.480	23.974.306	353.895.808
24	244.109.632	50.391.099	20.996.291	14.424.480	24.918.426	354.839.928
25	244.109.632	50.391.099	20.996.291	14.424.480	24.399.458	354.320.960
26	244.109.632	50.391.099	20.996.291	14.424.480	24.325.340	354.246.842
27	244.109.632	50.391.099	20.996.291	14.424.480	24.180.363	354.101.865
28	244.109.632	50.391.099	20.996.291	14.424.480	22.575.557	352.497.059
29	244.109.632	50.391.099	20.996.291	14.424.480	23.679.534	353.601.036
30	244.109.632	50.391.099	20.996.291	14.424.480	23.995.564	353.917.066
31	244.766.017	52.406.743	21.836.143	15.001.459	26.025.522	360.035.884
32	244.766.017	52.406.743	21.836.143	15.001.459	25.841.006	359.851.368
33	244.766.017	52.406.743	21.836.143	15.001.459	22.320.466	356.330.828
34	244.766.017	52.406.743	21.836.143	15.001.459	23.481.839	357.492.201
35	244.766.017	52.406.743	21.836.143	15.001.459	22.694.599	356.704.962
36	244.766.017	52.406.743	21.836.143	15.001.459	24.228.689	358.239.051

Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Modificado por los autores.

7.2.2.2 Alternativa 2 (Gas Licuado de Petróleo (GLP)). Los costos de operación para esta alternativa se encuentran en la **Tabla 24** y contemplan el alquiler del sistema de generación que opere con GLP, también se encuentra el costo del combustible, el almacenamiento del GLP, el pago de regalías por quemar el gas producido en el campo, el costo del fuel oil N°4 y el alquiler del generador que opera con fuel oil N°4 con el fin de asegurar el 100% de confiabilidad.

Tabla 24. Costo mensual de operación gas licuado de petróleo.

Ítem	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	COP
Alquiler Generador GLP 1000 Kw Operando	Un	3	95'494.790	286'484.370
Alquiler Generador fuel oil 1000 Kw Stand By	Un	1	14'334.060	14'334.060
GLP Consumido	Kg/día	462.510	1.103	510'148.530
Almacenamiento	Día	3	6'500.010	19'500.030
Regalías por gas quemado				20'235.004
Fuel Oil n°4	Gal/mes	5.103	6'685	34'116.814
Costo Total				884'818.808

Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S.

En el **Cuadro 44** se encuentran los costos de operación para la generación eléctrica con gas licuado de petróleo durante el tiempo de la evaluación financiera; El cambio en el pago de regalías se debe a los pronósticos de producción del gas, realizados por el área de yacimientos de GeoPark Colombia, para el alquiler de los generadores y el almacenamiento del GLP se tiene en cuenta la inflación estimada por GeoPark, que corresponde al 8% para el año 2017, 6% para el año 2018 y 4% para el año 2019. El valor de los combustibles GLP y Fuel Oil N°4 se determinó de acuerdo a la variación de los precios proyectados del crudo WTI. Se toma como periodo base para la proyección el costo mensual de operación de la **Tabla 24**.

Cuadro 44. Costos de operación con gas licuado de petróleo durante período de evaluación.

Periodo	Item					Total Periodo COP
	Alquiler Generadores 1000 Kw	GLP	Almacenamiento	Fuel Oil	Pago Regalías por gas quemado	
1	300.818.430,00	510.148.530,00	19.500.030,00	34.116.813,80	20.235.004,10	884.818.808
2	300.818.430,00	510.148.530,00	19.500.030,00	35.783.652,93	20.639.952,94	886.890.596
3	300.818.430,00	510.148.530,00	19.500.030,00	34.473.560,08	20.412.990,05	885.353.540
4	300.818.430,00	510.148.530,00	19.500.030,00	31.695.794,60	19.566.242,34	881.729.027
5	300.818.430,00	510.148.530,00	19.500.030,00	31.114.705,03	19.877.567,93	881.459.263
6	300.818.430,00	510.148.530,00	19.500.030,00	28.978.048,80	20.257.855,95	879.702.895
7	301.965.154,80	550.960.412,40	21.060.032,40	30.801.118,98	20.470.716,05	925.257.435
8	301.965.154,80	550.960.412,40	21.060.032,40	30.139.103,98	20.011.681,63	924.136.385
9	301.965.154,80	550.960.412,40	21.060.032,40	27.921.072,73	17.706.130,88	919.612.803
10	301.965.154,80	550.960.412,40	21.060.032,40	31.616.442,71	19.070.528,77	924.672.571
11	301.965.154,80	550.960.412,40	21.060.032,40	30.441.450,39	17.831.156,35	922.258.206
12	301.965.154,80	550.960.412,40	21.060.032,40	30.187.884,03	17.743.317,60	921.916.801
13	301.965.154,80	550.960.412,40	21.060.032,40	29.773.815,56	16.526.250,11	920.285.665
14	301.965.154,80	550.960.412,40	21.060.032,40	30.355.129,92	16.406.821,37	920.747.551
15	301.965.154,80	550.960.412,40	21.060.032,40	31.240.139,45	15.707.684,75	920.933.424
16	301.965.154,80	550.960.412,40	21.060.032,40	31.743.001,10	14.247.016,84	919.975.618
17	301.965.154,80	550.960.412,40	21.060.032,40	34.445.685,77	13.718.621,57	922.149.907
18	301.965.154,80	550.960.412,40	21.060.032,40	35.000.249,78	12.375.497,39	921.361.347
19	302.894.001,89	584.018.037,14	22.323.634,34	37.978.755,30	11.542.994,07	958.757.423
20	302.894.001,89	584.018.037,14	22.323.634,34	39.079.790,77	11.108.048,03	959.423.512
21	302.894.001,89	584.018.037,14	22.323.634,34	36.827.366,22	9.178.005,96	955.241.046
22	302.894.001,89	584.018.037,14	22.323.634,34	40.459.569,41	9.263.441,20	958.958.684
23	302.894.001,89	584.018.037,14	22.323.634,34	38.028.209,73	8.229.761,51	955.493.645
24	302.894.001,89	584.018.037,14	22.323.634,34	39.525.779,83	7.835.371,01	956.596.824
25	302.894.001,89	584.018.037,14	22.323.634,34	38.702.588,34	7.042.893,25	954.981.155
26	302.894.001,89	584.018.037,14	22.323.634,34	38.585.021,67	6.618.454,97	954.439.150
27	302.894.001,89	584.018.037,14	22.323.634,34	38.355.058,56	6.212.058,40	953.802.790
28	302.894.001,89	584.018.037,14	22.323.634,34	35.809.504,11	5.662.554,24	950.707.732
29	302.894.001,89	584.018.037,14	22.323.634,34	37.560.640,56	5.526.145,44	952.322.459
30	302.894.001,89	584.018.037,14	22.323.634,34	38.061.928,66	5.071.088,17	952.368.690
31	303.550.387,16	607.378.758,63	24.332.761,43	41.281.861,72	4.975.902,40	981.519.671
32	303.550.387,16	607.378.758,63	24.332.761,43	40.989.181,41	4.732.848,52	980.983.937
33	303.550.387,16	607.378.758,63	24.332.761,43	35.404.876,94	4.091.352,73	974.758.137
34	303.550.387,16	607.378.758,63	24.332.761,43	37.247.054,51	4.325.341,32	976.834.303
35	303.550.387,16	607.378.758,63	24.332.761,43	35.998.330,12	4.004.162,80	975.264.400
36	303.550.387,16	607.378.758,63	24.332.761,43	38.431.712,93	3.957.135,17	977.650.755

Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Modificado por los autores.

7.2.2.3 Alternativa 3 (Fuel Oil N° 4). Los costos de operación para esta alternativa de generación contemplan el alquiler de equipos para la generación, la compra del combustible y el pago de regalías por gas quemado. Estos costos se encuentran en la **Tabla 25**.

Tabla 25. Costo mensual de operación con fuel oil N°4.

Ítem	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	COP
Alquiler Generador 1.000 Kw Operando	Un	3	25'967,490	77'902.470
Alquiler Generador 1.000 Kw Stand By	Un	1	14'334.060	14'340.060
Regalías por gas quemado			22'127.737	20'235.004
Fuel Oil N°4	Gal/día	114.571	6.802	777'083.396
Costo Total				889'554.930

Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S.

En el **Cuadro 46** se encuentran los costos de operación del fuel oil N°4 a lo largo del periodo de evaluación. En este caso la variación en el costo del alquiler de los generadores se debe a la inflación estimada por GeoPark Colombia, la cual corresponde al 8% durante el año 2017, el 6% para el año 2018 y 4% para el año 2019; El costo del Fuel Oil N°4 se determinó de acuerdo a la variación de los precios proyectados del crudo WTI y el cambio en el pago de regalías se debe a los pronósticos de producción del gas estimados por el área de yacimientos de la empresa. Se toma como periodo base para la proyección el costo mensual de operación de la **Tabla 25**.

Cuadro 46. Costos de Operación con Fuel Oil N°4 durante período de evaluación.

Periodo	Item			Total Periodo MCOP
	Alquiler Generadores 1000 Kw	Fuel Oil N° 4	Pago Regalías por gas quemado	
1	92.236.530	777.083.306	20.235.004	889.554.840
2	92.236.530	750.724.974	20.639.953	863.601.457
3	92.236.530	713.583.718	20.412.990	826.233.238
4	92.236.530	677.148.339	19.566.242	788.951.111
5	92.236.530	652.108.651	19.877.568	764.222.749
6	92.236.530	668.603.253	20.257.856	781.097.639
7	93.383.255	655.987.490	20.470.716	769.841.461
8	93.383.255	671.781.215	20.011.682	785.176.151
9	93.383.255	684.993.023	17.706.131	796.082.409
10	93.383.255	684.273.068	19.070.529	796.726.852
11	93.383.255	656.755.418	17.831.156	767.969.829
12	93.383.255	668.738.357	17.743.318	779.864.929
13	93.383.255	659.794.008	16.526.250	769.703.513
14	93.383.255	678.824.717	16.406.821	788.614.793
15	93.383.255	712.290.041	15.707.685	821.380.980
16	93.383.255	747.239.988	14.247.017	854.870.260
17	93.383.255	785.380.278	13.718.622	892.482.154
18	93.383.255	823.884.861	12.375.497	929.643.613
19	94.312.102	849.178.791	11.542.994	955.033.887
20	94.312.102	885.583.813	11.108.048	991.003.963
21	94.312.102	877.372.545	9.178.006	980.862.653
22	94.312.102	855.502.001	9.263.441	959.077.545
23	94.312.102	858.594.390	8.229.762	961.136.254
24	94.312.102	869.488.549	7.835.371	971.636.022
25	94.312.102	839.291.990	7.042.893	940.646.985
26	94.312.102	834.371.023	6.618.455	935.301.580
27	94.312.102	805.772.556	6.212.058	906.296.716
28	94.968.487	815.671.549	5.662.554	916.302.591
29	94.968.487	854.155.157	5.526.145	954.649.790
30	94.968.487	895.552.809	5.071.088	995.592.385
31	94.968.487	891.707.056	4.975.902	991.651.446
32	94.968.487	853.830.039	4.732.849	953.531.375
33	94.968.487	808.785.875	4.091.353	907.845.715
34	94.968.487	809.081.486	4.325.341	908.375.315
35	94.968.487	834.127.561	4.004.163	933.100.211
36	94.968.487	812.862.638	3.957.135	911.788.260

Fuente: GEOPARK COLOMBIA S.A.S. Modificado por los autores.

7.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

Los criterios de una evaluación financiera son los parámetros con los cuales se determina el momento en que se recuperara cierta inversión o la viabilidad financiera de ejecutar cierto proyecto. Para esto se utilizan indicadores financieros para evaluar una inversión en un tiempo determinado y así conocer la viabilidad financiera del proyecto. En este caso determinar cuál de las cuatro opciones de combustible planteadas para la generación eléctrica (considerando el diésel) es la mejor desde el punto de vista financiero.

7.3.1 Valor Presente Neto (VPN). “Es el valor presente de los ingresos actuales y futuros menos el valor de los costos actuales y futuros. El mejor proyecto es aquel cuyo valor presente neto sea más alto”¹¹⁴. Se determina mediante la **Ecuación 25**.

Ecuación 25. Valor Presente Neto.

$$VPN(i) = \sum F_n(1+i)^{-n} = F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + \dots + F_n(1+i)^{-n}$$

Fuente: BACCA, Guillermo. Ingeniería económica. 8 ed. Bogotá D.C.: Fondo educativo Panamericano, 2005. p. 197.

Dónde:

- VPN = Valor presente neto, MCOP.
- F = Flujo neto de caja, MCOP.
- i = tasa de oportunidad, %.
- n = Períodos.

Al utilizar la metodología del valor presente neto su resultado se interpreta como a pesos colombianos de hoy, COP, cuánto vale la implementación cada alternativa.

Para los cálculos se debe tener en cuenta que se tiene una TIO de 10% anual y los periodos de evaluación son mensuales, por lo anterior se debe obtener la tasa efectiva mensual equivalente, para ello se hace uso de la **Ecuación 26**.

Ecuación 26. Conversión entre tasas.

$$(1+i)^n = (1+j)^m$$

Fuente: BACCA, Guillermo. Ingeniería económica. 8 ed. Bogotá D.C.: Fondo educativo Panamericano, 2005. p. 24.

¹¹⁴ KRUGMAN, Paul y WELLS, Robin. Introducción a la economía: Microeconomía. Barcelona: Reverté, 2007. p. 176.

Dónde:

- i = tasa inicial o conocida.
- j = tasa que se desea calcular.
- m = periodos de la tasa inicial.
- n = periodos de la nueva tasa.

Reemplazando los datos se tiene:

$$(1 + 10\%)^1 = (1 + j)^{12}$$

$$j = 0,8\% \text{ Efectivo Mensual.}$$

7.3.2 Flujo de caja. Se define como la representación gráfica de un proyecto donde se indican los periodos en los cuales se requiere dinero y los periodos donde se generan ingresos teniendo en cuenta los costos de inversión y operación para la implementación de cada uno de los combustibles se realizan los respectivos flujos de caja.

En las **Figuras 34, 35, 36 y 37** se muestran los flujos de caja respectivos de cada uno de los combustibles evaluados.

7.3.2.1 Escenario actual (Diésel). En la **Figura 34** se muestra el diagrama de flujo de caja para la generación eléctrica en Campo Tua a partir del uso de diésel, al ser la situación actual, la inversión inicial es de 0 MCOP debido a que ya se cuenta con la infraestructura y los generadores necesarios.

Figura 34. Flujo de caja diésel.

Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	MCOF Meses	Total
Costos	1037	1017	971	927	895	919	908	927	945	941	907	921	910	933	974	1017	1061	1109	1142	1185	1177	1145	1151	1162	1125	1118	1081	1096	1142	1195	1190	1140	1090	1088	1121	1091	37761	

A continuación, se muestra el cálculo del VPN teniendo en cuenta los costos referentes a la situación actual.

$$\begin{aligned}
 VPN(0,008) = & 1.037.298.933 (1 + 0,008)^{-1} + 1.017.473.684 (1 + 0,008)^{-2} + 970.831.542 (1 + 0,008)^{-3} + \\
 & 926.865.939(1 + 0,008)^{-4} + 895.482.507 (1 + 0,008)^{-5} + 919.198.566(1 + 0,008)^{-6} + 907.996.874 (1 + 0,008)^{-7} + \\
 & 926.645.704(1 + 0,008)^{-8} + 944.612.404(1 + 0,008)^{-9} + 941.191.918 (1 + 0,008)^{-10} + 906.657.601(1 + 0,008)^{-11} + \\
 & 921.486.177 (1 + 0,008)^{-12} + 909.810.821 (1 + 0,008)^{-13} + 933.282.310 (1 + 0,008)^{-14} + 973.657.926 (1 + \\
 & 0,008)^{-15} + 1.016.569.924 (1 + 0,008)^{-16} + 1.061.333.813 (1 + 0,008)^{-17} + 1.108.876.321 (1 + 0,008)^{-18} + \\
 & 1.142.441.228 (1 + 0,008)^{-19} + 1.185.151.870 (1 + 0,008)^{-20} + 1.176.855.781 (1 + 0,008)^{-21} + 1.145.279.845 (1 + \\
 & 0,008)^{-22} + 1.151.016.332 (1 + 0,008)^{-23} + 1.162.415.947 (1 + 0,008)^{-24} + 1.124.752.504 (1 + 0,008)^{-25} + \\
 & 1.118.198.142 (1 + 0,008)^{-26} + 1.081.152.337 (1 + 0,008)^{-27} + 1.096.066.142 (1 + 0,008)^{-28} + 1.142.470.758 (1 + \\
 & 0,008)^{-29} + 1.194.667.984 (1 + 0,008)^{-30} + 1.190.338.387(1 + 0,008)^{-31} + 1.140.440.271 (1 + 0,008)^{-32} + \\
 & 1.089.703.264 (1 + 0,008)^{-33} + 1.088.030.898 (1 + 0,008)^{-34} + 1.121.194.468 (1 + 0,008)^{-35} + 1.091.375.526 (1 + \\
 & 0,008)^{-36}
 \end{aligned}$$

$VPN(0,008) = 32'501.876.642 COP$

7.3.2.2 Escenarios propuestos. A continuación se presentan los flujos de caja y el cálculo del VPN para cada una de las alternativas propuestas.

- **Alternativa 1 (Gas asociado a la producción de petróleo).** En la **Figura 35** se muestra el diagrama de flujo de caja para esta alternativa.

Figura 35. Flujo de caja gas asociado.

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	MCOPI	Total
Inversiones	85																																						85
Costos		339	340	339	337	337	335	344	343	342	344	343	343	343	343	344	344	346	346	354	355	353	355	354	355	354	354	354	352	354	354	360	360	356	357	357	358		12548
Total Egresos	85	339	340	339	337	337	335	344	343	342	344	343	343	343	343	344	344	346	346	354	355	353	355	354	355	354	354	354	352	354	354	360	360	356	357	357	358		12633

En seguida se presenta el cálculo del VPN teniendo en cuenta los costos referentes a la implementación del gas asociado.

$$\begin{aligned}
 VPN(0,008) = & 84.872.846 + 338.500.444(1 + 0,008)^{-1} + 339.551.277 (1 + 0,008)^{-2} + 338.725.349 (1 + 0,008)^{-3} \\
 & + 336.974.149(1 + 0,008)^{-4} + 336.607.810 (1 + 0,008)^{-5} + 335.260.788(1 + 0,008)^{-6} \\
 & + 343.553.476 (1 + 0,008)^{-7} + 343.136.119(1 + 0,008)^{-8} + 341.737.795(1 + 0,008)^{-9} \\
 & + 344.067.484 (1 + 0,008)^{-10} + 343.326.728(1 + 0,008)^{-11} + 343.166.871 (1 + 0,008)^{-12} \\
 & + 342.905.828 (1 + 0,008)^{-13} + 343.272.309 (1 + 0,008)^{-14} + 343.830.250 (1 + 0,008)^{-15} \\
 & + 344.147.271 (1 + 0,008)^{-16} + 345.851.138 (1 + 0,008)^{-17} + 346.200.754 (1 + 0,008)^{-18} \\
 & + 353.864.630 (1 + 0,008)^{-19} + 354.558.761 (1 + 0,008)^{-20} + 353.138.755 (1 + 0,008)^{-21} \\
 & + 355.428.622 (1 + 0,008)^{-22} + 353.895.808 (1 + 0,008)^{-23} + 354.839.928 (1 + 0,008)^{-24} \\
 & + 354.320.960 (1 + 0,008)^{-25} + 354.246.842 (1 + 0,008)^{-26} + 354.101.865 (1 + 0,008)^{-27} \\
 & + 352497.059 (1 + 0,008)^{-28} + 353.601.036 (1 + 0,008)^{-29} + 353.917.066 (1 + 0,008)^{-30} \\
 & + 360.035.884 (1 + 0,008)^{-31} + 359.851.368 (1 + 0,008)^{-32} + 356.330.828 (1 + 0,008)^{-33} \\
 & + 357.492.201 (1 + 0,008)^{-34} + 356.704.962 (1 + 0,008)^{-35} + 358.239.051 (1 + 0,008)^{-36} \\
 & \mathbf{VPN(0,008) = 10'932.185.728 COP}
 \end{aligned}$$

- **Alternativa 2 (Gas Licuado de Petróleo (GLP)).** En la **Figura 36** se muestra el diagrama de flujo de caja para esta alternativa.

Figura 36. Flujo de caja gas licuado de petróleo.

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	Total	
Inversiones	75																																						75
Costos		885	887	885	882	881	880	925	924	920	925	922	922	920	921	921	920	922	921	959	959	955	959	955	957	955	954	954	951	952	952	982	981	975	977	975	978	33693	
Total Egresos	75	885	887	885	882	881	880	925	924	920	925	922	922	920	921	921	920	922	921	959	959	955	959	955	957	955	954	954	951	952	952	982	981	975	977	975	978	33769	

A continuación se presenta el cálculo del VPN teniendo en cuenta los costos relacionados a la implementación del GLP.

$$\begin{aligned}
 VPN(0,008) = & 75.253.829 + 884.818.808 (1 + 0,008)^{-1} + 886.890.596 (1 + 0,008)^{-2} + 885.353.540 (1 + 0,008)^{-3} \\
 & + 881.729.027(1 + 0,008)^{-4} + 881.459.263 (1 + 0,008)^{-5} + 879.702.895(1 + 0,008)^{-6} \\
 & + 925.257.435 (1 + 0,008)^{-7} + 924.136.385(1 + 0,008)^{-8} + 919,612,803(1 + 0,008)^{-9} \\
 & + 924.672.571 (1 + 0,008)^{-10} + 922.258.206(1 + 0,008)^{-11} + 921.916.801 (1 + 0,008)^{-12} \\
 & + 920.285.665 (1 + 0,008)^{-13} + 920.747.551 (1 + 0,008)^{-14} + 920.933.424 (1 + 0,008)^{-15} \\
 & + 919.975.618 (1 + 0,008)^{-16} + 922.149.907 (1 + 0,008)^{-17} + 921.361.347 (1 + 0,008)^{-18} \\
 & + 958.757.423 (1 + 0,008)^{-19} + 959.423.512 (1 + 0,008)^{-20} + 955.241.046 (1 + 0,008)^{-21} \\
 & + 958.958.684 (1 + 0,008)^{-22} + 955.493.645 (1 + 0,008)^{-23} + 956.596.824 (1 + 0,008)^{-24} \\
 & + 954.981.155 (1 + 0,008)^{-25} + 954.439.150 (1 + 0,008)^{-26} + 953,802.790 (1 + 0,008)^{-27} \\
 & + 950.707.732 (1 + 0,008)^{-28} + 952.322.459 (1 + 0,008)^{-29} + 952.368.690 (1 + 0,008)^{-30} \\
 & + 981.519.671(1 + 0,008)^{-31} + 980.983.937 (1 + 0,008)^{-32} + 974.758.137 (1 + 0,008)^{-33} \\
 & + 976.834.303 (1 + 0,008)^{-34} + 975.264.400 (1 + 0,008)^{-35} + 977.650.755 (1 + 0,008)^{-36} \\
 & \mathbf{VPN(0,008) = 29'176.062.496 COP}
 \end{aligned}$$

➤ **Alternativa 3 (Fuel Oil N°4).** En la **Figura 37** se muestra el diagrama de flujo de caja para esta alternativa.

Figura 37. Flujo de caja fuel oil N°4.

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	MCOP	Total
Inversiones	3																																						3
Costos		890	864	826	789	764	781	770	785	796	797	768	780	770	789	821	855	892	930	955	991	981	959	961	972	941	935	906	916	955	996	992	954	908	908	933	912		31740
Total Egreso	3	890	864	826	789	764	781	770	785	796	797	768	780	770	789	821	855	892	930	955	991	981	959	961	972	941	935	906	916	955	996	992	954	908	908	933	912		31743

A continuación se presenta el cálculo del VPN teniendo en cuenta los costos referentes a la implementación del Fuel Oil N°4.

$$\begin{aligned}
 VPN(0,008) = & 3.000.000 + 889.554.840 (1 + 0,008)^{-1} + 863.601.457 (1 + 0,008)^{-2} + 826.233.238 (1 + 0,008)^{-3} \\
 & + 788.951.111(1 + 0,008)^{-4} + 764.222.749 (1 + 0,008)^{-5} + 781.097.639(1 + 0,008)^{-6} \\
 & + 769.841.461 (1 + 0,008)^{-7} + 785.176.151(1 + 0,008)^{-8} + 796.082.409(1 + 0,008)^{-9} \\
 & + 796.726.852 (1 + 0,008)^{-10} + 767.969.829(1 + 0,008)^{-11} + 779.864.929 (1 + 0,008)^{-12} \\
 & + 769.703.513 (1 + 0,008)^{-13} + 788.614.793 (1 + 0,008)^{-14} + 821.380.980 (1 + 0,008)^{-15} \\
 & + 854.870.260 (1 + 0,008)^{-16} + 892.482.154 (1 + 0,008)^{-17} + 929.643.613 (1 + 0,008)^{-18} \\
 & + 955.033.887 (1 + 0,008)^{-19} + 991.003.963 (1 + 0,008)^{-20} + 980.862.653 (1 + 0,008)^{-21} \\
 & + 959.077.545 (1 + 0,008)^{-22} + 961.136.254 (1 + 0,008)^{-23} + 971.636.022 (1 + 0,008)^{-24} \\
 & + 940.646.985 (1 + 0,008)^{-25} + 935.301.580 (1 + 0,008)^{-26} + 906.296.716 (1 + 0,008)^{-27} \\
 & + 916.302.591 (1 + 0,008)^{-28} + 954.649.790 (1 + 0,008)^{-29} + 995.592.385 (1 + 0,008)^{-30} \\
 & + 991.651.446(1 + 0,008)^{-31} + 953.531.375 (1 + 0,008)^{-32} + 907.845.715 (1 + 0,008)^{-33} \\
 & + 908.375.315 (1 + 0,008)^{-34} + 933.100.211 (1 + 0,008)^{-35} + 911.788.260 (1 + 0,008)^{-36} \\
 & \mathbf{VPN(0,008) = 27'339.082.857 COP}
 \end{aligned}$$

En la **Tabla 26** se encuentra el resumen del valor presente neto obtenido con cada una de las alternativas.

Tabla 26. Resumen VPN.

Escenario		VPN (COP)
Escenario 1: Diésel		32'501.876.642
Escenario 2	Gas Asociado	10'932.185.728
	GLP	29'176.062.496
	Fuel Oil N°4	27'339.082.857

7.4 CONCLUSIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero la mejor alternativa para la compañía GeoPark Colombia en la generación eléctrica de las facilidades de producción y los equipos de levantamiento artificial del Campo Tua es la implementación del gas asociado a la producción de petróleo, esto debido a que en pesos colombianos de hoy es la alternativa que menos costos requiere.

Comparando la situación actual con la generación a partir de gas asociado, se obtiene un ahorro de 21'569.690.914 COP, lo que significa una reducción del 66,36% en los costos asociados a la generación eléctrica en los siguientes tres años. Esto debido a que se disminuiría el costo en la compra de combustibles puesto que se tendría un autoabastecimiento con el gas y también se evitaría el pago de regalías porque no se desaprovecharía el gas producido en el campo.

Si se compara la implementación del GLP con la implementación del gas asociado para la generación eléctrica del Campo Tua, se obtiene un costo de 18'243.876.769 COP adicionales, lo que equivale a 166,88% de más, debido al costo del GLP y al pago de regalías por el gas quemado.

Al realizar la comparación del costo de la generación eléctrica para el Campo Tua, entre el Fuel Oil N°4 y el gas asociado se obtiene un ahorro de 16'406.897.129 COP si se implementa el gas asociado a la producción de petróleo, lo que equivale al 60,01% de ahorro, puesto que se disminuye los costos relacionados a la compra de combustible debido a que se aprovecharía el gas producido en el campo, por esta misma razón se prescinde del pago de regalías por gas quemado.

8. CONCLUSIONES

- En la prueba con gas asociado, se pudo determinar que el volumen de gas necesario para generar la energía eléctrica en todo el Campo Tua es de 617 Kscfd, de donde se concluye que el gas asociado producido actualmente por los pozos del campo Tua (558Kscfd) sería suficiente para generar el 86% (1,92 MW) de la demanda energética del campo, considerando un aprovechamiento del 95% del gas asociado.
- Teniendo en cuenta que el volumen de gas asociado producido no es suficiente para suplir el 100% de la demanda energética, se debe recurrir a comprar GNC. Aun con esto, el gas asociado se considera la mejor alternativa para la generación eléctrica tanto técnica como financieramente, ya que se logró un índice de confiabilidad superior al 97%, mínimo establecido por Geopark Colombia, el desgaste en los equipos de generación fue menor, presenta los menores costos de operación respecto a los combustibles evaluados y adicionalmente se produce la mayoría del volumen en el campo, con lo cual se reduce el riesgo de desabastecimiento.
- Debido a los poderes caloríficos de los combustibles evaluados, se determina que para generar los 2,23 MW diarios se requieren, 536'120.250 BTU de Fuel Oil N°4, 546'066.000 BTU de diésel, 600'802.821 BTU de gas licuado de petróleo y 635'038.096 BTU de gas asociado, es decir, el combustible con poder calorífico más bajo, gas asociado, es el combustible del cual se requiere una mayor cantidad de energía, y por ende mayor volumen
- En el análisis ambiental se pudo evidenciar que el gas asociado es el combustible que genera menores emisiones dióxido de carbono, alrededor de 0,451 ton de CO₂ por día, por lo cual se presenta una mejora en la calidad de aire de la zona, mientras que el Fuel Oil N° 4 es el combustible que más emisiones de dióxido de carbono genera debido a su composición. Aunque durante el uso de este combustible la operación no se vio afectada, el factor ambiental debería considerarse si se decide implementar esta alternativa.
- Operativamente durante las pruebas de generación con GLP se presentaron salidas de línea de los equipos asociados a las operaciones de cambio de alineación de las cisternas, actividad necesaria cada vez que el nivel del combustible en la cisterna bajó a un 12%, es decir a 1.200 galones. Debido a esto, el índice de confiabilidad para el GLP fue de 95,8%, valor inferior al mínimo establecido por Geopark Colombia, del 97%.
- Con respecto a la confiabilidad en el abastecimiento de combustible durante las pruebas, no se tuvo ningún inconveniente en la continuidad de la operación puesto que el volumen de combustible solicitado fue suministrado

oportunamente. Sin embargo, si se decide implementar la generación con GLP, Fuel Oil N°4 o continuar con diésel es necesario asegurar el abastecimiento, para esto, se deberá seleccionar un proveedor con una alta capacidad técnica y financiera, ya que se dependerá de este para asegurar la continuidad de la operación, por ende, son alternativas que, si bien operativamente no presentaron mayores inconvenientes, la continuidad de la operación se vuelve vulnerable si el combustible no llega a campo a tiempo.

- Teniendo en cuenta la confiabilidad obtenida durante las pruebas con cada combustible, es necesario mencionar que, de presentarse salidas de línea, el yacimiento, los pozos, los equipos en fondo y en superficie podrían verse afectados puesto que para encenderlos nuevamente se requiere gran cantidad de energía, la cual, de no ser suministrada en forma gradual, ocasionaría cambios en las propiedades del yacimiento los cuales se verían reflejados en la producción de fluidos. Igualmente, se podría dañar el sistema eléctrico de los equipos relacionados con el sistema de levantamiento artificial de cada pozo tanto en fondo como en superficie.
- El gas asociado producido al ser un gas rico, produce condensados en la línea que conecta el Scrubber con el generador, afectando momentáneamente la continuidad en la operación, por lo cual se debe adicionar un intercambiador de calor que facilite la remoción de los componentes pesados para mejorar la calidad del gas.
- La generación actual en el Campo Tua a partir de diésel es la alternativa más costosa para la empresa y adicionalmente la dependencia del proveedor de este combustible afecta la continuidad de las operaciones.
- El aprovechamiento del gas asociado en la generación eléctrica, no solo traerá a la compañía beneficios en la operación sino también beneficios financieros, puesto que los costos asociados a generar con este combustible son 66,36% más bajos que el costo actual con generación diésel, es decir, 21'569.690.914 COP. Adicionalmente, no se generarán pagos de regalías por quema de gas, que ascienden a 425'620.642 COP durante el periodo de la evaluación financiera.
- Si se implementa el gas asociado a la producción de petróleo para generación de energía eléctrica del sistema de levantamiento artificial y las facilidades de producción se disminuirían un 19,2% el costo de levantamiento de petróleo en el Campo Tua con respecto al actual.

9. RECOMENDACIONES

- Implementar el Gas Asociado a la producción de petróleo como fuente de generación eléctrica teniendo en cuenta los resultados técnicos y financieros obtenidos en las pruebas y considerando que al aprovechar el gas producido en el campo se evita el pago de regalías.
- Instalar un intercambiador de calor con el fin de facilitar la remoción de los componentes pesados del gas, y evitar la formación de condensados en la línea, de implementarse la generación a partir de gas asociado.
- Considerar la perforación de un pozo en la parte superior de la estructura, con el objetivo de incrementar la producción de gas asociado y así garantizar el autoabastecimiento de combustible un 100%.
- Encender las bombas electrosumergibles de los pozos a la frecuencia mínima (30 – 40 Hz) con la cual se evidencia aporte de fluido y realizar incrementos graduales a la misma con el objetivo de no afectar el yacimiento, el pozo, los equipos en fondo y en superficie, luego de realizar los cambios necesarios para generar con gas asociado o cuando se presente salida de línea de los pozos.
- Optar por generar con Fuel Oil N°4 de presentarse algún tipo de inconveniente para generar con gas asociado, teniendo en cuenta que se obtuvo un buen índice de confiabilidad (mayor a 97%) y que representa una reducción en el 16% en los costos de acuerdo con la evaluación financiera respecto a la situación actual, generación con diésel.
- Realizar un estudio de viabilidad técnico financiera para evaluar el uso de gas asociado para alimentar los equipos de generación de vapor y poder aprovechar el gas producido, en caso que la compañía opte por generación a partir de Fuel Oil N° 4, evitando así el consumo de crudo que asciende a 20 bls diarios y un ahorro adicional por el no pago de regalías por quema de gas.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins: nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Bogotá D.C.: 2007. 92 p. ISBN 978-958-98237-0-5.

AGUIRRE, Eduardo. El Petróleo: Una Visión Sencilla De Nuestra Industria Petrolera. Argentina: El Cid Editor - Ingeniería, 2007. 49 p.

ALBERCA RIVERA, Diana. Recursos Energéticos Del Perú: Proyecto CAMISEA. Argentina: El Cid Editor - Ciencias Económicas y Administrativas, 2007. 31 p.

ÁLVAREZ PULIDO, Manuel. Transformadores cálculo fácil de Transformadores y Autotransformadores, monofásicos y trifásicos de baja tensión. Barcelona: Marcombo, 2009. 236 p. ISBN 978-84-267-1551-7.

ASOCIACION ESPAÑOLA DE OPERADORES DE GASES LICUADOS DEL PETROLEO. Datos de interes del glp. [Citado el 9 de Septiembre de 2015]. [En línea: <<http://www.aoglp.com/>>]

ASTM International. ASTM D-975. Standard specification for diesel fuel oils. Mayo, 2008.

BACCA, Guillermo. Ingeniería económica. 8 ed. Bogotá D.C.: Fondo educativo Panamericano, 2005. 398 p.

BANDYOPADHYAY, M. N. Electrical Power Systems: Theory and Practice. India: Prentice Hall, 2006. 576 p. ISBN 9788120327832.

BÁNZER, Carlos. Correlaciones numéricas P.V.T. Maracaibo: Universidad del Zulia, Instituto de investigaciones petroleras, 1996. 140 p.

BARTOK, John. Approximate heating value of common fuels. Connecticut: University of Connecticut, 2004. 1 p.

BOSCH, Robert. Manual de la técnica del automóvil. Traducido por STAR Deutschland GmbH. 4 ed. Alemania: Robert Bosch, 2005. 1233 p. ISBN 978-3-934584-82-2.

CASAS, José M, *et al.* Educación medio ambiental. España: Editorial Club Universitario, 2007. 171 p. ISBN 9788484546221.

CIRIA, Ignacio. Propiedades y características de combustibles diésel y biodiesel. En: Virtual PRO. Wearcheck Ibérica [ca], 2007. 20 p.

COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Resolución 909. (5, Junio, 2008). Por la cual se establecen las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones. Bogotá D.C., 2008. 36 p.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍAS. Resolución 181495. (2, septiembre, 2009). Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos. Bogotá D.C., 2009. 22 p.

CONSEJERÍA DE EDUCACIÓN Y CULTURA. La energía. [Citado 1 de Julio de 2015]. [En línea: <<http://v2.educarex.es/web/fsanchezm02/la-energia>.>]

COOPER, M.A, *et al.* Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. En: AAPG BULLETIN. vol. 79, no. 10, 1995. 1.442 p.

CRANE. Flujo De Fluidos: En Válvulas, Accesorios y Tuberías. México: McGraw-Hill Interamericana, 2011. 21 p.

DEVOLD, Harvard. Oil and gas production handbook. An introduction to oil and gas production. 3 ed. Oslo: ABB Oil and Gas, 2013. 162 p.

ELLENBERGER, Phillip. Piping and pipeline calculations manual. 2 ed. USA: Elsevier, 2014. 398 p.

ENDESA EDUCA. Centrales Nucleares. [Citado el 26 de Junio de 2015]. [En línea: <http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/x.-las-centrales-nucleares.>]

ENERGY MANAGER TRAINING. Natural gas and the environment. [Citado el 26 de Junio de 2015]. [En línea: <<http://www.revistavirtualpro.com.ez.uamerica.edu.co/descarga/gas-natural-y-medio-ambiente>.>]. 2010. 5 p.

ENERGY PIA GROUP SA. Ficha de Datos de Seguridad Fuel Oil. [Citado el 03 de Mayo de 2015]. [En línea: <http://www.energypiagroup.com/pdf/ficha_tecnica_fuel_fuel_oil.pdf.>]

ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. Curso de transformadores y motores de inducción. 4 ed. México: Limusa, 2005. 575 p. ISBN 968-18-5993-6.

- - - - - . El Libro practico de los Generadores, Transformadores y Motores eléctricos. México: Limusa/Grupo Noriega Editores, 2004. 252 p. ISBN 9789681860530.

- - - - - . Tecnologías de generación de energía eléctrica. México: Limusa, 2009. 386 p. ISBN 9786070501357.

ESCOLÁSTICO LEÓN, Consuelo. Medio Ambiente y Espacios Verdes. Madrid: Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2013. 392 p.

ESCUADERO, Secundino *et al.*, Motores. Macmillan Iberia, S.A. 2011. 409 p.

ESPAÑA. MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO. Información sobre el gas natural. Madrid. [Citado el 01 de Mayo de 2015]. Disponible en internet: <http://www.minetur.gob.es/energia/gas/Gas/Paginas/gasnatural.aspx>.

ETCHART, H. Consideraciones sobre la estratigrafía del Cenozoico Superior en el suroeste del Estado Zulia. Memoria V Congreso de Geológico Venezolano, 1977. 347 p.

FRAILE MORA, Jesús. Máquinas eléctricas. 6 ed. Madrid: McGraw Hill Interamericana de España, 2008. 895 p. ISBN 9788448161125.

GASNOVA. Gas Licuado de Petróleo – GLP Oportunidades para Colombia. Transporte e industria. 2014. [Citado 19 de Julio de 2015]. [En línea: <http://www.1.upme.gov.co/sites/default/files/Memorias%20Eventos/Eficiencia%20Energetica/6_GLP%20OPORTUNIDADES%20PARA%20COLOMBIA_GASNOVA.pdf>]

GEPARK COLOMBIA S.A.S. Desarrollo del Yacimiento Petrolero Tua en Colombia. Bogotá D.C., 2013. 5 p.

- - - - - . Informe Facilidades Definitivas Campo Tua. Bogotá D.C., 2014. 28 p.

- - - - - . Informe Resultados Programa de Evaluación Tua. Bogotá D.C., 2015. 52 p.

- - - - - . Programa de Perforación Básico Tua. Bogotá D.C., 2014. 42 p.

GIL GARCÍA, Gregorio. Energías Del Siglo XXI: De Las energías fósiles a las alternativas. Madrid: Mundi-Prensa, 2008. 760 p. ISBN 9788496709133.

GONZÁLEZ PÉREZ, Joaquín. Montaje y Mantenimiento De Máquinas Eléctricas Rotativas: Montaje y Mantenimiento De Instalaciones Eléctricas De Baja Tensión (UF0897). España: IC Editorial, 2012. 310 p. ISBN 9788415670575.

GUERRERO, Ramón y MELERO, Verónica. UF0896: Montaje y mantenimiento de transformadores. España: I.C Editorial. 2012. 206 p. ISBN: 978-84-15670-56-8.

GUERRERO PÉREZ, Ramón. Electrotecnia (UF0149). España: IC Editorial, 2011. 426 p. ISBN 978-84-8364-442-3.

HETTNER, Alfred. Die Kordillere Von Bogotá. Ergebnisse Von Reisen Und Studien Von Dr. Alfred Hettner. Mit Karten Und Profilen. Gotha J. Perthes, 1892. 131 p.

HIDROCASANARE. Información General Fuel Oil N°4 COESGEN. Combustible Especial para Generación (No Automotriz). [Citado 20 de Noviembre de 2015]. [En línea: <<http://hidrocasanare.com.co/fuel-oil-4-coegen/>>]. 2013.

HUBACH, Enrique. Contribución a las unidades estratigráficas de Colombia. Bogotá: Instituto Geológico Nacional, 1957. Informe No. 1212. 166 p.

INGRAIN. Cuenca Llanos Orientales. Integración geológica de la Digitalización y Análisis de núcleos. [En línea: <<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>>]. Bucaramanga, 2012. 209 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y DE CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El instituto, 2008. 110 p.

- - - - - . Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998, 12 p.

- - - - - . Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 5613. Bogotá: El Instituto, 1998. 8 p.

JACOBS, T; Displacing Diesel: The Rising use of Natural Gas By Onshore Operators. En: Journal of Petroleum Technology. Diciembre, 2013. Vol. 65, 60 p.

JIMÉNEZ CISNEROS, Blanca. La contaminación ambiental en México: Causas, Efectos y tecnología Apropiaada. México: Colegio de Ingenieros Ambientales de México, 2001. 92 p.

JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico. Precámbrico y Paleozoico. Paris, 1968. Vol. 5. 572 p.

KRUGMAN, Paul y WELLS, Robín. Introducción a la economía: Microeconomía. Barcelona: Reverté, 2007. 176 p.

LAHOUD, Daniel. Los principios de las finanzas y los mercados financieros. Caracas: Universidad Católica Andrés Bello, 2006. 242 p.

LIDDLE, Ralph Alexander. The geology of Venezuela and Trinidad. Texas: J. P. MacGowan,, 1928. 552 p.

MARTIN, Juan Carlos. Maquinas Eléctricas. Madrid: Editex, 2012. 252 p.

MELLENDEZ, Elizabeth y SOTO NILO, Hernán. Análisis comparativo, energético y ambiental, en calefones de uso doméstico que operan con gas licuado de petróleo y gas natural. Trabajo de titulación Ingeniero de ejecución en ambiente. Santiago de Chile: Universidad de Santiago de Chile, 2007. 151 p.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Buenas prácticas de manejo para el biodiésel y las mezclas diésel – biodiésel en la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados de petróleo en Colombia. Bogotá D.C.: 2011. 32 p. ISBN 978-958-8360-33-1.

MOKHATAB, Saeid; POE, William y MAK, John Y. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing: Principles and Practices. 3 ed. USA: ELSEVIER, 2015. 581 p.

MOTT, Robert L. Mecánica de fluidos. Traducido por: Javier Enríquez Brito. 6 ed. México Pearson, 2006. 626 p.

MUJAL ROSAS, Ramón María. Tecnología eléctrica. 2 ed. Barcelona: UPC, 2003. 455 p. ISBN 9788483017166.

NAG, P. K. Power Plant Engineering. 3 Ed. New Delhi: Tata McGraw-Hill, 2008. 966 p. ISBN 9780070648159.

NOTESTEIN F. B, HUBMAN C. W. y BOWLER J. W. Geology of The Barco Concession, Colombia. New York: Geological Society of America Bulletin, v. 55, 1944. 1.218 p.

OLYMPIAN INTERNATIONAL. Manual de instrucciones para el operador y el mantenimiento del grupo electrógeno. [Citado 30 de Junio de 2015]. [En línea: < http://sitio.maqsa.com.mx/sites/default/files/Olympian_International%20Diesel_Gen_set_Operator%20Manual_-_Spanish_356-7234.pdf.>]

PARRA IGLESIAS, Enrique. Petróleo y gas natural: industria, mercados y precios. Madrid: Ediciones Akal, 2003. 344 p.

PEDRAZA RAMÍREZ, Jairo Alberto y ROJAS ESCOBAR, Jorge. Evaluación del sistema de recolección de gas en la estación auxiliar e isla-IV del Campo Cantagallo aplicando una herramienta software. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008. 120 p.

PIMIENTA DUEÑAS, Alina. Conceptos Básicos De Máquinas Eléctricas. Argentina: El Cid Editor - Ingeniería, 2007. 46 p.

RAJA, A.K, *et al.* Power Plant Engineering AK RAJ. 3 ed. Nueva Delhi: New Age International (P) Ltd., Publisher, 2006. 470 p.

RECOPE. Manual de productos 2011. [Citado 19 de Febrero 2016]. [En línea: <https://www.recope.go.cr/wp-content/uploads/2013/07/Manual_Productos.pdf.>]

REDONDO GALLARDO, José María y DOMÍNGUEZ HERRANZ, Mariano. Electrotecnia. España: Cano Pina, 2013. 234 p. ISBN 978-84-15884-71-2.

REFIANTIOQUIA. Progen. [Citado el 21 de Junio de 2015]. [En línea: <<http://www.refiantioquia.com/progen/>.>]

REPSOL. Ventajas del GLP frente a otras fuentes de energía. [Citado el 4 de Agosto de 2015]. [En línea: <http://www.repsol.com/pe_es/productos_y_servicios/productos/glp_butano_y_propano/paises/peru/repsolgas/servicio_e_industria/ventajas_del_glp_frente_a_otras_fuentes_de_energia/.>]

ROLDÁN VILORIA, José. Montaje mecánico En Instalaciones Solares Fotovoltaicas. Madrid: Paraninfo, 2013. 296 p. ISBN 978-84-283-8138-3.

- - - - - Energías Renovables: Lo que usted debe saber. Ediciones Paraninfo: España 2013. 220 p. ISBN 978-84-283-3312-2.

SALAS, María. Identificación de oportunidades exploratorias en varios países latinoamericanos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico Químicas. Escuela de Geología, 2012. 161 p.

SÁNCHEZ NARANJO, Consuelo. Teoría De La Combustión. España: UNED - Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2007. 473 p.

SANTOS SANTOS, Nicolás. Proceso de separación gas – líquido. En: Especialización en producción de hidrocarburos. Sistemas de separación. Bogotá: Universidad Industrial de Santander, 2014. 94 p.

SAPÓN, Jorge. Tratamiento y utilización de gas natural, para la generación de energía eléctrica en un campo de producción de petróleo. Trabajo de grado Ingeniero Industrial. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería. 2007. 145 p.

SEGASER, Charles L. Oak Ridge National Laboratory. Conventional Alternating - Current Generators and Engine Generator Sets. Springfield: ICES Technology Evaluation, 1978. 22 p.

SERRANO RODRÍGUEZ, Javier. Matemáticas Financieras y Evaluación De Proyectos. 2 ed. México: Alfaomega Grupo Editor, 2011. 433 p.

SOBREVILA, Marcelo Antonio y FARINA, Alberto. Instalaciones de Potencia. [s.l.]: Alsina, 2009. 282 p. ISBN 9789505531769.

SONG, Chunshan; HSU, Chang y MOCHIDA, Isao. Chemistry of diesel fuels. New York: Taylor & Francis, 2000. 316 p. ISBN 978-156032-845-2.

STAMFORD. Manual de instalación, servicio y mantenimiento para generadores C.A de las gamas UCI, UCM, UCD 224 & 274. 25 ed. Inglaterra: Newage International, 1998.

STEWART, Maurice y ARNOLD, Ken. Surface production operations: Facility pinping and pipeline systems. Volume III. USA: Elsevier, 2016. 1.090 p.

TAPIA CHICAIZA, Javier Mauricio., GUEVARA, Juan Paúl y RUIZ, Carlos. Automatización de la central de generación Cuyabeno de petroproducción mediante la implementación de un sistema SCADA. Proyecto previo a la obtención del título de ingeniero en Electrónica y Control. Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2009. 138 p.

TRUJILLO MEJÍA, Raúl Felipe. Hidrocarburos: Manejo Seguro. 4 ed. Colombia: Eco Ediciones, 2012. 408 p. ISBN 978-958-648-672-9.

----- . Seguridad ocupacional. 5 ed. Bogotá: ECOE Ediciones, 2011. 335 p. ISBN 978-958-648-575-3.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Balance de Gas Natural en Colombia 2015 – 2023. Bogotá D.C., 2015. 29 p.

----- . Cadena de Gas Licuado de Petróleo 2013. Bogotá D.C., 2013. 123 p.

----- . Cadena del Petróleo 2013. Bogotá D.C., 2013. 207 p.

----- . Proyección de la demanda de Gas Natural en Colombia. Revisión Marzo de 2015. Bogotá D.C.: Marzo, 2015. 39 p.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, Estudio de tecnologías disponibles para incentivar el uso del gas combustible en el sector transporte. Informe Final, Tomo I. Noviembre, 2014. 118 p.

ANEXOS

ANEXO A
PLANO DE GENERACIÓN CAMPO TUA.

ANEXO B

PLANO DE GENERACIÓN FACILIDAD DE PRODUCCIÓN CAMPO TUA.

ANEXO C

PLANO DE GENERACIÓN POZOS TUA 7,8 Y 9.

ANEXO D

PLANO DE GENERACIÓN POZOS TUA 1, 2,3 Y 6.