

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE  
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CENTRALIZADA EN EL CAMPO  
OROPÉNDOLA**

**PEDRO PABLO ARIAS GOMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
Bucaramanga  
2016**

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE  
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CENTRALIZADA EN EL CAMPO  
OROPÉNDOLA**

**AUTOR: PEDRO PABLO ARIAS GOMEZ**

**Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de  
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director**

**ERIK GIOVANNY MONTES PÁEZ.**

**Ingeniero de Petróleos**

**Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Magister en Producción de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
Bucaramanga**

**2016**

A Dios, mis padres, mi esposa y mi hijo que me apoyan en cada paso de mi vida, y los cuales con sus consejos, amor, paciencia y la comprensión por quitarles tiempo valioso a nuestras vivencias, me motivaron para terminar con éxito este proceso.

## AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos a:

A Dios, por darme la fuerza, y entereza para sacar este proyecto adelante.

A mi familia por incentivar me a mejorar en cada día, personalmente y profesionalmente.

A la Universidad Industrial de Santander (U.I.S) por permitir compartir y aprender de cada uno de los profesores y profesionales que hicieron parte de la especialización.

A Erik Giovanni Montes Páez ingeniero de petróleos y docente de la Universidad Industrial de Santander, por su paciencia y conocimientos como director de tesis, lo cual permitió que este documento haya sido posible y haya sido expuesto para conocimiento de los interesados.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION .....	14
1. OBJETIVOS.....	15
1.1. OBJETIVO GENERAL.....	15
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
2. MARCO TEORICO .....	16
2.1. GENERALIDADES DE CAMPO .....	16
2.1.1. LOCALIZACIÓN .....	16
2.1.2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO:.....	18
2.1.3. VÍAS E INFRAESTRUCTURA ASOCIADA.....	18
2.1.4. FACILIDADES .....	19
2.1.5. ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN OROPÉNDOLA 2.....	20
2.1.6. ESTACIÓN DE PRODUCCIÓN OROPÉNDOLA 1 .....	20
2.1.7. ENERGÍA Y COMBUSTIBLE.....	20
2.1.7.1. GENERACIÓN EN OROPÉNDOLA 1.....	21
2.1.7.2. GENERACIÓN EN OROPÉNDOLA 2.....	21
2.1.7.3. GENERACIÓN EN OROPÉNDOLA 5.....	21
2.2. ASPECTOS TÉCNICOS DE CENTRALIZAR LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	21
2.3. FUENTES DE ENERGÍA DISPONIBLE PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA O LA OPERACIÓN DE LAS FACILIDADES. ....	23
3. ANALISIS DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN EQUIPOS VS ENERGIA DEMANDADA .....	25
3.1. OROPENDOLA 1 .....	25
3.2. OROPENDOLA 2 .....	26
3.3. OROPENDOLA 5 .....	27

4. COSTOS DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA CON DIVERSAS ALTERNATIVAS DE COMBUSTIBLE .....	29
4.1. ALTERNATIVA DIESEL.....	29
4.2. ALTERNATIVA CRUDO .....	29
4.3. ALTERNATIVA GAS NATURAL .....	30
4.4. ALTERNATIVA RED ELECTRICA DE OPERADOR LOCAL.....	31
4.5. ALTERNATIVA GLP .....	31
4.6. CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS POR TIPO DE COMBUSTIBLE ....	32
5. PROPUESTA TECNICA DE SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA.....	33
5.1. CONFIABILIDAD DE EQUIPOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA .....	33
5.2. ESTIMACIÓN DE POTENCIA DE ENERGÍA FUTURA REQUERIDA .....	36
5.3. PROPUESTA TÉCNICA DE SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	40
6. ANALISIS ECONOMICO DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA .....	42
6.1. DEMANDA ACTUAL.....	42
6.1.1. ALTERNATIVA DIESEL.....	42
6.1.2. ALTERNATIVA GAS NATURAL .....	42
6.1.3. ALTERNATIVA CRUDO .....	43
6.1.4. ALTERNATIVA GLP .....	43
6.1.5. ALTERNATIVA RED ELÉCTRICA NACIONAL .....	43
6.1.6. COMPARATIVO CON CARGA ACTUAL.....	44
6.2. DEMANDA PROYECTADA .....	44
6.2.1. ALTERNATIVA DIESEL.....	44
6.2.2. ALTERNATIVA GAS NATURAL .....	45
6.2.3. ALTERNATIVA CRUDO .....	45
6.2.4. ALTERNATIVA GLP .....	45
6.2.5. ALTERNATIVA RED ELÉCTRICA NACIONAL .....	45
6.2.6. COMPARATIVO CON DEMANDA ELÉCTRICA PROYECTADA.....	46

7. EVALUACION TECNICO ECONOMICO DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA.....	47
7.1. DISPONIBILIDAD .....	47
7.2. COSTOS ASOCIADOS .....	47
7.2.1. ALTERNATIVA DIESEL.....	48
7.2.1.1. COSTOS OPEX.....	48
7.2.1.2. COSTOS CAPEX .....	48
7.2.2. ALTERNATIVA CRUDO .....	49
7.2.2.1. COSTOS OPEX.....	49
7.2.2.2. COSTOS CAPEX .....	49
7.2.3. ALTERNATIVA GLP .....	49
7.2.3.1. COSTOS OPEX.....	49
7.2.3.2. COSTOS CAPEX .....	49
7.3. ANÁLISIS COSTOS OPEX.....	49
7.4. ANÁLISIS COSTOS CAPEX .....	50
7.4.1. ANÁLISIS CON ALTERNATIVA DE CRUDO .....	50
7.4.2. ANÁLISIS CON ALTERNATIVA DE GLP .....	51
7.4.3. RESUMEN.....	51
8. CONCLUSIONES .....	53
9. RECOMENDACIONES.....	54
BIBLIOGRAFIA.....	55

## LISTA DE FIGURAS

Pág.

<b>Figura 1.</b> Ubicación Geográfica. ....	17
<b>Figura 2.</b> Ubicación Geográfica detallada. ....	17
<b>Figura 3.</b> Ubicación de plataforma Oropendola 1 .....	18
<b>Figura 4.</b> Imagen Satelital de plataformas de Pozos Oropendola 1, 2, 5 .....	19
<b>Figura 5.</b> Diagrama Unifilar Oropendola 1 .....	25
<b>Figura 6.</b> Diagrama Unifilar Oropendola 2 .....	26
<b>Figura 7.</b> Diagrama Unifilar Oropendola 5 .....	27
<b>Figura 8</b> Diagrama Costo de Generación de Energía Eléctrica por Tipo .....	32
<b>Figura 9.</b> Esquema de bloques de Confiabilidad en serie.....	33
<b>Figura 10.</b> Esquema de Bloques de confiabilidad en paralelo .....	34
<b>Figura 11.</b> Fluidos Esperados.....	39
<b>Figura 12.</b> Potencia proyectada.....	39
<b>Figura 13</b> Diagrama unifilar planteado.....	40

## LISTA DE TABLAS

Pág.

<b>Tabla 1.</b> Coordenadas que limitan el Campo Oropéndola. Fuente: EIA Explotación del Campo Oropéndola COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA – 2010	16
<b>Tabla 2.</b> Generación Instalada En Oropendola 1	26
<b>Tabla 3.</b> Generación Instalada En Oropendola 2	27
<b>Tabla 4.</b> Generación Instalada En Oropendola 5	28
<b>Tabla 5.</b> Valores de operación combustible Diesel	29
<b>Tabla 6.</b> Valores de operación combustible Crudo	30
<b>Tabla 7.</b> Valores de operación combustible Gas Natural	30
<b>Tabla 8.</b> Valores de operación con red eléctrica Local	31
<b>Tabla 9.</b> Valores de operación con combustible GLP	31
<b>Tabla 10.</b> Valores de operación con diferentes alternativas	32
<b>Tabla 11.</b> Estimado de pérdidas en configuración Serie	34
<b>Tabla 12.</b> Estimado de pérdidas en configuración paralelo	35
<b>Tabla 13.</b> Ahorro estimado por cambio de configuración al pasar a tipo paralelo	36
<b>Tabla 14.</b> Estimado de potencia proyectada	38
<b>Tabla 15.</b> Costos actuales con Alternativa Diesel	42
<b>Tabla 16.</b> Costos actuales con Alternativa Gas Natural	42
<b>Tabla 17.</b> Costos actuales Alternativa crudo	43
<b>Tabla 18.</b> Costos actuales Alternativa GLP	43
<b>Tabla 19.</b> Costos actuales Alternativa red Eléctrica Nacional	43
<b>Tabla 20.</b> Comparación de ahorro según alternativa	44
<b>Tabla 21.</b> Costos proyectados Alternativa Diesel	44
<b>Tabla 22.</b> Costos proyectados con Alternativa Gas Natural	45
<b>Tabla 23.</b> Costos proyectados con Alternativa Gas crudo	45
<b>Tabla 24.</b> Costos proyectados con Alternativa GLP	45
<b>Tabla 25.</b> Costos proyectados con Alternativa Red Eléctrica Nacional	45
<b>Tabla 26.</b> Ahorro con energía proyectada y diferentes alternativas de generación	46
<b>Tabla 27.</b> Disponibilidad del tipo de combustible	47
<b>Tabla 28.</b> Ahorro con futura energía demandada según tipo de combustible	50
<b>Tabla 29.</b> NPV según alternativa Crudo	51
<b>Tabla 30.</b> NPV según alternativa GLP	51
<b>Tabla 31.</b> Resumen de indicadores económicos	52

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CENTRALIZADA EN EL CAMPO OROPÉNDOLA<sup>1</sup>.

**AUTOR:** PEDRO PABLO ARIAS GOMEZ<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** Confiabilidad, Optimización, Generación de energía eléctrica, combustibles, costos operativos.

**DESCRIPCION:** La presente monografía evaluara diferentes alternativas de generación eléctrica en el campo oropéndola, ubicado en el departamento de Casanare de Colombia, con el fin de asegurar confiabilidad, menos pérdidas de producción y menos costos operacionales, tanto para la operación actual, como para la proyección del campo y sus requerimientos a futuro.

Se partirá revisando la configuración de los sistemas de generación y el funcionamiento de los mismos en las diferentes plataformas, analizando su confiabilidad y costos de operación.

Seguidamente se realizara un análisis de los costos de generación con diversas alternativas o cambio de tipo de combustible.

Basándose en la proyección y declinación de producción según los pronósticos de yacimientos, se estimará la proyección del campo desde el punto de vista energético de demanda de potencia para evaluar las implicaciones económicas, de implementar ahorros si aplica por el tipo de combustible o la forma de generar para alimentar el campo.

Finalmente, se obtendrán conclusiones que propondrán maneras de optimizar las pérdidas de producción por confiabilidad de los equipos y de su configuración, adicional a proponer la alternativa que permita minimizar pérdidas de producción y minimizar los costos de operación, partiendo de inversiones necesarias y analizando en cuanto tiempo estas se cubren, para dejar con menores costos de operación el campo y garantizando alargar el limite económico del mismo.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado Especialización en Producción de hidrocarburos

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovanni Montes Paez., Ingeniero de Petróleos, Especialista en producción de hidrocarburos, Magister en producción de Hidrocarburos.

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL AND ECONOMIC STUDY TO IMPLEMENT A SYSTEM OF CENTRALIZED ELECTRICITY GENERATION IN THE FIELD OROPENDOLA<sup>3</sup>.

**AUTHOR:** PEDRO PABLO ARIAS GOMEZ<sup>4</sup>.

**KEYWORDS:** Reliability, Optimization, electric energy generation, fuels, Operative Cost.

### **DESCRIPTION:**

This monograph evaluate different alternatives of electricity generation in the field Oropendola, in order to ensure reliability, less production losses and less operational costs , both for the current operation , as for the projection of new fluids that are estimated to be in the field in the future.

They will depart reviewing the efficiency of the each actual generation center and the configuration of the electrical generation systems (serial or paralel), analyzing its reliability and costs of operation, in the pursuit of optimization and therefore lower operating costs, regarding conditions that affect its reliability.

Undertake an analysis of the cost of generation with various alternatives operational or change the type of fuel.

Be deemed the projection of the field from the point of view of energy power demand to assess the economic implications of implementing savings if applied by the type of fuel or the way operational of electrical generating to feed the field.

Finally, obtained conclusions that will propose ways to optimize the production losses by reliability of the equipment and its configuration, additional to propose the alternative that allows to minimize production losses and minimize the costs of operation, with lower operating costs to the field and ensuring lengthen the economic limit of the field.

---

<sup>3</sup> Bachelor Thesis, Especialización en Producción de hidrocarburos

<sup>4</sup> Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Director: Erik Giovanni Montes Paez., Ingeniero de Petróleos, Especialista en producción de hidrocarburos, Magister en producción de Hidrocarburos.

## INTRODUCCION

Dentro de la actividad de producción de hidrocarburos y para cualquier empresa operadora y comercializadora de crudo, que cuenta con generación eléctrica en cada uno de sus campos y facilidades de producción, es necesario implementar estrategias que ayuden a revisar y optimizar las actividades y costos de actividades ejecutadas.

En las diferentes empresas operadoras se poseen diversos tipos de generación de acuerdo a la disponibilidad tanto interna como externa de recursos y ubicación geográfica.

Para cualquier empresa y más con hincapié en las empresas del sector de hidrocarburos es de vital importancia tener equipos confiables que permitan la operación ininterrumpida para poder magnificar sus ganancias, y evitar pérdidas por paradas de producción.

A nivel técnico como económico siempre lo más deseable es producir a menor costo, por lo cual dentro de los muchos factores que afectan directamente los costos de operación y producción de hidrocarburos es indispensable realizar un análisis al aspecto de generación eléctrica, dependiendo del tipo de combustible o la forma utilizada para generar, para lo cual, el propósito fundamental de este documento es realizar un análisis de uno de los campos de Produccion, revisando los costos actuales y la posible optimización desde el punto de vista de generación eléctrica.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1. OBJETIVO GENERAL**

Realizar una propuesta para optimizar el sistema de generación eléctrica del campo Oropéndola teniendo en cuenta la configuración actual, el tipo de combustible y lo proyectado del campo

### **1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Analizar la capacidad instalada de los equipos vs la energía demandada en el campo, de acuerdo a las Condiciones actuales de la operación teniendo en cuenta la topología, potencia nominal instalada y potencia demandada.
- Documentar y analizar costos de generación actual y otras alternativas de combustible (Diesel, crudo, Gas, Red eléctrica de operador Local).
- Realizar propuesta técnica de sistema de energía eléctrica para la optimización de la capacidad instalada cubriendo la demanda futura (Estimar potencia de energía futura a demandar en el campo.)
- Análisis económico de generación eléctrica con las diferentes alternativas de combustible.
- Realizar la evaluación técnico económica para Implementar Un Sistema De Generación De Energía Eléctrica Centralizada En El Campo OROPENDOLA

## 2. MARCO TEORICO

### 2.1. GENERALIDADES DE CAMPO

La contextualización del objeto de estudio se desarrollara en el campo OROPENDOLA de la empresa PERENCO COLOMBIA LIMITED, dedicada a la exploración, desarrollo y producción de petróleo crudo y de gas natural en Colombia. Perenco llegó al Casanare en 1993, tras adquirir los activos que Elf Aquitaine tenía en la región<sup>5</sup>.

#### 2.1.1. Localización

El bloque Oropéndola Occidental se encuentra ubicado al Nor-Occidente de los llanos orientales colombianos tiene una extensión de 2.802,96 hectáreas, se encuentra ubicado en la vereda La Virgen jurisdicción del municipio de Orocué, departamento de Casanare; El Campo Oropéndola tiene una extensión de 1.319,81 hectáreas, a una distancia de 31 Km de su casco urbano y a 183 Km de la ciudad de El Yopal. En las figuras 1, 2 y 3 se muestra más el detalle de la localización geográfica de la zona objeto de estudio.

En la siguiente tabla 1 se presentan coordenadas que delimitan el Campo Oropéndola.

**Tabla 1.** Coordenadas que limitan el Campo Oropéndola<sup>6</sup>. Fuente: EIA Explotación del Campo Oropéndola COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA – 2010

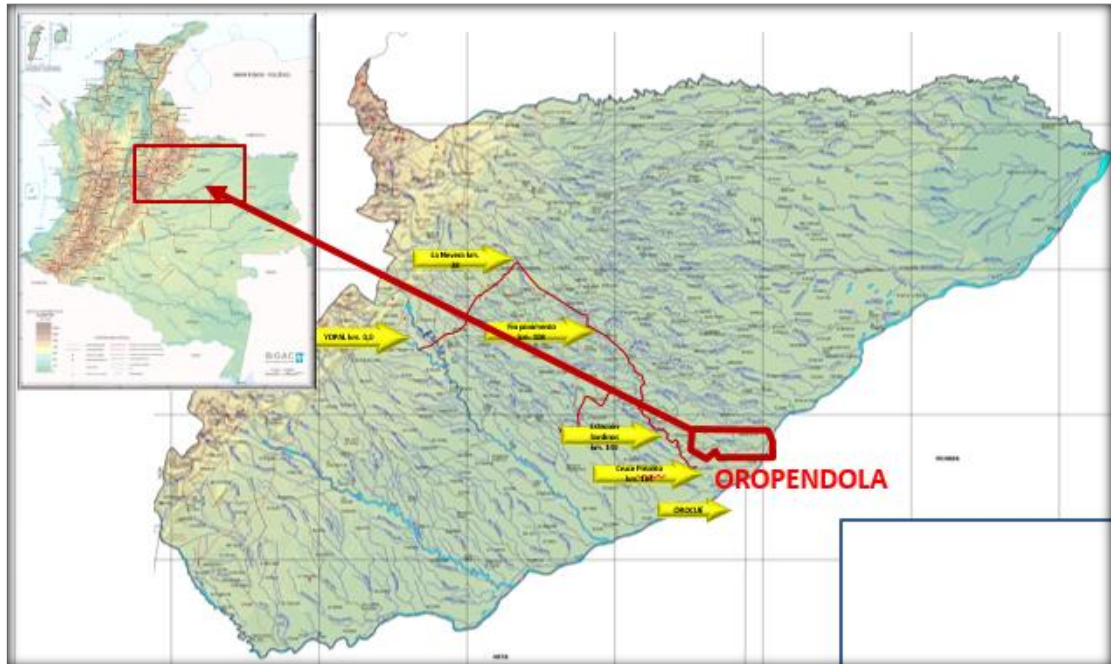
Vértice	Coordenadas origen 3º E. Datum Bogotá Margas Sirgas	
	Norte	Este
A	1.048.870.17	965.668.96
B	1.047.903.00	965.347.00
C	1.046.746.00	964.753.00
D	1.045.975.55	964.000.00
E	1.045.000.00	964.000.00
F	1.044.612.74	965.253.94
G	1.045.371.59	967.457.3
H	1.045.371.59	968.013.30
I	1.047.009.52	968.013.30
J	1.047.009.52	968.322.79
K	1.048.870.17	968.322.79

Fuente: Ministerio de medio ambiente, Vivienda y desarrollo territorial. Resolución (2121).

<sup>5</sup> Disponible en : <http://www.colombiaenergia.com/article/perenco-busca-fortalecer-su-presencia-en-el-casanare-y-desarrollar-el-campo-guando>

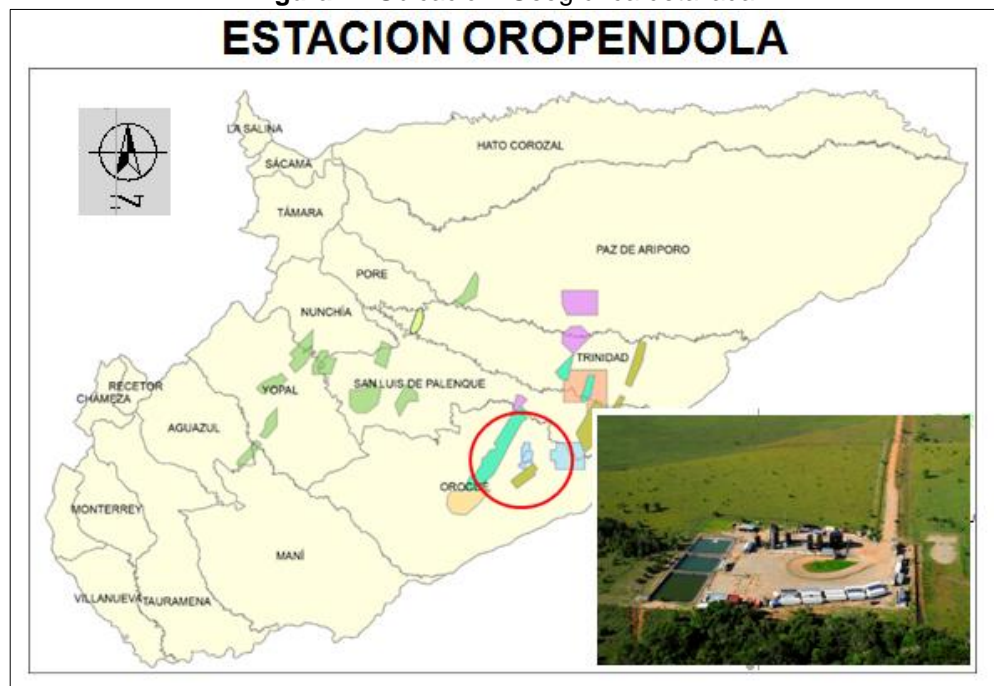
<sup>6</sup> Ministerio de medio ambiente, Vivienda y desarrollo territorial. Resolución (2121). 26 de Octubre de 2010. POR LA CUAL SE OTORGA UNA LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL Y SE TOMAN OTRAS DETERMINACIONES [http://www.minambiente.gov.co/documentos/normativa/gaceta\\_ambiental/2010/res\\_2121\\_261010.pdf](http://www.minambiente.gov.co/documentos/normativa/gaceta_ambiental/2010/res_2121_261010.pdf)

Figura 1. Ubicación Geográfica.



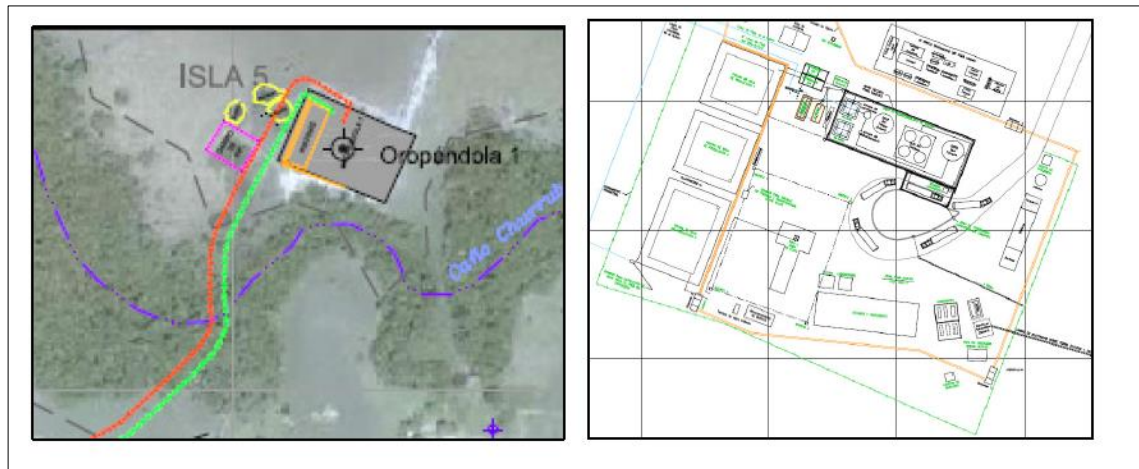
Fuente: Documentos de ingeniería PERENCO COLOMBIA LIMITED 2013

Figura 2. Ubicación Geográfica detallada.



Fuente: Ministerio de medio ambiente, Vivienda y desarrollo territorial. Resolución (2121) del 26 de octubre de 2010

**Figura 3.** Ubicación de plataforma Oropéndola 1



Fuente: Documentos de ingeniería PERENCO COLOMBIA LIMITED 2013

### **2.1.2. Descripción del campo:**

El campo OROPENDOLA fue descubierto por Columbus Energy en 2008 con el pozo Oropéndola-2 (ORO- 2).

A la fecha seis pozos han sido perforados en el campo, un pozo (ORO-1), el oro-1 resulto seco y en este momento es el pozo de inyección de agua del campo (en la formación C1), y cinco pozos están produciendo actualmente mediante tipo de levantamiento artificial con Bomba Jet (ORO- 2, ORO- 3, ORO-4, ORO- 5 , y ORO- 6 ). El campo está produciendo en la formación C7 típico de la cuenca de los Llanos Orientales. Todos los pozos productores existentes están equipados con filtros de arena.

La máxima producción del campo fue de 2.200 bopd, el campo está produciendo alrededor de 430 bopd y 8347 bwpd (95,1 % de BS&W).

La estación ORO- 01 está inyectando el agua producida por los cinco pozos de OROPÉNDOLA y los del campo VIREO (11000bpwd en total) y se encuentra actualmente al 90 % de su capacidad máxima de inyección<sup>7</sup>.

### **2.1.3. Vías e infraestructura asociada**

El acceso al área del Bloque Oropéndola Occidental se realiza por vía terrestre partiendo del municipio de El Yopal y tomando la vía que conduce hacia el municipio

<sup>7</sup> PERENCO COLOMBIA LIMITED , Documentos De Ingeniería 2013

de Orocué, en un recorrido de 183 kilómetros, de los cuales 121 kilómetros se encuentran pavimentados y los restantes 62 kilómetros se encuentran en terraplén con afirmado en algunos tramos.

El bloque Oropéndola está ubicado en el área de influencia de los resguardos indígenas El Suspiro y El Duya a 14.9 kilómetros de la estación Sardinias.

#### 2.1.4. Facilidades

El campo Oropéndola cuenta con dos facilidades de producción para la separación y tratamiento de fluidos, Oropendola-2 y Oropéndola-1, llamadas así porque se encuentran en las locaciones de estos dos pozos, distantes entre sí, lo cual se puede observar en la figura 4.

La producción de los pozos Oropéndola 2, 3, 4, 5 y 6 llegan inicialmente a la subestación Oropéndola 2, y los fluidos en su totalidad son enviados para su tratamiento a la estación Oropéndola 1 por medio de una línea de flujo para su tratamiento, separación, el almacenamiento, fiscalización y cargue de la producción de crudo, y la disposición del agua mediante la inyección en el pozo Oropéndola 1. La producción de gas no es significativa, por lo cual se considera despreciable.

**Figura 4.** Imagen Satelital de plataformas de Pozos Oropendola 1, 2, 5



Fuente: Documentos de ingeniería PERENCO COLOMBIA LIMITED 2013

### **2.1.5. Estación de producción Oropéndola 2**

En esta facilidad se encuentran ubicados los pozos productores Oropendola 2, 3 y 4. Desde esta facilidad se envía el fluido motriz para la activación de los pozos Oropendola 5 y 6 que se encuentran en una locación a 1.3 kilómetros al sur.

Los cinco pozos están activados mediante el sistema de bombeo hidráulico tipo “jet pump” para lo cual emplean tres bombas reciprocantes (dos Gardner Denver y una National J165, todas con motor de combustible diesel), el fluido de retorno es manejado en 4 tanques de 500 bls: un tanque de recibo, un tanque de fluido motriz, un tanque de prueba y un tanque de despacho. Se utiliza agua 100% como fluido motriz y el fluido de producción es enviado a las facilidades de Oropéndola 1.

### **2.1.6. Estación de producción Oropéndola 1**

Oropéndola 1 (Oropéndola Estación) recibe la producción de la facilidad Oropéndola 2 (producción de los pozos Oro-2, Oro-3, Oro-4, Oro-5, Oro-6) en el manifold de entrada, y el crudo es enviado a tanques, en los cuales se almacena, fiscaliza, despacha y se transporta por medio de carro-tanques hasta la estación de Sardinas también operada por Perenco. El agua es tratada en especificaciones para ser inyectada al pozo Oropendola 1, empleando dos bombas triplex (reciprocantes) a una presión de operación de 1800 psi.

### **2.1.7. Energía Y Combustible**

Para el suministro eléctrico de las facilidades de las dos locaciones, se cuenta con generadores eléctricos de combustión interna a base de combustible diésel localizados puntualmente en cada plataforma, operando con un equipo encendido alimentando la demanda eléctrica y otro en standby de respaldo.

Para el sistema de bombeo de fluido motriz y de inyección de agua se cuentan con bombas reciprocantes, todas accionadas por motores Diesel.

Del combustible diesel se obtiene toda la energía para accionar los equipos del campo, se consumen aproximadamente 1360 galones diarios, que representan un costo de 2.3 millones de dólares en combustible por año<sup>8</sup>. Adicional, se espera una

---

<sup>8</sup> Perenco Colombia Limited, informes de costos anuales.

mayor demanda de energía con la instalación de nuevos equipos por el desarrollo del campo.

#### **2.1.7.1. Generación en Oropéndola 1**

La Estación Oropéndola cuenta con un sistema de generación de energía conformado por dos (2) plantas Caterpillar a Diesel modelo C27 de 650 kW, una de las cuales está en operación y la otra brinda respaldo en stand by. Es relevante notar que esta generación descrita solo provee energía a esta plataforma de producción.

#### **2.1.7.2. Generación en Oropéndola 2**

La Estación Oropéndola 2 cuenta con un sistema de generación de energía conformado por dos (2) plantas, una Detroit de 375 kW y otra Stewart & Stevenson de 100 kW, una de las cuales está en operación y la otra brinda respaldo en stand by.

La configuración manejada para la generación, posee la restricción que al dejar de funcionar el generador de mayor potencia (375 kW Detroit), se restringe la operación de fluido motriz de la bomba reciprocante (Q300) y por lo cual, la producción de los pozos alimentados por este equipo disminuye.

Las bombas reciprocantes para el levantamiento artificial de los pozos y para la inyección de aguas residuales industriales también emplean Diesel como combustible.

#### **2.1.7.3. Generación en Oropéndola 5**

La subestación Oropendola 5, posee dos (2) generadores marca Caterpillar de 20kW a Diesel los cuales son utilizados para iluminación perimetral y servicios generales de la locación.

### **2.2. ASPECTOS TÉCNICOS DE CENTRALIZAR LA GENERACIÓN ELÉCTRICA**

Debido al desarrollo del campo y a los altos costos Operativos incurridos en la actualidad debido a la topología utilizada, se debe realizar un análisis técnico para buscar la mejor alternativa que brinde mayores beneficios económicos para el manejo y obtención de energía, aprovechando los equipos y viendo la posibilidad de optimizar la operación con lo existente, o con inversiones que se sustenten en un retorno rápido y ahorro futuro.

El costo de la electricidad es uno de los elementos más grandes asociado con la producción de petróleo y gas. Este costo, sin embargo tiende a ser pasado por alto en relación con otros costos de producción, debido el carácter regulado de las utilidades combinadas con sus requisitos técnicos especializados y no estratégicos. A pesar de esto, varios estudios y estrategias en los últimos años han buscado en la forma de reducir este componente de costos con resultados significativos. Muchas de estas estrategias consisten en reestructuración de cargas para mejorar la tarifa con la que operan para la generación eléctrica.

En el mercado eléctrico no regulado, tres estrategias claves están disponibles para administrar eficazmente los costos de la energía del campo petrolífero; 1) monitoreo en tiempo real y control de la carga eléctrica 2) la generación en el campo de la electricidad y 3) la negociación de un acuerdo de fuente de alimentación integrada. Debido a que la electricidad es la último producto just-in-time, los precios varían mucho dependiendo a que nivel de tensión en que se consume la potencia. Las estrategias mencionadas anteriormente permiten al usuario estructurar de forma proactiva su fuente de alimentación sistemas para hacer frente a la volatilidad fundamental del precio real de la electricidad.

Todo enfocado al efecto de reducir el costo total de la electricidad consumida por barril de producción, mientras que se va reduciendo marginalmente el número real de barriles producidos<sup>9</sup> en campos maduros.

Un gran desafío que enfrentan las empresas de producción de petróleo y gas radica en ofrecer el suministro de un sistema fiable, rentable, de bajo mantenimiento y la fuente de suministro de energía renovable para los cabezales de pozos remotos, especialmente en zonas propensas a vandalismo. Las estrategias desplegadas para proporcionar suministro de energía en estos lugares remotos van desde la instalación de grupos electrógenos diesel, paneles solares, inversores y bancos de baterías, entre otros.<sup>10</sup>

Proyectos de electrificación para temas de petróleo y gas se están planificando en países tan diversos como Noruega, Qatar, Arabia Saudí, Malasia, Rusia, Canadá y Australia. Las políticas sobre clima y reducción de emisiones son importantes para las ciudades, pero las decisiones relativas a los proyectos se basan principalmente en consideraciones económicas. Los factores ambientales y económicos de la electrificación se han documentado en numerosos estudios, los cuales sopesan en las decisiones que se tomen para la búsqueda de soluciones.

---

<sup>9</sup> Robert F. Stiles, Global Power Corp.; M. Steven Slezak, Case Services Inc.. Strategies for Reducing Oilfield Electric Power Costs in a Deregulated Market. 2002

<sup>10</sup> Francis E Idachaba, SPE, Covenant University Ota. Design of an Inline Power Generating System for Remote Oil and Gas production Installation.2012

Reducción de costos operativos, la mejora en eficiencia energética, mayor tiempo de servicio, estabilidad y factores de HSE tales como reducción de ruido, vibraciones y menos fuentes de ignición concluyen que más y más compañías petroleras se están centrando en electrificación. Aparte de aportar beneficios económicos a largo plazo, ayudan a reducir la huella ambiental entre un 50-70 % en aumento de la eficiencia energética.<sup>11</sup>

Revisando lo que se ve a nivel global y asimilando las experiencias mundiales en este campo, se debe centralizar la generación de energía, esto queda demostrado en los múltiples beneficios tanto económicos como logísticos y operativos que se manejarían en nuestro caso.

### **2.3. FUENTES DE ENERGÍA DISPONIBLE PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA O LA OPERACIÓN DE LAS FACILIDADES.**

La decisión sobre qué tecnología usar y qué tipo de central eléctrica construir depende de muchos factores, entre otros: el propósito, la capacidad requerida y la disponibilidad de combustible y el tipo de combustible

Uno de los aspectos claves al evaluar o verificar la fuente o el tipo de combustible más económico a utilizar para la operación de las facilidades instaladas y proyectadas radica en la confiabilidad y disponibilidad, debido a la consigna de la industria, donde esta no puede parar y en continuo funcionamiento.

Para concebir ese alto grado de confiabilidad usualmente se percibe que este se logra mediante la independencia y autosuficiencia en este aspecto, siendo gestores de la generación eléctrica, por lo cual, siempre se inicia los procesos de generación con motores de combustión interna de tipo Diesel localmente en el lugar requerido.

Los motores de combustión interna típicamente funcionan con derivados del petróleo como son: el Gas, el Diesel, el GLP, de Tipo Bi fuel y Crudo, entre otros

Otro aspecto a tener en cuenta es la disponibilidad del recurso energético a utilizar para la generación eléctrica, para encontrar lo más favorable para la operación y por consecuente en los costos de operación.

Las alternativas de motores de combustión interna, principalmente se desempeñan como fuentes propias de generación, las cuales usualmente se ubican con el fin de

---

<sup>11</sup> Håvard Devold, ABB Ltd. Electrification and Energy efficiency in Oil and Gas Upstream 2012.

auto abastecerse energéticamente para la operación de las facilidades de la estación localmente, sin dependencias externas.

Pero también existen unas fuentes externas de generación eléctrica, como son redes eléctricas de empresas prestadoras de servicio local o nacional, las cuales con las adecuaciones necesarias permitirían abastecer las estaciones, dependiendo de su cercanía, disponibilidad, tarifas y niveles de confiabilidad.

### 3. ANALISIS DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN EQUIPOS VS ENERGIA DEMANDADA

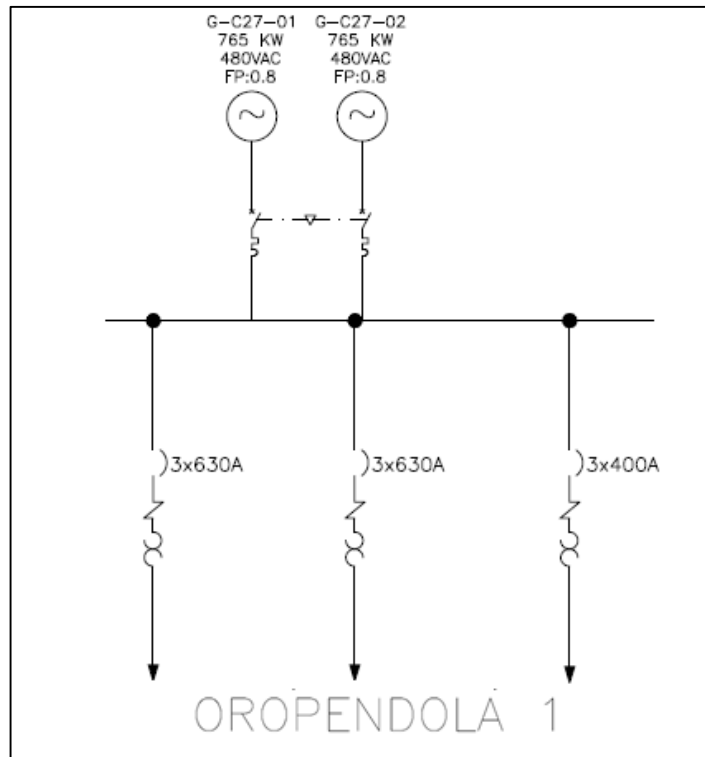
En general, el campo en su topología eléctrica presenta una configuración aislada e independiente de acuerdo al desarrollo histórico puntual presentado. Las facilidades de producción cuentan con centros autónomos, autosuficientes, aislados y totalmente independientes que permiten el desarrollo y la continua producción sin dependencias externas, basados en el combustible Diesel.

A nivel de generación de energía eléctrica cuenta con la siguiente configuración en cada plataforma o centro de producción.

#### 3.1. OROPENDOLA 1

A Continuación en la figura 5 se muestra el diagrama Unifilar que presenta la plataforma OROPENDOLA 1.

Figura 5. Diagrama Unifilar Oropendola 1



Fuente: Documentos de ingeniería PERENCO COLOMBIA LIMITED 2013

Como se observa en la figura 5 se muestra una configuración de dos plantas, las cuales funcionan independientemente, brindando respaldo solo cuando una planta sale del sistema, se apaga todo por un tiempo mínimo y entra a funcionar la planta que se encuentra en Back Up, la operación es totalmente manual realizada por el operador de producción.

A nivel de cargas, a continuación en la tabla 2 se puede observar cómo se encuentra la relación entre capacidad instalada y la capacidad actual en términos de potencia, donde se encuentra a un 92% de ocupación respecto a su capacidad nominal.

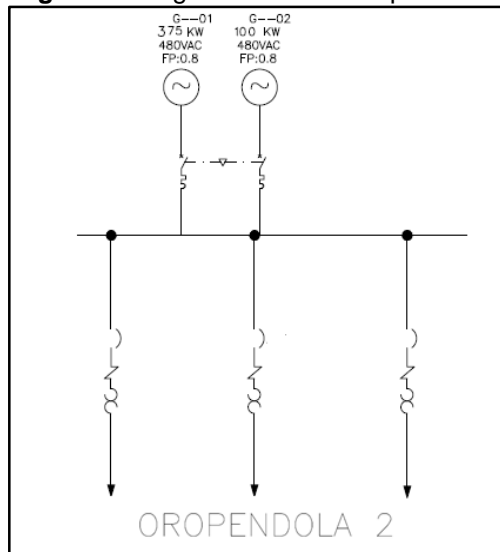
**Tabla 2.** Generación Instalada En Oropendola 1

<b>GENERACION PLATAFORMA OROPENDOLA 1</b>				
<b>MODELO GENERADOR</b>	<b>OPERACIÓN</b>	<b>CAPACIDAD INSTALADA (kW)</b>	<b>CAPACIDAD REQUERIDA (kW)</b>	<b>% DE CARGA</b>
C27	Operando	600	555	92,50%
C27	Stand By con transferencia Manual	600		

### 3.2. OROPENDOLA 2

A Continuación en la figura 6 se muestra el diagrama Unifilar que presenta la plataforma OROPENDOLA 2.

**Figura 6.** Diagrama Unifilar Oropendola 2



Fuente: Documentos de ingeniería PERENCO COLOMBIA LIMITED 2013

Como se observa en la figura 6 se muestra una configuración de dos plantas, las cuales funcionan independientemente, brindando respaldo solo cuando una planta sale del sistema, se apaga todo por un tiempo mínimo y entra a funcionar la planta que se encuentra en Back Up, la operación es totalmente manual realizada por el operador de producción. Al dejar de funcionar la planta principal (Detroit), se restringe tanto la generación como la operación, debido a menor capacidad en la generación instalada.

A nivel de cargas, a continuación en la tabla 3 se puede observar cómo se encuentra la relación entre capacidad instalada y la capacidad actual en términos de potencia, la cual está al 55% de su capacidad nominal instalada, teniendo capacidad remanente con su generador principal, mas no con su generador de stand by.

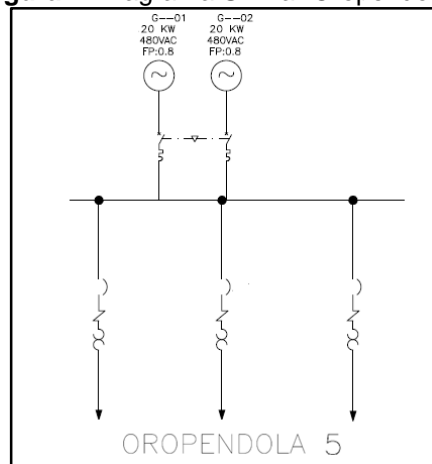
**Tabla 3.** Generación Instalada En Oropendola 2

GENERACION PLATAFORMA OROPENDOLA 2				
MODELO GENERADOR	OPERACIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (kW)	CAPACIDAD REQUERIDA (kW)	% DE CARGA
Detroit	Operando	375	209	55,73%
Stewar & Stevenson	Stand By con transferencia Manual	100		

### 3.3. OROPENDOLA 5

A Continuación en la figura 7 se muestra el diagrama Unifilar que presenta la plataforma OROPENDOLA 5.

**Figura 7.** Diagrama Unifilar Oropendola 5



Fuente: Documentos de ingeniería PERENCO COLOMBIA LIMITED 2013

Como se observa en la figura 7 se muestra una configuración de dos plantas, las cuales funcionan independientemente, brindando respaldo solo cuando una planta sale del sistema, se apaga todo por un tiempo mínimo y entra a funcionar la planta que se encuentra en Back Up.

A nivel de cargas, a continuación en la tabla 4 se puede observar cómo se encuentra la relación entre capacidad instalada y la capacidad actual en términos de potencia, la cual está al 50% de capacidad nominal instalada, pero la cual es solo usada para actividades menores.

**Tabla 4.** Generación Instalada En Oropendola 5

<b>GENERACION PLATAFORMA OROPENDOLA 5</b>				
<b>MODELO GENERADOR</b>	<b>OPERACIÓN</b>	<b>CAPACIDAD INSTALADA (kW)</b>	<b>CAPACIDAD REQUERIDA (kW)</b>	<b>% DE CARGA</b>
Caterpillar	Operando	20	10	50,00%
Caterpillar	Stand By con transferencia Manual	20		

En general, todos los equipos de generación de energía eléctrica, de las plataformas Oropendola 1 y Oropendola 2, los cuales es donde se tienen las facilidades de producción y tratamiento, se encuentran cargados y cercanos a su capacidad nominal, por lo cual, cualquier aumento de la demanda de energía, requiere la ampliación de la capacidad instalada, para poder continuar con la producción sin ninguna restricción debido a la energía eléctrica.

#### 4. COSTOS DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA CON DIVERSAS ALTERNATIVAS DE COMBUSTIBLE

A continuación se presenta el cálculo de los costos de generación de energía eléctrica teniendo en cuenta las diversas alternativas típicas de combustible, disponibles localmente en el mercado y con proximidad al área de estudio.

Con este cálculo se podrá establecer un costo USD/kw-hr que permitirá visualizar el impacto del combustible sobre cada Kw generado. Este cálculo solo está basado en el combustible no tiene implicaciones de los costos de facilidades para poder generar con el respectivo tipo de combustible. (TRM=2500 y costo bbl=50 USD)

##### 4.1. ALTERNATIVA DIESEL

Para el cálculo del valor de generación de energía eléctrica, se utiliza los datos operativos y tomando el valor de consumo típico de un equipo de generación Diesel, los valores de los equipos instalados en la estación Oropendola, con un consumo de 0,096463 gl/kw-hr, y un costo de 3.15USD/gl de ACPM puesto en sitio, se puede obtener los datos que se muestran en la tabla 5.

**Tabla 5.** Valores de operación combustible Diesel

Carga	311	Kw
Consumo diesel actual	720	gl/día
Consumo gen con Diesel	0,096463	gl/kw-hr
1 BBI	159000	cc
Costo de diesel en sitio	3,15	USD/gal
Costo combustible del equipo	0,303859	USD/Kw-hr
Costo de mantenimiento equipo	0,015	USD/Kw-hr
Costo Operación Diesel	0,318859	USD/Kw-hr
Costo Operación Diesel	7,652605	USD/Kw-día

Resultado de los cálculos y como se muestra en la tabla 5 el valor de generación de energía eléctrica con base en Combustible Diesel es de 7,65 USD/Kw-día.

##### 4.2. ALTERNATIVA CRUDO

Para el valor de los costos de combustible con la alternativa de crudo producido en la mismas facilidades (estación Oropendola), y como parámetros de entrada para

realizar los cálculos, se toma de la hoja de datos de Caterpillar un generador 3306 HFO, el cual consume alrededor de 193gr/kwh. Para efectos del cálculo se deja en 200gr/kwh. El crudo de la estación Oropendola a 130°F tiene una densidad de 0.9087gr/cc, realizando los cálculos se puede obtener los datos que se muestran en la tabla 6.

**Tabla 6.** Valores de operación combustible Crudo

Consumo gen 3306 HFO	200	gr/kwh
Densidad crudo ORO 130F	0,9087	gr/cc
Consumo con crudo	220,0946	cc/Kwh
1 BBI	159000	cc
Consumo con crudo	0,001384	bbi/Kwh
Costo de crudo	50	USD/bbi
Costo de Generacion de energia con Crudo	0,069212	USD/KwHR
Costo de Generacion de energia con Crudo	1,661092	USD/Kwdia

Resultado de los cálculos el valor de generación de energía eléctrica con base en Combustible Crudo es de 1,66 USD/Kw-día, como se observa en la tabla 6.

#### 4.3. ALTERNATIVA GAS NATURAL

Según los datos de “performance” de plantas Caterpillar del modelo 3516 el consumo de gas es de 10.0 cft/BHP-hr. Realizando los cálculos se puede obtener los datos que se muestran en la tabla 7.

**Tabla 7.** Valores de operación combustible Gas Natural

Consumo de Gas	10	cft/BHP-hr
1 BHP	0,745	Kw
Poder Calorifico	1,1	MMBTU/ 1000cft
10 cft/bhp-hr	0,014765	MMBTU/kw-hr
Precio de gas	2,8866	USD/MMBTU
Costo combustible del equipo	0,042621	USD/Kw-hr
Costo de mantenimiento equipo	0,017	USD/Kw-hr
Costo Operación gas	0,059621	USD/Kw-hr
Costo Operación gas	1,430903	USD/Kw-dia

Resultado de los cálculos el valor de generación de energía eléctrica con base en Combustible gas natural es de 1,43 USD/Kw-día, como se observa en la tabla 7.

#### 4.4. ALTERNATIVA RED ELECTRICA DE OPERADOR LOCAL

Según los datos de costos del operador Local ENERCA; para nivel usuarios comercial/ Industrial a una tarifa de 464,819 COP/kW-Hr<sup>12</sup>. El costo de generación con Suministro de energía con red eléctrica local el precio es de 4.46 USD/KW-día, como se consigna en la tabla 8.

**Tabla 8.** Valores de operación con red eléctrica Local

Costo de Generacion de energia con suministro de red electica local	0,185928	USD/Kw-hr
Costo de Generacion de energia con suministro de red electica local	4,462262	USD/Kw-dia

#### 4.5. ALTERNATIVA GLP

Según datos de performance de equipos generadores Cummins que funcionan con GLP el consumo es de 0,056944 gl/kw-hr, Realizando los cálculos se puede obtener los datos que se muestran en la tabla 9.

**Tabla 9.** Valores de operación con combustible GLP

Consumo gen Cummins	0,056944	gl/kw-hr
1 BBI	159000	cc
Costo de GLP en sitio	1,52	USD/gal
Costo combustible del equipo	0,086555	USD/Kw-hr
Costo de mantenimiento equipo	0,015	USD/Kw-hr
Costo Operación Diesel	0,101555	USD/Kw-hr
Costo Operación Diesel	2,437308	USD/Kw-dia

<sup>12</sup> ENERCA, tarifas para prestación de servicio de energía eléctrica.

Resultado de los cálculos el valor de generación de energía eléctrica con base en Combustible GLP es de 2,43 USD/Kw-día.

#### 4.6. CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS POR TIPO DE COMBUSTIBLE

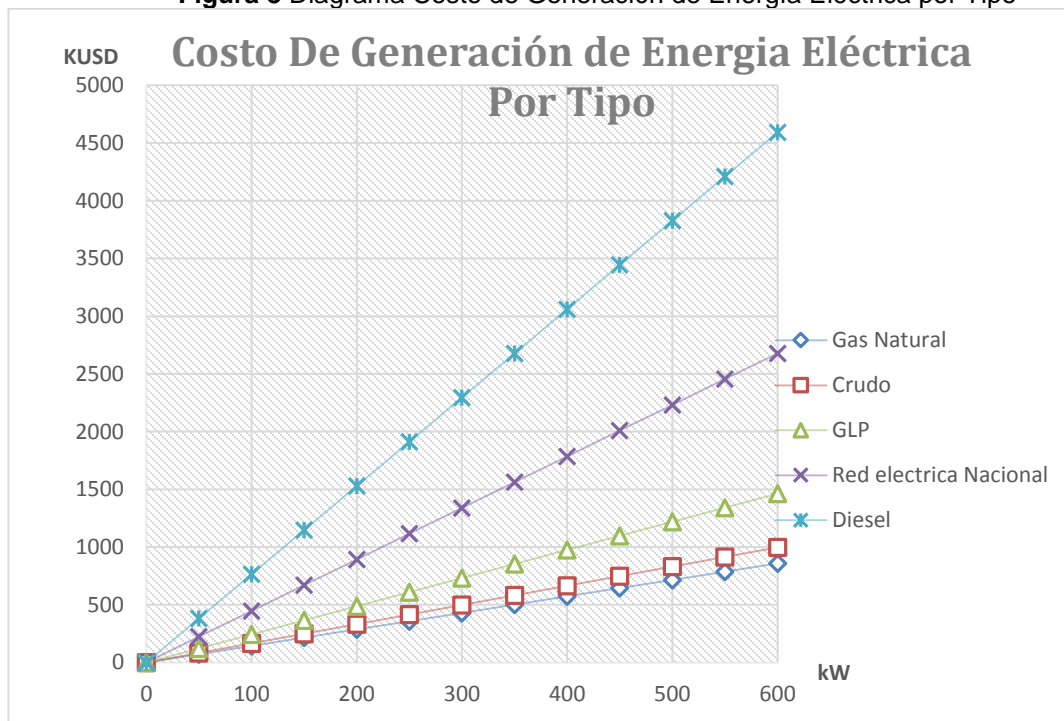
A continuación se muestra en la tabla 10 el cuadro comparativo de las tarifas estimadas de Costo de energía en KW dependiendo el costo según el tipo de combustible.

**Tabla 10.** Valores de operación con diferentes alternativas

Combustible	Costo (USD/kW-día)
Gas Natural	1,43
Crudo	1,66
GLP	2,44
Red electrica Nacional	4,46
Diesel	7,65

A nivel de costos por tipo de combustible el valor más conveniente por ser el de menor costo, es el que presenta el Gas natural a 1,43 USD/kw-día con un ahorro por kw de 6,22 USD por día.

**Figura 8** Diagrama Costo de Generación de Energía Eléctrica por Tipo



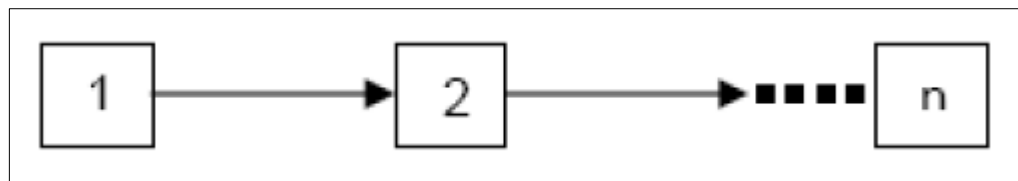
## 5. PROPUESTA TECNICA DE SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

Previendo la expansión del campo y futuros desarrollos en la misma, es necesario considerar los requerimientos en energía eléctrica para poder suplir la nueva demanda y la confiabilidad en el suministro de energía.

### 5.1. Confiabilidad de equipos de generación eléctrica

Según datos manejados internamente en la compañía, los cuales nos muestran indicadores de mantenimiento y más específicamente los índices de confiabilidad de los equipos en los generadores diésel individualmente, estos equipos presentan una confiabilidad del 92,4%, lo cual es equivalente a 666 horas o 28 días al año fuera de servicio el generador.

**Figura 9.** Esquema de bloques de Confiabilidad en serie



Tomado de Marco P. Flores, José G. Torres, José H. Rodríguez y Agustín M. Alcaraz, "Confiabilidad Operativa de Sistemas para Compresión de Gas y Generación Eléctrica en Complejos Petroleros" artículo, Instituto de investigaciones eléctricas, México 2010

La confiabilidad del 92,4%, es tomada con la configuración individual y presente en las plataformas de oropéndola, en las cuales solo un generador atiende la demanda de energía. Esta configuración es esencialmente en serie, y depende que opere exitosamente todos los componentes del sistema para que el sistema funcione.

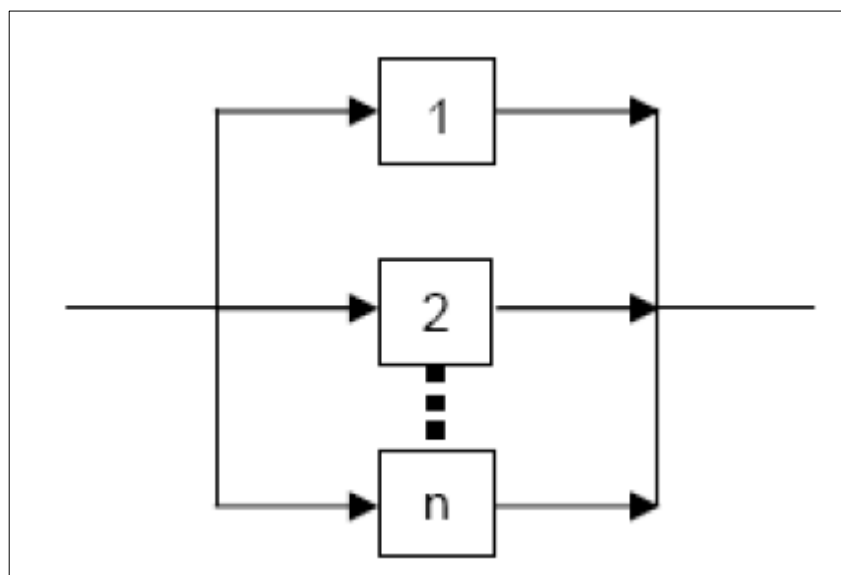
A nivel de producción se puede ver más claro con la producción diaria estimada y proyectándola constante anual, como se muestra en la tabla a continuación, donde se muestra que con la confiabilidad del 92,4%, equivalente a 28 días al año fuera de servicio, se dejaría de producir alrededor de 11942,07barriles de aceite al año y con un precio estimado del crudo de 50 USD, unas pérdidas económicas por no percibir de 5141 KUSD/año.

**Tabla 11.** Estimado de pérdidas en configuración Serie

PRODUCCION		PERDIDAS	
BOPD	DIAS FDS	TOTAL BO/AÑO	TOTAL USD/AÑO
430,50	28	11942,07	\$ 597.103,50

Para mejorar la confiabilidad de la generación eléctrica y basados en que un sistema en paralelo se considera en operación a menos que fallen todos sus componentes y más si al sistema se deja con un arreglo de redundancia, dejando un componente o unidad en operación y uno o más de sus elementos están en reserva para entrar en operación cuando el primero falla. En estos casos se considera que los componentes, en operación y reserva, tienen las mismas tasas de falla<sup>13</sup>

**Figura 10.** Esquema de Bloques de confiabilidad en paralelo



Tomado de Marco P. Flores, José G. Torres, José H. Rodríguez y Agustín M. Alcaraz, "Confiabilidad Operativa de Sistemas para Compresión de Gas y Generación Eléctrica en Complejos Petroleros" artículo, Instituto de investigaciones eléctricas, México 2010

Si se supone independenciam y que los componentes no pueden ser reparados durante el periodo de misión se tiene:

<sup>13</sup> Marco P. Flores, José G. Torres, José H. Rodríguez y Agustín M. Alcaraz; Confiabilidad Operativa de Sistemas para Compresión de Gas y Generación Eléctrica en Complejos Petroleros. 2010

$$Q_s = [1 - P(E_1)][1 - P(E_2)] \dots [1 - P(E_n)]$$

$$Q_s = \prod_{i=1}^n (1 - R_i)$$

$$R_s = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i)$$

Donde:

$E_i$  = Evento "el *i*-ésimo subsistema opera exitosamente"

$R_i = P(E_i)$  = Confiabilidad del *i*-ésimo subsistema

$R_s$  = Confiabilidad del sistema

$Q_s$  = Probabilidad de falla del sistema

Al aplicar este concepto de Confiabilidad y proponer un sistema paralelo con redundancia podríamos calcular la confiabilidad total del nuevo sistema, partiendo de la confiabilidad individual de generadores Diesel 92,4%, obteniendo para este nuevo sistema un valor del 99,42%, lo cual es equivalente a 50 horas o 2 días al año fuera de servicio el generador, que es un valor muy deseable para una operación fiable.

Haciendo el análisis por producción estableciendo constante los Barriles diarios producidos como se muestra en la tabla 12 a continuación, donde se muestra que con la confiabilidad del 99,42%, equivalente a 28 días al año fuera de servicio, se dejaría de producir alrededor de 907,60 barriles de aceite al año y con un precio estimado del crudo de 50 USD, unas pérdidas económicas por no percibir de 45 KUSD/año.

**Tabla 12.** Estimado de pérdidas en configuración paralelo

PRODUCCION		PERDIDAS	
BOPD	DIAS FDS	TOTAL BO/AÑO	TOTAL USD/AÑO
430,50	2	907,60	\$ 45.379,87

En general, si se realizara el análisis por implementar un sistema en paralelo, y se compara con el sistema que opera actualmente, y con una producción constante anual, se podría afirmar que al realizar el cambio de tipo de configuración se ahorrarían alrededor de 11034 barriles de crudo al año, o su equivalente con un costo del crudo de 50 USD por el orden de 551.723 USD al año, lo cual es muy rentable, como se detalla en la tabla 13.

**Tabla 13.** Ahorro estimado por cambio de configuración al pasar a tipo paralelo

<b>AHORRO POR CAMBIO DE CONFIGURACION</b>	
<b>TOTAL BO/AÑO</b>	<b>TOTAL USD/AÑO</b>
11034,47	\$ 551.723,63

## 5.2. Estimación de Potencia de energía Futura Requerida

Para proyectar los valores de energía requerida a considerar como capacidad a cubrir en términos de potencia (KVA)(ver figura 12), se toma como base los fluidos totales a manejar de los pronósticos de geo ciencias estimados para los nuevos pozos a desarrollar (ver figura 11).

Para estos cálculos se toman parámetros básicos internos manejados dentro de la operación y se calcula la proyección en el tiempo como se muestra a continuación.

$$ETR = EFP + EEP + ELP + EIP$$

Ecuación 1

Donde:

### **ETR= Energía Total Requerida (kW)**

Variable de interés por determinar

### **EFP=Energía Para Servicios Generales (kW)**

Se toma como una constante para suministro de energía para el campamento e iluminación entre otros.

### **EEP= Energía para despacho de crudo (kW)**

Al tener oleoducto para transportar el crudo producido, esta energía se basa en el valor de potencia o energía necesaria para sacar los barriles de crudo producidos hacia una estación de recibo y/o venta. Y su cálculo se hace con base a:

$$\left( \frac{\text{Tasa de producción de crudo } \left( \frac{STB}{DAY} \right) \times \text{Presión de Despacho (PSI)}}{58800} \right) \times eff \times 0,745$$

Ecuación 2

Donde *eff* es la eficiencia mecánica y se tomar alrededor del 90%.

### **ELP= Energía Para levantamiento artificial (kW)**

Es la energía necesaria para el levantamiento artificial por campo, como el campo de oropéndola tiene levantamiento Jetpump, se toma el dato correspondiente a este, y se calcula de la siguiente manera.

$$ELP = \text{Tasa de producción de fluido Total} \left( \frac{STB}{DAY} \right) \times ILJ \left( \frac{KW}{BFPD} \right) \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde ILJ= es el índice de activación para levantamiento tipo Jetpump y para este caso se tiene según la operación el valor de 0,042kW/BFPD

**EIP= Energía Para Inyección de agua (kW)**

Es la energía necesaria para inyectar el agua residual tratada, en el pozo inyector autorizado para esta operación, y se calcula de la siguiente manera.

$$EIP = \text{Tasa de producción de fluido Total} \left( \frac{STB}{DAY} \right) \times IJW \left( \frac{KW}{BFPD} \right) \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde IJW= es el índice de inyección de agua para el campo, y de los datos de operación a una presión de estimada de 1800 PSI es de 0,035kW/BFPD

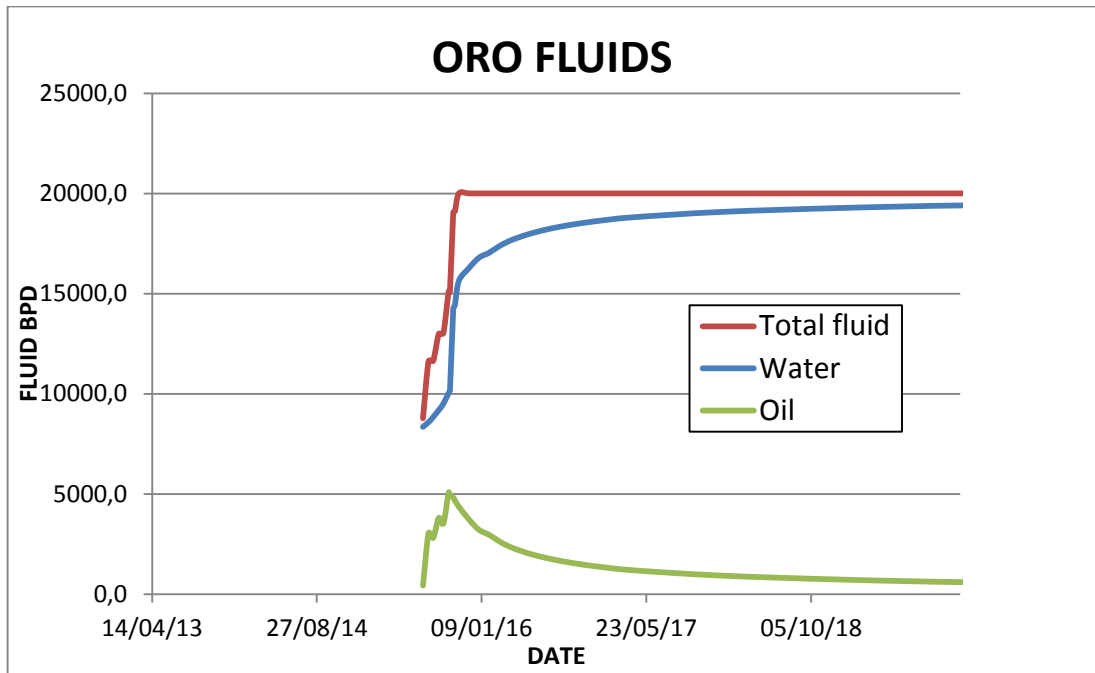
Aplicando la ecuación (1) y con los pronósticos de producción estimados por Geociencias, se obtiene la siguiente tabla 14.

Como se observa en la tabla 14, el estimado de demanda de energía máximo se requerirá de 1655kW, para lo cual el sistema actual es insuficiente para atender lo que requerirá las operaciones proyectadas.

**Tabla 14. Estimado de potencia proyectada**

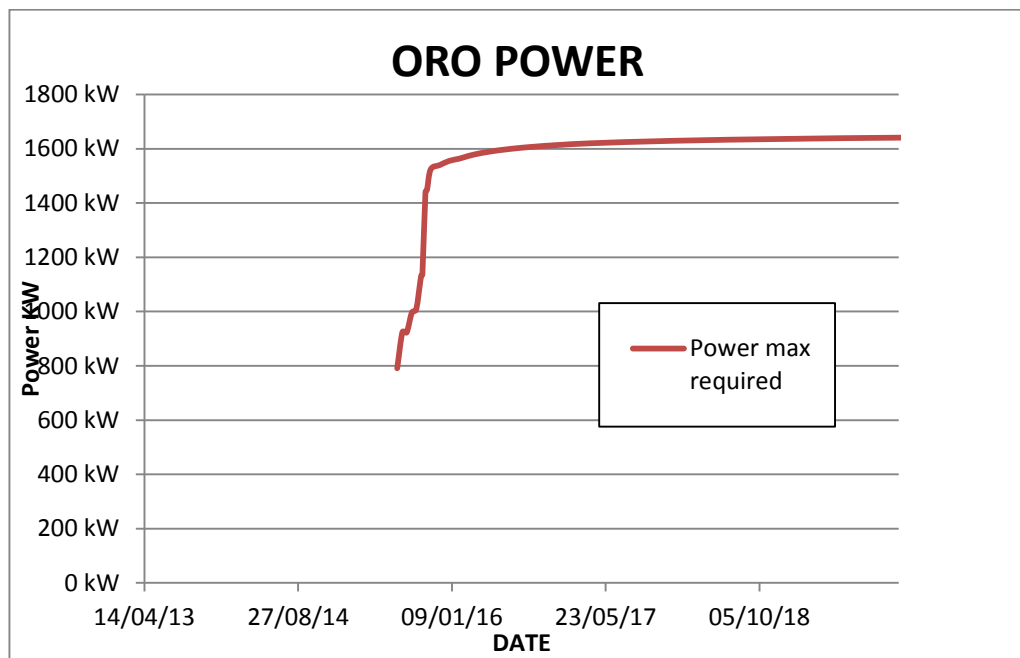
DATE	Water Production Rate (STB/DAY)	Liquid Production Rate (STB/DAY)	Oil rate (STB/DAY)	Export pressure Psi	Field Power Kw	Export power (ORO ) Kw	Lifting power (ORO) Kw	Injection power (ORO) Kw	TOTAL
15/07/15	8778,4	8347,9	430,5	299	130,0	1,8	350,6	308,5	791 kW
01/08/15	11629,0	8582,8	3046,2	590	130,0	25,3	360,5	408,7	924 kW
15/08/15	11640,0	8836,8	2803,2	574	120,0	22,6	371,1	409,1	923 kW
01/09/15	12990,2	9187,2	3803,0	652	120,0	34,9	385,9	456,6	997 kW
15/09/15	13028,9	9503,4	3525,6	626	120,0	31,1	399,1	457,9	1008 kW
01/10/15	15114,0	10043,8	5070,1	834	120,0	59,5	421,8	531,2	1133 kW
05/10/15	15127,9	10192,1	4935,8	808	120,0	56,2	428,1	531,7	1136 kW
15/10/15	19049,6	14226,1	4823,5	788	120,0	53,5	597,5	669,5	1441 kW
20/10/15	19104,7	14428,7	4676,0	764	120,0	50,3	606,0	671,5	1448 kW
01/11/15	20001,7	15638,1	4363,5	717	120,0	44,1	656,8	703,0	1524 kW
01/12/15	20001,7	16262,9	3738,8	645	120,0	34,0	683,0	703,0	1540 kW
01/01/16	20001,7	16792,0	3209,7	601	120,0	27,2	705,3	703,0	1555 kW
01/02/16	20001,7	17040,6	2961,0	584	120,0	24,3	715,7	703,0	1563 kW
01/03/16	20001,7	17351,9	2649,8	564	120,0	21,0	728,8	703,0	1573 kW
01/04/16	20001,7	17617,8	2383,9	547	120,0	18,4	739,9	703,0	1581 kW
01/05/16	20001,7	17808,7	2193,0	534	120,0	16,5	748,0	703,0	1587 kW
01/06/16	20001,7	17975,2	2026,4	523	120,0	14,9	755,0	703,0	1593 kW
01/07/16	20001,7	18108,8	1892,9	512	120,0	13,6	760,6	703,0	1597 kW
01/08/16	20001,7	18229,2	1772,4	502	120,0	12,5	765,6	703,0	1601 kW
01/09/16	20001,7	18332,2	1669,4	493	120,0	11,6	770,0	703,0	1605 kW
01/10/16	20001,7	18419,7	1582,0	484	120,0	10,8	773,6	703,0	1607 kW
01/11/16	20001,7	18501,6	1500,1	476	120,0	10,1	777,1	703,0	1610 kW
01/12/16	20001,7	18571,1	1430,5	469	120,0	9,4	780,0	703,0	1612 kW
01/01/17	20001,7	18636,3	1365,4	461	120,0	8,9	782,7	703,0	1615 kW
04/04/17	20001,7	18800,2	1201,4	441	120,0	7,5	789,6	703,0	1620 kW
01/01/18	20001,7	19074,2	927,5	400	120,0	5,2	801,1	703,0	1629 kW
01/01/19	20001,7	19274,1	727,5	364	120,0	3,7	809,5	703,0	1636 kW
01/01/20	20001,7	19402,2	599,4	338	120,0	2,9	814,9	703,0	1641 kW
01/01/21	20001,7	19442,1	559,5	329	120,0	2,6	816,6	703,0	1642 kW
01/01/22	20001,7	19527,6	474,0	310	120,0	2,1	820,2	703,0	1645 kW
31/12/22	20001,7	19590,0	411,7	295	120,0	1,7	822,8	703,0	1647 kW
31/12/23	20001,7	19637,7	364,0	283	120,0	1,4	824,8	703,0	1649 kW
31/12/24	20001,7	19675,3	326,4	273	120,0	1,3	826,4	703,0	1651 kW
31/12/25	20001,7	19706,0	295,7	265	120,0	1,1	827,7	703,0	1652 kW
30/12/26	20001,7	19731,5	270,1	258	120,0	1,0	828,7	703,0	1653 kW
30/12/27	20001,7	19753,1	248,5	252	120,0	0,9	829,6	703,0	1653 kW
30/12/28	20001,7	19771,6	230,0	247	120,0	0,8	830,4	703,0	1654 kW
01/01/30	20001,7	19787,9	213,8	242	120,0	0,7	831,1	703,0	1655 kW

Figura 11. Fluidos Esperados



Fuente: Documentos de ingeniería PERENCO COLOMBIA LIMITED 2013

Figura 12. Potencia proyectada



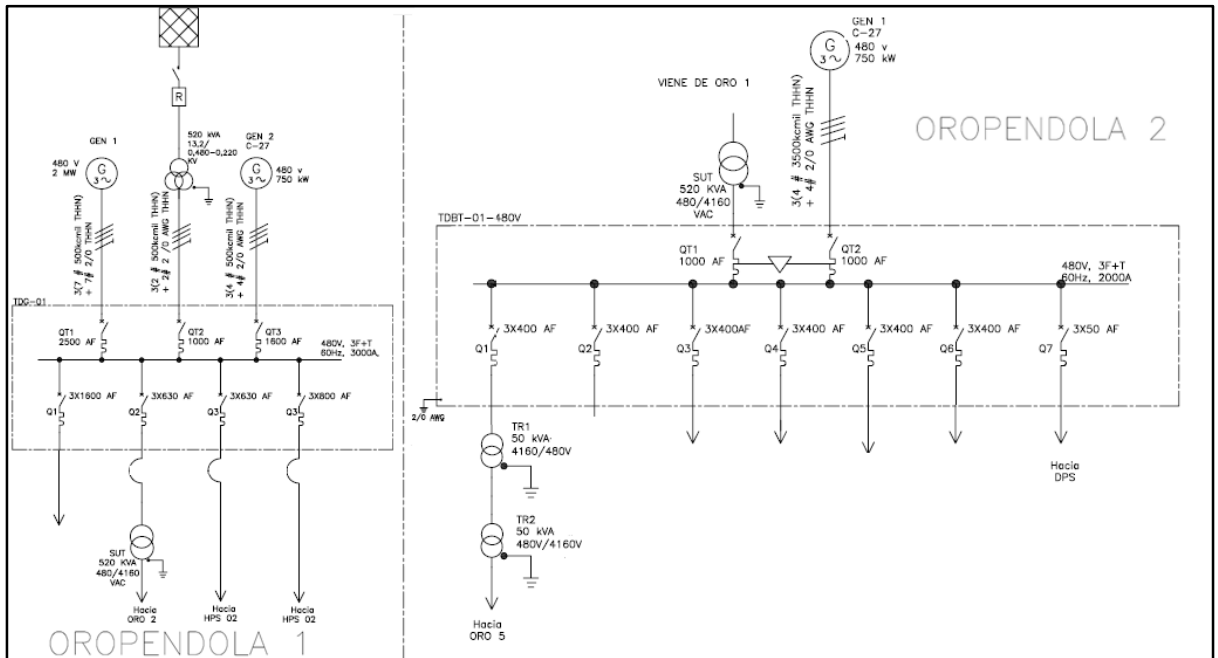
### 5.3. Propuesta Técnica de sistema de generación de energía eléctrica

Basados en los conceptos de brindar mayor confiabilidad a la operación y teniendo en cuenta un crecimiento de acuerdo a los perfiles estimados de producción se hace necesario plantear la propuesta para el desarrollo y crecimiento de las facilidades de operación y el respaldo adecuado de energía eléctrica por medio del sistema paralelo.

La propuesta consiste en aprovechar la ventaja en confiabilidad que dan los sistemas en paralelo con redundancia y realizar sincronismos de máquinas de una forma centralizada para atender toda la demanda de energía en los diversos campos, con una fuente suficientemente dimensionada para que atienda los nuevos requerimientos proyectados, y que tenga respaldo en caso de presentarse algún tipo de evento o falla.

En el siguiente diagrama unifilar se puede observar la propuesta planteada.

Figura 13 Diagrama unifilar planteado



En el diagrama unifilar se aprovecha los dos (2) generadores C27 existentes en Oropendola 1, para instalarse como respaldo (back UP) en las plataformas de Oropendola 1 y Oropendola 2 respectivamente.

En cuanto a la plataforma de Oropendola 5, se maneja todo desde la plataforma de Oropendola 2, quitando los generadores existentes y aprovechando la capacidad remanente de Oropendola 1, o en su defecto la de Oropendola 2.

## 6. ANALISIS ECONOMICO DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

A continuación se muestra el panorama de costos económicos incurridos que se presenta con los diferentes tipos de combustible, teniendo en cuenta únicamente el valor del combustible y su impacto económico por su uso, con base en la configuración actual en cada una de las plataformas y sus cargas (demanda energética) presentes.

### 6.1. Demanda Actual

Para los cálculos se toma la misma carga actual, y comparando con todos los tipos de combustible, para poder analizar el impacto con cada alternativa evaluándola en el periodo de tiempo de un año calendario.

#### 6.1.1. Alternativa Diesel

Tabla 15. Costos actuales con Alternativa Diesel

<b>ALTERNATIVA: DIESEL</b>				
<b>PLATAFORMA</b>	<b>CAPACIDAD REQUERIDA (kW)</b>	<b>COSTO (USD/HR)</b>	<b>COSTO (USD/DIA)</b>	<b>COSTO (USD/AÑO)</b>
OROPENDOLA 1	555	\$ 176,97	\$ 4.247,20	\$ 1.550.226,36
OROPENDOLA 2	209	\$ 66,64	\$ 1.599,39	\$ 583.778,93
OROPENDOLA 5	10	\$ 3,19	\$ 76,53	\$ 27.932,01
<b>TOTAL</b>	<b>774</b>	<b>\$ 246,80</b>	<b>\$ 5.923,12</b>	<b>\$ 2.161.937,30</b>

#### 6.1.2. Alternativa Gas Natural

Tabla 16. Costos actuales con Alternativa Gas Natural

<b>ALTERNATIVA: GAS NATURAL</b>				
<b>PLATAFORMA</b>	<b>CAPACIDAD REQUERIDA (kW)</b>	<b>COSTO (USD/HR)</b>	<b>COSTO (USD/DIA)</b>	<b>COSTO (USD/AÑO)</b>
OROPENDOLA 1	555	\$ 33,09	\$ 794,15	\$ 289.865,08
OROPENDOLA 2	209	\$ 12,46	\$ 299,06	\$ 109.156,40
OROPENDOLA 5	10	\$ 0,60	\$ 14,31	\$ 5.222,79
<b>TOTAL</b>	<b>774</b>	<b>\$ 46,15</b>	<b>\$ 1.107,52</b>	<b>\$ 404.244,28</b>

### 6.1.3. Alternativa Crudo

Tabla 17. Costos actuales Alternativa crudo

<b>ALTERNATIVA: CRUDO</b>				
<b>PLATAFORMA</b>	<b>CAPACIDAD REQUERIDA (kW)</b>	<b>COSTO (USD/HR)</b>	<b>COSTO (USD/DIA)</b>	<b>COSTO (USD/AÑO)</b>
OROPENDOLA 1	555	\$ 38,41	\$ 921,91	\$ 336.495,64
OROPENDOLA 2	209	\$ 14,47	\$ 347,17	\$ 126.716,37
OROPENDOLA 5	10	\$ 0,69	\$ 16,61	\$ 6.062,98
<b>TOTAL</b>	<b>774</b>	<b>\$ 53,57</b>	<b>\$ 1.285,68</b>	<b>\$ 469.275,00</b>

### 6.1.4. Alternativa GLP

Tabla 18. Costos actuales Alternativa GLP

<b>ALTERNATIVA: GLP</b>				
<b>PLATAFORMA</b>	<b>CAPACIDAD REQUERIDA (kW)</b>	<b>COSTO (USD/HR)</b>	<b>COSTO (USD/DIA)</b>	<b>COSTO (USD/AÑO)</b>
OROPENDOLA 1	555	\$ 56,36	\$ 1.352,71	\$ 493.737,69
OROPENDOLA 2	209	\$ 21,22	\$ 509,40	\$ 185.930,05
OROPENDOLA 5	10	\$ 1,02	\$ 24,37	\$ 8.896,17
<b>TOTAL</b>	<b>774</b>	<b>\$ 78,60</b>	<b>\$ 1.886,48</b>	<b>\$ 688.563,92</b>

### 6.1.5. Alternativa Red Eléctrica nacional

Tabla 19. Costos actuales Alternativa red Eléctrica Nacional

<b>ALTERNATIVA: RED ELECTRICA NACIONAL</b>				
<b>PLATAFORMA</b>	<b>CAPACIDAD REQUERIDA (kW)</b>	<b>COSTO (USD/HR)</b>	<b>COSTO (USD/DIA)</b>	<b>COSTO (USD/AÑO)</b>
OROPENDOLA 1	555	\$ 103,19	\$ 2.476,56	\$ 903.942,81
OROPENDOLA 2	209	\$ 38,86	\$ 932,61	\$ 340.403,69
OROPENDOLA 5	10	\$ 1,86	\$ 44,62	\$ 16.287,26
<b>TOTAL</b>	<b>774</b>	<b>\$ 143,91</b>	<b>\$ 3.453,79</b>	<b>\$ 1.260.633,75</b>

### 6.1.6. Comparativo con Carga Actual

Si se evalúa el ahorro por el uso del tipo de combustible comparándolo a través de un año con el costo del combustible utilizado, se ve un importante ahorro, en la siguiente tabla se puede detallar más claramente las cifras, en la cual si se tuviera solo en cuenta el valor del combustible sería la mejor opción utilizar gas natural.

**Tabla 20.** Comparación de ahorro según alternativa

<b>ALTERNATIVA</b>	<b>COSTO (USD/AÑO)</b>	<b>AHORRO (USD/AÑO)</b>
GAS NATURAL	\$ 404.244,28	\$ 1.757.693,02
CRUDO	\$ 469.275,00	\$ 1.692.662,30
GLP	\$ 688.563,92	\$ 1.473.373,38
RED ELECTRICA NACIONAL	\$ 1.260.633,75	\$ 901.303,55
DIESEL (ACTUAL)	\$ 2.161.937,30	\$ -

## 6.2. Demanda proyectada

Basados en la demanda energética proyectada producto de los pronósticos geofísicos, la cual se muestra en la tabla 13, y que como carga pico se requiere alrededor 1655kW, se estiman los costos incurridos para la generación eléctrica basados únicamente en el costo de combustible, para lo cual a continuación se muestran los valores por cada alternativa.

Para mayor facilidad en la visualización se muestra los costos a nivel de cuadros, como sigue a continuación.

### 6.2.1. Alternativa Diesel

**Tabla 21.** Costos proyectados Alternativa Diesel

<b>ALTERNATIVA: DIESEL</b>				
<b>PLATAFORMA</b>	<b>CAPACIDAD REQUERIDA (kW)</b>	<b>COSTO (USD/HR)</b>	<b>COSTO (USD/DIA)</b>	<b>COSTO (USD/AÑO)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1655</b>	\$ 527,71	\$ 12.665,06	\$ 4.622.747,06

## 6.2.2. Alternativa Gas Natural

Tabla 22. Costos proyectados con Alternativa Gas Natural

<b>ALTERNATIVA: GAS NATURAL</b>				
<b>PLATAFORMA</b>	<b>CAPACIDAD REQUERIDA (kW)</b>	<b>COSTO (USD/HR)</b>	<b>COSTO (USD/DIA)</b>	<b>COSTO (USD/AÑO)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1655</b>	\$ 98,67	\$ 2.368,14	\$ 864.372,46

## 6.2.3. Alternativa Crudo

Tabla 23. Costos proyectados con Alternativa Gas crudo

<b>ALTERNATIVA: CRUDO</b>				
<b>PLATAFORMA</b>	<b>CAPACIDAD REQUERIDA (kW)</b>	<b>COSTO (USD/HR)</b>	<b>COSTO (USD/DIA)</b>	<b>COSTO (USD/AÑO)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1655</b>	\$ 114,55	\$ 2.749,11	\$ 1.003.423,93

## 6.2.4. Alternativa GLP

Tabla 24. Costos proyectados con Alternativa GLP

<b>ALTERNATIVA: GLP</b>				
<b>PLATAFORMA</b>	<b>CAPACIDAD REQUERIDA (kW)</b>	<b>COSTO (USD/HR)</b>	<b>COSTO (USD/DIA)</b>	<b>COSTO (USD/AÑO)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1655</b>	\$ 168,07	\$ 4.033,74	\$ 1.472.316,90

## 6.2.5. Alternativa Red Eléctrica nacional

Tabla 25. Costos proyectados con Alternativa Red Eléctrica Nacional

<b>ALTERNATIVA: RED ELECTRICA NACIONAL</b>				
<b>PLATAFORMA</b>	<b>CAPACIDAD REQUERIDA (kW)</b>	<b>COSTO (USD/HR)</b>	<b>COSTO (USD/DIA)</b>	<b>COSTO (USD/AÑO)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1655</b>	\$ 307,71	\$ 7.385,04	\$ 2.695.541,16

### 6.2.6. Comparativo con Demanda eléctrica proyectada

Al evaluar el ahorro por el uso del tipo de combustible con la nueva demanda de energía proyectada y comparándolo a través de un año con el costo del combustible utilizado, se ve claramente si se siguiera operando con Combustible diésel o si se decidiera cambiar por otro tipo de alternativa de generación un importante ahorro, en la siguiente tabla se puede detallar más claramente las cifras.

**Tabla 26.** Ahorro con energía proyectada y diferentes alternativas de generación

<b>ALTERNATIVA</b>	<b>COSTO (USD/AÑO)</b>	<b>AHORRO (USD/AÑO)</b>
GAS NATURAL	\$ 864.372,46	\$ 3.758.374,61
CRUDO	\$ 1.003.423,93	\$ 3.619.323,14
GLP	\$ 1.472.316,90	\$ 3.150.430,16
RED ELECTRICA NACIONAL	\$ 2.695.541,16	\$ 1.927.205,91
DIESEL (ACTUAL)	\$ 4.622.747,06	\$ -

## 7. EVALUACION TECNICO ECONOMICO DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

Partiendo de la suposición que para obtener una mayor confiabilidad según los datos mostrados en capítulos anteriores, es necesario tener un sistema en paralelo con redundancia para tener menor número de salidas y por ende menores pérdidas de producción, se revisara las alternativas de generación, y su posible viabilidad de implementación.

### 7.1. Disponibilidad

Un aspecto importante para poder implementar cualquier opción de generación de energía eléctrica, es la disponibilidad de la alternativa, para lo cual se realizaron averiguaciones al respecto, encontrando lo mostrado en la siguiente tabla:

**Tabla 27.** Disponibilidad del tipo de combustible

ALTERNATIVAS	DISPONIBILIDAD	OBSERVACIONES	DESCARTA
Gas Natural	SI	Estaciones cercanas limitadas de disponibilidad de Gas Natural. Fuente Mas cercana Cusiana a 200 Km. Vias sin pavimentar. Debido al gran volumen necesario y por ser la unica forma por medio de carros cisterna es muy complicado suplir la energia total requerida. Aspecto social de comunidades cercanas complicado. Mayor intervencion en mantenimiento de via.	SI
Crudo	SI		NO
GLP	SI	Fuente cercana Cusiana a 200 Km. Vias sin pavimentar. Aspecto social de comunidades cercanas complicado. Mayor intervencion en mantenimiento de via.	NO
Red electrica Nacional	NO		SI
Diesel	SI		NO

### 7.2. Costos Asociados

Para el desarrollo de las alternativas se deben implementar ampliaciones y adecuaciones para poder suplir la nueva demanda de energía. Básicamente los costos asociados a la implementación de las alternativas se dividen en dos grandes grupos OPEX y CAPEX, los cuales son determinantes en la correcta selección de la alternativa a implementar.

Los costos de OPEX son básicamente costos operacionales que incluyen todas las actividades rutinarias que permiten o facilitan la producción. A continuación se muestra básicamente los parámetros más relevantes que se tienen en cuenta para estos cálculos.

$$OPEX = PPB \times COEG + COG + CMT C$$

Ecuación 5

Donde

PPB= Potencia por Barril (kW/BFPD), costo típico promedio según carga estimada y pronóstico de fluidos de 0,08 kW/ BFPD.

COEG=Costo de Operación de los equipos de generación según tipo de combustible (USD/kWdia).

COG = Costos de operación general, incluye los costos de operación de inyección de químicos, comunidades, mantenimiento de las bombas de inyección, los consumibles se calculan aproximadamente en 0.2 USD/bbl de fluido

CMTC = Costos de mano de obra y transporte de crudo, típicamente es de 20 USD/ bbl de crudo.

Los costos de CAPEX, básicamente son los aquellos que incluyen las inversiones adicionales para funcionar un claro ejemplo es una expansión o modificación de facilidades para permitir producir.

A continuación se detallan los costos incurridos dentro de estos dos grandes grupos para cada alternativa de generación eléctrica en estudio y que posee disponibilidad en la región.

### **7.2.1. Alternativa Diesel**

#### **7.2.1.1. Costos OPEX**

De acuerdo a la ecuación 5 de OPEX, y reemplazando los valores para el caso de Diésel, se obtiene:

$$OPEX = 0,08\left(\frac{\text{kW}}{\text{BFPD}}\right) \times 7,65\left(\frac{\text{USD}}{\text{KW Dia}}\right) + 0,2\left(\frac{\text{USD}}{\text{BFPD}}\right) + 20\left(\frac{\text{USD}}{\text{BOPD}}\right)$$

#### **7.2.1.2. Costos CAPEX**

Según documentos internos de ingeniería se estiman para el desarrollo de esta ampliación sería necesario invertir 1630 KUSD. Incluyen compra de equipos líneas eléctricas y adecuación para sincronismo.

## 7.2.2. Alternativa Crudo

### 7.2.2.1. Costos OPEX

De acuerdo a la ecuación 5 de OPEX, y reemplazando los valores para el caso de Crudo, se obtiene:

$$OPEX = 0,08\left(\frac{\text{kW}}{\text{BFPD}}\right) \times 1,66\left(\frac{\text{USD}}{\text{KW}D\text{ia}}\right) + 0,2\left(\frac{\text{USD}}{\text{BFPD}}\right) + 20\left(\frac{\text{USD}}{\text{BOPD}}\right)$$

### 7.2.2.2. Costos CAPEX

Según documentos internos de ingeniería se estiman para el desarrollo de esta ampliación sería necesario invertir 3428 KUSD. Incluyen compra de equipos líneas eléctricas y adecuación para sincronismo.

## 7.2.3. Alternativa GLP

### 7.2.3.1. Costos OPEX

De acuerdo a la ecuación 5 de OPEX, y reemplazando los valores el caso de GLP, se obtiene:

$$OPEX = 0,08\left(\frac{\text{kW}}{\text{BFPD}}\right) \times 2,44\left(\frac{\text{USD}}{\text{KW}D\text{ia}}\right) + 0,2\left(\frac{\text{USD}}{\text{BFPD}}\right) + 20\left(\frac{\text{USD}}{\text{BOPD}}\right)$$

### 7.2.3.2. Costos CAPEX

Según documentos internos de ingeniería se estiman para el desarrollo de esta ampliación sería necesario invertir 3538 KUSD. Incluyen compra de equipos líneas eléctricas y adecuación para sincronismo.

## 7.3. Análisis Costos OPEX

Observando lo obtenido a nivel de OPEX, es mucho más conveniente operar con el que presenta el menor costo operativo que para este caso es el Crudo, donde lo principal que afecta este indicador es el tipo de combustible, el resto de variables se puede considerar constante para todos los tipos de alternativas.

## 7.4. Análisis Costos CAPEX

Para determinar cuál es la mejor opción dentro de las alternativas de generación eléctrica, se parte del combustible o la alternativa utilizada en la operación actual, el Diésel, a partir de los valores de este, se compara si hay ahorros y en cuanto se pagaría la inversión planteada por cada una de las demás alternativas.

**Tabla 28.** Ahorro con futura energía demandada según tipo de combustible

ALTERNATIVA	COSTO (USD/AÑO)	AHORRO (USD/AÑO)
CRUDO	\$ 1.003.423,93	\$ 3.619.323,14
GLP	\$ 1.472.316,90	\$ 3.150.430,16
DIESEL (ACTUAL)	\$ 4.622.747,06	\$ -

Para realizar la evaluación económica del proyecto, se tienen en cuenta 2 indicadores importantes: Valor Presente Neto y Payback.

**El Valor Presente Neto (VPN)** representa el valor del Flujo de caja neto (Ingresos – Egresos) del proyecto luego de terminado el tiempo de evaluación de este. Es sabido que el dinero sufre depreciaciones a lo largo del tiempo, en función de las tasas de interés del mercado, para lo cual se debe pasar a valor presente mediante la ecuación 6. En esta ecuación,  $i$  representa la tasa de oportunidad la cual es asumida 10%, y  $n$  representa el tiempo en años<sup>14</sup>.

$$VPN = \frac{\text{Flujo de Caja Neto}}{(1 + i)^n}$$

Ecuación 6

**El Payback** es el tiempo en el cual se recupera la inversión inicial, es decir, cuando el valor presente neto del proyecto iguala el CAPEX.

### 7.4.1. Análisis con alternativa de Crudo

---

<sup>14</sup> BADILLO SANTODOMINGO, Joseph Juscelino; MUÑOZ RODRÍGUEZ, Álvaro Fabián. "Viabilidad Técnico Económica Del Mejoramiento Locativo Y De Seguridad En Pozos Petroleros A Través De Unidades Fast-Moving". Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, 2015.

**Tabla 29.** NPV según alternativa Crudo

Alternativa	Crudo		
Tasa efectiva anual	10%		
Tasa efectiva mensual	0,80%		
Ahorro anual (KUSD)	\$ 3.619.323,00		
	Inversión	Año 1	Año 2
Gross	\$ (3.428.000)	\$ 3.619.323	\$ 3.619.323
NPV Gross @ 10% EA	\$ 2.853.470		

Como se observa en la tabla 28, es muy rentable el cambio de tipo combustible para la generación eléctrica y se paga la inversión de CAPEX en menos del año, aproximadamente en 11,4 meses.

#### 7.4.2. Análisis con alternativa de GLP

Como se observa en la tabla 29 es muy rentable y se paga la inversión de CAPEX en poco más del año, aproximadamente en 22,5 meses.

**Tabla 30.** NPV según alternativa GLP

Alternativa	GLP		
Tasa efectiva anual	10%		
Tasa efectiva mensual	0,80%		
Ahorro anual (KUSD)	\$ 3.150.430,00		
	Inversión	Año 1	Año 2
Gross	\$ (3.538.000)	\$ 3.150.430	\$ 3.150.430
NPV Gross @ 10% EA	\$ 1.929.689		

#### 7.4.3. Resumen

A continuación en la tabla 31 se muestra los valores obtenidos de NPV y Payback para los dos tipos de combustible.

**Tabla 31.** Resumen de indicadores económicos

Alternativa Combustible	NPV	Payback
Crudo	\$ 2.853.470	11,4
GLP	\$ 1.929.689	22,0

En general las dos opciones son rentables y son mejor a seguir utilizando el combustible actual (diésel), siendo la más económica y atractiva la que implica el uso de Crudo como combustible para la generación de energía eléctrica.

## 8. CONCLUSIONES

- La utilización de diésel como combustible para generación eléctrica es una buena alternativa, rápida y practica para operar campos con alto grado de incertidumbre de su proyección y resultados de producción.
- El combustible diésel empleado para la generación de energía eléctrica, es una buena opción que brinda buena confiabilidad pero no es la más económica, siempre hay opciones que se deben analizar, porque para este caso, es el combustible que se utiliza actualmente pero es el más costoso para la operación diaria.
- Al implementar un sistema redundante en paralelo y con una producción constante anual, se podría afirmar que al realizar el cambio de tipo de configuración se ahorrarían alrededor de 11034 barriles de crudo al año, o su equivalente con un costo del crudo de 50 USD por el orden de USD \$551.723 USD al año.
- Al implementar la generación con combustible crudo se disminuye los costos operativos, generando un ahorro anual de USD \$ 3.619.323,14 y pagándose la inversión en 11,5 meses con el ahorro generado.
- Existen diversas alternativas de generación de energía eléctrica, pero éstas varían y se ven afectadas por varios factores que dependen principalmente de la ubicación del campo, disponibilidad y acceso, precios de mercado, factores climáticos lo cual se debe tener presente para el momento de seleccionar el mejor combustible para la generación o la mejor opción para brindar energía al campo de producción.
- La generación eléctrica con Combustible Crudo, es una buena opción y muy rentable, en sitios donde no se tiene acceso a gas natural ni redes eléctricas confiables y es más económica que la generación con combustible diésel.
- Sin sacrificar la producción de hidrocarburos se puede obtener menores costos fijos, al reducir gastos por combustible para generación de energía eléctrica.
- La autonomía en la generación eléctrica es un factor importante dentro de la operación de la industria de hidrocarburos garantizando confiabilidad, disponibilidad, blindándose a variables externas y con mayor importancia en sitios remotos con difíciles condiciones de suministro de energía eléctrica ya sea por temas geográficos o sociales.

## 9. RECOMENDACIONES

- La energía eléctrica dentro del proceso de la producción de hidrocarburos juega un papel importante para el desarrollo y operación de los campos, para lo cual se necesita que esta esté siempre con un alto nivel de confiabilidad para permitir menores pérdidas de producción.
- Para evitar pérdidas de producción debido a la baja confiabilidad del sistema de generación eléctrica, es importante instalar o brindar sistemas que permitan dar redundancia o sistemas paralelos, los cuales generaran ahorros considerables evitando paradas nunca deseadas por fallas en la generación eléctrica.
- Si se considera mantener y reducir costos de operación en cualquier campo petrolero, es importante observar con detenimiento los valores del combustible empleado para la generación de energía y plantear alternativas en la búsqueda de optimización de gastos.
- Es importante revisar los costos operativos manejados y evaluar estrategias para reducir los mismos dentro de la operación, evaluando con inversión y tiempo estimado de recuperación de la misma, con esta estrategia se permitiría tener mayores rentabilidades y mejorar los límites económicos de los campos.

## BIBLIOGRAFIA

BADILLO SANTODOMINGO, Joseph Juscelino; MUÑOZ RODRÍGUEZ, Álvaro Fabián. "Viabilidad Técnico Económica Del Mejoramiento Locativo Y De Seguridad En Pozos Petroleros A Través De Unidades Fast-Moving". Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, 2015.

BASILE, M., eni e&p, G. Gorla, A. Marcelli, tecnomare, A. Realini, Politecnico di Milano, C. Sartori, eni e&p. Energy Efficiency To Support Production 2013

CARRANZA, Hugo Alberto, Bridas SAPIC. Regional Energy Interconnection Gas Pipelines vs. Power Transmission Lines Comparison 1997

FLORES, Marcos P; Torres, José G; Rodríguez, José H. y Alcaraz Agustín M. Confiabilidad Operativa de Sistemas para Compresión de Gas y Generación Eléctrica en Complejos Petroleros {En línea}. {Consultado junio 2015}. Disponible en: [http://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0718-07642010000300003&script=sci\\_arttext](http://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0718-07642010000300003&script=sci_arttext)

HAFNER Manfred ,Observatoire M&#223;diterran&#223;en de l&#223;nergie (OME). ELECTRICITY TRANSMISSION VERSUS NATURAL GAS TRANSPORT: A COMPARATIVE ECONOMIC ANALYSIS. 2000

HÅVARD Devold, ABB Ltd. Electrification and Energy efficiency in Oil and Gas Upstream 2012.

ICONTEC INTERNATIONAL. EL COMPENDIO DE TESIS Y OTROS TRABAJOS DE GRADO. {En línea}. {Consultado junio 2015}. Disponible en: [http://www.ICONTEC.org/BancoConocimiento/C/compendio\\_de\\_tesis\\_y\\_otros\\_trabajos\\_de\\_grado/compendio\\_de\\_tesis\\_y\\_otros\\_trabajos\\_de\\_grado.asp?CodIdioma=ESP](http://www.ICONTEC.org/BancoConocimiento/C/compendio_de_tesis_y_otros_trabajos_de_grado/compendio_de_tesis_y_otros_trabajos_de_grado.asp?CodIdioma=ESP).

IDACHABA, Francis E, SPE, Covenant University Ota. Design of an Inline Power Generating System for Remote Oil and Gas production Installation.2012.

MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. RESOLUCIÓN (2121). 26 de Octubre de 2010. POR LA CUAL SE OTORGA UNA LICENCIA AMBIENTAL GLOBAL Y SE TOMAN OTRAS DETERMINACIONES {En línea}. {Consultado junio 2015}. Disponible en :

[http://www.minambiente.gov.co/documentos/normativa/gaceta\\_ambiental/2010/res\\_2121\\_261010.pdf](http://www.minambiente.gov.co/documentos/normativa/gaceta_ambiental/2010/res_2121_261010.pdf)

PALACIO, Luis Hernando Palacio, El cálculo de la Confiabilidad {En línea}. {Consultado junio 2015}. Disponible en: <http://confiabilidad.net/articulos/el-calculo-de-la-confiabilidad/>

PERENCO COLOMBIA LIMITED, Estudio de impacto ambiental para la obtención de la licencia global de exploración, explotación y producción para el bloque Oropéndola Occidental. Colombia, Febrero de 2012.

ROCA, Jose A, Los costes de generación de las renovables son iguales o más baratos que los de combustibles fósiles {En línea}. {Consultado junio 2015}. Disponible en: <http://elperiodicodelaenergia.com/los-costes-de-generacion-de-las-renovables-son-iguales-o-mas-baratos-que-los-de-combustibles-fosiles/>

STILES, Robert F., Global Power Corp.; M. Steven Slezak, Case Services Inc.. Strategies for Reducing Oilfield Electric Power Costs in a Deregulated Market. 2002

UPME, INFORME MENSUAL DE VARIABLES DE GENERACIÓN Y DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO – ENERO DE 2015 {En línea}. {Consultado junio 2015}. Disponible en: [http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2015/Seguimiento\\_Variables\\_Enero\\_2015.pdf](http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2015/Seguimiento_Variables_Enero_2015.pdf)