



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

MATRIZ DE TOMA DE DECISIONES PARA LA GESTIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS EN UN CAMPO PETROLERO

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE MAGISTER EN GESTIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

OPCION: PROYECTO DE DESARROLLO

ING. CARLOS ALBERTO LAZCANO DELGADO
carloslazcano1977@yahoo.com

DIRECTOR:
ING. ÁLVARO VINICIO GALLEGOS ERAS, Msc.
alvaro.gallegos@epn.edu.ec

Quito, Junio - 2019

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por **CARLOS LAZCANO**, bajo mi supervisión

Msc Álvaro Gallegos

DIRECTOR DE TRABAJO

DECLARACIÓN

Yo, **Carlos Alberto Lazcano Delgado**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

ING. CARLOS ALBERTO LAZCANO

AGRADECIMIENTO

Gracias a mi esposa y mi hijo por creer en mí, apoyarme en la decisión de este proyecto y permitirme cumplir con excelencia esta tesis.

Gracias a Dios por indicarme lo hermosa y justa que puede llegar a ser la vida.

No ha sido sencillo el camino hasta ahora, pero querida esposa gracias por tu aporte, amor, y tu intensa bondad, con lo cual lo complicado de lograr esta meta se ha notado menos.

INDICE

CERTIFICACIÓN.....	I
DECLARACIÓN.....	II
AGRADECIMIENTO	III
INDICE	IV
Índice de Figuras	VII
Índice de Tablas.....	VIII
RESUMEN.....	X
ABSTRACT	XI
INTRODUCCIÓN.....	1
Objetivo general.....	2
Objetivos específicos	2
Alcance.....	2
1. MARCO TEORICO	3
1.1 Aspectos Geológicos.....	3
1.1.1 Geología Regional y Marco Estructural.....	3
1.1.2 Estratigrafía y Sedimentología	4
1.1.3 Metodología Petrofísica	5
1.2 Facilidades de Producción.....	8
1.2.1 Descripción del Proceso - Plataformas de Producción.....	8
1.2.2 Descripción del Proceso - Estaciones de Producción.....	9
1.3 Procesos de tratamiento de gas	10
1.3.1 Tratamiento de gas	11
1.3.2 Compresión	12
1.4 Análisis de Riesgo	12
1.4.1 Análisis de Riesgo Bow Tie.....	13
1.5 Toma de decisiones.....	17
1.5.1 Matriz de toma de decisiones.....	17
1.5.2 Criterios de selección.....	17

2. GESTION DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS	19
2.1 Cálculo del POES	19
2.2 Curvas de declinación	20
2.3 Factor de Recobro	22
2.4 Reservas de Petróleo	23
2.5 Análisis del Gas	28
2.6 Reservas de Gas	29
2.7 Riesgos Asociados	30
2.8 Definición y Peso Ponderado de Parámetros a Evaluar.....	30
2.8.1 Calificación de Parámetros	32
3. MATRIZ DE TOMA DE DISIONES PARA LA GENERACION ELECTRICA A GAS 36	
3.1 Escenarios de Estudio	36
3.2 Descripción de escenarios.....	37
3.2.1 Escenario 1.- Diésel.....	37
3.2.2 Escenario 2.- Gas Asociado.....	38
3.2.3 Escenario 3.-Incremento de Gas Asociado	39
3.3 Matriz de decisión.....	42
3.3.1 Matriz de valoración de parámetros	42
3.3.2 Matriz de toma de decisión	45
3.4 Riesgos Asociados	46
5. ANALISIS DE FACTIBILIDAD	50
5.1 Evaluación de Escenarios.....	50
5.1.1 Aspectos Financieros.....	50
5.1.2 Aspectos Económicos.....	54
5.1.3 Aspectos de Mercado	61
5.1.4 Aspectos Ambientales / Legales	63
5.1.5 Aspectos Administrativos	64
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	66

7.	BIBLIOGRAFIA.....	70
	Anexo I: Sistema de clasificación de estimado de costos.....	72
	Anexo II: Análisis Bow Tie	75
	Anexo III: Perfiles de Personal de Proyecto.....	77

Índice de Figuras

Figura 1.- Dominios Tectónicos de la Cuenca Oriente.....	4
Figura 2.- Columna estratigráfica generalizada y carta de eventos Cuenca Oriente.	5
Figura 3.- Arenisca Basal Tena de Pozo T-01.....	6
Figura 4.- Arenisca U Inferior de Pozo T-01.....	7
Figura 5.- Arenisca T Inferior de Pozo T-01.....	7
Figura 6.- Arenisca Hollín Pozo T-01.....	8
Figura 7.- Esquema Típico de una Estación de Producción.....	10
Figura 8.- Análisis Bow Tie.....	15
Figura 9.- Curva de declinación Arenisca Basal Tena.....	20
Figura 10.- Curva pozo exploratorio en producción, factor de recobro – U Inferior.....	21
Figura 11.- Curva Declinación, pozo exploratorio Arenisca T.....	21
Figura 12.- Curva Declinación Arenisca Hollín Superior.....	22
Figura 13.- Foto del modelo de simulación Factor de recobro – Basal Tena.....	22
Figura 14.- Ajuste de historial – Basal Tena.....	23
Figura 15.- Flujo de caja Diésel vs gas asociado.....	56
Figura 16.- Flujo de caja Diésel vs incremento de gas asociado.....	57
Figura 17.- Flujo de caja Diésel vs gas asociado.....	59
Figura 18.- Flujo de caja Diésel vs gas asociado.....	60
Figura 19.- Demanda de energía eléctrica 2015 – 2023 para el sistema petrolero.....	62
Figura 20.- Demanda de energía eléctrica 2015 – 2023 para el sistema petrolero.....	63
Figura 21.- Estructura Organizacional.....	65

Índice de Tablas

Tabla 1.- Parámetros Petrofísicos para las areniscas del campo “T”	20
Tabla 2.- Reservas Originales de Petróleo – Arenisca Basal Tena	24
Tabla 3.- Reservas Originales de Petróleo – Arenisca U Inferior	25
Tabla 4.- Reservas Originales de Petróleo – Arenisca T	26
Tabla 5.- Reservas Originales de Petróleo – Arenisca Hollín Superior	27
Tabla 6.- Reservas Campo “T”	27
Tabla 7.- Comp. Másica y molar areniscas Basal Tena, U Inf, T Inf y Hollin Sup	28
Tabla 8.- Propiedades en cada una de las areniscas	29
Tabla 9.- Reservas de Gas para cada una de las areniscas	30
Tabla 10.- Aspectos Evaluados – Indicadores Económicos	33
Tabla 11.- Aspectos Evaluados	34
Tabla 12.- Calificación de Parámetros	35
Tabla 13.- Consumo diésel - Estación de producción en el campo “T”	37
Tabla 14.- Consumo diésel – Plataforma de producción en el campo “T”	38
Tabla 15.- Producción de gas anual por cada pozos pozo según su arenisca	39
Tabla 16.- Consumos Diésel – Estación de Producción, incluyendo pozo T-07A	40
Tabla 17.- Consumos Diésel - Estación de Producción por perforación del pozo T-07A ..	41
Tabla 18.- Generación de Gas por perforación del pozo T-07A	41
Tabla 19.- Generación de Gas por perforación del pozo T-07A	42
Tabla 20.- Matriz de valoración de parámetros	43
Tabla 21.- Matriz de toma de decisiones	44
Tabla 22.- Costos de Inversión CAPEX – para plataformas de producción	51
Tabla 23.- Costos de Inversión CAPEX – para estaciones de producción	51
Tabla 24.- Costo de Operación OPEX para generación a Gas o a Diesel	52
Tabla 25.- Resumen del estimado de costos	53
Tabla 26.- Costos para servicios e inversión en una Plataforma de Producción	54
Tabla 27.- Tasa de descuento 13.01% - Plat. de Produc. – Diésel / Gas Asociado,	55
Tabla 28.- Tasa de descuento 11.39% - Plat. de Produc. – Diésel / Gas Asociado	55
Tabla 29.- Tasa de descuento 13.01% - Plat de Produc. – Diésel / Increm.Gas	56
Tabla 30.- Tasa de descuento 11.39% - Plat de Produc. – Diésel / Increm.Gas,	56

Tabla 31.- Costos CAPEX y OPEX para Plataforma de Producción	57
Tabla 32.- Tasa de descuento 13.01% - Estación de Produc. – Diésel / Gas Asoc,	58
Tabla 33.- Tasa de descuento 11.39% - Estaciones de Produc. – Diésel / Gas Asoc.,	58
Tabla 34.- Tasa de descuento 13.01% - Estaciones de Produc. – Diésel / Increm. Gas,..	59
Tabla 35.- Tasa de descuento 11.39% - Estaciones de Produc. – Diésel / Increm. Gas,..	60
Tabla 36.- Evaluación de Indicadores Económicos.....	61

RESUMEN

Para el desarrollo de la matriz de toma de decisiones en proyectos de generación eléctrica en un campo petrolero, se realizó evaluaciones a la geología, estructuras, litologías y estratigrafía de cada arena a intervenir, a fin de estimar la capacidad de producción de petróleo y por ende la producción de gas. A continuación con los análisis PVT de cada una de las arenas se verificó la calidad del gas y sus propiedades; para luego con el estimado de gas por cada año de producción, evaluar la capacidad de generación de energía disponible y así conocer si se cubre los requerimientos del campo petrolero a lo largo de su tiempo de operación.

En el estudio se plantearon tres escenarios: el primero, el escenario habitual donde el combustible utilizado es el diésel, el segundo escenario consideró al gas asociado como combustible y el tercer escenario analiza la ventaja que existe en el incremento de producción de gas en los costos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX).

Para analizar la seguridad operativa se usó la metodología Bow Tie, en la cual se definió como Evento Principal el shutdown eléctrico, causado por las variaciones en el suministro de gas en un campo petrolero.

Finalmente, se desarrolló un análisis de los aspectos administrativos, legales, financieros, ambientales, económicos y de mercado; los cuales permitirá conocer si el cambio del combustible muestra índices económicos que generen una rentabilidad suficiente para proporcionar utilidad al proyecto.

Palabras Claves: Bow Tie, Estaciones de Producción, Generación a gas, Plataformas de Producción, Inversión.

ABSTRACT

For the development of the decision-making matrix in power generation projects in an oil field, it was begin with evaluations of the geology, structures, lithologies and stratigraphy of each of the sands that have been considered in the oil field, next it was estimated the capacity for oil production and therefore gas production. Then, with the PVT analysis of each of of the sands, the gas quality and its properties were verified; with the gas estimate for each year production, the capacity of generation of available energy was evaluated and thus to will know the capacity that this covers of the field requirements throughout its operation time.

In the study, three scenarios were considered: the first, the usual scenario where the fuel used is diesel; the second scenario considered the associated gas as fuel and the third scenario analyzes the advantage that exists in the increase of gas production in costs of investment (CAPEX) and operation (OPEX).

To analyze operational safety, the Bow Tie methodology was used, in which the main event was defined as the electric shutdown, caused by variations in the supply of gas in an oil field.

Finally, a specific analysis of the administrative, legal, financial, environmental, economic and market aspects was included; which will allow to know if the change of the fuel shows economic indexes that generate a profitability sufficient to provide utility to the projec

Keywords: Bow Tie, Generation with gas, Production Station, Production Wells, Investment.

MATRIZ DE TOMA DE DECISIONES PARA LA GESTIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS EN UN CAMPO PETROLERO

INTRODUCCIÓN

Ecuador al inicio de su actividad petrolera, enfocó esfuerzos en realizar una producción a gran escala, sin considerar eficiencia en los procesos de producción. (Poveda, 2007). En los últimos años, los precios altos por cada barril exportado ocultaron los costos altos para la perforación, procesamiento y bombeo. Con la disminución de precios y considerando que los incrementos de precio se verán a mediano plazo, se hizo necesario revisar los factores que influyen directa o indirectamente en costos de operación (OPEX) y en los montos de inversión (CAPEX) para mejorar la utilidad en la producción de cada barril.

En los costos de operación OPEX, entre los rubros que representan el mayor costo en la operación están: la renta de equipos de fondo, el costo de la inyección de químicos y la generación eléctrica incluido el costo del combustible utilizado (Guerron, A., & de los Angeles, K. (2014)). El consumo de combustible es el valor de mayor variabilidad en la operación, combustible donde su precio es determinado por la volatilidad de los mercados internacionales. (Chilig, 2012) (Alvarez, 2015)

En lo que se refiere a los montos de inversión CAPEX, los valores que influyen son los costos de los procesos seleccionados para el tratamiento de los fluidos (crudo/gas/agua). En las plataformas y estaciones de producción, la deshidratación del crudo origina como sub producto agua y gas asociado, es habitual que en plataformas y estaciones de producción se quemara este gas y no se lo use como fuente rentable de energía como combustible para la generación eléctrica (Rodriguez, 2007)

Empresas que han considerado utilizar como fuente de combustible para la generación eléctrica al gas asociado, muchas veces no incluyen en sus evaluaciones técnico - económicas factores como el contenido de impurezas, compuesto pesados (condensados) presentes, seguridad operativa, flujo de gas en el tiempo, facilidades de superficie requeridas según la producción de gas, etc.; muchas de las cuales en la práctica determinan la factibilidad para su desarrollo y que las inversiones muestren rentabilidades suficientes para viabilizar el proyecto. (Rudnick, 2005).

Objetivo general

Construir una matriz de toma de decisión para la Gestión de la Generación Eléctrica a Gas.

Objetivos específicos

- Determinar las reservas de gas.
- Definir los escenarios de producción y los riesgos operativos asociados.
- Identificar las herramientas para la gestión de la generación eléctrica a gas.
- Desarrollar un análisis de factibilidad para los escenarios de producción de gas.

Alcance

Analizar las variables que permitan la factibilidad de cambio de generación con diésel a generación a gas, utilizando como caso de estudio el campo ENO – RON

1. MARCO TEORICO

El Campo “T” ubicado dentro del Bloque Eno - Ron, se localiza al Norte de la cuenca Oriente del Ecuador, al norte de Sacha, al Oeste de los Campos Ron y Drago y al Sur Oeste de Guanta-Dureno. Fue descubierto con la perforación del pozo exploratorio T-01 en Marzo de 1978, el cual alcanzó una profundidad de 10.435 pies, los objetivos en la exploración primaria fueron inicialmente la arenisca Hollín y las areniscas “U” y “T”, ubicadas en la Arenisca Napo del Cretáceo

1.1 Aspectos Geológicos

1.1.1 Geología Regional y Marco Estructural

La Cuenca Oriente del Ecuador es una cuenca de retro-arco limitada al oeste por los Andes y al este por el Escudo Guyano-Brasileño. Forma parte de las cuencas sub andinas que se extienden desde Venezuela, pasando por Colombia, Ecuador, Perú hasta Bolivia. (Baby et al., 2014)

El relleno sedimentario comprende edades desde el Paleozoico hasta el Cuaternario. Regionalmente pueden diferenciarse tres dominios tectónicos (ver Figura 1):

- Dominio Occidental o Sistema Subandino, constituido por:
 - a) El Domo Napo, con orientación NNE-SSO.
 - b) Depresión Pastaza, de fallas más cabalgables.
 - c) La Cordillera de Cutucú, con orientación general N-S a NNO-SSE.
- Dominio Central o Corredor Sacha-Shushufindi

Representado por mega-fallas transpresivas de orientación NNE-SSO y estructuras en flor hacia la superficie (Baby et al., 2014).

- Dominio Este o “Sistema Invertido Capirón-Tiputini”,

Es una cuenca extensiva actualmente con estructura invertida. Presencia de fallas lístricas (Baby et al., 2014).

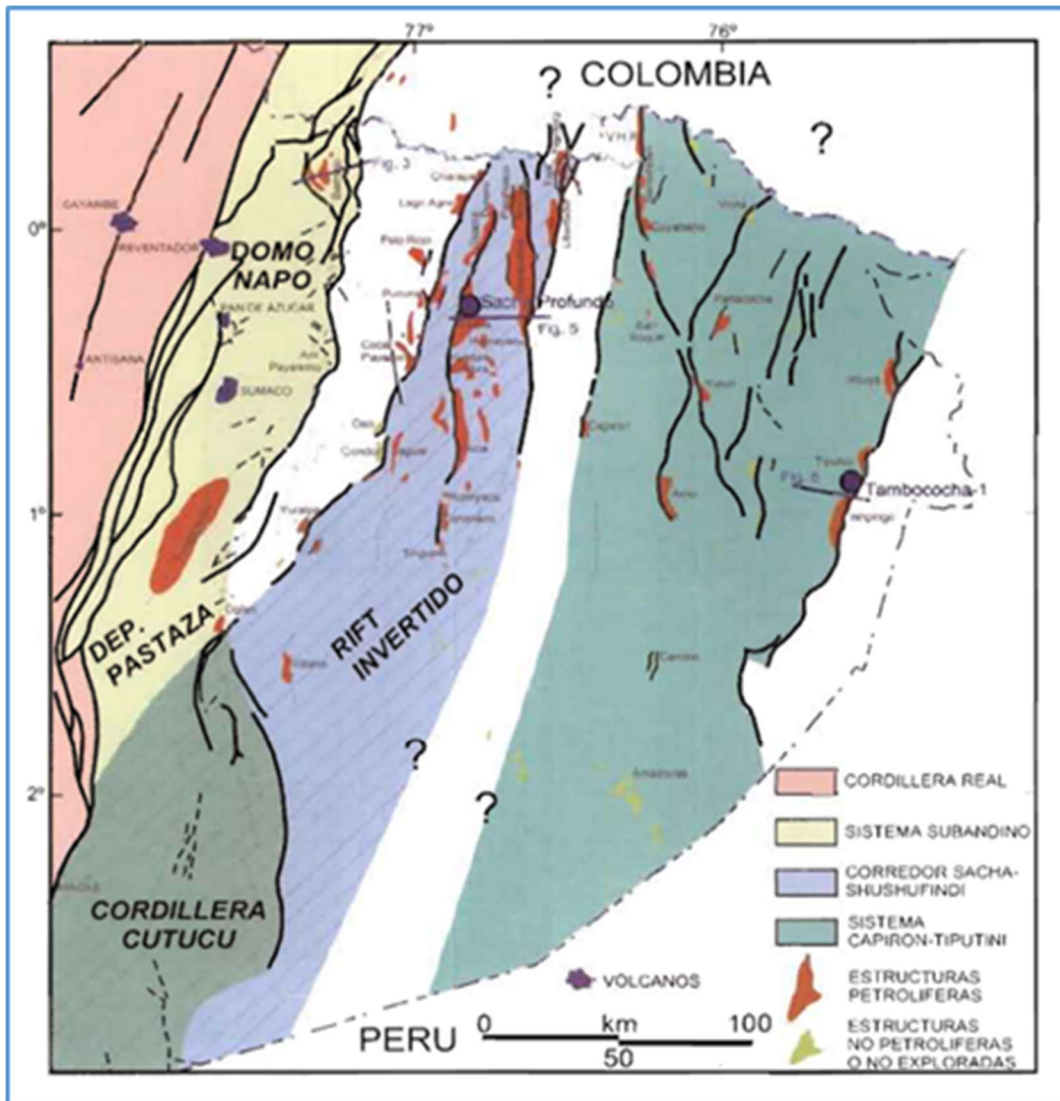


Figura 1.- Dominios Tectónicos de la Cuenca Oriente.

Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017.

1.1.2 Estratigrafía y Sedimentología

La secuencia estratigráfica comprende un basamento constituido por rocas del Jurásico-Triásico, sobre ellas se depositó la Arenisca Hollín, que es una secuencia arenosa constituyendo el principal reservorio de la cuenca en la parte central y occidental de la misma. (Baby et al., 2014). La Arenisca Napo, constituida por intercalaciones de areniscas, calizas y lutitas, los intervalos arenosos son reservorios y en algunos lugares las calizas se presentan una pequeña producción.

Posteriormente se deposita la secuencia terciaria, que no presenta mayor interés desde el punto de vista de reservorio petrolero. La figura 2 muestra la columna generalizada

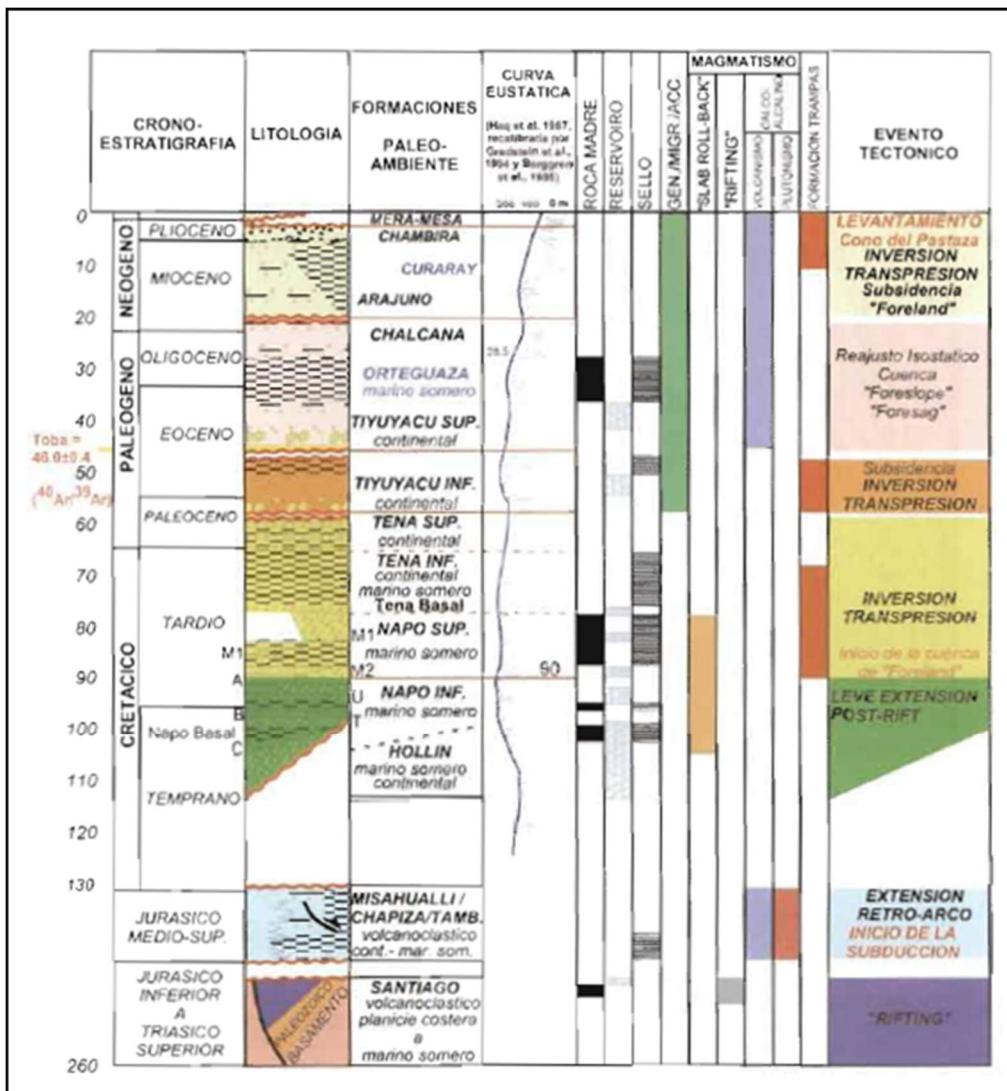


Figura 2.- Columna estratigráfica generalizada y carta de eventos Cuenca Oriente.

Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017

1.1.3 Metodología Petrofísica

Para realizar una interpretación petrofísica, se utilizan registros a hueco abierto existentes. El set de registros contempla un triple combo de donde se utilizan el análisis de tendencias de curvas como son Gamma Ray (GR) para la evolución secuencial y poder definir topes y bases de las unidades y areniscas de interés.

Con las curvas originales se procede a la interpretación petrofísica para obtener curvas de volumen de arcilla (Vsh), porosidades (Por), Permeabilidad (K), Saturación de agua (Sw) y así poder definir las zonas reservorio y pago. (Baby et al., 2014)

En las figuras 3, 4, 5 y 6 se visualizan las areniscas del pozo exploratorio que tiene el campo "T":

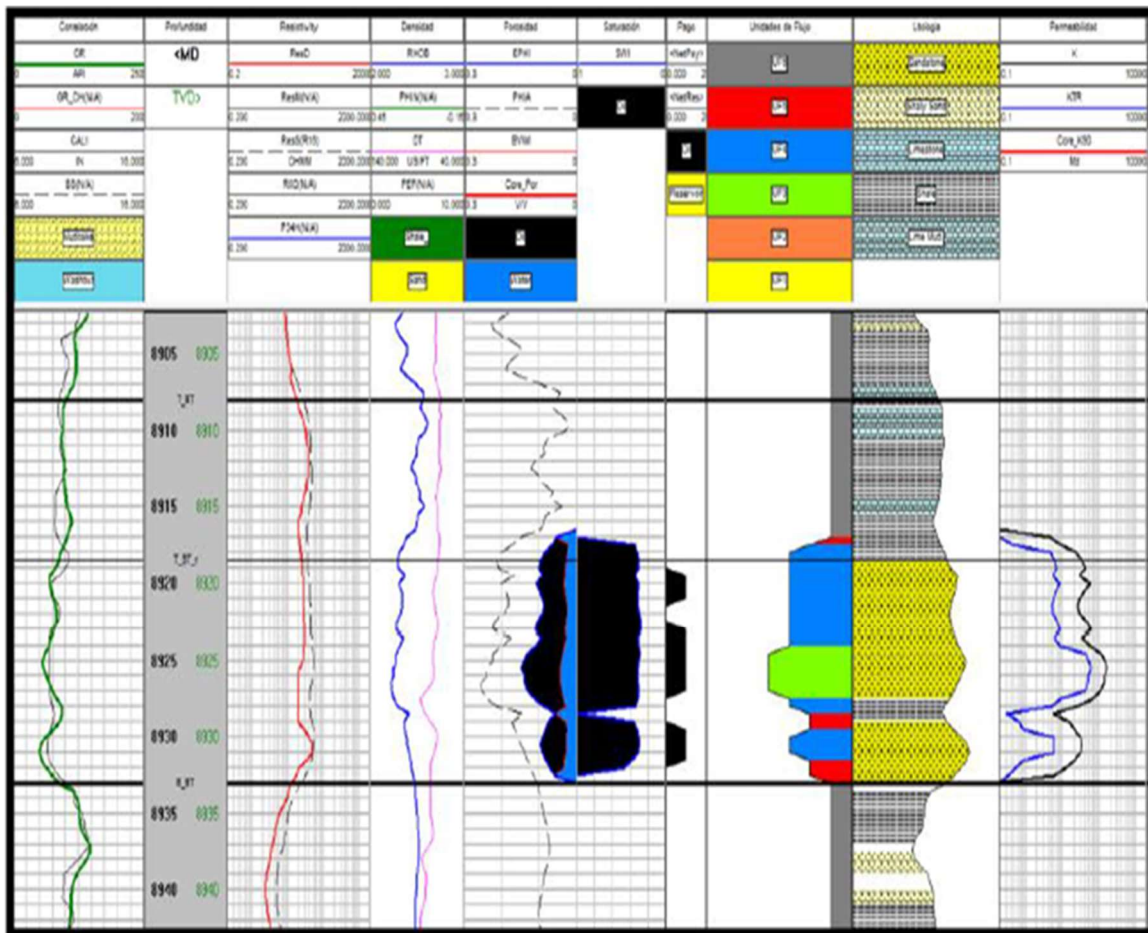


Figura 3.- Arenisca Basal Tena de Pozo T-01

Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017

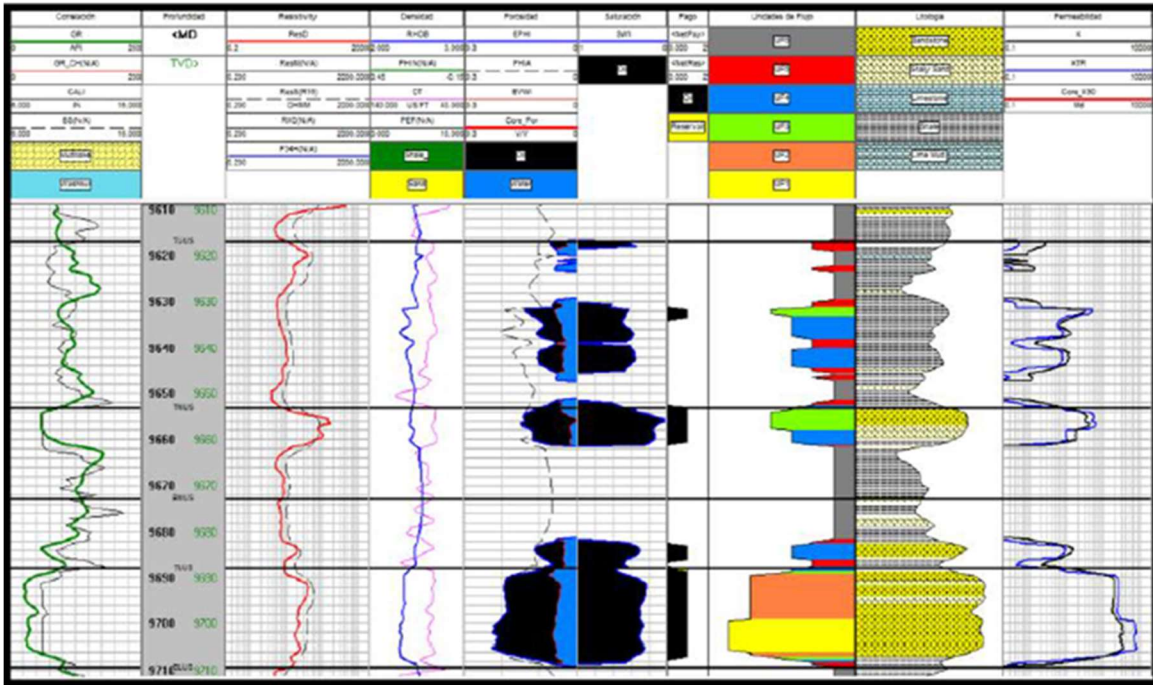


Figura 4.- Arenisca U Inferior de Pozo T-01

Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017

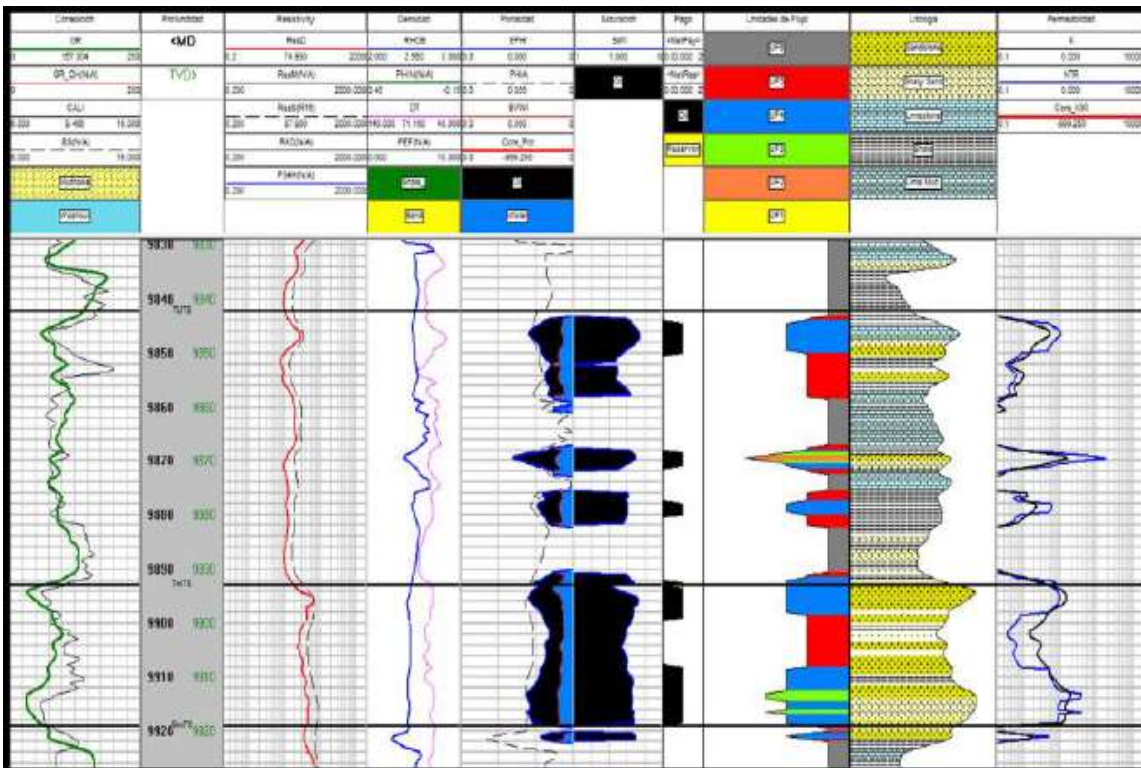


Figura 5.- Arenisca T Inferior de Pozo T-01

Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017

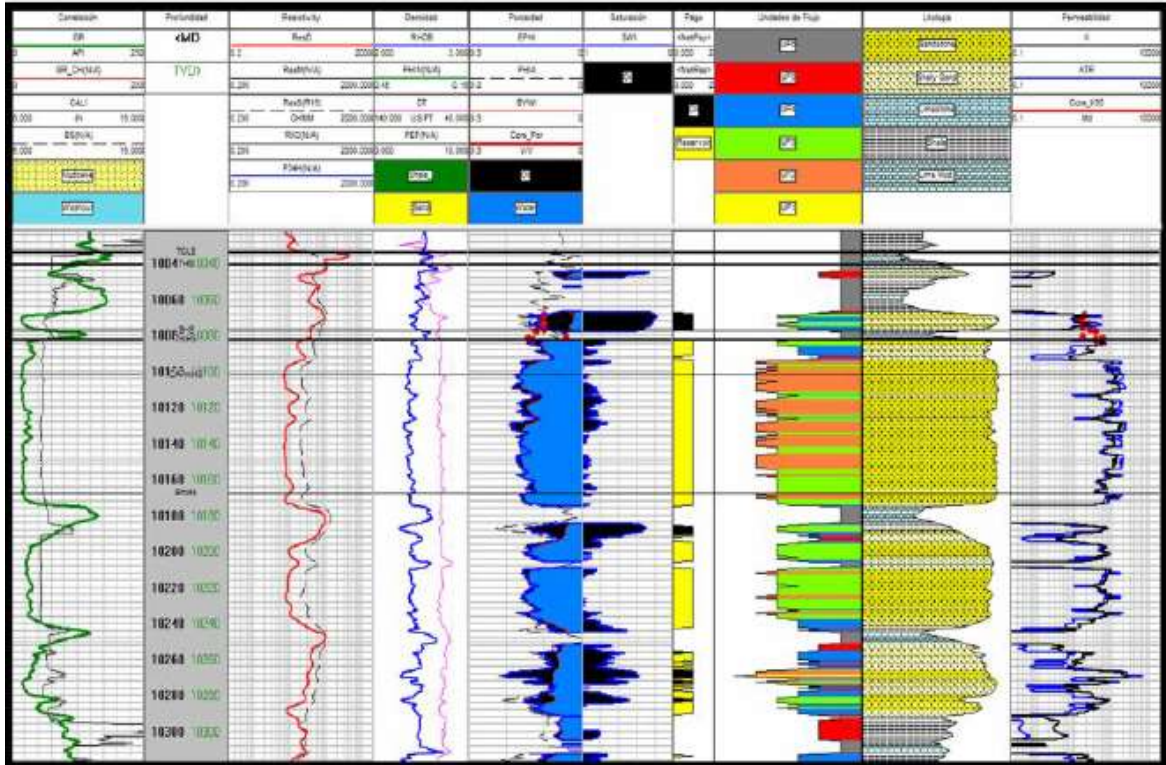


Figura 6.- Arenisca Hollín Pozo T-01

Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017

1.2 Facilidades de Producción

1.2.1 Descripción del Proceso - Plataformas de Producción

En una Plataforma de Producción (ver figura 7), la producción de cada pozo se envía hacia el manifold de producción / prueba por medio de una línea de flujo, el fluido del manifold de producción / prueba se dirige a un sistema de procesamiento bota de gas - tanque, en el cual se separa la mayor cantidad de gas contenido en el fluido para el caso de producción; y en el caso del fluido de prueba se realiza la estimación de la producción para el pozo en evaluación. El gas separado en los procesos de prueba o producción es enviado al sistema de quema de gas, compuesto por un scrubber de gas y un mechero o flare. Cada uno de estos equipos dispondrá de un sistema de automatización el cual permite controlar el proceso e identificar problemas que se pueda suscitar.

Cuando la plataforma utiliza diesel como combustible para la generación, la distribución se lo realiza mediante tanques de 500 bbls de capacidad, conectados entre sí y a un sistemas de filtrado, para luego distribuirlo por medio de tuberías hacia cada generador.

Las facilidades de superficie mínimas requeridas al utilizar el diésel como combustible son:

- Tanques de 500 bbls para el Sistema de almacenamiento.
- Un Sistema de filtrado.
- Tablero de distribución de energía y Control de proceso.
- Interconexiones eléctricas / mecánicas / instrumentación / civiles.

De igual manera, cuando la plataforma utilice para la generación eléctrica el gas asociado, este requerirá de procesos adicionales para ser considerado como combustible, los se indican a continuación:

- Un Sistema de compresión.
- Un Sistema de tratamiento.

La toma para la utilización del gas para su uso como combustible, se lo realiza a partir del gas direccionado desde el proceso a los scrubbers de gas.

1.2.2 Descripción del Proceso - Estaciones de Producción

En las Estaciones de Producción, el fluido que ingresa ya se de plataformas y/o pozos cercanos, llegan por medio de líneas de flujo directamente hacia el manifold de prueba y/o producción, este equipo realiza similares funciones que el descrito en las plataformas de producción.

Del manifold producción el fluido es dirigido hacia los sistemas de separación primaria y secundaria, FWKO en el caso de la separación primaria y bota de gas – tanques de lavado o electroestáticos en el caso de las separación secundaria, en donde se separa el crudo, el agua y el gas, este último es dirigido hacia sistemas de quema de gas, y en algunas estaciones una pequeña parte de este es aprovechado en los consumos internos del proceso (gas piloto, gas de blanket, etc.); el sistema de quema de gas posee los mismos equipos que el sistema de las plataformas, con una mayor capacidad de procesamiento y mayor seguridad.

En la utilización de diésel en la generación eléctrica, las facilidades requeridas son similares a las que se utilizan en las plataformas con sistemas de control más óptimos; de igual manera al considerar el uso del gas como combustible se requieren de los mismos procesos utilizados en las plataformas, pero de mayor capacidad.

El consumo de gas se lo direcciona de la salida de los sistemas de separación primaria y secundaria de la estación, para luego ser enviado a los sistemas de tratamiento, los cuales acondicionarán al gas para su uso como combustible.

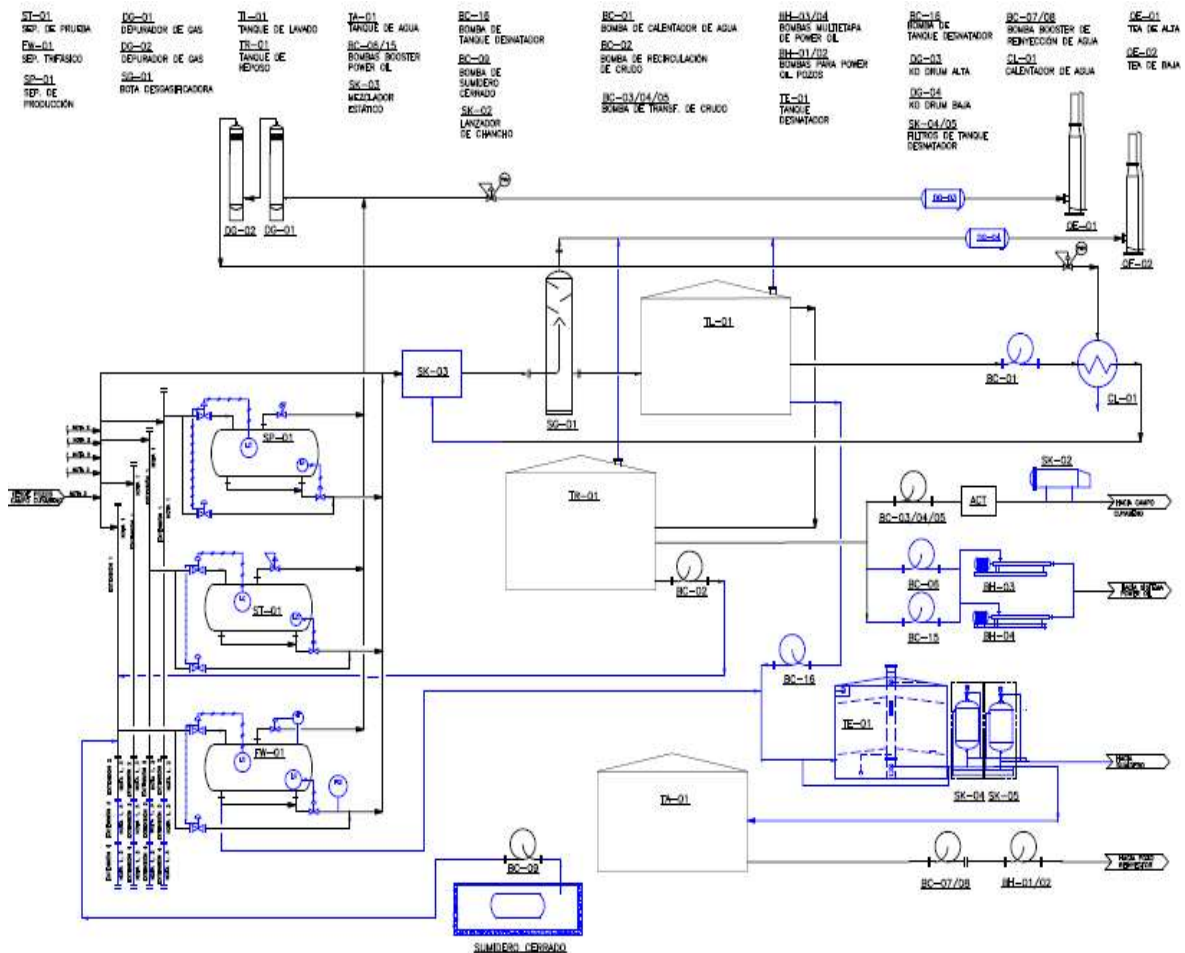


Figura 7.- Esquema Típico de una Estación de Producción

Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017

1.3 Procesos de tratamiento de gas

Para el uso de gas como combustible se requiere de un acondicionamiento mediante algunos procesos de tratamiento, los cuales permitirán elevar su LHV a fin de poder

disponer de una mayor cantidad de energía por cada scf de gas al día, disminuir la presencia de condensados a fin de minimizar los daños en los equipos de generación, reducir la composición de elementos como CO₂, H₂S a fin de limitar la corrosión en los equipos.

Cada uno de estos procesos de tratamiento por ejemplo se orientan a disminuir la cantidad de condensados presentes en el gas, específicamente desde C₄ (butanos) hasta hidrocarburos con mayor cantidad de carbonos, reducen la presencia de elementos tales como: agua, N₂, CO₂, H₂S y otras impurezas que se encuentran en el gas.

1.3.1 Tratamiento de gas

A continuación se muestran algunos de los procesos de tratamiento de gas más usualmente usados en la industria petrolera para el tratamiento de gas, se incluye una breve descripción de cada uno de ellos.

- 1) **Deshidratación.-** Precipitación de los hidrocarburos presentes en las líneas de gas por disminución de temperatura. Es el proceso más habitual el cual se usa para separar los líquidos libres condensables presentes en la corriente de gas para el tratamiento, por medio de mayores tiempos de residencia. Los condensados recuperados, son dirigidos a los sistemas de drenajes para un posterior re ingreso al proceso de tratamiento.(Manning F. & Thompson R., 1991)

- 2) **Endulzamiento.-** Es un proceso para la eliminación de impurezas en el gas tales como H₂S, CO₂, etc con el objeto de poder cumplir especificaciones para comercialización y utilización en los procesos de manera más confiable. Se utiliza absorción líquido – gas, consiste en la transferencia de una sustancia de la fase gaseosa a la fase líquida a través de los límites de fase. (Manning F. & Thompson R., 1991)

- 3) **Refrigeración.-** Es una remoción de líquidos por medio de procesos que disminuye su temperatura a valores menores a 0°C. Al utilizar el gas junto con el agua, las máquinas podrían dañarse debido a los efectos de la corrosión o la presencia de hidratos los cuales pueden solidificarse, taponar o hasta romper accesorios y/o tuberías, se incluye en este proceso la separación previa del agua,

mediante la utilización de sistemas que mediante pelets de Ácido sulfúrico concentrado, alúmina activada, sílica gel y/o tamices moleculares absorben el agua presente en el gas. (Manning F. & Thompson R., 1991)

1.3.2 Compresión

Como parte fundamental del movimiento y de los procesos de tratamiento del gas, se requiere transportar el gas y colocarlo a condiciones de presión y temperatura para su tratamiento, por lo cual se utilizan sistema de compresión. Los sistemas de compresión elevan la presión del gas hasta las condiciones necesarias, y enfría el gas hasta valores que se requiera. Los equipos más utilizados en los sistemas de compresión son: scrubber de gas, compresor (1 o 2 etapas) y aero enfriadores; adicional se dispone de sistemas de seguridad, control y comunicaciones para un monitoreo de los procesos.

El diseño de muchos de estos equipos es lo realiza para ser colocados bajo cubiertas y sus equipos electrónicos de comunicaciones y control colocados en cuartos ambientalmente preparados para evitar algún tipo de daños por la humedad predominante en el Oriente Ecuatoriano.

1.4 Análisis de Riesgo

Identificar que podría ocasionar un problema, es un proceso importante para la evaluación o análisis de riesgos operativos en plantas de proceso; los accidentes pueden ser prevenidos solo anticipándose al modo en que estos pueden aparecer. Cualquier operación industrial donde se requiera o se utilice energía, maquinarias, productos químicos, etc., son potencialmente riesgosas, las clases de riesgos que más preocupan son los riesgos mayores, accidentes que pueden afectar en gran parte a la fuerza operativa e inclusive a terceros que se encuentren fuera de los límites de la planta o de la instalación. (Norma API 75, 2013; Norma ISO 31000, 2009).

Un análisis de riesgos tratan de estudiar, evaluar, medir y prevenir los fallos y las averías de los sistemas técnicos y procedimientos operativos que pueden iniciar y desencadenar sucesos no deseados (accidentes) que afecten a las personas, los bienes y el medio ambiente. (Norma API 75, 2013; Norma ISO 31000, 2009)

1.4.1 Análisis de Riesgo Bow Tie

Una de las partes fundamentales es evaluar el riesgo que se puede tener en las plataformas y/o estaciones de producción al utilizar como combustible en la generación eléctrica al gas asociado. La herramienta de evaluación seleccionada es la metodología Bow Tie, método visual que describe y analiza los caminos entre causas y consecuencias de un cierto riesgo, o sea, entre amenazas e impactos ante la presencia de un riesgo el cual puede ser activado por un incidente. El análisis Bow-Tie se selecciona en función de la calificación de riesgo RAM propia de cada empresa, en base a consecuencias y probabilidades definidas. (AACE No 18R.97)

Bow Tie o diagrama de corbata de lazo, está formado por un centro circular y líneas radiales a ambos costados abiertos hacia afuera. Las líneas representan las relaciones entre amenazas y riesgos en la parte izquierda, y entre riesgos e impactos en la parte derecha del diagrama. En casos más simples una determinada amenaza se relaciona con el riesgo por medio de una de las líneas radiales hacia el centro, e incluso podría seguir por una única línea radial desde el riesgo hacia un determinado impacto. Contiene los elementos necesarios para gestionar eficazmente el peligro de forma tal que los riesgos sean tolerables y tan bajo como sea razonablemente factible, se utiliza para apoyar la gestión de riesgos de los procesos de Salud, Seguridad y Ambiente. (Ormella C.,2016)

Las características más relevantes son:

- Detalla el evento principal, peligro a analizarse, peligro inicial.
- Identifica el medio por el cual el peligro podría activar amenazas;
- Indica consecuencias después de que se libera el peligro (en términos de personas, Activo, Medio Ambiente y Reputación);
- Señala las barreras requeridas para evitar que se libere el peligro; a fin de evitar que la (s) consecuencia (s) se realicen o para mitigar sus efectos;
- Detalla que debe hacerse, y quién debe hacerlo, para garantizar que los Controles de Factores de Barreras y Escalamiento se ejecuten efectivamente (Tareas críticas).

Según el peligro evaluado, puede darse el caso que una determinada amenaza provoque más de un impacto, así como también que más de una amenaza provoque un cierto incidente con su impacto correspondiente.

Como limitaciones del análisis de riesgo Bow Tie, se tiene:

- No puede determinarse que Barreras y Controles del Factor de Escalamiento son más importante;
- Un Bow Tie no es capaz de capturar todas las actividades que se requieren para controlar efectivamente el peligro.
- En este tipo de análisis, las sesiones de *brainstorming* con los principales responsables de la operación, incluyendo la alta gerencia especialmente en cuanto a los riesgos estratégicos, son óptimos para su realización.

A continuación se define los nueve componentes principales del análisis Bow-Tie, indicados en la figura 8.

1) PELIGRO (HAZARD).- Causa potencial de causar daños al proceso, problemas de salud y lesiones, daños a la propiedad, productos o ambiente; pérdidas de producción o eventos mayores. (Anwyl T., 2005).

2) EL EVENTO PRINCIPAL (TOP EVENT).- Incidente que ocurre cuando se produce un peligro o una activación del peligro. El evento principal es típicamente algún tipo de pérdida de control o liberación de energía. El evento principal generalmente describe qué sucede cuando las barreras fallan y se libera el peligro. (Anwyl T., 2005)

3) CONSECUENCIAS (CONSECUENSES).- Son los posibles peligros resultados o derivados del evento principal y sus severidades, se identificarán y documentarán de acuerdo con la "Matriz de evaluación de riesgos" que se disponga. Las consecuencias se limitarán a aquellas que son resultado directo de la liberación del peligro involucrado, sin embargo, los resultados indirectos de los peligros involucrados, por ejemplo un segundo peligro se lo deberá estudiar en otro análisis Bow Tie. (Anwyl T. 2005)

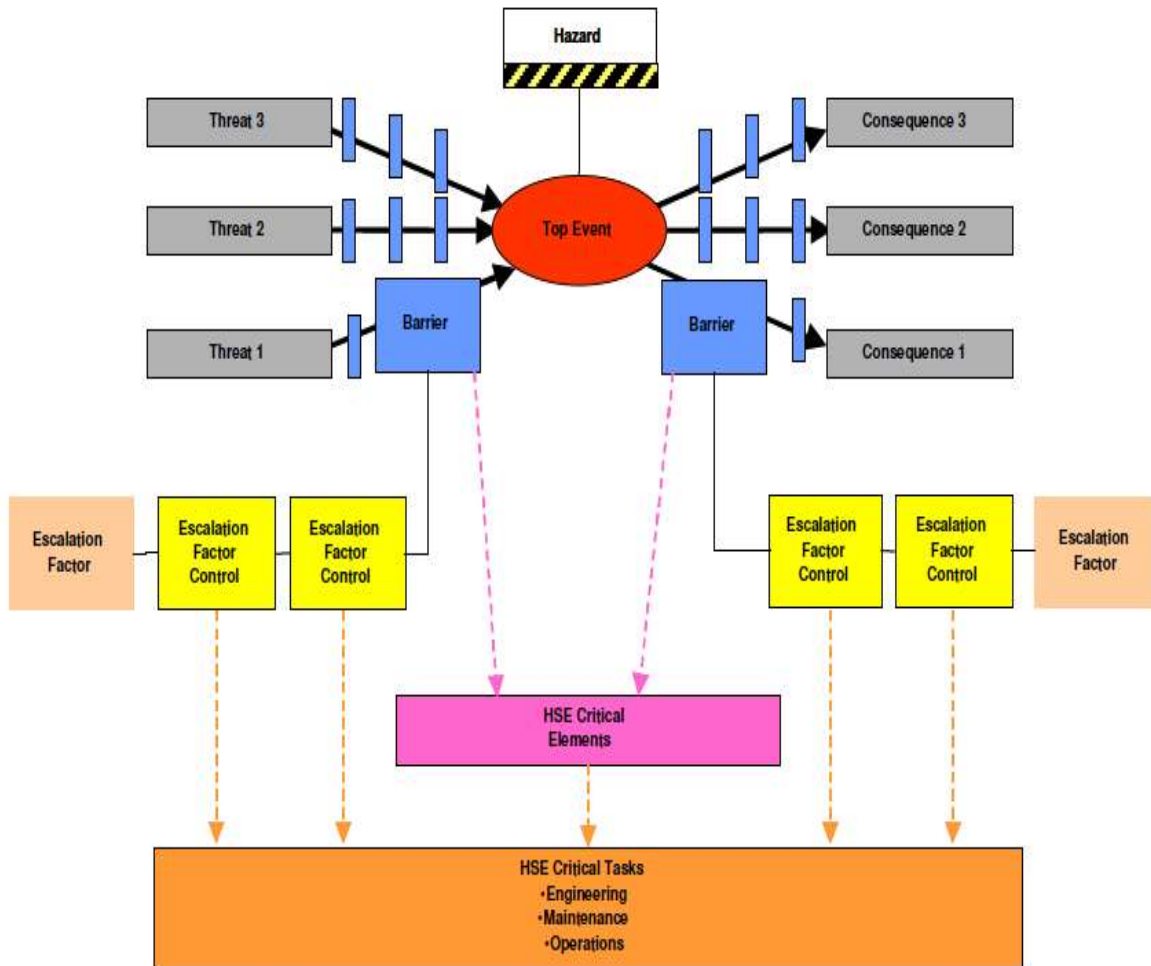


Figura 8.- Análisis Bow Tie

Fuente: Anwyl T. 2005, Hazard Mangement in Contracts Guidelines – Shell HSE Specification EP2005-0300-SP-02

4) AMENAZAS (THREATS).- En la mayoría de los casos habrá varias formas posibles de amenazas, por las cuales el peligro puede ser liberado, se ha dado el caso que las mismas barreras aparecen en más de una línea de amenaza. Las amenazas se definirán de manera tal que todas las barreras relevantes identificadas y con el control asociado a las medidas abordan eficazmente esa amenaza específica. (Anwyl T. 2005)

5) BARRERAS (BARRIERS).- Las barreras previenen o reducen la probabilidad de cada amenaza, proporcionan una recuperación inmediata de las consecuencias. Las

barreras a la izquierda del evento principal en el lazo son medidas preventivas y a la derecha del evento principal son medidas de recuperación. (Anwyl T. 2005)

- 6) FACTORES DE ESCALAMIENTO Y SUS CONTROLES (ESCALATION FACTORS AND ESCALATION FACTORS CONTROLS).**- Los factores que derrotan o reducen la efectividad de una barrera. Los controles del factor de escalamiento son medidas implementadas para prevenir o mitigar los efectos de los factores de escala. Se deben identificar los factores de escalamiento y los controles del factor de escalamiento relacionados para cada barrera. (Anwyl T. 2005).

- 7) EFICIENCIA DEL CONTROL DEL FACTOR DE BARRERA Y DE ESCALAMIENTO (BARRIER AND ESCALATION FACTOR CONTROL EFFECTIVENESS).**- El desarrollo Bow-Tie incluirá una evaluación de la probable efectividad de las barreras propuestas y controles del factor de escalamiento para cada amenaza teniendo en cuenta la experiencia, esto puede resultar en la modificación de las barreras y escalamientos propuestos, los factores de control y generalmente implica una mejora en la interactividad del Bow Tie. Un esquema de semáforo se puede usar para indicar la efectividad. (Anwyl T. 2005)

- 8) ELEMENTOS CRITICOS DE SSA/HSE (SSA/HSE CRITICAL ELEMENTS).**- Son una lista de elementos críticos de Seguridad Salud y Ambiente, agrupados en equipos y sistemas relacionados a sus respectivas normas de funcionamiento. Las Normas de funcionamiento se basarán en la calidad de protección requerida de la Barrera o del factor de control de escalamiento. (Anwyl T. 2005).

- 9) TAREAS CRÍTICAS DE SSA/HSE (SSA CRITICAL TASKS).**- Una tarea crítica de Seguridad, Salud y Ambiente desarrolla, implementa o mantiene la efectividad e integridad de una barrera o factor de control de escalamiento en el Bow Tie, para valores de alto riesgo SSA/HSE. (Anwyl T. 2005)

El riesgo del centro del diagrama es una expresión de la incertidumbre que puede afectar a los objetivos de seguridad que se buscan, de forma tal que se puede dar una situación de riesgos positivos y negativos. (Norma ISO 3001, 2009).

1.5 Toma de decisiones

En el desarrollo de la toma de decisiones en proyectos de inversión, la imposibilidad de no poder asignarle un valor a las probabilidades a eventos posibles a la hora de tomar una solución y predecir el futuro en función de las experiencias (La toma de decisiones bajo incertidumbre, 2019), ha requerido de la utilización de criterios de toma de decisiones bajo escenarios de incertidumbre. Existen algunos criterios de los cuales los modelos de Hurwicz y Savange son los que más se asemejan al desarrollo de este proyecto; ya que permite maximizar la solución a través de un mínimo riesgo, permiten un balance entre el optimismo y pesimismo de los posibles eventos, permitiendo ordenar, diferenciar, escoger el mejor resultado minimizando el riesgo. (Teoría de decisiones, 2019; Modelos para la toma de decisiones, 2019)

1.5.1 Matriz de toma de decisiones

Como parte fundamental para el desarrollo de la Matriz de toma de decisiones, es permitir la ponderación de los diferentes aspectos de cada escenario estudiado, con la finalidad de obtener un indicador que relacione cada caso con los demás, y de esta manera sustentar la mejor selección. Los aspectos evaluados cubrirán elementos relacionados con la aplicación de un determinado proceso en un entorno específico tal como costos de inversión, indicadores económicos, tecnología utilizada, seguridad, etc. Los mismos, tienen un peso ponderado (peso relativo de acuerdo a la importancia del parámetro considerado) que es común para los casos estudiados, de tal forma que se pueda considerar como una base común e igualitaria para comparar los diferentes casos.

Estos diferentes elementos se califican cuantitativamente para cada caso y como resultado se obtiene un puntaje total que sirve de base para la clasificación relativa de los casos estudiados; finalmente se los valora mediante los modelos de Hurwicz y Savange, los cuales permitiran categorizar cada escenario.

1.5.2 Criterios de selección

Criterio de Hurwicz

Criterio intermedio entre el criterio de Wald y el criterio maximax, entre ser extremadamente pesimista u optimista. Se considera que la decisión se debe basar en la

selección de la mejor alternativa de acuerdo con una media ponderada de los niveles de seguridad y optimismo. (Criterio de Hurwicz, 2019)

Este criterio considera los valores máximos y los mínimos de cada escenario, en cada opción se suman el valor máximo (ponderado por el coeficiente de optimismo) y el valor mínimo (ponderado por el coeficiente de pesimismo), con lo cual el valor final evita actitudes extremas (optimismo y pesimismo), se selecciona el que muestre el valor mayor ponderado si se considera una matriz de pagos y el menor valor ponderado si es una matriz de costos. Según Hurwicz el evaluador puede precisar el valor del coeficiente de optimismo (α), considerando que la estimación de costos para este proyecto es un clase 3 y el mayor optimismo es de 40%, se considera 0,4 como el coeficiente de optimismo, por lo cual el coeficiente de pesimismo es $(1-\alpha) = 0,6$.

Criterio de Savange

Savange sostiene que el nivel de arrepentimiento de tomar la decisión se reduzca al mínimo. Para lo cual se realiza un sin número de operaciones con el fin de ubicar el mínimo arrepentimiento en cada uno de los escenarios planteados. (La toma de decisiones bajo condiciones de incertidumbre, 2019)

Este criterio se fundamenta al considerar que el evaluador experimenta una indecisión al haber terminado la evaluación, y piensa que la opción seleccionada no es la mejor. Para hacer mínimo este arrepentimiento, se consideró calcular la diferencia entre el mayor valor de cada columna con cada uno de cada columna, esta nueva matriz que nace se la llama "Matriz de Costo de Oportunidad", permite obtener valores que sumados indican la mejor opción para seleccionar.

2. GESTION DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS

Una vez se ha determinado los conceptos para el desarrollo de este proyecto, se requiere establecer las reservas de gas con las cuales se va a disponer para la generación eléctrica, el tipo de gas que se tiene en cada arenisca, que escenarios de producción se van a evaluar, el riesgo asociado y por último determinar los parámetros con los cuales se va a evaluar cada escenario.

2.1 Cálculo del POES

Para el cálculo del POES se recurrió al método volumétrico, utilizando mapas estructurales y los límites inferiores de Petróleo (LIP) del pozo existente; además se tomaron en cuenta parámetros petrofísicos como Porosidad Efectiva, Saturación de petróleo, las relaciones Neto/ bruto (NTG) de cada arenisca. El petróleo original en sitio (Probado) de cada arenisca se determinan volumétricamente tomando en cuenta la distribución de facies a partir de la interpretación del modelo geológico fundamentado en sísmica 3D, además de la distribución de propiedades petrofísicas de roca y fluidos de cada arenisca correspondientes, mediante la siguiente ecuación:

$$N = \frac{7758 * A * h_o * \emptyset * (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

N	=	POES (BN)
A	=	Área del yacimiento (Acres)
h_o	=	Espesor Neto de la arenisca (pies)
∅	=	Porosidad (fracción)
S_w	=	Saturación del Agua (fracción)
B_{oi}	=	Factor volumétrico (By/Bn)

Los parámetros petrofísicos de cada arenisca para determinar el POES y los volúmenes estimados constan en la siguiente tabla.

Tabla 1.- Parámetros Petrofísicos para las areniscas del campo "T".

Propiedades en el Intervalo crudo					
Arenisca	Basal Tena	U Inferior	T Norte	T Sur	Hollin Sup
Saturación Agua:	0,19	0,45	0,45	0,45	0,2
Saturación Crudo:	1-Sw-Sg				
Saturación Gas:	0	0	0	0	0
Bo (RB/STB)	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Rs (MSCF/STB)	0				
Factor de Recuperación Crudo:	0,25				

Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017

2.2 Curvas de declinación

El análisis de curvas de declinación al primer pozo, fue lo suficientemente extenso como para tener una noción bastante acertada del comportamiento de la producción. En las figuras 9, 10, 11 y 12 se muestran las diferentes curvas de declinación para las areniscas Basal Tena, U inferior, T y Hollin Superior.

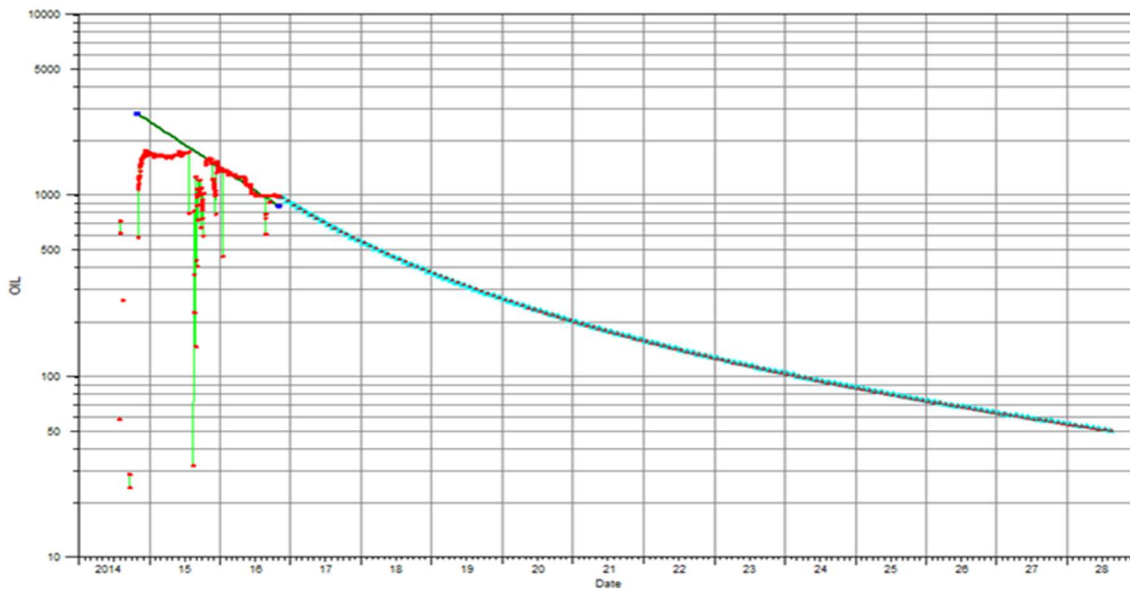


Figura 9.- Curva de declinación Arenisca Basal Tena

Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017

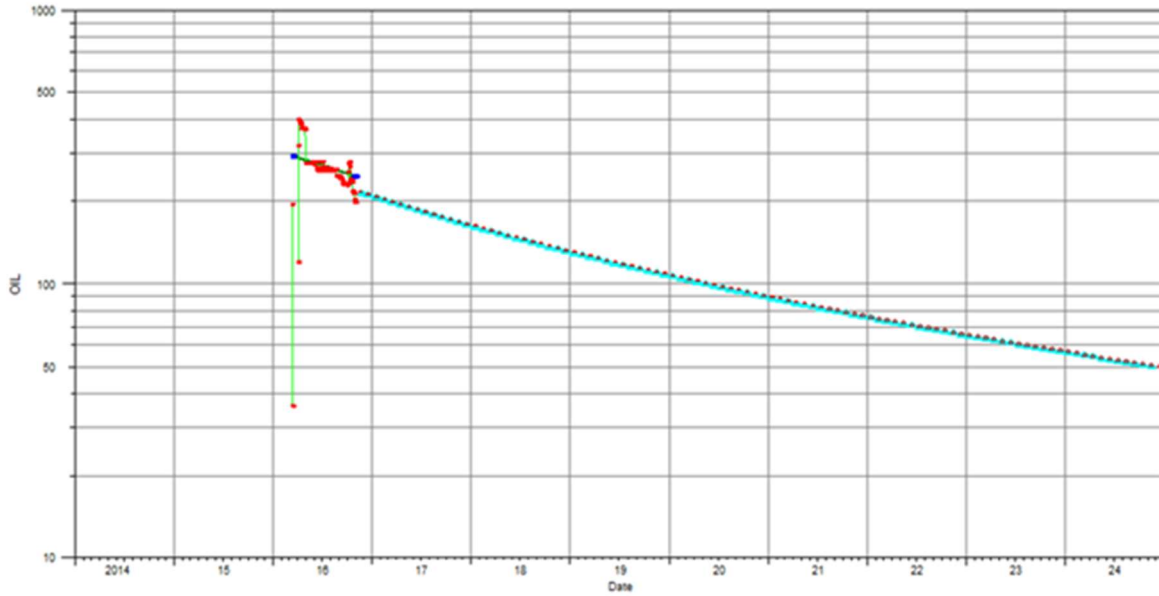


Figura 10.- Curva pozo exploratorio en producción, factor de recobro – U Inferior

Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017

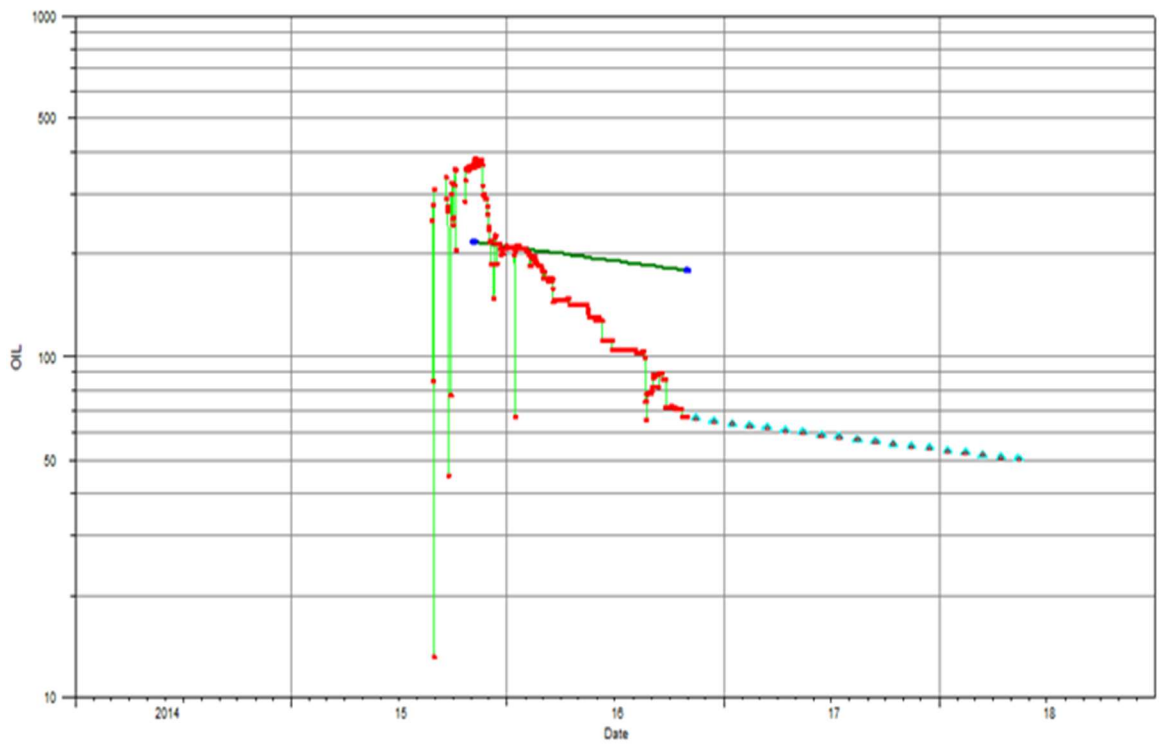


Figura 11.- Curva Declinación, pozo exploratorio Arenisca T

Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017

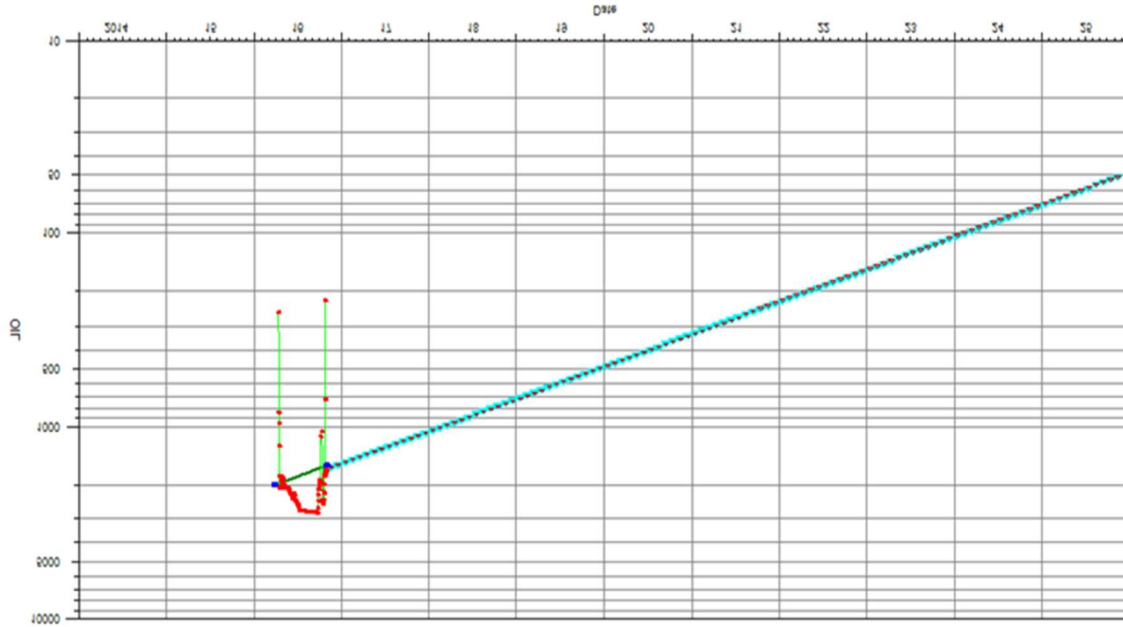


Figura 12.- Curva Declinación Arenisca Hollín Superior
 Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017

2.3 Factor de Recobro

El factor de recobro se lo calculo mediante las reservas recuperables utilizando curvas de declinación y modelo de simulación (ver figura 13)

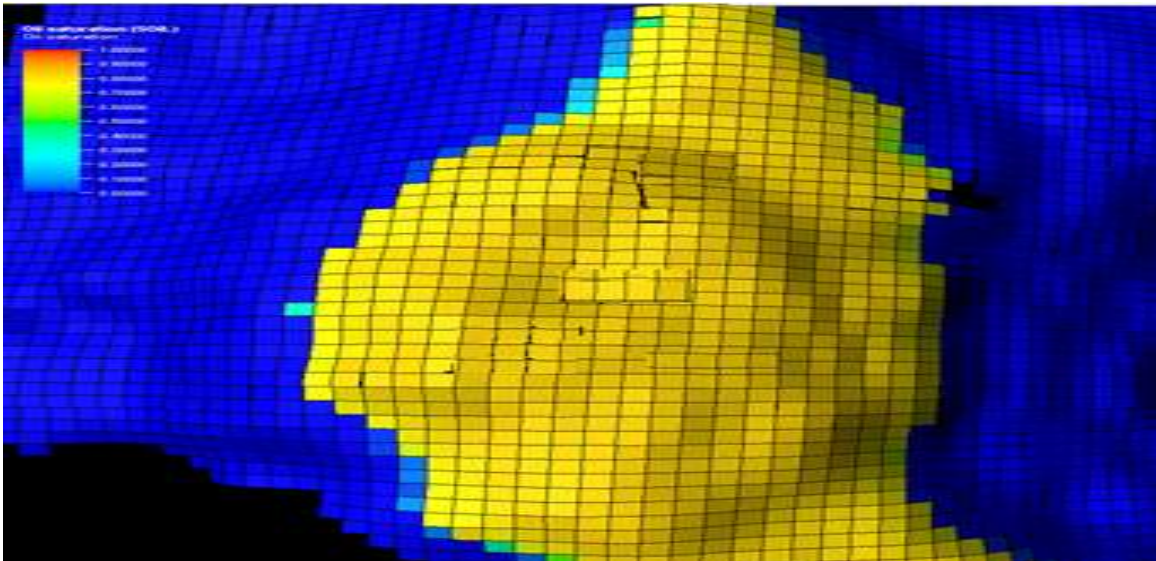


Figura 13.- Foto del modelo de simulación Factor de recobro – Basal Tena
 Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017

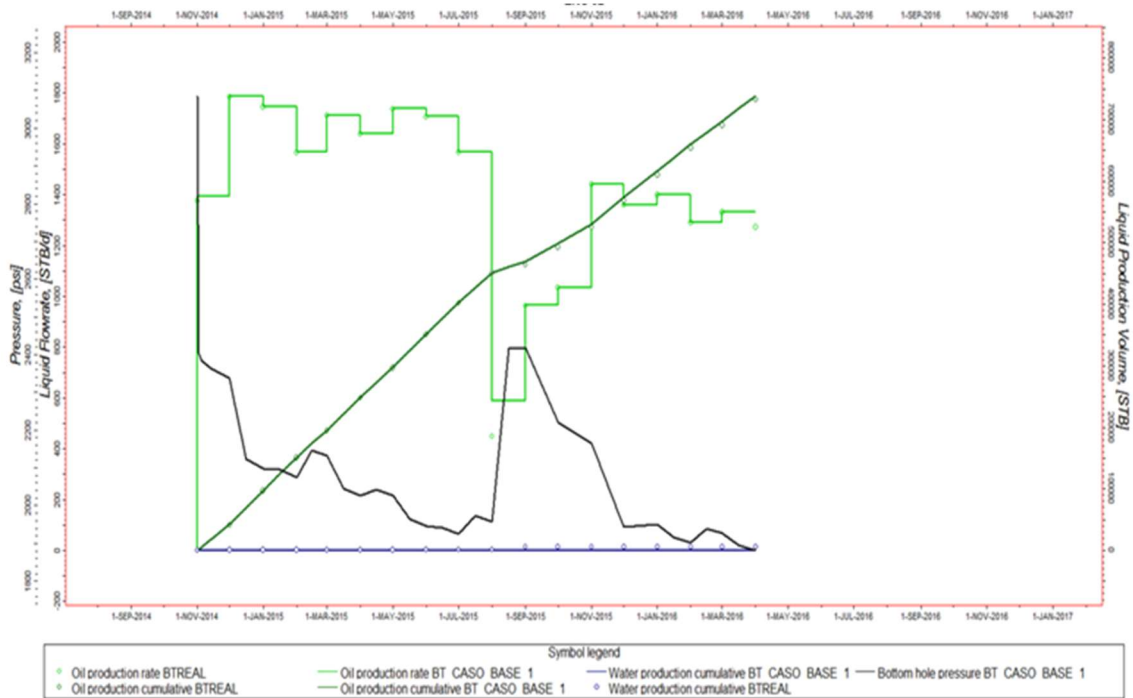


Figura 14.- Ajuste de historial – Basal Tena
 Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017

En lo que se refiere al factor de recobro, este se lo calculo mediante las reservas recuperables utilizando curvas de declinación y modelo de simulación. El factor de recobro se lo encuentra dividiendo el POES para el petróleo acumulado en base a la simulación y curvas DCA.

$$FR = \frac{RESERVAS}{POES}$$

2.4 Reservas de Petróleo

Las reservas originales de petróleo estimadas se obtienen de los pronóstico de producción del pozo mediante el método de declinación (DCA), en este caso únicamente consideramos reservas probadas desarrolladas.

En las tablas 10, 11, 12 y 13 se muestra las reservas probadas de cada una de la arenisca que se tiene en el campo T.

Tabla 2.- Reservas Originales de Petróleo – Arenisca Basal Tena

	T-02	Producción Probadas	Producción Probables	Acumulado Producción Probadas + Probables	Acumulado Proucción Probadas	Acumulado Producción Probables	Acumulado Producción Probable + Probadas
	Basal Tena	Dia (bls)	Dia (bls)	Dia (bls)	Anual (bpd)	Anual (bpd)	Total Anual (bpd)
2018		-	-	-	-	-	-
2019	260	260	-	260	94,900	-	94,900
2020	1,390	1,390	-	1,390	507,350	-	507,350
2021	1,194	1,194	-	1,194	435,810	-	435,810
2022	721	721	-	721	263,165	-	263,165
2023	508	508	-	508	185,420	-	185,420
2024	358	358	-	358	130,670	-	130,670
2025	252	252	-	252	91,980	-	91,980
2026	178	178	-	178	64,970	-	64,970
2027	125	125	-	125	45,625	-	45,625
2028	88	88	-	88	32,120	-	32,120
2029	62	62	-	62	22,630	-	22,630
2030		-	-	-	-	-	-
2031		-	-	-	-	-	-
2032		-	-	-	-	-	-
2033	-	-	-	-	-	-	-
2034	-	-	-	-	-	-	-
2035	-	-	-	-	-	-	-
Reservas totales					1,874,640.00	-	1,874,640.00

Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017

Elaborador por: Lazcano, 2018

Tabla 3.- Reservas Originales de Petróleo – Arenisca U Inferior

	T-03	T-06	T-08	Producción Probadas	Producción Probables	Acumulado Producción Probadas + Probables	Acumulado Proudcción Probadas	Acumulado Producción Probables	Acumulado Producción Probable + Probadas
	UI	UI	LU	Dia (bls)	Dia (bls)	Dia (bls)	Anual (bpd)	Anual (bpd)	Total Anual (bpd)
2018				-	-	-	-	-	-
2019				-	-	-	-	-	-
2020	220			220	-	220	80,300	-	80,300
2021	171	290		461	-	461	168,265	-	168,265
2022	71	206	467	277	467	744	101,105	170,455	271,560
2023		161	331	161	331	492	58,765	120,815	179,580
2024		129	247	129	247	376	47,085	90,155	137,240
2025		106	191	106	191	297	38,690	69,715	108,405
2026		88	152	88	152	240	32,120	55,480	87,600
2027		75	124	75	124	199	27,375	45,260	72,635
2028		64	103	64	103	167	23,360	37,595	60,955
2029		56	87	56	87	143	20,440	31,755	52,195
2030			75	-	75	75	-	27,375	27,375
2031			65	-	65	65	-	23,725	23,725
2032			56	-	56	56	-	20,440	20,440
2033	-			-	-	-	-	-	-
2034	-			-	-	-	-	-	-
2035	-			-	-	-	-	-	-
Reservas totales							597,505.00	692,770.00	1,290,275.00

Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017

Elaborador por: Lazcano, 2018

Tabla 4.- Reservas Originales de Petróleo – Arenisca T

	T-04	T-07	Producción Probadas	Producción Probables	Acumulado Producción Probadas + Probables	Acumulado Proucción Probadas	Acumulado Producción Probables	Acumulado Producción Probable + Probadas
	T	T	Dia (bls)	Dia (bls)	Dia (bls)	Anual (bpd)	Anual (bpd)	Total Anual (bpd)
2018			-	-	-	-	-	-
2019			-	-	-	-	-	-
2020	69		69	-	69	25,185	-	25,185
2021	119	570	689	-	689	251,485	-	251,485
2022	64	583	647	-	647	236,155	-	236,155
2023	53	314	367	-	367	133,955	-	133,955
2024		196	196	-	196	71,540	-	71,540
2025		134	134	-	134	48,910	-	48,910
2026		97	97	-	97	35,405	-	35,405
2027		74	74	-	74	27,010	-	27,010
2028		58	58	-	58	21,170	-	21,170
2029			-	-	-	-	-	-
2030			-	-	-	-	-	-
2031			-	-	-	-	-	-
2032			-	-	-	-	-	-
2033	-		-	-	-	-	-	-
2034	-		-	-	-	-	-	-
2035	-		-	-	-	-	-	-
Reservas totales						850,815.00	-	850,815.00

Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017

Elaborador por: Lazcano, 2018

Tabla 5.- Reservas Originales de Petróleo – Arenisca Hollín Superior

	T-05	T-09	T-10	Producción Probadas	Producción Probables	Acumulado Producción Probadas + Probables	Acumulado Proucción Probadas	Acumulado Producción Probables	Acumulado Producción Probable + Probadas
	Hollin	Hollin	Hollin	Día (bls)	Día (bls)	Día (bls)	Anual (bpd)	Anual (bpd)	Total Anual (bpd)
2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2019	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2021	1,742	-	-	1,742	-	1,742	635,830	-	635,830
2022	1,344	-	521	1,344	521	1,865	490,560	190,165	680,725
2023	608	-	405	608	405	1,013	221,920	147,825	369,745
2024	345	732	297	345	1,029	1,374	125,925	375,585	501,510
2025	222	527	245	222	772	994	81,030	281,780	362,810
2026	154	380	192	154	572	726	56,210	208,780	264,990
2027	114	273	164	114	437	551	41,610	159,505	201,115
2028	87	197	134	87	331	418	31,755	120,815	152,570
2029	69	142	117	69	259	328	25,185	94,535	119,720
2030	56	102	99	56	201	257	20,440	73,365	93,805
2031	-	73	88	-	161	161	-	58,765	58,765
2032	-	53	76	-	129	129	-	47,085	47,085
2033	-	-	69	-	69	69	-	25,185	25,185
2034	-	-	60	-	60	60	-	21,900	21,900
2035	-	-	55	-	55	55	-	20,075	20,075
Reservas totales							1,730,465.00	1,825,365.00	3,555,830.00

Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017

Elaborador por: Lazcano, 2018

En resumen las Reservas de petróleo son:

Tabla 6.- Reservas Campo “T”

Formacion	POES	Factor de Recobro	RESERVAS Probadas (EUR) (1P) PDP	RESERVAS Probables EUR (1P) PDP	PRODUCCION ACUMULADA al 31-OCT/2016	PRODUCCION PROBADAS al 31-OCT/2016	PRODUCCION TOTALES al 31-OCT/2016
	MMBN		MBN	MBN	MBN	MBN	MBN
		%					
Basal Tena	8219	22.8	1876	0	928	948	948
U inferior	8038	7.4	598	693	172	426	1198
T	4000	21.3	850	0	235	615	615
Hollin	18320	9.5	1732	1826	462.53	1269.47	3095.47

Fuente: Plan de Desarrollo Eno – Ron, 2017

Elaborador por: Lazcano, 2018

Para el desarrollo del campo, período entre 2018 al 2038, se considera producir un total de 7.5 Millones de Barriles de los reservorios Basal Tena, U, T y Hollín Superior, lo cual equivale a producir 1.037 BPPD en promedio para la vida del proyecto; este promedio de producción está considerado desde junio del 2018 a diciembre del 2038.

2.5 Análisis del Gas

Para estimar la capacidad de generación eléctrica que se va a disponer con la utilización del gas como combustible, primero se evalúa los análisis cromatográficos de cada una de las areniscas, se identifican porcentaje de gases contaminantes presentes como CO₂ / H₂S, fracción de compuestos presentes, LHV (Lower Heating Value), HHV (High Heating Value), contenido de N₂, GOR; factores que permitirán determinar su potencial como combustible.

En los análisis cromatográficos de los PVT de cada arenisca, se muestra la siguiente composición:

Tabla 7.- Comp. Másica y molar areniscas Basal Tena, U Inf, T Inf y Hollin Sup

ELEMENTOS	Basal Tena (%)		U Inferior (%)		T Inferior (%)		Hollín Sup (%)	
	masico	Molar	Masico	Molar	masico	Molar	Masico	molar
CO ₂	4.01	2.17	9.18	6.87	65.57	62.22	7.98	4.65
H ₂ S	0.00	0.00	----	---	0.00	0.00	0.00	0.00
N ₂	2.35	1.99	1.28	1.50	0.91	1.36	2.07	1.90
C ₁	46.38	68.66	21.83	44.83	5.18	13.48	39.22	62.68
C ₂	15.43	12.19	11.31	12.39	3.33	4.63	14.64	12.48
C ₃	18.65	10.05	24.51	18.31	8.38	7.94	21.15	12.29
i-C ₄	2.39	0.98	4.72	2.68	2.65	1.90	3.50	1.54
n-C ₄	6.25	2.56	13.77	7.80	5.68	4.09	6.63	2.92
i-C ₅	1.51	0.50	4.02	1.84	2.54	1.47	1.70	0.60
n-C ₅	1.37	0.45	3.94	1.80	2.11	1.22	1.19	0.42
C ₆	0.86	0.24	2.59	1.02	1.84	0.92	0.65	0.20
Mcyclo-C ₅	0.17	0.05	0.65	0.25	0.29	0.14	0.16	0.05
Benzene	0.03	0.01	0.07	0.03	0.03	0.02	0.04	0.01
Cyclo-C ₆	0.07	0.02	0.19	0.07	0.12	0.06	0.08	0.02
C ₇	0.29	0.07	1.03	0.34	0.70	0.29	0.34	0.09
Mcyclo-C ₆	0.08	0.02	0.22	0.07	0.17	0.07	0.15	0.04
Toluene	0.02	0.01	0.06	0.02	0.06	0.03	0.08	0.02
C ₈	0.09	0.02	0.40	0.12	0.26	0.10	0.19	0.04
C ₂ -Benzene	0.00	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.02	0.00
m&p-Xylene	0.01	0.00	0.02	0.01	0.02	0.01	0.07	0.02

o-Xylene	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00
C9	0.03	0.01	0.14	0.04	0.11	0.04	0.08	0.02
n-Decane	0.01	0.00	0.04	0.01	0.03	0.01	0.05	0.01
C11	0.00	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00

Fuente: Análisis PVT Areniscas Basal Tena, U Inferior, T Inferior y Hollín

Elaborador por: Lazcano, 2018

Tabla 8.- Propiedades en cada una de las areniscas

FORMACION: T Inferior			FORMACION: Hollín		
POZO	T-05		POZO	T-05	
GOR	399	scf/stb	GOR	178	scf/stb
Contenido de aire	0.05	% molar	Contenido de aire	0.11	% molar
HHV	1692	btu/scf	HHV	793	btu/scf
LHV	1722	btu/scf	LHV	807	btu/scf

FORMACION: Basal Tena			FORMACION: U Inferior		
POZO	T-02		POZO	T-02	
GOR	198	scf/stb	GOR	344	scf/stb
Contenido de aire	0.51	% molar	Contenido de aire	0.19	% molar
HHV	1317	btu/scf	HHV	1355	btu/scf
LHV	1343	btu/scf	LHV	1379	btu/scf

Fuente: Análisis PVT Areniscas Basal Tena, U Inferior, T Inferior y Hollín

Elaborador por: Lazcano, 2018

2.6 Reservas de Gas

Con la obtención de las reservas de petróleo mediante el Método Volumétrico, se procede a determinar las reservas de gas para cada una de las areniscas que comprenden del campo "T", mediante la siguiente fórmula:

$$G = N_i * GOR_i$$

G = Gas inicial Recuperable (MMSCFD)

N_i = Petróleo Remanente (BN)

GOR = Relación Gas / Petróleo

A continuación se muestra una tabla resumen de las reservas de gas para cada una de las areniscas que comprenden el campo “T”, partiendo de la información indicada en las tablas 6 y 8.

Tabla 9.- Reservas de Gas para cada una de las areniscas

ARENISCA	RESERVAS DE GAS (MMSCFD)
BASAL TENA	334
UINF	206
T	339
HOLLIN SUP	343

Elaborador por: Lazcano, 2018

2.7 Riesgos Asociados

La evaluación de los riesgos asociados en el desarrollo de un proceso (proyecto), permite verificar la confiabilidad operacional de los sistemas, lo cual garantiza su continuidad operativa. En función al diseño de las facilidades y sus modos de operación, se comprueba que todos los riesgos operacionales, que podrían afectar a las personas, medio ambiente comunidad y bienes físicos, sean adecuadamente identificados.

Finalmente, se determinan las posibles soluciones o barreras requeridas para el control del riesgo de acuerdo a la clasificación y valoración del mismo. En este caso la técnica “Bow Tie” es una técnica cualitativa que consiste en determinar si el diseño ofrece desde el punto de vista de seguridad las garantías suficientes para minimizar los riesgos de un Accidente.

2.8 Definición y Peso Ponderado de Parámetros a Evaluar

Los Parámetros o elementos a evaluar están agrupados en grupos dependiendo su concepción, esto serán calificados cuantitativamente. Estos grupos y/o elementos fueron definidos en función de las características de este proyecto, de acuerdo a sus particularidades, similitudes y en consenso con diferentes profesionales con experiencia probada.

Para la presente evaluación se consideraron ocho (8) grupos, los cuales se relacionan con uno o varios aspectos, que seguidamente se describen:

- Aspectos Administrativos
- Aspectos Legales
- Aspectos Ambientales
- Aspectos Financieros
- Aspectos Económicos
- Aspectos de mercado.

1. Grupo Costos – Aspecto Financiero: relacionado con los costos del proyecto: costos de capital (incluyendo inversión inicial, los sistemas auxiliares y almacenamiento), costos de operación y mantenimiento. (AAE No 18R-97)

2. Grupo Tecnología – Aspectos Administrativo / Económico / de Mercado: considera los procesos requeridos para el tratamiento del gas asociado presente en las plataformas y/o estaciones de producción.

3. Grupo Rendimiento Productos / Otros – Aspecto Ambiental /Económico / Financiero: porcentajes de compuestos como por ejemplo el CO₂ y el H₂S, propiedades del gas.

4. Grupo Impacto por Uso de Materia Prima – Aspecto Económico / Financiero: mide la provisión a futuro del flujo de gas actual.

5. Grupo de Seguridad y Ambiente – Aspecto Ambiental / Legal: corresponden a los resultados del análisis de riesgo, y el impacto ambiental del aprovechamiento del gas en vez de quemarlo.

6. Grupo Competencia con Otros Proyectos – Aspecto de Mercado: califica la competencia por área de implantación (disponibilidad), por recursos de personal calificado interno y externo (Contratistas) en el lugar de ejecución del proyecto.

7. Grupo Impacto en la Comunidad – Aspecto Ambiental / Legal: incluye aspectos positivos (fuente de trabajo en el proyecto y en la planta, una vez instalada) y negativos (rechazo de la comunidad por riesgos de accidentes o por afectación ambiental).

8. Grupo Indicadores Económicos – Aspecto Económico: incluye el Tiempo de Pago del Proyecto, la Tasa Interna de Retorno, Exposición financiera, Valor Actual Neto y Relación Costo - Beneficio.

Como se puede ver, un grupo puede estar relacionado con más de un aspecto.

2.8.1 Calificación de Parámetros

A cada uno de los grupos se le asigna un peso dentro del total, dentro de cada grupo se asigna un peso a cada uno de sus elementos de tal forma que el peso total de la evaluación corresponda a 100. Las calificaciones son ponderadas de acuerdo a los pesos presentados en la tabla de aspectos a evaluar, obteniéndose un valor de la evaluación, el cual califica la bondad relativa del caso evaluado en una escala con un valor tope de 100 (perfecto). (Ver tabla 7).

Los aspectos costos, tecnologías, rendimiento de productos, uso de materia prima, aspectos de seguridad y ambiente, competencia con otros proyectos, impacto en la comunidad se evalúan según los siguientes criterios de calificación.(ver tabla 10)

- a) Costos,** A cada escenario se les califican de acuerdo a su menor costo (mayor puntaje), tomando como rango desde el costo cero (0) hasta el mayor costo de los escenarios evaluados.

- b) Tecnología,** Considera la tecnología existente de plantas de proceso instaladas, el consumo global de energía, (calificando en forma proporcional de mejor a peor en la medida que aumente el consumo de energía) y la flexibilidad operacional que brinda la tecnología, con base en el rango de operación de la planta y la posibilidad de variar las características de la carga, obteniendo el objetivo.

- c) Rendimiento de Productos,** se califica en forma proporcional el -porcentaje de los condensables, presencia de CO₂ y H₂S en el gas, valor de LHV estableciendo rangos de menor a mayor obtenido en los diferentes escenarios.

- d) Uso de Materia Prima,** se califica en forma proporcional los flujos de gas en el tiempo y si se mantiene la composición con el pasar de los años; donde el impacto en el balance de la planta es muy importante.

e) Aspectos Seguridad y Ambientales, se evalúan los resultados del análisis Bow Tie y sus aspectos ambientales.

f) Competencia con Otros Proyectos e Impacto en la Comunidad, el concepto utilizado es calificar los parámetros como muy alto, alto, medio, bajo y muy bajo, asignando una calificación específica, según el ítem representará un valor positivo o negativo en la evaluación.

En lo que tiene que ver al aspecto de los indicadores económicos, estos se evalúan comparando sus indicadores económicos, a fin de conocer cuál es más rentable a lo largo del tiempo.

g) Indicadores Económicos, Califican a los escenarios de acuerdo a su mejor valor (mayor puntaje), tomando como rango desde el valor menor hasta el valor mayor del indicador para los casos evaluados. Acá se debe considerar que hay indicadores cuyo valor creciente es mejor (TIR, VAN, relación costo/beneficio) y otros cuyo valor decreciente es mejor (Tiempo de pago, exposición financiera).

Tabla 10.- Aspectos Evaluados – Indicadores Económicos

Aspectos Evaluados		Peso Ponderado	
Item	Descripción	Sobre Grupo	Sobre Total
8	Indicadores Económicos	100	20
8.1	Tiempo de Pago del Proyecto	20	4
8.2	Tasa Interna Retorno (TIR)	20	4
8.3	Exposicion Financiera	20	4
8.4	Valor Actual Neto (VAN)	20	4
8.5	Relacion Costo - Beneficio	20	4

Elaborador por: Lazcano, 2018

Tabla 11.- Aspectos Evaluados

Aspectos Evaluados		Peso Ponderado	
Item	Descripción	Sobre Grupo	Sobre Total
1	Costos	100	25
1.1	Inversión de Capital Inicial CAPEX	50	12.5
1.2	Costos de Oper. y Mant. OPEX	50	12.5
2	Tecnología	100	10
2.1	Tecnología existente	50	5
2.2	Consumo de Energía	25	2.5
2.3	Flexibilidad Operacional	25	2.5
3	Rendimiento Productos/Otros	100	20
3.1	Generación de condensables	40	8
3.2	Porcentaje de CO2 y H2S presente	20	4
3.3	Valor de LHV	40	8
4	Impacto por Uso Materia Prima	100	20
4.1	Flujo de gas en el tiempo	50	10.0
4.2	Composición en el tiempo	50	10.0
5	Aspectos de Seguridad y Ambiente	100	15
5.1	Análisis Bow Tie	70	10.5
5.2	Aspectos Ambientales	30	4.5
6	Competencia con Otros Proyectos	100	5
6.1	Por Disponibilidad del Área	40	2.0
6.2	Por Recursos Especializados Cliente	30	1.5
6.3	Por Recursos Contratados	30	1.5
7	Impacto en la Comunidad	100	5
7.1	Positivos (Económicos)	50	2.5
7.2	Negativos (Riesgos, Ambiente)	50	2.5
	Totales		100

Elaborador por: Lazcano, 2018

Para cada escenario se obtiene un puntaje total (o promedio ponderado), el cual representa una medición cuantitativa de los resultados esperados en cada uno de los escenarios, considerando los diferentes aspectos estudiados, un valor mayor representa un escenario más atractivo desde el punto de vista de técnico.

Desde el punto de vista económico, cada uno de los indicadores económicos aporta en igual magnitud al promedio final. En la siguiente tabla se muestra la manera por la cual se realizara la calificación de cada uno de los parámetros seleccionados.

Tabla 12.- Calificación de Parámetros

Aspectos Evaluados - Calificación de Parámetros		
Item	Descripción	Criterio de Evaluación/Asignación de Calificación
1 Costos		
1.1	Inversión de Capital Inicial CAPEX	Valor Entero ($10*(1 - \text{Inversión Escenario}/\text{Inversión Mayor})$)
1.2	Costos de Oper. y Mant. OPEX	Valor Entero ($10*(1 - \text{Costo Op Escenario}/\text{Costo Op Mayor})$)
1.3	Costos Químicos	Valor Entero ($10*(1 - \text{CC\&Q Caso}/\text{CC\&Q Mayor})$)
2 Tecnología		
2.1	Existen plantas instaladas	Proporcional a cantidad plantas instaladas con la tecnología del escenario
2.2	Consumo de Energía	Proporcional a consumo global energía del caso
2.3	Flexibilidad Operacional	Proporcional a la flexibilidad en la operación de la planta (turndown n)
3 Rendimiento Productos/Otros		
3.1	Porcentaje de condensables	Valor Entero ($10*(\text{rend Escenario}-\text{rend Menor})/(\text{rend Mayor} - \text{rend Menor})$)
3.2	Porcentaje de CO2 y H2S presente	Valor Entero ($10*(\text{rend Escenario}-\text{rend Menor})/(\text{rend Mayor} - \text{rend Menor})$)
3.3	Valor de LHV	Valor Entero ($10*(\text{rend Escenario}-\text{rend Menor})/(\text{rend Mayor} - \text{rend Menor})$)
4 Impacto por Uso Materia Prima		
4.1	Cambio de Flujo de gas en el tiempo	Directamente proporcional a utilización de materia prima
4	Cambio de la composición en el tiempo	Directamente proporcional a utilización de materia prima
5 Aspectos de Seguridad y Ambiente		
5.1	Resultados de Bow Tie	Resultados del analisis de riesgo
5.2	Aspector Ambientales	Conclusiones ambientales en la matriz de riesgo
6 Competencia con Otros Proyectos		
6.1	Por Disponibilidad del Área	Muy alta (0), alta (2), media (5), baja (8), muy baja (10)
6.2	Por Recursos Especializados Cliente	Muy alta (0), alta (2), media (5), baja (8), muy baja (10)
6.3	Por Recursos Contratados	Muy alta (0), alta (2), media (5), baja (8), muy baja (10)
7 Impacto en la Comunidad		
7.1	Positivos (Económicos)	Muy alto (10), alto (8), medio (5), bajo (2), muy bajo (0)
7.2	Negativos (Riesgos, Ambiente)	Muy alto (0), alto (2), medio (5), bajo (8), muy bajo (10)
7.3	Flujo de Productos	Muy alto (0), alto (2), medio (5), bajo (8), muy bajo (10)
8 Indicadores Económicos		
8.1	Tiempo de Pago del Proyecto	Valor Entero ($10*(1 - (\text{TP Escenario}-\text{TP Menor})/(\text{TP Mayor} - \text{TP Menor}))$)
8.2	Tasa Interna Retorno (TIR)	Valor Entero ($10*(\text{TIR Escenario}-\text{TIR Menor})/(\text{TIR Mayor} - \text{TIR Menor})$)
8.3	Exposicion Financiera	Valor Entero ($10*(1 - (\text{Escenario}- \text{Menor})/(\text{Mayor} - \text{Menor}))$)
8.4	Valor Actual Neto (VAN)	Valor Entero ($10*(\text{VAN Escenario}-\text{VAN Menor})/(\text{VAN Mayor} - \text{VAN Menor})$)
8.5	Relacion Costo - Beneficio	Valor Entero ($10*(1 - (\text{Escenario}- \text{Menor})/(\text{Mayor} - \text{Menor}))$)

Elaborador por: Lazcano, 2018

3. MATRIZ DE TOMA DE DECISIONES PARA LA GENERACION ELECTRICA A GAS

3.1 Escenarios de Estudio

Los escenarios de estudio que fueron definidos para este trabajo son:

- **Escenario 1 – Diésel.-** Este escenario es el escenario base o escenario inicial, se refiere a la operación habitual – “normal” que tiene un campo petrolero al utilizar como combustible para la generación eléctrica el diésel.
- **Escenario 2 – Gas Asociado.-** Este escenario presenta un cambio, reemplaza la utilización de diésel como combustible por el gas asociado, considerando los procesos necesarios para su aprovechamiento óptimo.
- **Escenario 3 – Incremento de Gas.-** Este escenario muestra el cambio en los aspectos financieros y económicos que determina el incremento de producción de gas.

A continuación consideraciones para la evaluación de los escenarios:

- a) BSW promedio en la producción del campo es 50%,
- b) La energía requerida para producir un barril de fluido desde el yacimiento hasta la estación es 2,75 Kw; en el caso de la plataforma el consumo de energía es de 1,80 Kw por cada barril de fluido producido.
- c) Consumo promedio de energía del campamento se ha considerado 200 KW en los primeros 5 años, un incremento del 15% para los siguientes 5 años, un segundo incremento del 25% siguientes en los próximos 4 años y finalmente una disminución del 30 % en los últimos 6 años de operación.
- d) El consumo de gas producido en las plataformas y/o estaciones de producción es máximo 80% del valor producido, el 20% se lo ha considerado para consumo interno del proceso.
- e) Los valores de GOR para Basal Tena es de 178 bbl/scf, para U es de 344 bbl/scf, para T es de 399 bbl/scf y para Hollín es de 198 bbl/scf.
- f) Para la transferencia de crudo se consideró una presión de descarga de 350 psig.

- g) El consumo de combustible es de aproximadamente 0,1 gal por cada Kw-h de energía requerido.
- h) Los consumos de auxiliares en la plataforma y estación de producción, se consideró un 10% del consumo total de energía en cada lugar.
- i) El gas producido por cada uno de los pozos es consumido en la plataforma o en la estación.

3.2 Descripción de escenarios

3.2.1 Escenario 1.- Diésel

Con la información proporcionada en las tablas 2, 3, 4 y 5; se obtiene el flujo total de petróleo que se va a producir año a año, en el campo "T"; considerando los literales b y f del numeral 3.1 se elabora una tabla que permita saber el requerimiento de energía y el volumen de diésel requerido. En las tablas 13 y 14 se indica lo mencionado para una plataforma y estación de producción, respectivamente.

Tabla 13.- Consumo diésel - Estación de producción en el campo "T"

	CONSUMOS (Kw)					Diesel GLN / día
	Produccion	Campamento	Transferencia de crudo	Inyeccion de agua	Total	
2018						
2019	1,430	200	23		1,913	191
2020	9,235	200	149		11,262	1,126
2021	22,473	200	362	350	27,471	2,747
2022	21,874	200	353	350	26,753	2,675
2023	13,090	200	211	350	16,231	1,623
2024	12,672	230	204	350	15,760	1,576
2025	9,224	265	149	350	11,664	1,166
2026	7,370	304	119	500	9,633	963
2027	5,550	350	89	500	7,498	750
2028	4,235	402	68	500	5,976	598
2029	3,339	503	54	500	5,002	500
2030	2,145	629	35	500	3,698	370
2031	1,243	786	20	1,000	3,275	327
2032	1,018	982	16	1,000	3,201	320
2033	380	687	6	1,000	2,142	214
2034	330	481	5	1,000	1,877	188
2035	303	337	5	1,000	1,699	170
2036	-				-	-
2037	-				-	-

Elaborador por: Lazcano, 2018

Tabla 14.- Consumo diésel – Plataforma de producción en el campo “T”

	CONSUMOS (Kw)			Diesel GLN / dia
	Produccion	Transferencia de crudo	Total	
2018	-			
2019	936	23	959	95.9
2020	6,044	149	6,193	619.3
2021	14,710	362	15,072	1,507.2
2022	14,317	353	14,670	1,467.0
2023	8,568	211	8,779	877.9
2024	8,294	204	8,499	849.9
2025	6,037	149	6,186	618.6
2026	4,824	119	4,943	494.3
2027	3,632	89	3,722	372.2
2028	2,772	68	2,840	284.0
2029	2,185	54	2,239	223.9
2030	1,404	35	1,439	143.9
2031	814	20	834	83.4
2032	666	16	682	68.2
2033	248	6	255	25.5
2034	216	5	221	22.1
2035	198	5	203	20.3
2036	-		-	-
2037	-		-	-

Elaborador por: Lazcano, 2018

3.2.2 Escenario 2.- Gas Asociado

Con la información proporcionada en las tablas 2, 3, 4 ,5 y 9; se encuentra el flujo total de gas que se va a producir año a año en el campo “T”, y considerando el literal f del numeral 3.1 se elabora una tabla que permita conocer cuanta energía se puede producir cada año. En la tabla 15 indica lo mencionado para la producción año a año, separador por arenisca.

Tabla 15.- Producción de gas anual por cada pozos pozo según su arenisca

	T-02	T-03 / 06/ 08				T-04 / 07				T-05 / 09 / 10				TOTAL
	Basal Tena	Ui			Sub total	T			Sub total	Hollin			Sub total	MSCFD
2018	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	-	-
2019	46,280	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	46,280
2020	247,420	75,680	-	-	75,680	27,531	-	-	27,531	-	-	-	-	350,631
2021	212,532	58,824	99,760	-	158,584	47,481	227,430	-	274,911	344,916	-	-	344,916	990,943
2022	128,338	24,424	70,864	46,280	141,568	25,536	232,617	-	258,153	266,112	103,158	-	369,270	897,329
2023	90,424	-	55,384	113,864	169,248	21,147	125,286	-	146,433	120,384	80,190	-	200,574	606,679
2024	63,724	-	44,376	84,968	129,344	-	78,204	-	78,204	68,310	58,806	144,936	272,052	543,324
2025	44,856	-	36,464	65,704	102,168	-	53,466	-	53,466	43,956	48,510	104,346	196,812	397,302
2026	31,684	-	30,272	52,288	82,560	-	78,204	227,430	305,634	30,492	38,016	75,240	143,748	563,626
2027	22,250	-	25,800	42,656	68,456	-	53,466	232,617	286,083	22,572	32,472	54,054	109,098	485,887
2028	15,664	-	22,016	35,432	57,448	-	38,703	125,286	163,989	17,226	26,532	39,006	82,764	319,865
2029	11,036	-	19,264	29,928	49,192	-	29,526	78,204	107,730	13,662	23,166	28,116	64,944	232,902
2030	-	-	-	25,800	25,800	-	23,142	53,466	76,608	11,088	19,602	20,196	50,886	153,294
2031	-	-	-	22,360	22,360	-	-	78,204	78,204	-	17,424	14,454	31,878	132,442
2032	-	-	-	19,264	19,264	-	-	53,466	53,466	-	15,048	10,494	25,542	98,272
2033	-	-	-	-	-	-	-			-	13,662	-	13,662	13,662
2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,880	-	11,880	11,880
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,890	-	10,890	10,890
2036	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2037	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Elaborador por: Lazcano, 2018

Con el flujo de gas esperado por cada una de las areniscas en cada año de producción, la tabla 15 muestra el LHV promedio que se tendría en el gas, con lo cual se puede estimar la cantidad de energía que se podría generar, considerando un valor de eficiencia conservadora en la generación de energía de aproximadamente 60%.

3.2.3 Escenario 3.-Incremento de Gas Asociado

Este escenario analiza cómo se afectan los índices económicos cuando existe un incremento de gas, debido al ingreso de un nuevo pozo, en este caso el T-07A de la arenisca T, en el tiempo en donde la producción del campo T comienza a tener su decaimiento normal en la producción. Con la información proporcionada en las tablas 2, 3, 4, 5 y 9; se encuentra el flujo total de gas que se va a producir año a año en el campo "T"

con el nuevo pozo, y considerando el literal f del numeral 3.1 se elabora una tabla que permita conocer cuanta energía se puede producir cada año. En la tablas 16, 17 y 18 se indica lo mencionado para la producción año a año.

Con la incorporación de un pozo nuevo al plan de perforación, las tablas 16 y 17 muestra que la diferencia de valores en los consumos de energía su afectación en general es mínima. En función del GOR para cada una de las areniscas que conforman el campo “T” y con el valor de producción estimado por día de petróleo, se muestra en la tabla 18 el nuevo flujo de gas día por año que se estima obtener en el campo “T”.

Tabla 16.- Consumos Diésel – Estación de Producción, incluyendo pozo T-07A

	CONSUMOS				TOTAL
	Produccion	Campamento	Transferencia de crudo	Inyeccion de agua	KW
2018	-				
2019	1,430	200	23		1,653
2020	9,235	200	149		9,583
2021	22,473	200	362	350	23,385
2022	21,874	200	353	350	22,776
2023	13,090	200	211	350	13,851
2024	12,672	230	204	350	13,456
2025	9,224	265	149	350	9,987
2026	10,505	304	169	500	11,479
2027	8,756	350	141	500	9,747
2028	5,962	402	96	500	6,960
2029	4,417	503	71	500	5,491
2030	2,882	629	46	500	4,057
2031	2,321	786	37	1,000	4,144
2032	1,755	982	28	1,000	3,765
2033	913	687	15	1,000	2,615
2034	737	481	12	1,000	2,230
2035	622	337	10	1,000	1,968
2036	-				-
2037	-				-

Elaborador por: Lazcano, 2018

Tabla 17.- Consumos Diésel - Estación de Producción por perforación del pozo T-07A

	CONSUMOS		TOTAL	CONSUMO DE DIESEL
	Produccion	Transferencia de crudo	KW	GLN
2018	-			
2019	1,430	23	1,453	145
2020	9,235	149	9,383	938
2021	22,473	362	22,835	2,284
2022	21,874	353	22,226	2,223
2023	13,090	211	13,301	1,330
2024	12,672	204	12,876	1,288
2025	9,224	149	9,372	937
2026	10,505	169	10,674	1,067
2027	8,756	141	8,897	890
2028	5,962	96	6,058	606
2029	4,417	71	4,488	449
2030	2,882	46	2,928	293
2031	2,321	37	2,358	236
2032	1,755	28	1,783	178
2033	913	15	928	93
2034	737	12	749	75
2035	622	10	632	63
2036	-		-	-
2037	-		-	-

Elaborador por: Lazcano, 2018

Tabla 18.- Generación de Gas por perforación del pozo T-07A

	T-02	T-03 / 06 / 08				T-04 / 07				T-05 / 09 / 10				TOTAL
	Basal Tena	Ui			Sub total	T			Sub total	Hollin			Sub total	MSCFD
2018	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	-	-
2019	46,280	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	46,280
2020	247,420	75,680	-	-	75,680	27,531	-	-	27,531	-	-	-	-	350,631
2021	212,532	58,824	99,760	-	158,584	47,481	227,430	-	274,911	344,916	-	-	344,916	990,943
2022	128,338	24,424	70,864	46,280	141,568	25,536	232,617	-	258,153	266,112	103,158	-	369,270	897,329
2023	90,424	-	55,384	113,864	169,248	21,147	125,286	-	146,433	120,384	80,190	-	200,574	606,679
2024	63,724	-	44,376	84,968	129,344	-	78,204	-	78,204	68,310	58,806	144,936	272,052	543,324
2025	44,856	-	36,464	65,704	102,168	-	53,466	-	53,466	43,956	48,510	104,346	196,812	397,302
2026	31,684	-	30,272	52,288	82,560	-	78,204	227,430	305,634	30,492	38,016	75,240	143,748	563,626
2027	22,250	-	25,800	42,656	68,456	-	53,466	232,617	286,083	22,572	32,472	54,054	109,098	485,887
2028	15,664	-	22,016	35,432	57,448	-	38,703	125,286	163,989	17,226	26,532	39,006	82,764	319,865
2029	11,036	-	19,264	29,928	49,192	-	29,526	78,204	107,730	13,662	23,166	28,116	64,944	232,902
2030	-	-	-	25,800	25,800	-	23,142	53,466	76,608	11,088	19,602	20,196	50,886	153,294
2031	-	-	-	22,360	22,360	-	-	78,204	78,204	-	17,424	14,454	31,878	132,442
2032	-	-	-	19,264	19,264	-	-	53,466	53,466	-	15,048	10,494	25,542	98,272
2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,662	-	13,662	13,662
2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,880	-	11,880	11,880
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,890	-	10,890	10,890
2036	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2037	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Elaborador por: Lazcano, 2018

Tabla 19.- Generación de Gas por perforación del pozo T-07A

	T-02	T-03 / 06/ 08	T-04 / 07	T-05 / 09 / 10	LHV promedio	TOTAL	Energia
	Basal Tena	Ui	T	Hollin		MSCFD	KW
2018	0			-		-	-
2019	46,280	-		-	1,357	46,280	228
2020	247,420	75,680	27,531	-	1,344	350,631	1,725
2021	212,532	158,584	274,911	344,916	1,027	990,943	3,729
2022	128,338	141,568	258,153	369,270	993	897,329	3,263
2023	90,424	169,248	146,433	200,574	1,028	606,679	2,283
2024	63,724	129,344	78,204	272,052	889	543,324	1,770
2025	44,856	102,168	53,466	196,812	893	397,302	1,299
2026	31,684	82,560	305,634	143,748	1,072	563,626	2,213
2027	22,250	68,456	286,083	109,098	1,095	485,887	1,949
2028	15,664	57,448	163,989	82,764	1,069	319,865	1,253
2029	11,036	49,192	107,730	64,944	1,054	232,902	899
2030	-	25,800	76,608	50,886	1,006	153,294	565
2031	-	22,360	78,204	31,878	1,079	132,442	523
2032	-	19,264	53,466	25,542	1,064	98,272	383
2033	-	-		13,662	469	13,662	23
2034	-	-		11,880	469	11,880	20
2035	-	-		10,890	469	10,890	19
2036	-	-		-		-	-
2037	-	-		-		-	-

Elaborador por: Lazcano, 2018

En la tabla 19, con el valor de flujo de gas de cada arenisca y sus propiedades, se realiza una mezcla de gases para estimar el valor de LHV, y considerando un valor de eficiencia conservadora en la generación de energía de aproximadamente 60%, se puede conocer la capacidad de generación eléctrica que se dispone por año.

3.3 Matriz de decisión

3.3.1 Matriz de valoración de parámetros

En base a lo indicado en el numeral 2.8.1 y en las tablas 11 y 13, se procede a realizar la matriz de valoración de cada uno de los parámetros considerando la calificación de puntajes indicada, a continuación se muestran los resultados.

Tabla 20.- Matriz de valoración de parámetros

PROYECTO: GENERACION ELECTRICA CON GAS ASOCIANDO COMO COMBUSTIBLE									
MATRIZ DE VALORACION DE PARAMETROS									
Aspectos Evaluados		Peso Ponderado		Escenarios Evaluados					
Item	Descripción	Sobre Grupo	Sobre Total	Estacion de Producción					
				Diesel		Gas Asociado		Incremento de Gas	
				Puntaje	P/Total	Puntaje	P/Total	Puntaje	P/Total
1	Costos	100	25	6.71	26.86	8.13	32.50	8.13	32.50
1.1	Inversión de Capital Inicial CAPEX	50	12.5	3.59	14.36	3.13	12.50	3.13	12.50
1.2	Costos de Oper. y Mant. OPEX	50	12.5	3.13	12.50	5.00	20.00	5.00	20.00
2	Tecnología	100	10	10.00	100.00	7.50	75.00	7.50	75.00
2.1	Tecnología Existente	50	5	5.00	50.00	5.00	50.00	5.00	50.00
2.2	Consumo de Energía	25	2.5	2.50	25.00	1.25	12.50	1.25	12.50
2.3	Flexibilidad Operacional	25	2.5	2.50	25.00	1.25	12.50	1.25	12.50
3	Rendimiento Productos/Otros	100	20	16.00	80.00	18.00	90.00	18.00	90.00
3.1	Generacion de condensados	40	8	8.00	40.00	8.00	40.00	8.00	40.00
3.2	Porcentaje de CO2 y H2S presente	20	4	4.00	20.00	2.00	10.00	2.00	10.00
3.3	Valor de LHV	40	8	4.00	20.00	8.00	40.00	8.00	40.00
4	Impacto por Uso Materia Prima	100	20	15.00	75.00	10.00	50.00	10.00	50.00
4.1	Flujo de gas en el tiempo	50	10.0	10.00	50.00	5.00	25.00	5.00	25.00
4.2	Composición en el tiempo	50	10.0	5.00	25.00	5.00	25.00	5.00	25.00
5	Aspectos de Seguridad y Ambiente	100	15	12.75	77.50	7.50	42.50	7.50	42.50
5.1	Análisis Bow Tie	70	10.5	10.50	70.00	5.25	35.00	5.25	35.00
5.2	Aspctor Ambientales	30	4.5	2.25	7.50	2.25	7.50	2.25	7.50
6	Competencia con Otros Proyectos	100	5	3.85	77.00	3.50	70.00	3.50	70.00
6.1	Por Disponibilidad del Área	40	2.0	1.60	32.00	2.00	40.00	2.00	40.00
6.2	Por Recursos Especializados Cliente	30	1.5	1.50	30.00	0.75	15.00	0.75	15.00
6.3	Por Recursos Contratados	30	1.5	0.75	15.00	0.75	15.00	0.75	15.00
7	Impacto en la Comunidad	100	5	5.00	100.00	4.50	90.00	4.50	90.00
7.1	Positivos (Económicos)	50	2.5	2.50	50.00	2.50	50.00	2.50	50.00
7.2	Negativos (Riesgos, Ambiente)	50	2.5	2.50	50.00	2.00	40.00	2.00	40.00
	TOTAL		100	69.31	69%	59.13	59%	59.13	59%

Elaborador por: Lazcano, 2018

Tabla 21.- Matriz de toma de decisiones

PROYECTO: GENERACION ELECTRICA CON GAS ASOCIANDO COMO COMBUSTIBLE																			
MATRIZ DE TOMA DE DECISIONES PARA LA GESTIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS EN UN CAMPO PETROLERO																			
ASPECTOS EVALUADOS		ESCENARIOS EVALUADOS																	
		Plataformas									Estacion de Producción								
Item	Descripción	Diesel			Gas Asociado			Incremento de Gas			Diesel			Gas Asociado			Incremento de Gas		
		Puntaje sobre grupo	Criterio Hurwicz $\alpha = 0.4$	Criterio Savage	Puntaje sobre grupo	Criterio Hurwicz $\alpha = 0.4$	Criterio Savage	Puntaje sobre grupo	Criterio Hurwicz $\alpha = 0.4$	Criterio Savage	Puntaje sobre grupo	Criterio Hurwicz $\alpha = 0.4$	Criterio Savage	Puntaje sobre grupo	Criterio Hurwicz $\alpha = 0.4$	Criterio Savage	Puntaje sobre grupo	Criterio Hurwicz $\alpha = 0.4$	Criterio Savage
1	Costos	8.66	17.37	4.81	8.13	17.43	4.63	8.13	17.43	4.63	6.71	-2.00	2.86	8.13	-1.17	4.63	8.13	-1.17	4.63
2	Tecnología	10.00	18.71	6.15	7.50	16.80	4.00	7.50	16.80	4.00	10.00	1.29	6.15	7.50	-1.80	4.00	7.50	-1.80	4.00
3	Rendimiento Productos/Otros	16.00	24.71	12.15	18.00	27.30	14.50	18.00	27.30	14.50	16.00	7.29	12.15	18.00	8.70	14.50	18.00	8.70	14.50
4	Impacto por Uso Materia Prima	15.00	23.71	11.15	10.00	19.30	6.50	10.00	19.30	6.50	15.00	6.29	11.15	10.00	0.70	6.50	10.00	0.70	6.50
5	Aspectos de Seguridad y Ambiente	12.75	21.46	8.90	7.50	16.80	4.00	7.50	16.80	4.00	12.75	4.04	8.90	7.50	-1.80	4.00	7.50	-1.80	4.00
6	Competencia con Otros Proyectos	3.85	12.56	0.00	3.50	12.80	0.00	3.50	12.80	0.00	3.85	-4.86	0.00	3.50	-5.80	0.00	3.50	-5.80	0.00
7	Impacto en la Comunidad	5.00	13.71	1.15	4.50	13.80	1.00	4.50	13.80	1.00	5.00	-3.71	1.15	4.50	-4.80	1.00	4.50	-4.80	1.00
		Coef Hurwicz		8.71	Coef Hurwicz		9.30	Coef Hurwicz		9.30	Coef Hurwicz		8.71	Coef Hurwicz		9.30	Coef Hurwicz		9.30
		132.23			124.23			124.23			8.34			-5.97			-5.97		

Elaborador por: Lazcano, 2018

En una primera instancia, la tabla 20, muestra que la evaluación realizada en base criterios frecuentes en la industria petrolera, la selección de la opción de diésel como combustible para la generación eléctrica vs la opción de usar gas como combustible, se ve la más óptima. A continuación se evalúan cada uno de estos parámetros utilizando los criterios de toma de decisiones.

3.3.2 Matriz de toma de decisión

Con la valoración a cada uno de los elementos que conforman todos los parámetros de la evaluación, se procede a emplear los criterios de toma de decisiones de Hurwicz y Savange indicados en el numeral 1.5.2, para evaluar y seleccionar la opción más conveniente para este proceso.

En la tabla 21 se muestran los resultados de aplicar los criterios de Hurwicz y Savange, a la matriz de valoración de parámetros, con lo cual se puede juzgar lo siguiente:

- Considerando el criterio de Hurwicz, la decisión de generar energía utilizando el gas como combustible en vez del diésel para el caso de las plataformas, se presenta como una mejor opción en los parámetros de tecnología, impacto por el uso de materia prima, aspectos de seguridad y ambiente, pero tiene un menor beneficio en los parámetros de costos, rendimiento de productos, competencia con otros proyectos e Impacto a la comunidad; para el análisis global la selección del gas en vez de diésel como combustible es la mejor opción. Para el caso de las Estaciones de Producción, se repite la misma clasificación de los parámetros.
- Utilizando el criterio de Savange para la evaluación, considerando que es una matriz de costos, el uso de gas como combustible es más conveniente en los parámetros de costos, tecnología, uso de materia prima, aspectos de seguridad y ambiente e impacto a la comunidad pero para el parámetro de rendimiento de producto el uso de diésel como combustible es más provechoso; en el global del análisis el uso de gas como combustible es una mejor opción; de la misma manera, se repite en el análisis de las Estaciones de Producción.

3.4 Riesgos Asociados

De los riesgos asociados debido al uso de gas asociado como combustible en el sistema de generación eléctrica, uno a los que más está expuesto este tipo de procesos, es la fluctuación en el suministro de gas para el consumo, este causa variación origina fallas en la generación eléctrica, como consecuencia se tiene problemas de “Shut down” o apagado total de todo el sistema de generación. Usando la metodología Bow Tie, se identifica el peligro, el riesgo y el evento principal que puede ocurrir en el proceso, de igual manera las consecuencias, amenazas, barreras, factores de escalamiento y controles que se originan alrededor del evento principal. (ver Anexo II), los cuales se detallan a continuación:

- **PELIGRO**
 - Ineficiente energía eléctrica proporcionada al sistema de generación a gas para operar en nuevo campo.
- **RIESGO**
 - Falla en la generación de energía eléctrica.
- **EVENTO PRINCIPAL**
 - Shut down eléctrico en todo el campo

A continuación se identifica posibles amenazas o situaciones que deben ocurrir, para que el peligro se origine, se especifican las barreras que previenen o reducen la probabilidad de ocurrencia de cada una de las amenazas, realizando acciones preventivas, para finalmente mencionar los factores de escalamiento que impedirán que las barreras realicen una operación efectiva.

Amenaza 1: Captación y tratamiento del gas proveniente de los pozos y alimentación a los generadores.

- Barrera 1
 - Proceso de Separación y tratamiento adecuado a los fluidos de las facilidades
- Barrera 2
 - Personal capacitado y entrenado para operar y realizar mantenimiento a las facilidades
- Barrera 3
 - Selección de materiales y equipos adecuados de acuerdo al fluido de proceso, y al diseño aprobado.

- Factor de escalamiento 1
 - Deficiencia en el proceso de tratamiento de fluidos en las facilidades.
- Factor de escalamiento 2
 - Deficiente plan de mantenimiento preventivo del sistema de captación de gas
- Factor de escalamiento 3
 - Deficiencia en personal técnico calificado para operar sistemas de generación a gas y en generación eléctrica.
- Factor de escalamiento 4
 - Falta de calidad de materiales y equipos instalados en el sistema de captación de gas

Amenaza 2: Diseño y operación del sistema de generación y distribución eléctrica

- Barrera 1
 - Selección del grupo de generación eléctrica de acuerdo a las especificaciones del gas y a la demanda de energía del campo.
 - Barrera 2
 - Construcción del sistema de generación a gas de acuerdo a las especificaciones del diseño aprobado
 - Barrera 3
 - Certificación de las pruebas de carga del sistema de generación
 - Barrera 4
 - Personal capacitado y entrenado para operar las facilidades eléctricas
 - Barrera 5
 - Pruebas de sincronización con el sistema secundario de generación a diésel.
-
- Factor de escalamiento 1
 - Estudios de ingeniería deficientes
 - Factor de escalamiento 2
 - Falta de supervisión y fiscalización del en el montaje y ejecución del proyecto
 - Factor de escalamiento 3
 - Falta de pruebas de carga certificadas del generador
 - Factor de escalamiento 4
 - Deficiencia en personal técnico calificado para operar sistemas de generación eléctrica. Capacitación al personal
 - Factor de escalamiento 5
 - Deficiencia en pruebas de sincronismo con el generador a diésel como sistema secundario.

Amenaza 3: Incertidumbre de la producción de petróleo y calidad de gas en el campo

- Barrera 1 • Medición continua del flujo de gas producido
- Barrera 2 • Análisis cromatográfico rutinario del gas producidos.
- Barrera 3 • Supervisión continua de parámetros de producción de los pozos

- Factor de • Deficiencia en la medición de cantidad y calidad de gas. Uso
 escalamiento 1 adecuado de equipos calibrados que miden cantidad y calidad de
 gas.
- Factor de • Falta de análisis cromatográfico de gases producidos en forma
 escalamiento 2 continua.
- Factor de • Falta de monitoreo continuo de los parámetros de producción de
 escalamiento 3 los pozos

Una vez el EVENTO PRINCIPAL ocurre, se originan consecuencias para las cuales se tiene controles que permitirá minimizar su severidad y a su vez factores de escalamiento, que impedirán esta reducción de la probabilidad del control de las consecuencias. A continuación se mencionan las consecuencias, con sus respectivos controles y factores de escalamiento

Consecuencia 1: Posible reacondicionamiento de pozos por no arranques de BES; Pérdida de producción de petróleo; Pérdidas en el proceso de separación.

- Control 1 • Disponibilidad de tableros de control para sincronizar los sistemas
 de generación
- Control 2 • Alquiler cuadrillas eléctricas de contingencia
- Control 3 • Presupuesto de equipos y materiales de back up para
 contingencias
- Control 4 • Exigir en la ejecución adecuada de procedimientos en el
 mantenimiento en los equipos de sistema de captación de gas

- Factor de • Ausencia de pruebas de sincronismo por horas trabajadas
 escalamiento 1 por generador.
- Factor de • Falta de plan de emergencia y respuesta a fallas en la
 escalamiento 2 generación.

- Factor de escalamiento 3
 - Falta de cuadrillas para emergencias.
- Factor de escalamiento 4
 - Falta de presupuesto para compra de materiales y equipos
- Factor de escalamiento 5
 - Deficiencia de entrenamiento y capacitación operativa

Consecuencia 2: Afectación a los activos de la planta: Tanques, líneas, generadores, separadores, válvulas, etc.

- Control 1
 - Capacitación y actualización al personal involucrado en el diseño y operación del sistema de generación
- Control 2
 - Póliza de seguro
- Control 3
 - Presupuesto para reparaciones de activos
- Control 4
 - Sistema de Back up a diésel

- Factor de escalamiento 1
 - Falta de presupuesto para compra de materiales y equipos
- Factor de escalamiento 2
 - Falta de stock de repuestos en bodega
- Factor de escalamiento 3
 - Falta de programas de capacitación y actualización
- Factor de escalamiento 4
 - Falta de póliza de seguros para equipos
- Factor de escalamiento 5
 - Falta de sincronización entre el sistema de gas y el sistema back up de diésel

Consecuencia 3: Afectación a los equipos del sistema de generación eléctrica

- Control 1
 - Programación periódica de análisis cromatográficos con el respectivo presupuesto
- Control 2
 - Disponibilidad de equipos en caso de condiciones de cambio de gas combustible

- Factor de escalamiento 1
 - Falta de Programa de análisis cromatográfico y de laboratorio de gases.
- Factor de escalamiento 2
 - Ausencia de equipos de contingencia para mejoramiento de condiciones de gas combustible

5. ANALISIS DE FACTIBILIDAD

Para el análisis de factibilidad de los tres escenarios en función de cada uno de los parámetros previamente indicados y los criterios seleccionados, se considerarán por separado la evaluación de los aspectos económicos, legal, administrativos, ambientales y de mercado.

En la comparación de indicadores económicos para cada uno de los escenarios planteados en el numeral 3.1, se evaluarán los costos de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX) que requerirían el escenario Diésel vs los escenarios Gas Asociado e Incremento de Gas, a fin de mostrar la mejor alternativa técnico – económica y el costo beneficio que se tendrá al cambiar de uso de combustible para la generación.

5.1 Evaluación de Escenarios

5.1.1 Aspectos Financieros

Como aspectos financieros más importantes están los costos de inversión y operación requeridos para el desarrollo de las facilidades de producción en plataformas y estaciones, las cuales consideran lo siguiente:

1. Porcentaje combinado de CO₂ y H₂S en el gas asociado resultante, no sobrepase al 35% (fracción molar) por los 20 años de producción del campo “T”.
2. No se consideró los costos para los trabajos de adecuación del terreno.
3. Todos los pozos están en la misma plataforma.
4. El campamento está en la Estación de Procesamiento;
5. La inyección de agua se realiza en la Estación de Procesamiento.

Costos de Inversión CAPEX y Operación OPEX.

Para el acercamiento a los costos de inversión CAPEX que se requieren para cada uno de los escenarios mostrados en el numeral 3.1, se consideró en base a la tabla c del anexo I, que los costos de equipos y servicios son tipo Clase 3 (AACE No 18R.97).

A continuación se detallan los rubros y los costos asociados de CAPEX y OPEX para cada uno de los escenarios:

Tabla 22.- Costos de Inversión CAPEX – para plataformas de producción

RUBROS GENERALES CAPEX	UNIDAD	COMBUSTIBLE	
		DIESEL	GAS
Tanques de almacenamiento	2	100.000	
Sistema de recuperación de vapores URV	1		85.000
Tanque Pulmon	2		44.000
Sistema de control	1	25.000	25000
Facilidades mecánicas	GLB	30.000	75.000
Facilidades eléctricas	GLB	50.000	70.000
Facilidades civiles	GLB	25.000	25.000
	TOTAL (USD)	230.000	324.000

Elaborador por: Lazcano, 2018

Los valores de servicios y equipos mostrados en las tablas 22 y 23, se tomaron de referencia de algunos proyectos realizados en la industria petrolera, en locaciones similares a las consideradas en este estudio.

Tabla 23.- Costos de Inversión CAPEX – para estaciones de producción

RUBROS GENERALES OPEX	UNIDAD	COMBUSTIBLE	
		DIESEL	GAS
Tanques de almacenamiento	2	100.000	
Equipos (compresor, distribución de gas).	1		205.000
Tanque Pulmon	2		58.000
Sistema de control	1	35.000	50000
Facilidades mecánicas	GLB	30.000	80.000
Facilidades eléctricas	GLB	50.000	70.000
Facilidades civiles	GLB	25.000	55.000
	TOTAL (USD)	240.000	518.000

Elaborador por: Lazcano, 2018

Tabla 24.- Costo de Operación OPEX para generación a Gas o a Diesel

RUBROS GENERALES	COSTO
Costo generación eléctrica con generadores a gas	0,10 ctvs / KW-h
Costo generación eléctrica con generadores a diesel	0,15 ctvs / KW-h
Costo del sistema de backup a gas, incluido el costo operativo (combustible y mantenimiento)	0,08 ctvs / Kw-h
Costo del sistema de backup a diesel, incluido el costo operativo (combustible y mantenimiento)	0,20 ctvs / KW-h

Elaborador por: Lazcano, 2018

El costo de operación para los sistemas de generación eléctrica utilizando combustible diésel o gas, está referenciados a los actuales costos que tiene la compañía con la empresa suplidora de generación.

En la tabla 25, se muestra un resumen de los costos de inversión CAPEX y de operación OPEX que se tendrá para cada uno de los escenarios mostrados en el numeral 3.1 y que serán evaluados para mostrar la mejor alternativa técnico - económica.

Tabla 25.- Resumen del estimado de costos

PROYECTO: GENERACION ELECTRICA CON GAS ASOCIADO COMO COMBUSTIBLE										
RESUMEN ESTIMADO DE COSTOS										
ITEM	DESCRIPCION	ESCENARIOS EVALUADOS								
		Escenario Diesel			Escenario Gas Asociado			Escenario Incremento de Gas		
		Plataforma		Estacion	Plataforma		Estacion	Plataforma		Estacion
		Cantid.	US \$	US \$	Cantid.	US \$	US \$	Cantid.	US \$	US \$
1	DETALLE DE COSTOS DE INVERSION DE CAPITAL INICIAL									
1.1	Equipos									
1.1.1	Tanques de Almacenamiento / tanque pulmon	2	100,000	100,000	1	44,000	58,000	1	44,000	58,000
1.1.2	Sistema de Control	1	25,000	35,000	1	25,000	50,000	1	25,000	50,000
1.2	Sistema de Compresion									
1.2.1	Sistema de Recuperacion de vapores				1	85,000		1	85,000	
1.2.2	Planta de Compresion				1		120,000	1		120,000
1.3	Otras Instalaciones									
1.3.1	Recoleccion de gas				glb		45,000	glb		45,000
1.3.2	Distribucion de gas				glb		40,000	glb		40,000
1.4	Otros costos de Inversion									
1.4.1	Costos de Construccion en sitio e instalacion	glb	105,000	105,000	glb	170,000	205,000	glb	170,000	205,000
1.4.2	Costo de Ingenieria	glb	20,000	20,000	glb	30,000	50,000	glb	30,000	50,000
1.5	Contingencia (10 -15%)		37,500	39,000		35,400	56,800		35,400	56,800
2	COSTOS TOTALES DE INVERSION DE CAPITAL INICIAL									
2.1	Costos de inversion Sin Contingencia		250,000	260,000		354,000	568,000		354,000	568,000
2.2	Costos de Inversion Con Contingencia		287,500	299,000		389,400	624,800		389,400	624,800
3	COSTOS ANUALES DE OPERACION Y MANTENIMIENTO									
3.1	Costo KW-h por generacion electrica con diesel	glb	0.15	0.15						
3.2	Costo KW-h por generacion electrica con gas				glb	0.1	0.1	glb	0.1	0.1
3.3	Costo back up con diesel	glb	0.2	0.2						
3.4	Costo back up con gas				glb	0.08	0.08	glb	0.08	0.08

Elaborador por: Lazcano, 2018

5.1.2 Aspectos Económicos

En esta sección se realiza una evaluación económica para los escenarios indicados en el numeral 3.1, se seleccionó la tasa de descuento en base a la información financiera proporcionada por el Banco Central del Ecuador (Tasa de Interés del Banco Central del Ecuador, 2019).

Para personas naturales, el valor referencial para transacciones “Crédito comercial Pymes” es de 11,83% y más los valores correspondientes a impuestos de ley, seguros obligatorios (desgravamen e incendios) y gastos directos e indirectos del banco se adiciona 1,18% como concepto de gasto bancario, con lo cual el valor final para la evaluación es del 13.01%.

Como parte del análisis, se consideró adicionar una sensibilidad al tomar la tasa de interés efectiva para el segmento de consumo ordinario como persona jurídica, con lo cual el valor referencial para transacciones “Crédito Comercial Empresarial” es de 9,64% más un 1,75% como gasto bancario, con lo cual el valor final para el análisis es de 11,39%

COMPARATIVO: PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN

DIESEL VS GAS ASOCIADO

Para la comparación del consumo de Diésel vs consumo de gas asociado en Plataformas de Producción, en la tabla 26 se resumen los valores de los costos utilizados para realizar esta evaluación.

Tabla 26.- Costos para servicios e inversión en una Plataforma de Producción

GENERACION DIESEL (USD/KWH)	\$ 0,15
COMBUSTIBLE DIESEL (USD/KWH)	\$ 0,20
GAS (USD/KWH)	\$ 0,10
BACKUP DE GAS CON DIESEL (USD/KWH)	\$ 0,08
INVERSION DIESEL	\$ 180.000,00
INVERSION GAS	\$ 414.000,00

Elaborador por: Lazcano, 2018

A continuación se muestran las tablas 27 y 28, en donde se detallan los resultados para las tasas de descuento tipo “Crédito comercial Pymes” y “Crédito Comercial Empresarial”, respectivamente:

Tabla 27.- Tasa de descuento 13.01% - Plat. de Produc. – Diésel / Gas Asociado,

TASA DE DESCUENTO	13.01%
TIR (%)	27%
EXPOSICION FINANCIERA (USD)	234,000.00
PAYBACK (MONTHS)	12.70
VAN (USD)	\$ 360,946.82
COSTO - BENEFICIO (USD)	\$ 2.37

Elaborador por: Lazcano, 2018

Tabla 28.- Tasa de descuento 11.39% - Plat. de Produc. – Diésel / Gas Asociado

TASA DE DESCUENTO	11.39%
TIR (%)	27%
EXPOSICION FINANCIERA (USD)	234,000.00
PAYBACK (MONTHS)	12.70
VAN (USD)	\$ 491,783.68
COSTO - BENEFICIO (USD)	\$ 2.50

Elaborador por: Lazcano, 2018

De igual manera, se muestra a continuación en la figura 15, una gráfica de los flujos de caja que se requerirán a lo largo del proyecto, cuando se utiliza gas y diésel como combustible para los sistemas de generación de energía eléctrica.

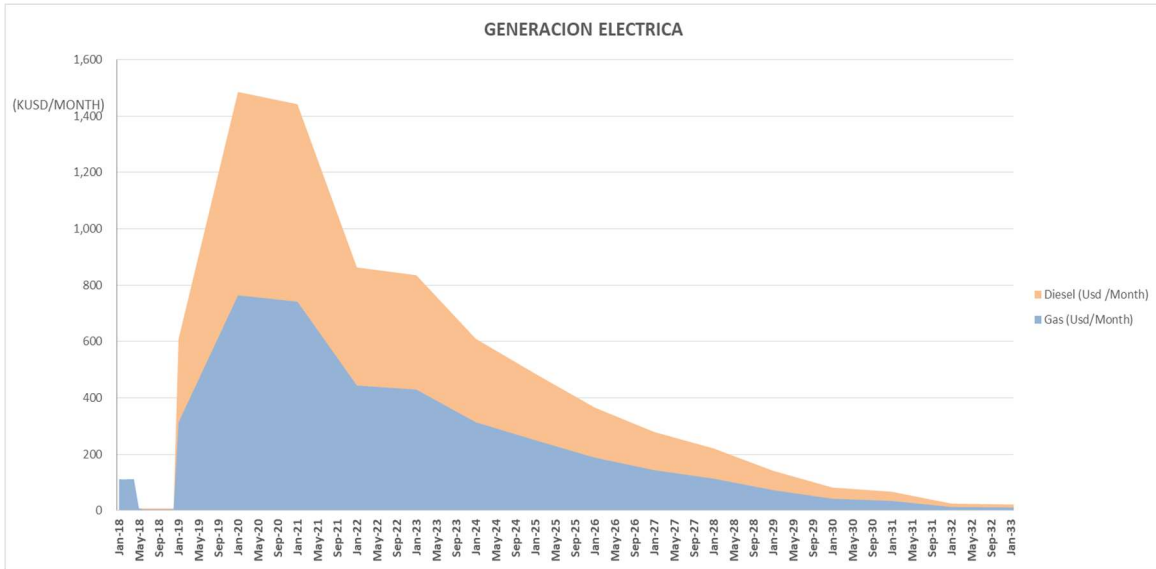


Figura 15.- Flujo de caja Diésel vs gas asociado

Elaborador por: Lazcano, 2018

DIESEL VS INCREMENTO DE GAS

Para la comparación del consumo de Diésel vs consumo del incremento de gas asociado en Plataformas de Producción, en la tabla 26 se resumen los valores de los costos utilizados para realizar esta evaluación.

A continuación se muestran las tablas 29 y 30, en donde se detallan los resultados para las tasas de descuento tipo “Crédito comercial Pymes” y “Crédito Comercial Empresarial”, respectivamente:

Tabla 29.- Tasa de descuento 13.01% - Plat de Produc. – Diésel / Increm.Gas

TASA DE DESCUENTO	13.01%
TIR (%)	35%
EXPOSICION FINANCIERA (USD)	234,000.00
PAYBACK (MONTHS)	12.31
VAN (USD)	\$ 925,537.06
COSTO - BENEFICIO (USD)	\$ 3.14

Elaborador por: Lazcano, 2018

Tabla 30.- Tasa de descuento 11.39% - Plat de Produc. – Diésel / Increm.Gas,

TASA DE DESCUENTO	11.39%
TIR (%)	35%
EXPOSICION FINANCIERA (USD)	234,000.00
PAYBACK (MONTHS)	12.31
VAN (USD)	\$ 1,205,573.06
COSTO - BENEFICIO (USD)	\$ 3.32

Elaborador por: Lazcano, 2018

De igual manera, se muestra a continuación en la figura 16, una gráfica de los flujos de caja que se requerirán a lo largo del proyecto, cuando se utiliza gas y diésel como combustible para los sistemas de generación de energía eléctrica.

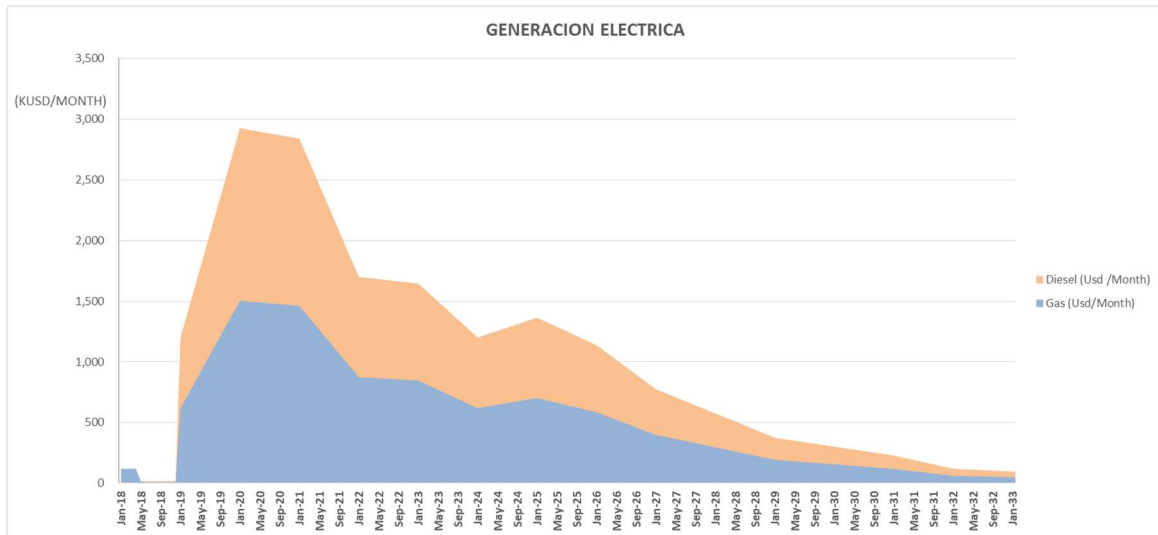


Figura 16.- Flujo de caja Diésel vs incremento de gas asociado

Elaborador por: Lazcano, 2018

CASO: ESTACION DE PRODUCCION

DIESEL VS GAS ASOCIADO

Para la comparación del consumo de Diésel vs consumo de gas asociado en las Estaciones de Producción, en la tabla 31 se resumen los valores de los costos utilizados para realizar esta evaluación.

Tabla 31.- Costos CAPEX y OPEX para Plataforma de Producción

GENERACION DIESEL (USD/KWH)	\$ 0,15
COMBUSTIBLE DIESEL (USD/KWH)	\$ 0,20
GAS (USD/KWH)	\$ 0,10
BACKUP DE GAS CON DIESEL (USD/KWH)	\$ 0,08
INVERSION DIESEL	\$ 240.000,00
INVERSION GAS	\$ 480.000,00

Elaborador por: Lazcano, 2018

A continuación se muestran las tablas 32 y 33, en donde se detallan los resultados para las tasas de descuento tipo “Crédito comercial Pymes” y “Crédito Comercial Empresarial”, respectivamente

Tabla 32.- Tasa de descuento 13.01% - Estación de Produc. – Diésel / Gas Asoc,

TASA DE DESCUENTO	13.01%
TIR (%)	29%
EXPOSICION FINANCIERA (USD)	240,000.00
PAYBACK (MONTHS)	12.63
VAN (USD)	\$ 530,074.17
COSTO - BENEFICIO (USD)	\$ 2.69

Elaborador por: Lazcano, 2018

Tabla 33.- Tasa de descuento 11.39% - Estaciones de Produc. – Diésel / Gas Asoc.,

TASA DE DESCUENTO	11.39%
TIR (%)	29%
EXPOSICION FINANCIERA (USD)	240,000.00
PAYBACK (MONTHS)	12.63
VAN (USD)	\$ 723,603.20
COSTO - BENEFICIO (USD)	\$ 2.89

Elaborador por: Lazcano, 2018

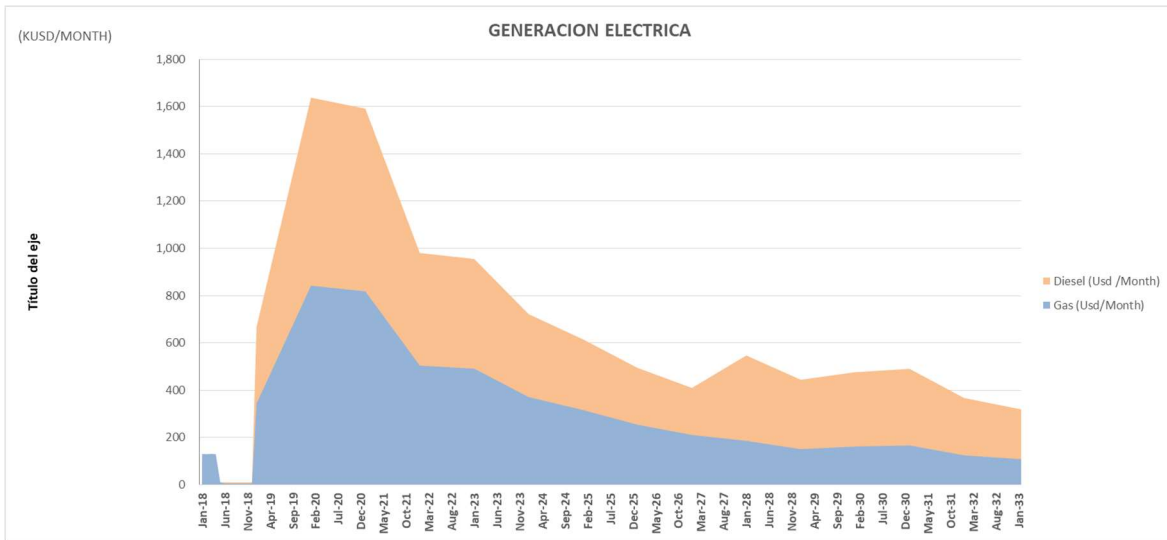


Figura 17.- Flujo de caja Diésel vs gas asociado

Elaborador por: Lazcano, 2018

En la figura 17, se indica la gráfica de los flujos de caja que se requerirán a lo largo del proyecto, cuando se utiliza gas y diésel como combustible para los sistemas de generación de energía eléctrica.

DIESEL VS INCREMENTO DE GAS

Para la comparación del consumo de Diésel vs incremento de gas asociado en las Estaciones de Producción, en la tabla 31 se resumen los valores de los costos utilizados para realizar esta evaluación.

A continuación se muestran las tablas 34 y 35, en donde se detallan los resultados para las tasas de descuento tipo “Crédito comercial Pymes” y “Crédito Comercial Empresarial”, respectivamente

Tabla 34.- Tasa de descuento 13.01% - Estaciones de Produc. – Diésel / Increm. Gas,

TASA DE DESCUENTO	13.01%
TIR (%)	35%
EXPOSICION FINANCIERA (USD)	240,000.00
PAYBACK (MONTHS)	12.30
VAN (USD)	\$ 1,099,229.58
COSTO - BENEFICIO (USD)	\$ 3.35

Elaborador por: Lazcano, 2018

Tabla 35.- Tasa de descuento 11.39% - Estaciones de Produc. – Diésel / Increm. Gas,

TASA DE DESCUENTO	11.39%
TIR (%)	35%
EXPOSICION FINANCIERA (USD)	240,000.00
PAYBACK (MONTHS)	12.30
VAN (USD)	\$ 1,448,097.45
COSTO - BENEFICIO (USD)	\$ 3.59

Elaborador por: Lazcano, 2018

En la figura 18, se indica la gráfica de los flujos de caja que se requerirán a lo largo del proyecto, cuando se utiliza gas y diésel como combustible para los sistemas de generación de energía eléctrica.

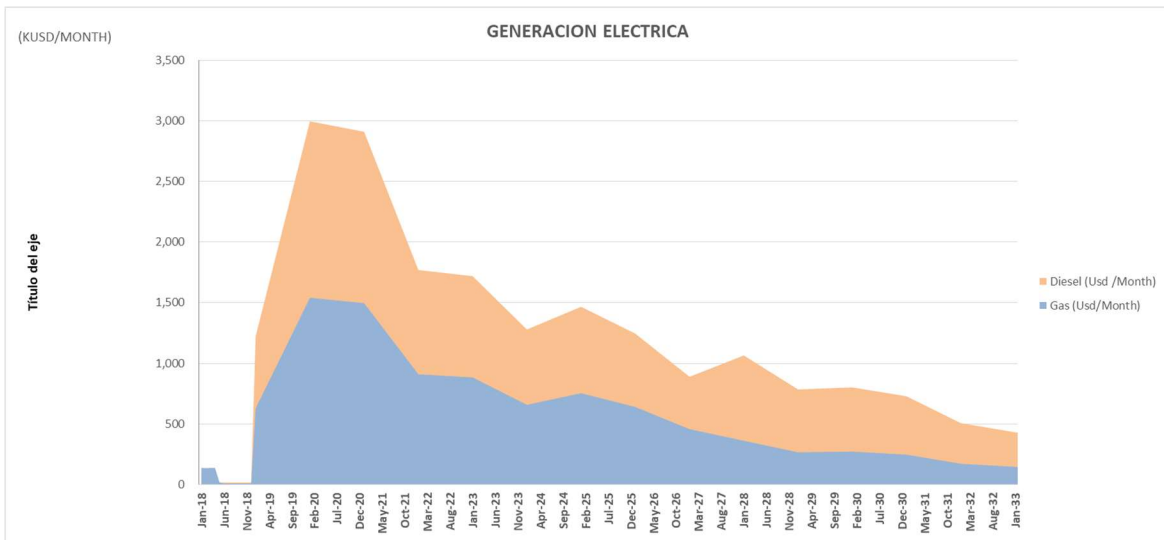


Figura 18.- Flujo de caja Diésel vs gas asociado

Elaborador por: Lazcano, 2018

Con los valores mostrados en las tablas 24 a la 33 del numeral 5.1.2 y considerando los parámetros indicados en las tablas 11 y 12, se realiza una comparación de los índices económicos cuando no se tiene incremento de gas en la producción del campo y cuando si se la tiene, para uso de combustible en la generación eléctrica.

En la tabla 36, se indica como la incorporación de un pozo o el incremento de gas en la producción del campo, mejora los valores de los indicadores económicos de producción del campo.

Tabla 36.- Evaluación de Indicadores Económicos.

PROYECTO: GENERACION ELECTRICA CON GAS ASOCIANDO COMO COMBUSTIBLE											
MATRIZ DE VALORACION DE PARAMETROS											
Aspectos Evaluados				Peso Ponderado		Escenarios Evaluados					
						Plataformas					
						Diesel vs Gas Asociado			Diesel vs Incremento de Gas		
Item	Descripción	Sobre Grupo	Sobre Total	Puntaje	P/Grupo	P/Total	Puntaje	P/Grupo	P/Total		
2	Indicadores Económicos	100	20	72,96	17,59	2,20	100,00	20,00	2,46		
2.1	Tiempo de Pago del Proyecto	20	4	11,71	2,34	0,13	20,00	4,00	0,22		
2.2	Tasa Interna Retorno (TIR)	20	4	10,00	5,00	0,26	20,00	4,00	0,00		
2.3	Exposicion Financiera	20	4	20,00	4,00	0,25	20,00	4,00	0,25		
2.4	Valor Actual Neto	20	4	16,26	3,25	0,81	20,00	4,00	1,00		
2.5	Relación Costo - Beneficio	20	4	15,00	3,00	0,75	20,00	4,00	1,00		

PROYECTO: GENERACION ELECTRICA CON GAS ASOCIANDO COMO COMBUSTIBLE											
MATRIZ DE VALORACION DE PARAMETROS											
Aspectos Evaluados				Peso Ponderado		Escenarios Evaluados					
						Estacion de Producción					
						Diesel vs Gas Asociado			Diesel vs Incremento de Gas		
Item	Descripción	Sobre Grupo	Sobre Total	Puntaje	P/Grupo	P/Total	Puntaje	P/Grupo	P/Total		
2	Indicadores Económicos	100	20	52,81	14,16	2,88	77,17	16,63	2,51		
2.1	Tiempo de Pago del Proyecto	20	4	5,00	1,00	0,00	16,20	3,24	0,18		
2.2	Tasa Interna Retorno (TIR)	20	4	12,00	6,00	0,34	4,00	2,00	0,12		
2.3	Exposicion Financiera	20	4	5,00	1,00	1,00	17,50	3,50	0,24		
2.4	Valor Actual Neto	20	4	15,81	3,16	0,79	19,48	3,90	0,97		
2.5	Relación Costo - Beneficio	20	4	15,00	3,00	0,75	20,00	4,00	1,00		

Elaborador por: Lazcano, 2018

5.1.3 Aspectos de Mercado

Como parte de las políticas de estado entorno al Plan Nacional de Desarrollo, la Soberanía Energética y el Plan de Mitigación del Cambio Climático, la empresa estatal Petroamazonas EP y las empresas Privadas están comprometidas a realizar optimizaciones del consumo de diésel y evaluar las distintas oportunidades en el cambio de combustible. De igual manera, por la optimización de recursos, la empresa estatal y las empresas privadas están encaminando sus esfuerzos a reducir los consumos de diésel o de petróleo en la generación, que permitirá disminuir sus costos de operación.

La iniciativa público – privada Cambio de la Matriz Energética Proyecto OGE&EE, hoy Proyecto de Eficiencia Energética de Petroamazonas, en su alcance y objetivos indica que la quema de aproximadamente 100 Millones de SCFD equivalen a 16.000 BOPD, de igual manera señala que el sector petrolero ecuatoriano tiene aproximadamente 500 MW instalados a diésel, lo cual representa 250,000,000 de galones al año aproximadamente.

La figura 19 muestra el requerimiento de energía que se estima se tendrá hasta el año 2023 por el sistema petrolero, el combustible requerido para esta demanda de energía se puede cubrir usando para la generación eléctrica el petrolero, el diésel, el gas asociado y el agua.

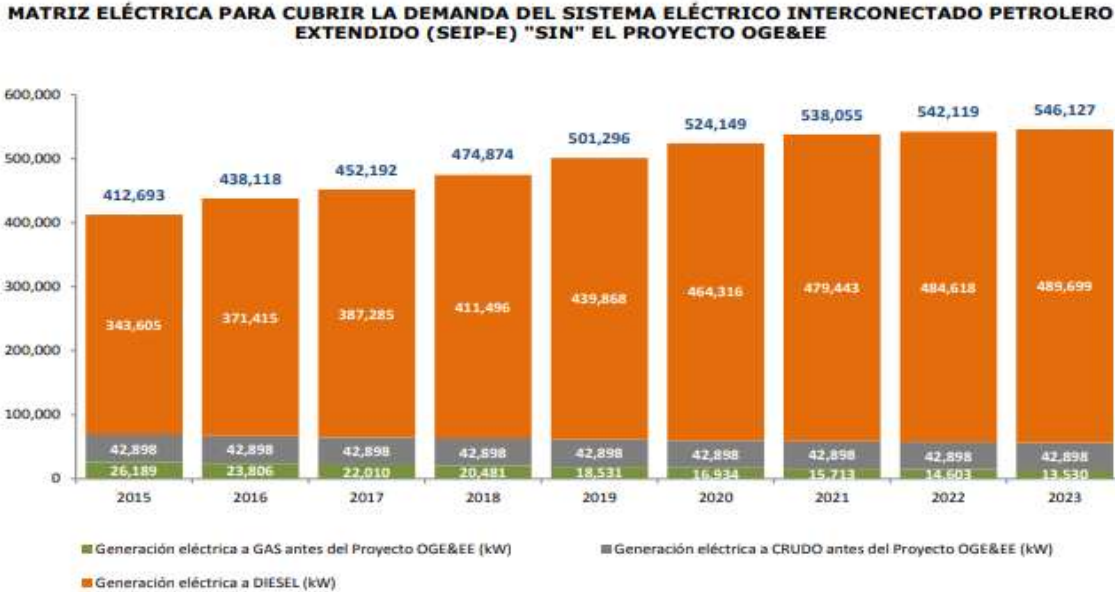


Figura 19.- Demanda de energía eléctrica 2015 – 2023 para el sistema petrolero

Tomado de: Optimización de la Generación Eléctrica, 2018

MATRIZ ELÉCTRICA PARA CUBRIR LA DEMANDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO PETROLERO EXTENDIDO (SEIP-E) "CON" EL PROYECTO OGE&EE

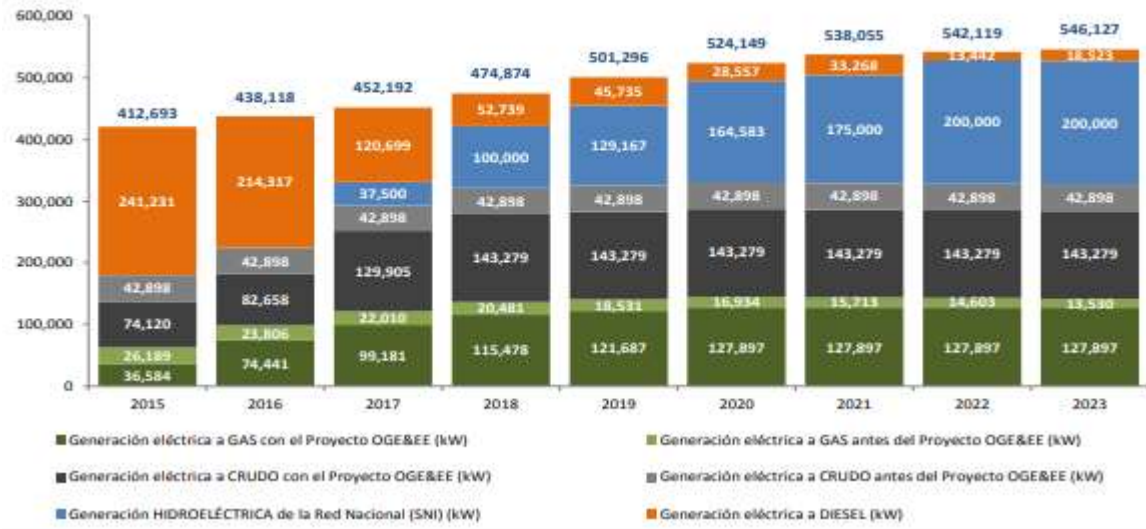


Figura 20.- Demanda de energía eléctrica 2015 – 2023 para el sistema petrolero

Tomado de: Optimización de la Generación Eléctrica, 2018

La figura 20 muestra la capacidad que se estima el petróleo, el gas asociado y agua puedan reemplazar el consumo diésel en la generación eléctrica hasta el año 2023, ahorrando al país miles de dólares en importaciones, aproximadamente se estimada que hasta el año 2023 se puede usar gas asociado para generar 127,897 KW al año.

5.1.4 Aspectos Ambientales / Legales

Este proyecto, está enfocado en cambiar la utilización del diésel como combustible para la generación eléctrica, una de las ventajas que tiene este tipo ideas es la disminución del CO2 emitido a la atmosfera, se estima que por cada 110 galones de diesel que se dejan de consumir se puede dejar de emitir al ambiente 1 Ton de CO2.

De igual manera, en el Decretos Ejecutivos 1215 – Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas se indica en su artículo 57 literal f que: "... El gas que no fuere utilizado en reinyección y recuperación mejorada, deberá aprovecharse de manera de segura, preferentemente para la generación de energía eléctrica..." Con lo cual, legalmente se encuentra amparado su desarrollo.

Finalmente, el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, Acuerdo Ministerial MH-2018-001-AM, que rige en los contratos de exploración y explotación petrolera en al territorio ecuatoriano especifica:

- Art 71: ... Los excedente de gas que no utilicen los Sujetos de Control, o que no pudieren ser reinyectados en los respectivos yacimientos y/o zonas, serán usados en proyectos para generación de energía y otros tendientes a reducir el consumo de petróleo, derivados de petróleo, gas asociado o natural usado.
- Art 73: ... Los Sujetos de Control deben reducir al máximo el desperdicio, emisión o quema de gas asociado y Gas Natural a la atmósfera, proveniente de la explotación de hidrocarburos.

Esto es de cumplimiento de todas las operadoras que estan establecidas en el territorio Ecuatoriano.

5.1.5 Aspectos Administrativos

Se ha planteado de manera general, hacer una planificación optimizada de este proyecto, supervisar la ejecución para que se ajuste a los requerimientos del plan y hacer seguimiento y control a tiempo de las desviaciones que pudieran presentarse, con el mejor recurso humano asignado a cada tarea.

Para el desarrollo se ha considerado que se tenga la estructura organizacional que se muestra en la figura 21, como parte medular se tiene los siguientes perfiles mínimos que se deben cumplir para el desarrollo del proyecto:

- Gerente General
- Gerente de Proyectos
- Jefe de RRHH
- Jefe Financiero
- Jefe de Proyectos
- Coordinador de Proyectos.
- Supervisor de QAQC
- Supervisor Mecánico.
- Supervisor Eléctrico.
- Supervisor SSA.
- Control de Proyectos

Los perfiles que deben de cumplir para cada uno de los puestos se detallan en el Anexo II



Figura 21.- Estructura Organizacional

Elaborado por: Lazcano, 2018.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Las evaluaciones a proyectos de inversión, mediante el uso de matrices de toma de decisiones, hoy en día, son una herramienta fundamental para el desarrollo del capital de inversión de toda empresa, ya que constituyen el motor para la buena marcha de la empresa, además nos permiten conocer las implicaciones de seguridad que están asociadas y que no se pueden estimar en el diseño de los procesos.
2. La interpretación petrofísica realizada en base a las curvas originales, las propiedades de cada una de las arenas, nos permitirá definir la zona de pago y por ende la cantidad estimada de gas presente en cada una de las arenas productoras
3. Los sistemas de tratamiento de gas en estaciones y plataformas de producción, dependen en gran medida del flujo de gas y de la composición que esté presente en el gas, en algunas partes del mundo donde el flujo de gas bordean los 5 a 10 MMSCFD los sistemas de tratamiento son del tipo refinería, y para el caso, de las composiciones altas de CO₂ y/o H₂S, los sistemas son muy precisos en su tratamiento. En el caso de los sistemas de tratamiento en Ecuador, en muchos de los casos, los flujos y/o sus composiciones no ameritan sistemas o tratamientos muy específicos o de una alta complejidad.
4. En general se definieron los tres tipos de tratamiento que existe para el gas, deshidratación – endulzamiento – refrigeración y compresión; la complejidad de estos procesos dependerá en gran medida del flujo de gas y/o de la composición presente.
5. Existen muchos criterios para la toma de decisiones, en particular se seleccionó para este proyecto los criterios de Hurwicz y Savage permiten evaluar ponderadamente los resultados, con lo cual se identifica a importancia que tiene todos los parámetros de una evaluación para la selección de la mejor alternativa técnico y de seguridad dentro de los parámetros financieros de una empresa.
6. En el desarrollo de la ingeniería, se tienen un sin número de sistema y/o metodologías para el análisis de riesgo en las operaciones petroleras, tales como: Hazop, What IF, Peer Review, Hazid, Bow tie,, etc; como parte de este proyecto, se utiliza la metodología Bow Tie, ya que este permite en gran medida evaluar los riesgos de implementar la construcción y sus implicaciones en la operación, lo que las otras metodologías no analizan en profundidad.

7. En los sistemas de generación con gas, la falta o deficiencia en el suministro de gas para su uso, es uno de los grandes problemas que afrontan este tipo de operaciones, las cuales en muchos de los casos, impiden que se “piense” en este tipo de sistemas para mejorar los costos en la operación; y sumado a que muchas veces no se conoce exactamente la producción de petróleo, se descarta este tipo de inversiones.
8. El análisis Bow Tie genera una visión más gerencial, ayudando a conocer la peligrosidad financiera de este tipo de sistemas, y que inversiones adicionales se requiere considerar para evitar o minimizar los problemas antes mencionados.
9. Del análisis de la variación de la composición de gas en cada una de las areniscas del campo “T”, la variación en los valores del poder calórico superior o inferior (LHV / HHV), es causado en gran medida por la cantidad de dióxido de carbono presente, por lo cual, se puede evidenciar que un porcentaje elevado de CO₂ será un indicativo de que el gas tiene un poder calórico neto bajo, mientras que si se tiene una baja concentración de CO₂ se puede considerar un alto poder calórico. Estas consideraciones nos permiten indirectamente conocer que tan buen gas tenemos de cada una de las formaciones presentes.
10. En el desarrollo de todo campo petrolero después de los primeros años de su operación, la planificación de la perforación de un nuevo pozo requiere de algunos justificativos de inversión, entre las cuales se debe incorporar la disminución en los costos de operación debido a la generación de energía con gas.
11. En el desarrollo de facilidades petroleras, el porcentaje de la construcción e interconexiones representa típicamente un 60% del valor total, pero puede verse incrementado entre un 10 a 20 %, dependiendo del tipo de proyecto, la ubicación, la tecnología a utilizar, etc. En todo caso, estos costos solo son determinados con precisión una vez el proyecto avanza en su definición y desarrollo de ingeniería. Para la determinación de estos costos presentados en el numeral 5, Análisis de Factibilidad, se utilizó proyectos desarrollados en el área de producción y tratamiento de crudos en el país, con equipo y plantas mayormente fabricados en taller e instalados en sitio con un mínimo de trabajo de construcción y puesta en marcha.
12. De la determinación correcta del POES y de su factor de recobro para cada una de las arenas presentes en el campo T, se tendrá una buena estimación de la reserva de gas para el uso en la generación eléctrica.

13. Los índices económicos calculados en el cambio de combustible diesel por gas asociado en el caso de las Plataformas, con el perfil de crudo inicial del campo y una tasa de descuento del 13.01%, resulta en un valor del 27% para el TIR y un tiempo de retorno de la inversión en alrededor de 12,70 meses. Al evaluar el VAN entre las dos tasas de descuento analizadas 13.01% vs 11.39% se tiene una diferencia de 130,836,86 favoreciendo a la tasa de 11.39%. De igual manera, la máximo exposición financiera que puede llegar a tener la inversión es de 234,000,00 para las dos tasas de descuento.
14. En este caso de las Plataformas, el valor de costo – beneficio en la tasa de descuento del 13.01% el valor es de \$ 2.37 por cada dólar invertido, pero al considera la tasa del 11.39% este valor es superior en 0.13 centavos de dólar. El valor de TIR para ambos casos, es superior a la tasa de descuento, por lo cual se puede pensar que la rentabilidad del proyecto es a largo plazo; esto se puede ver en las figuras 15 y 16.
15. Cuando se considera el incremento de gas asociado por el ingreso de un nuevo pozo en el perfil de producción inicial, los índices económicos siguen mostrando rentabilidad. Por ejemplo el TIR se incrementa en 8 puntos porcentuales y el costo – beneficio del proyecto se incrementa en un 32%. Las gráficas para el caso de las plataformas, muestra a lo largo de la producción del campo, un ahorro considerable, ya que aunque disminuye el flujo de gas, siempre la capacidad de generación es mayor a la generación requerida para su operación y funcionamiento.
16. Al solicitar el préstamo de inversión para él proyecto, considerando la tasa de “Crédito Comercial Pymes” – 13.01% o “Crédito Comercial Empresarial” – 11.39% la única variación perceptible económicamente es la disminución del valor del costo beneficio, pero esta no afecta en gran medida a la rentabilidad del proyecto.
17. En el caso de las estaciones de producción, los índices económicos se presentan de igual manera rentables, para una tasa de descuento del 13.01% se muestra un costo beneficio de \$ 2,69 y con el tasa del 11,39% un valor de \$ 2.89.
18. El TIR para este caso, muestra un valor de 29% con un VAN de 530,074.17 para la tasa de descuento del 13.01% y 723,603.20 para una tasa de descuento del 11.39%; ambos con un tiempo de repago del 12.63 meses aproximadamente.
19. Para estos escenarios, el incremento de gas permite incrementar en 6 puntos porcentuales el TIR, e incrementar a casi el doble los valores de VAN para las dos

tasas de descuento. De igual manera, los valores de costo beneficio se incrementa a \$3.35 en el caso de la tasa de descuento del 13.01% y a \$3.59 en el caso de 11.39% de tasa de descuento. Las figuras 17 y 18, muestran la diferencia de costos a largo plazo que se tiene en la consideración de estos escenarios.

20. Identificar los riesgos operativos que involucran la realización de cualquier tipo de proyecto, permite impedir que las consecuencias de alguna anomalía en el diseño o la construcción pueda propagarse a las áreas de influencia del proyecto e incluso atrapar al usuario final. No es necesario ocultar los problemas operativos o constructivos, con el pretexto de tranquilidad gerencial, es más bien conviene prepararse para aportar soluciones aun cuando estas sean parciales al principio.
21. Con lo evaluado y expresado, existe una mayor rentabilidad en aprovecha el gas en las estaciones que usarlo en las plataformas; dependerá también esta decisión del flujo de gas que finalmente el campo pueda producir. A futuro, al conocer la capacidad de producción de gas y de petróleo en el tiempo se puede evaluar cuando comenzar con el proceso de cambio de generación usando diesel a gas asociado como combustible.
22. La metodología Bow Tie, permite identificar, conocer y relacionar las actividades que se desarrollan día a día en la normal operación del campo, como pueden afectar al sistema de generación de energía por medio de gas asociado; de igual manera, relacionar el diseño con los problemas que se pueden tener una vez, entre en operación el sistema.
23. El peligro operativo - shutdown eléctrico –, aunque es uno de los mas comunes y perjudiciales que muchas veces paraliza este tipo de proyectos; la utilización de la metodología Bow Tie permite visualizar todos los factores que pueden desencadenar este peligro y minimizar su surgimiento.
24. En la visión de muchas empresas petroleras ecuatorianas, se menciona que el desarrollo de sus actividades estratégicas de exploración y explotación de los hidrocarburos se realizara de una manera eficiente y sustentable; con lo cual, la evaluación de los costos y gastos operativos permitirá alcanzar metas para demostrar la competitividad en su desarrollo.

7. BIBLIOGRAFIA

1. AACE No. 18R-97, Cost estimate classification system – As Applied in Engineering, procurement, and construction for the process industries, Rev March 1 – 2016.
2. Álvarez González, B. J., & Ocapana León, N. L. (2015). Optimización del uso del gas asociado para generación de energía en el campo singue-bloque 53 operado por la compañía Gente Oil Ecuador pte. ltd. año 2015 (Tesis de Grado) Quito: UCE).
3. Alvarez Lazo, L. A. & De la A Saavedra, A.(2010). Estudio del uso del gas natural para generación eléctrica en el bloque 18. (Tesis de Grado). Recuperado de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2179>
4. Anwyl T. (2005), Hazard Mangement in Contracts Guidelines – Shell HSE Specification EP2005-0300-SP-02.
5. Baby P., Rivadeneira M. & Barragán R. (2014), *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*, Quito – Ecuador, 3era Edición.
6. Chilig, C., & Alexandra, M. (2012). Estudio de gas asociado para generación eléctrica de un campo del Oriente Ecuatoriano (Tesis de Grado). Recuperado de <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/649/1/T-UCE-0012-137.pdf>
7. Criterio de Hurwicz. (2019, Febrero 12). Recuperado de <https://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0191-03/hurwicz.htm>
8. Decisiones bajo condiciones de incertidumbre (2019, Febrero 12). Recuperado de <http://www.ingenieria.unam.mx/javica1/ingsistemas2/Decisiones/Incertidumbre.html>
9. Fernández, Elina & González Georlando (2002). Ingeniería Económica para Ingeniería Químicos.
10. Guerron, A., & de los Angeles, K. (2014). Eficiencia energética y problemas de implementación: una aproximación desde el caso ecuatoriano 2006-2012 (Master's thesis, Quito, Ecuador: Flacso Ecuador).
11. La toma de decisiones bajo incertidumbre (2019, Febrero 02). Recuperado de <https://www.eoi.es/blogs/mbaftmad/la-toma-de-decisiones-bajo-incertidumbre/>
12. Manning F., Thompson R.. Oilfield Processing of Petroleum. PennWell Publishing Company, 1991.
13. Modelos para la toma de decisiones (2019, Febrero 02). Recuperado de <https://www.pdcahome.com/4655/modelos-para-la-toma-de-decisiones/>
14. Norma API RP 75, Recommended Practice for Development of a Safety and Environmental Management Program for Offshore Operations and Facilities, April 2013.
15. Norma ISO 3001, Gestion de Riesgos – Principios y Guías, 2018, 1era Edición, Noviembre 15 de 2009.
16. Ormella, Carlos. (2016). Gestión y Auditoría de Riesgos y Seguridad de la Inarenisca.
17. Paredes, Edison. (1970). Aprovechamiento del gas del Oriente Ecuatoriano en la producción de Energía Eléctrica. Tesis.
18. Pazos, James. Optimización de la captación de Gas Natural y producción de GLP en los complejos petroleros del Nororiente Ecuatoriano

19. Poveda, M. (2007). Eficiencia energética: recurso no aprovechado. OLADE. Quito.
20. Rodríguez Espinoza, A. V. (2007). Optimización del gas de los campos Pindo, Palanda-Yuca Sur II para generación eléctrica.
21. Rudnick, H. (2005, June). Electricity generation and transmission expansion under uncertainty in natural gas supply. In Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE (pp. 1974-1976). IEEE.
22. Silva, W. F., Campos, L. M., Moya-Rodríguez, J. L., & Cabral-Leite, J. (2015). Impacto económico y ambiental del uso del gas natural en la generación de electricidad en El Amazonas: Estudio de caso. *Dyna*, 82(190), 89-95.
23. Tasa de Interés del Banco Central del Ecuador. (2019, Febrero 21). Recuperado de [https://contenido.bce.fin.ec/docs.php?path=/documentos/Estadisticas / SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm](https://contenido.bce.fin.ec/docs.php?path=/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm)
24. Teoría de decisiones (2019, Febrero 02). Recuperado de <http://teoriadedecisiones801.blogspot.com/2015/07/decisiones-bajo-incertidumbre.html>
25. Vega, C. & Burgos J., (2017). Plan de desarrollo Eno – Ron.

Anexo I: Sistema de clasificación de estimado de costos

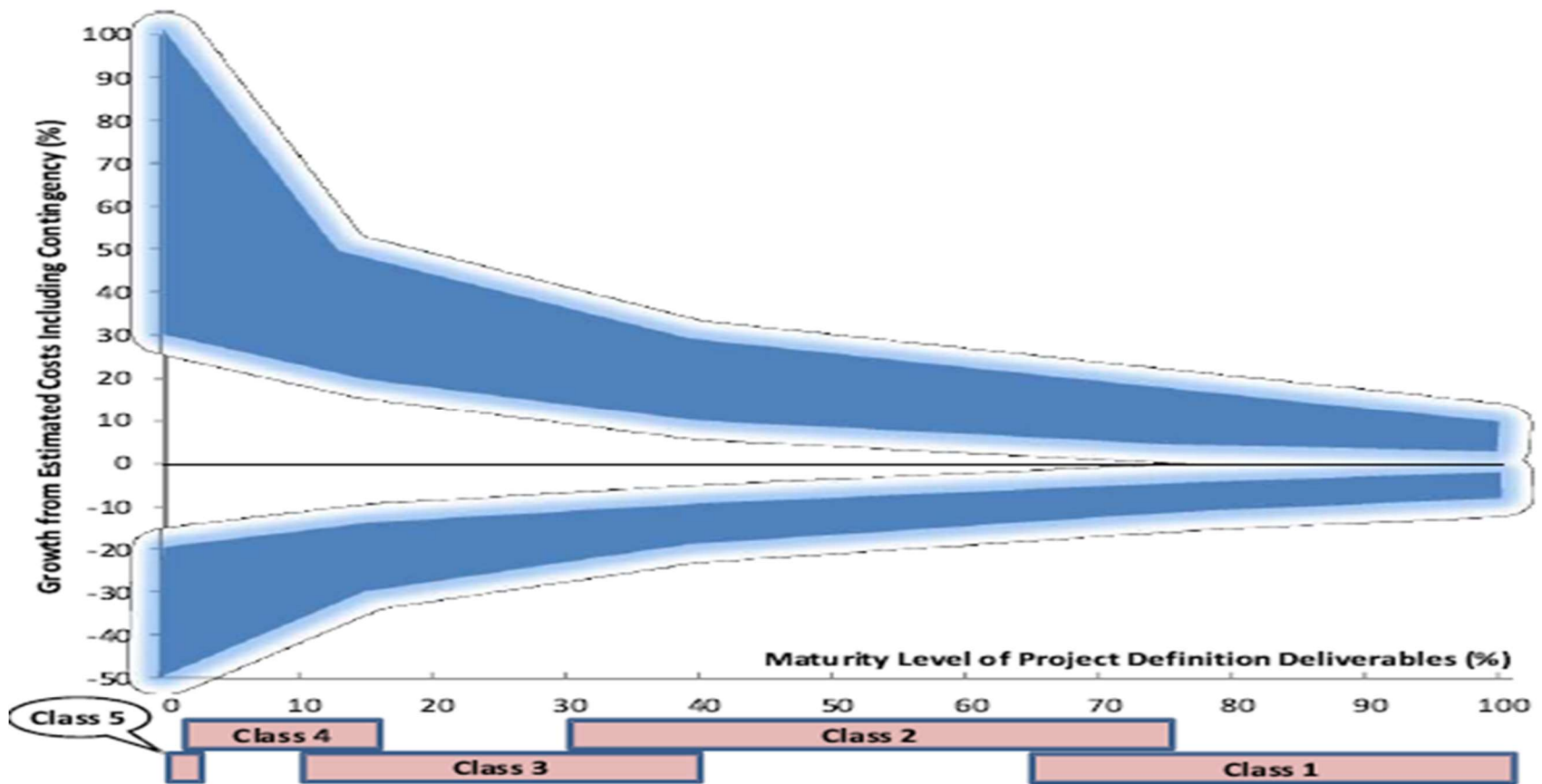
a) Matriz de Clasificación de costos estimados para procesos industriales

	Primary Characteristic	Secondary Characteristics		
ESTIMATE CLASS	MATURITY LEVEL OF PROJECT DEFINITION DELIVERABLES Expressed as % of complete definition	END USAGE Typical purpose of estimate	METHODOLOGY Typical estimating method	EXPECTED ACCURACY RANGE Typical variation in low and high ranges ^(a)
Class 5	0% to 2%	Concept screening	Capacity factored, parametric models, judgment, or analogy	L: -20% to -50% H: +30% to +100%
Class 4	1% to 15%	Study or feasibility	Equipment factored or parametric models	L: -15% to -30% H: +20% to +50%
Class 3	10% to 40%	Budget authorization or control	Semi-detailed unit costs with assembly level line items	L: -10% to -20% H: +10% to +30%
Class 2	30% to 75%	Control or bid/tender	Detailed unit cost with forced detailed take-off	L: -5% to -15% H: +5% to +20%
Class 1	65% to 100%	Check estimate or bid/tender	Detailed unit cost with detailed take-off	L: -3% to -10% H: +3% to +15%

Fuente: AACE International, Recommended Practice No.17R-97, Cost Estimate Classification System, AACE International, Morgantown WV. (latest revisión)

Elaborador por: Lazcano, 2018

b) Variabilidad en rangos de exactitud para el estimado de costos



Fuente: AACE International, Recommended Practice No.17R-97, Cost Estimate Classification System, AACE International, Morgantown WV. (latest revisión)

Elaborador por: Lazcano, 2018

c) Check List para estimar Clasificación de Proyecto

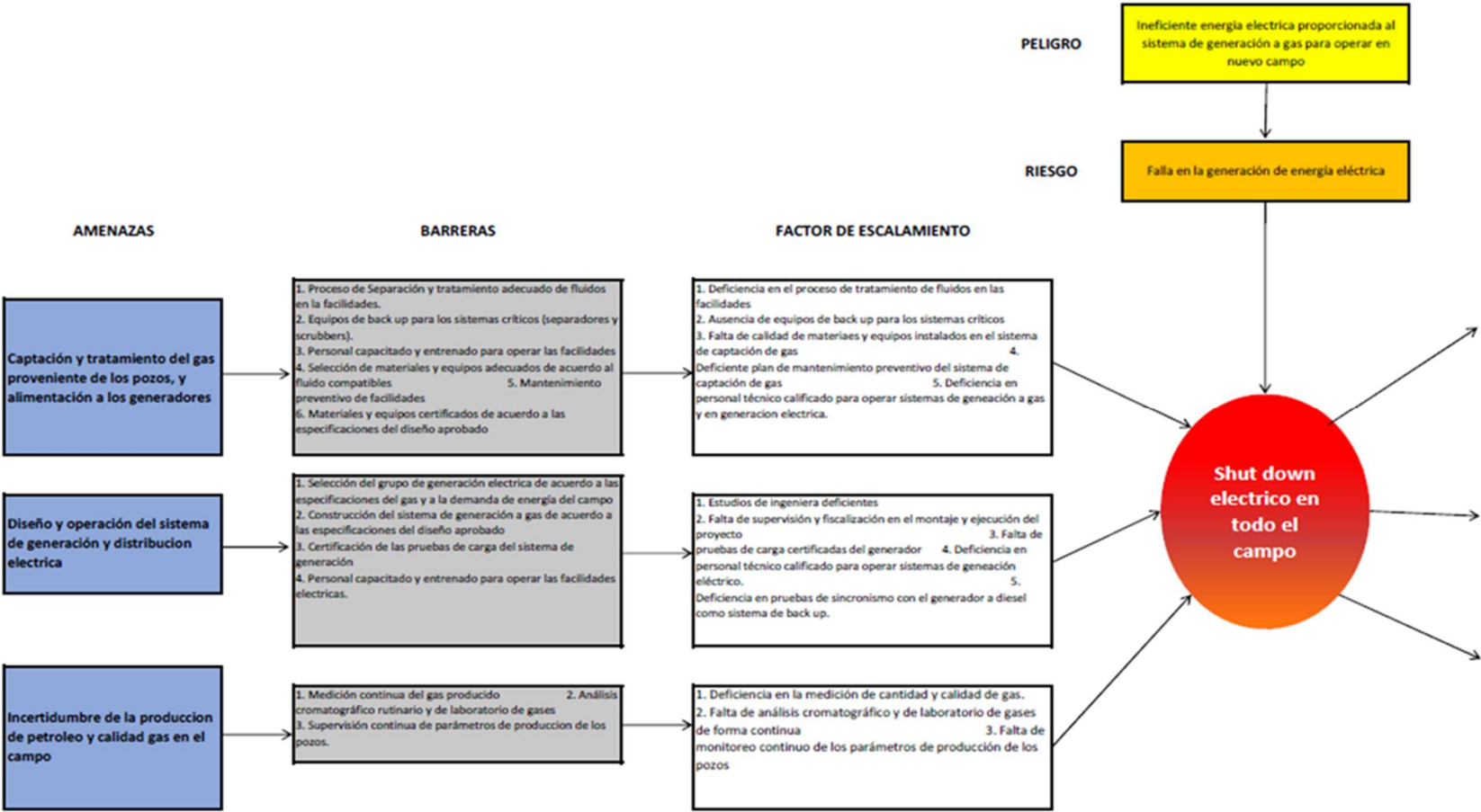
MATURITY LEVEL OF PROJECT DEFINITION DELIVERABLES	ESTIMATE CLASSIFICATION				
	CLASS 5	CLASS 4	CLASS 3	CLASS 2	CLASS 1
	0% to 2%	1% to 15%	10% to 40%	30% to 75%	65% to 100%
General Project Data:					
Project Scope Description	General	Preliminary	Defined	Defined	Defined
Plant Production/Facility Capacity	Assumed	Preliminary	Defined	Defined	Defined
Plant Location	General	Approximate	Specific	Specific	Specific
Soils & Hydrology	None	Preliminary	Defined	Defined	Defined
Integrated Project Plan	None	Preliminary	Defined	Defined	Defined
Project Master Schedule	None	Preliminary	Defined	Defined	Defined
Escalation Strategy	None	Preliminary	Defined	Defined	Defined
Work Breakdown Structure	None	Preliminary	Defined	Defined	Defined
Project Code of Accounts	None	Preliminary	Defined	Defined	Defined
Contracting Strategy	Assumed	Assumed	Preliminary	Defined	Defined
Engineering Deliverables:					
Block Flow Diagrams	S/P	P/C	C	C	C
Plot Plans		S/P	C	C	C
Process Flow Diagrams (PFDs)		P	C	C	C
Utility Flow Diagrams (UFDs)		S/P	C	C	C
Piping & Instrument Diagrams (P&IDs)		S/P	C	C	C
Heat & Material Balances		S/P	C	C	C
Process Equipment List		S/P	C	C	C
Utility Equipment List		S/P	C	C	C
Electrical One-Line Drawings		S/P	C	C	C
Specifications & Datasheets		S	P/C	C	C
General Equipment Arrangement Drawings		S	C	C	C
Spare Parts Listings			P	P	C
Mechanical Discipline Drawings			S/P	P/C	C
Electrical Discipline Drawings			S/P	P/C	C
Instrumentation/Control System Discipline Drawings			S/P	P/C	C
Civil/Structural/Site Discipline Drawings			S/P	P/C	C

Fuente: AACE International Recommended Practice No.17R-97, Cost Estimate Classification System, AACE International, Morgantown WV. (latest revisión)

Elaborador por: Lazcano, 2018

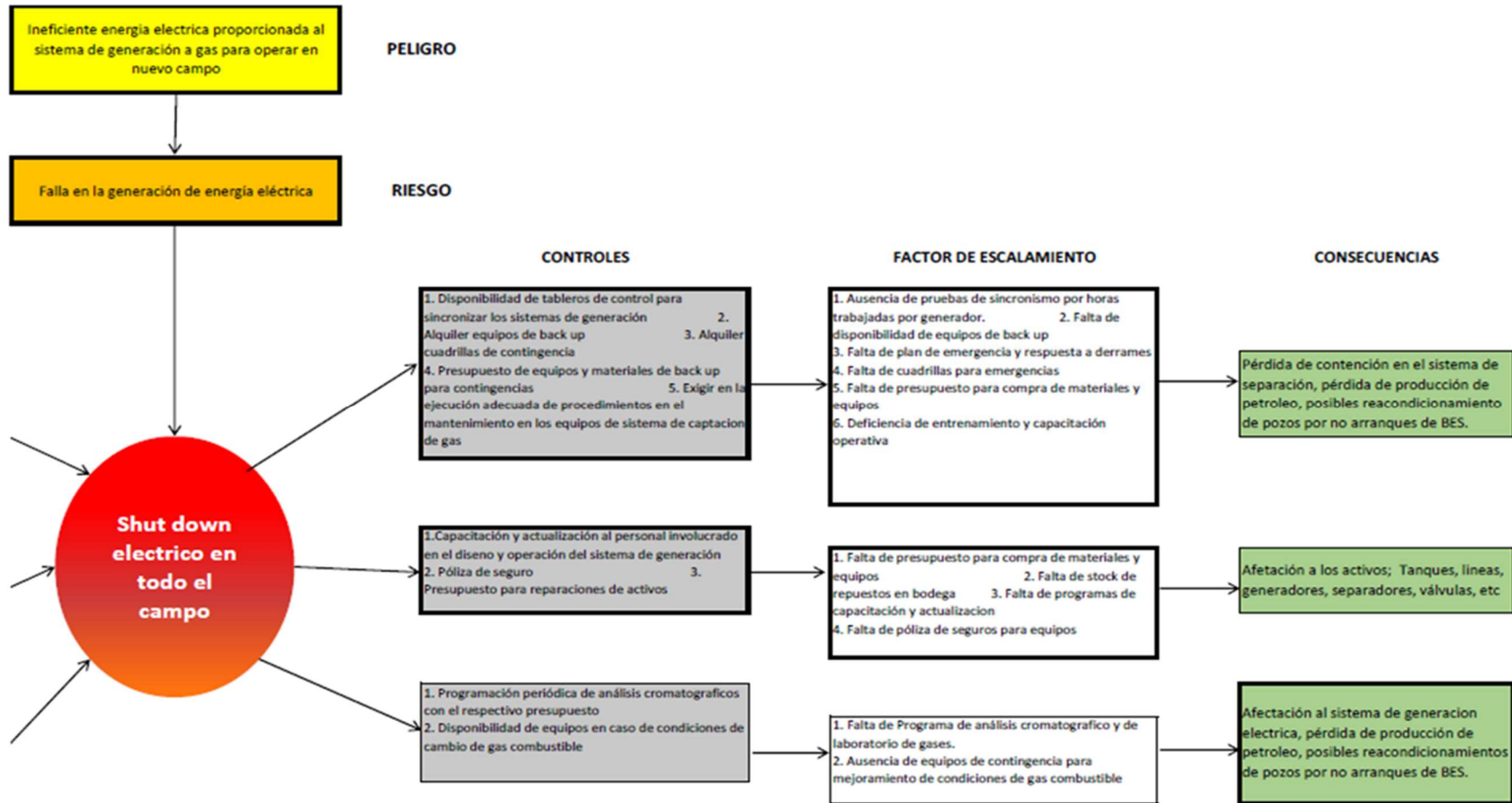
Anexo II: Análisis Bow Tie

a) Amenazas



Elaborador por: Lazcano, 2018

b) Consecuencias



Elaborador por: Lazcano, 2018

Anexo III: Perfiles de Personal de Proyecto

RESPONSABLE: GERENTE GENERAL

MISION: Será el máximo responsable de representar a la empresa, hacer cumplir las leyes y reglamentos vigentes en la empresa y coordinar el desempeño general de las gerencias: Financiera, Recursos Humanos, Operaciones y Comercialización.

RESONSABILIDADES: Sus responsabilidades principales son las siguientes:

- a) Coordinar sus actividades con las Gerencias: Financiera, Operaciones, Recursos Humanos y Comercialización.
- b) Co2ordinar la elaboración y controlar la ejecución del plan de actividades anual (POA)
- c) Coordinar la elaboración de la pro forma presupuestaria
- d) Coordinar la elaboración de la evaluación del plan de actividades
- e) Representar legalmente a la organización en negociaciones, eventos oficiales y gremiales.
- f) Dirigir, motivar y desarrollar las habilidades del equipo gerencial, impulsando la autogestión, toma de decisiones y liderazgo de cada uno de los integrantes a fin de generar alta productividad.
- g) Promover a través del ejemplo, el estilo de liderazgo y comunicación que predominará dentro de la empresa.
- h) Responder por la calidad de los productos o servicios que su empresa ofrece al mercado
- i) Enviar informes de gestión a la junta de accionistas.
- j) Cumplir las funciones de Gerente General, de acuerdo a los reglamentos vigentes.
- k) Controlar el cumplimiento de actividades de auditoria interna.
- l) Compromiso directo con el Sistema de Gestión de Calidad, en cuanto a dotar de recursos y apoyo cuanto fuere necesario.

PERFIL DE COMPETENCIA: Cumplen con el perfil de la posición, aquellos profesionales que posean una preparación académica con título de tercer nivel en Administración o Finanzas. Entrenamiento en áreas de ejecución de proyectos sobre construcciones y montajes petroleros y administración de negocios relacionados al área, conocimientos de Gestión de Calidad, planeación estratégica y leyes, manejo de Microsoft office avanzado.

Debe tener una experiencia mínima de 10 años, ocupando posiciones similares. Además deberá contar con habilidades de liderazgo, trabajo bajo presión y negociación.

GERENTE DE PROYECTOS

MISION: Planifica, Controla y Toma de Acciones de carácter Técnico con base en los requisitos determinados por el Cliente en las Ordenes de Servicio o Contratos.

RESPONSABILIDADES: Sus responsabilidades son:

- a) Al ser adjudicados un proyecto, el Gerente de Proyecto se reúne con el Presidente de la Compañía, el Coordinador del Proyecto, Superintendente de Operaciones para determinar la respectiva planificación y coordinación de actividades con los procesos administrativos y operativos.
- b) Asesorar y absolver consultas del Presidente de la Compañía sobre asuntos relacionados al manejo técnico-económico de la empresa.
- c) Revisión de reportes de proyectos enviados por el Superintendente de Operaciones.
- d) Conjuntamente con el Superintendente de Operaciones y Jefe de Proyectos serán los únicos autorizados a revisar y aprobar toda requisición emitida por los diferentes departamentos.
- e) En ausencia del Presidente de la Compañía, revisar y aprobar cambios que pueden ser solicitados por el cliente con respecto a Órdenes de Servicio o Contratos en ejecución.
- f) Es el principal responsable de verificar conjuntamente con el Superintendente de Operaciones que se cumpla con los Procedimientos de Planificación y Realización del Servicio.
- g) Coordinar actividades Logística, Mantenimiento, Sistemas y Comercialización.
- h) Verificar garantías, pólizas y documentos similares según las exigencias del cliente de acuerdo a estipulaciones contractuales, orden de servicio y pliego de licitación, revisar que éstas se ajusten a las disposiciones de ley y enviarlos al cliente para el trámite correspondiente. Este trabajo lo realiza en coordinación con Gestión Financiera.
- i) Coordinar la preparación y presentación de ofertas conjuntamente con el Presidente de la Compañía, Superintendente de Operaciones y Jefe de Proyectos.

- j) Revisión y aprobación del plan mensual de mantenimiento de equipos y calibración de instrumentos.
- k) Verificar el cierre técnico los proyectos en base lo establecido en Órdenes de Servicio o Contratos.
- l) Mantener reuniones semanales con el Superintendente Operaciones a fin de mantenerse informado de los proyectos en ejecución o por ejecutarse.
- m) Mantener reuniones semanales con Superintendente de Operaciones y Jefe de Proyectos para recibir el informe de los proyectos en ejecución o por ejecutarse.
- n) Recibir y revisar permanentemente el informe semanal de logística enviado vía correo electrónico, mismo que, contendrá información detallada por proyecto de todo envío de materiales y equipos a obra.
- o) Cumplir y hacer cumplir en las diferentes obras a través de sus Jefes de Obra, las especificaciones técnicas, de seguridad, medio ambiente y relaciones comunitarias; planos, MTOS y demás condiciones que se generasen para el trabajo exigido por el cliente, la ingeniería o terceros.
- p) Tiene la obligación de realizar visitas por lo menos quincenales a obra, para constatar la veracidad de los reportes a él entregados.
- q) Cumplir con todas las responsabilidades, y cumplir con los procedimientos y documentos del Sistema de Gestión de Calidad.

PERFIL DE COMPETENCIA: Cumplen con el perfil de la posición, aquellos profesionales que posean una preparación en Ingeniería Mecánica, Eléctrica, Civil, Electrónica y/o carreras afines. Entrenado en ejecución de proyectos y montajes en el área petrolera, manejo de personal, conocimiento de sistemas de gestión de calidad, buen manejo del idioma inglés, manejo de Microsoft office avanzado, conocimientos de en procesadores de datos. Habilidades de liderazgo, trabajo bajo presión, comprometido con la calidad del servicio. Debe tener una experiencia mínima de 5 años, ocupando posiciones similares en empresas multinacionales o nacionales grandes.

JEFE FINANCIERO

MISION.- Es el responsable de planificar, dirigir, coordinar, y supervisar el correcto funcionamiento del sistema financiero de la empresa.

RESPONSABILIDADES. - Tiene Las siguientes responsabilidades principales.

- a) Organizar, coordinar y controlar las actividades financieras de la Empresa, las fuentes de financiamiento, su uso e inversión.
- b) Presentar al Presidente de la Compañía análisis sobre los efectos y alcances de las decisiones de inversión, reinversión, gastos, compras y otros en el presupuesto de la Empresa.
- c) Elaborar el presupuesto general, por procesos, con la participación obligatoria de todos los organismos de la Empresa, controlar su ejecución y solicitar con la debida anticipación los cambios presupuestarios que sean necesarios.
- d) Proponer a la Gerencia General políticas y normas financieras aplicables.
- e) Organizar y mantener actualizado un sistema contable general,
- f) Realizar las gestiones de selección y negociación de financiamiento nacional e internacional necesaria.
- g) Elaborar Estados Financieros.
- h) Originar planes de financiamiento a corto y largo plazo en conjunto con las demás Gerencias.
- i) Cumplir y hacer cumplir los Reglamentos, Políticas, Legislación y Normas Técnicas relativas a la administración financiera.
- j) Formular esquemas de Control Financiero.
- k) Cumplir con todas las responsabilidades, y además cumplir con los procedimientos y documentos del Sistema de Gestión de Calidad.

PERFIL DE COMPETENCIA: Cumplen con el perfil de la posición, aquellos profesionales que posean una preparación académica en Finanzas, Economía y carreras afines, con título de tercer nivel relacionados al área. Entrenamiento en diseño y emisión de presupuestos, análisis de balances, apegado a una cultura de tributación fiscal; así como formación complementaria Gestión de la Calidad, Excel avanzado, experiencia de 5 años ocupando posiciones similares.

JEFE DE RRHH

MISION: Máximo responsable de vigilar la correcta elaboración de nómina de personal de campo y casa matriz.

RESPONSABILIDADES.- Tiene Las siguientes responsabilidades principales.

- a) Receptar información sobre la nómina y novedades de campo en temas de Recursos Humanos.
- b) Elaborar nómina y roles de pago individuales para todo el personal.
- c) Enviar a Presidente de la Compañía y Gerente de Proyectos nóminas para la respectiva aprobación.
- d) Envío de información relacionada a RR.HH solicitada por los clientes
- e) Verificar que los aspectos legales en temas de administración de recursos humanos se cumplan con lo dispuesto en el Marco Legal.
- f) Estructurar Planes de Capacitación.
- g) Gestionar los pedidos de personal por parte de la Administración.
- h) Gestionar requerimientos de parte de los entes legales y regulatorios en temas de RR.HH.
- i) Verificar y hacer cumplir los reglamentos internos dentro de la organización.
- j) Cumplir con todas las responsabilidades, y además cumplir con los procedimientos y documentos del Sistema de Gestión de Calidad.

PERFIL DE COMPETENCIA: Cumplen con el perfil de la posición, aquellos que tengan experiencia mínimo de 2 años en Jefatura de RR.HH, mantener título de universitario en Administración de Empresas o afines. Con entrenamiento en legislación laboral.

JEFE DE PROYECTOS

MISION: Es el responsable de mantener el vínculo entre el Gerente de Proyectos, Ingeniero de Proyectos y Asistente de Proyectos cuando sea necesario con el cliente.

RESPONSABILIDADES: Sus responsabilidades son las siguientes:

- a) Reunirse semanalmente con el Gerente de Proyecto y Presidente de la Compañía para evaluar el estado de los proyectos en ejecución y por ejecutarse.
- b) Establecer el KOM interno y coordinar la elaboración de toda la documentación entregada por el cliente y los formatos de control de calidad de los procedimientos necesarios para la ejecución de la Orden de Servicio y/o Contratos.
- c) Asistir al Gerente de Proyectos y Presidencia de la Empresa en la realización de ofertas

- d) Entregar al Técnico de Sistemas y Comunicaciones la información completa de cada proyecto, esto es, desde el inicio del proceso de licitación, hasta el acta de entrega recepción definitiva para que sea almacenado en el archivo técnico administrativo del proyecto.
- e) Elaborar cálculos para determinar precios unitarios por ítem establecido en la licitación
- f) Elaborar un reporte técnico semanal dirigido al Gerente de Proyecto que contendrá, pero no se limitará a:
 - ✓ Reportes de horas hombre
 - ✓ Reporte de horas equipo
 - ✓ Reporte de bodega
 - ✓ Cronograma real de avance de obra
 - ✓ Reportes de No conformidad de los clientes en caso de haberlos
- g) Apoyar al Gerente de Proyectos en el seguimiento de la ejecución de los Proyectos en marcha.
- h) Cumplir con todas las responsabilidades, y además cumplir con los procedimientos y documentos del Sistema de Gestión de Calidad.

PERFIL DE COMPETENCIA: Cumplen con el perfil de la posición, aquellos profesionales que posean una preparación académica en Ingeniería Mecánica, Eléctrica, Industrial, Civil, Arquitectura o carreras afines. Entrenado en ejecución de proyectos y montajes en el área petrolera, conocimientos de sistemas de gestión de calidad, manejo de Microsoft office avanzado, manejo de graficadores y simuladores. Habilidades de liderazgo, trabajo bajo presión, Debe tener una experiencia mínima de 3 años, ocupando posiciones similares.

COORDINADOR DE PROYECTOS

MISION: Es el responsable realizar un control sobre el uso adecuado del presupuesto destinado al proyecto y elaborar cotizaciones solicitadas por el Gerente de Proyecto.

RESPONSABILIDADES: Sus responsabilidades son las siguientes:

- a) Verificar el uso de los recursos establecidos para el proyecto en base al Histograma de Materiales, Equipos y Presupuesto de Obra, validados por el Gerente de Proyectos y Gerente General

- b) Recopilar los datos relacionados a las cotizaciones de servicios electromecánico y civiles en el sector industrial, solicitados por Presidente de la Empresa y Gerente de Proyectos.
- c) Elaborar Histogramas de Materiales, Equipos
- d) Elaborar Diagramas de Ejecución de Proyectos
- e) Elaborar Tablas de precios referencias
- f) Elaborar documentación operativa solicitada dentro de la licitación
- g) Cumplir con todas las responsabilidades, y además cumplir con los procedimientos y documentos del Sistema de Gestión de Calidad.

PERFIL DE COMPETENCIA: Cumplen con el perfil de la posición, aquellos profesionales que posean una preparación académica en Ingeniería Mecánica, Eléctrica, Civil o carreras afines. Entrenado en ejecución de proyectos y montajes en el área petrolera, conocimiento de sistemas de gestión de calidad, buen manejo del idioma inglés, manejo de Microsoft office avanzado. Habilidades de liderazgo, manejo y supervisión de personal, trabajo bajo presión, Debe tener una experiencia mínima de 1 año, ocupando posiciones similares en empresas multinacionales o nacionales grandes.

CONTROL DE PROYECTO

MISION: Es el responsable de apoyar en la recepción de comunicaciones emitidas por el cliente.

RESPONSABILIDADES: Sus responsabilidades son las siguientes:

- a) Apoyar en la elaboración de la la minuta de las reuniones de seguimiento de obra por parte del Jefe de Proyectos.
- b) Asistir al Gerente de Operaciones, y Gerente de Proyecto en la realización de ofertas
- c) Archivar y custodiar la información completa de cada proyecto, esto es, desde el inicio del proceso de licitación, hasta el acta de entrega recepción definitiva para que sea almacenado en el archivo técnico administrativo del proyecto.
- d) Elaborar los registros solicitados por los clientes necesarios para la presentar dentro de las licitaciones.
- e) Recopilar información técnica necesaria para adjuntar en licitaciones.
- f) Elaboración de contratos de subcontratistas de equipos alquilados

- g) Soporte Administrativo para al Jefe de Proyectos en procesos de Comercialización.
- h) Cumplir con todas las responsabilidades, y además cumplir con los procedimientos y documentos del Sistema de Gestión de Calidad.

PERFIL DE COMPETENCIA: Cumplen con el perfil de la posición, las personas que posean estudios universitarios en administración de empresas. Conocimientos básicos de sistemas de gestión de calidad, manejo de Microsoft office. Habilidades de trabajo bajo presión. Debe tener una experiencia mínima de 2 años, ocupando posiciones similares.

SUPERVISOR DE SSA

MISION: Es el máximo responsable de cumplir y hacer cumplir las normas y reglamentos de seguridad industrial y ambiente establecidas por la empresa.

RESPONSABILIDADES: Sus responsabilidades principales son las siguientes:

- a) Salvaguardar la salud y seguridad ocupacional del personal que labora en campo y en todas sus instalaciones.
- b) En coordinación con el Gerente de Proyecto y/o Jefe de Obra, tiene la autoridad y potestad de paralizar cualquier trabajo o actividad que a su mejor criterio implique un riesgo en cuanto a seguridad se refiere.
- c) Debe recibir de todas las obras un reporte diario de seguridad a fin de tener un monitoreo permanente de los diferentes frentes de trabajo, mismos que, en caso de haber sido asignado a campo.
- d) Debe establecer programas de capacitación para difundir la política y normas de seguridad y salud ocupacional al personal de la empresa
- e) Debe realizar y presentar informes semestrales y anuales de accidentabilidad y morbilidad al Ministerio del Trabajo y Empleo y al Riesgo del Trabajo IESS de todas las actividades que realice la empresa en cuanto a seguridad se refiere.
- f) Dar capacitación al personal de campo como de oficina en temas de SSA.
- g) Debe informar semanalmente al Superintendente de Operaciones sobre las actividades realizadas, No conformidades, acciones correctivas, acciones preventivas, cierre de no conformidades en cuanto a SSA se refiere.
- h) Debe entregar al Coordinador de Proyectos y Costos, el archivo en copia dura y magnética de todas las actividades realizadas durante el proyecto.

- i) Cumplir con todas las responsabilidades, y además cumplir con los procedimientos y documentos del Sistema de Gestión de Calidad

PERFIL DE COMPETENCIA.- Cumplen con el perfil de la posición, aquellos profesionales que posean una preparación académica en Ingeniería o carreras afines, una Maestría en Salud y Seguridad Industrial. Con entrenamiento en sistemas de gestión de calidad, emisión de reportes, mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos, entendimiento del idioma inglés. Habilidades referentes a manejo de personal, liderazgo, trabajo bajo presión. Debe tener una experiencia de 3 años ocupando posiciones similares en empresas extranjeras y nacionales grandes.

SUPERVISOR QA/QC

MISION: Es el máximo responsable de cumplir y hacer cumplir las normas y estándares de calidad que apliquen a toda actividad o trabajo a él encomendado o asignado dentro de la empresa.

RESPONSABILIDADES: Sus responsabilidades principales son las siguientes:

- a) Es el responsable de asegurar permanentemente la calidad de todo el proceso de construcción de un proyecto en todas las áreas técnicas que involucren el mismo, sean estos, civiles, mecánicos, eléctricos o instrumentación.
- b) Es el responsable de elaborar, archivar y custodiar los reportes de avance de obra diario, semanal y mensual.
- c) Es el responsable de actualizar toda la información a él entregada e informar aquello al Superintendente de Operaciones
- d) Es el responsable de recopilar y revisar la información proporcionada por el administrador de campo (control de personal) y bodeguero (control de maquinaria, herramientas y equipos).
- e) Es el responsable de archivar y custodiar toda la información de campo proporcionada por el cliente.
- f) Es responsable de mantener actualizada toda la información del cliente como interna operativa (normas, estándares, políticas, procedimientos)
- g) Es el responsable de supervisar la realización y seguimiento hasta la final aprobación por parte del cliente de todas las pruebas que se realicen en las

diferentes áreas y disciplinas que involucre el proyecto, asegurando la calidad del servicio prestado.

- h) Conocer en su totalidad el alcance del proyecto, normas y estándares de calidad que se apliquen.
- i) Es responsable de custodiar y poner en práctica toda la documentación del sistema de gestión de calidad entregada por el Coordinador de Proyecto.
- j) Es responsable de realizar levantamientos de acciones correctivas y preventivas si fuera el caso y aplique.
- k) Es el responsable de verificar el cierre del punch list.
- l) Es el responsable de cumplir con todas las responsabilidades, procedimientos y documentos del sistema de gestión de calidad.

PERFIL DE COMPETENCIA.- Cumplen con el perfil de la posición, aquellos profesionales que posean preparación académica en Arquitectura, Ingeniería Mecánica, Eléctrica, Electrónica, Civil o carreras afines, con entrenamiento en sistemas de Gestión de Calidad, Seguridad Industrial, emisión de reportes, equipos mecánicos, electrónicos y en instalaciones de operación en condiciones eficientes, mediante una adecuada planificación de operaciones y del mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos, buen nivel en idioma inglés. Habilidades referentes a manejo de personal, liderazgo, trabajo bajo presión. Debe tener una experiencia de 3 años ocupando posiciones similares.