

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL USO DE DIFERENTES
COMBUSTIBLES EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA LA EXTENSIÓN
DEL LÍMITE ECONÓMICO DEL CAMPO ZOPILOTE**

**ANGÉLICA PATRICIA CORREDOR LUGO
MARÍA CAMILA MERCHÁN MARTÍNEZ**

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

2018

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL USO DE DIFERENTES
COMBUSTIBLES EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA LA EXTENSIÓN
DEL LÍMITE ECONÓMICO DEL CAMPO ZOPILOTE**

**ANGÉLICA PATRICIA CORREDOR LUGO
MARÍA CAMILA MERCHÁN MARTÍNEZ**

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

Director

**JORGE HUMBERTO LUGO GUZMÁN
Ingeniero de petróleos**

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

2018

Nota de aceptación:

Ingeniero Julio Montenegro

Ingeniera Adriangela Romero

Ingeniera Yatnielah Pirela

Bogotá D. C., 10 de mayo de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Secretario General

Dr. Juan Camilo Posada García-Peña

Decano Facultad de Ingenierías

Dr. Julio Cesar Fuentes Arismendi

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Dr. José Humberto Cantillo

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

A Dios, quien –no sé cómo – me dio fuerza para seguir adelante y me permite culminar esta etapa.

A mi papá Rigoberto quien todos los días me animó con una sonrisa a seguir con esto sin tener un reproche conmigo.

A mi mamá Clara que tuvo que aguantar todas mis lágrimas y creer en mí cuando ni yo lo hacía.

A mi hermanita, que día a día me enseña que valgo más de lo que creo.

A mi abuelita, que fue el inicio de mi vida como estudiante. La mujer que siempre me inspiro a estudiar, a ser alguien en la vida.

A mi tío Daniel, por siempre enseñarme que todo esfuerzo vale la pena.

A mi tía Paty, por sus oraciones y sus charlas acerca de mi futuro.

A mi tío Jorge, que me apoyo cuanto pudo y siempre ha estado ahí para escucharme.

A mi primo Pacho, porque me enseñó que siempre que uno cae, puede levantarse de nuevo, aprendiendo.

A toda mi familia Lugo, porque desde cerca y lejos, estuvieron dándome fuerza y uno que otro “¿para cuándo?”

A mi amiga Camila, que no sólo fue mi compañera de proyecto de grado sino de las mejores aventuras que tendré en la universidad.

A Dios que siempre estuvo acompañándome durante este proceso dándome la sabiduría, la fe, la fortaleza en el corazón y la salud. Poniendo personas maravillosas a lo largo de este camino siempre llenándome de sus bendiciones e infinito amor.

A mi papá Jairo Iván (QEPD) con todo mi amor quien día a día me lleno de enseñanzas, fuerza, ejemplo, amistad y sobretodo su amor, dando siempre lo mejor de sí llevándome a ser la persona que hoy soy para poder culminar esta etapa en mi vida y afrontar las que Dios me tenga destinadas llevándolo siempre en mi corazón.

A mi mamá Martha quien siempre ha sido un apoyo incondicional, dándome siempre su amor, sus valores y oraciones cuando más la necesité; impulsándome siempre a seguir adelante.

A Luisa por ser ese ejemplo de hermana mayor siempre acompañándome y dándome los mejores consejos a Manuelita por su amor y dulzura siendo un gran motor para terminar mis estudios, y querer ser siempre una mejor persona.

A Jhon por acompañarme en este camino dándome su apoyo, consejo y amor

A mi Compañera compartir y hacer parte de esta etapa Angélica por tan importante en nuestras vidas, por su apoyo académico y sobre todo por su valiosa amistad.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos especialmente:

A GEP SAS por permitirnos desarrollar nuestro proyecto y brindarnos apoyo técnico y de su talento humano para el desarrollo exitoso de este proyecto.

Al ingeniero Jorge Lugo por orientarnos, brindarnos su conocimiento, experiencia y tiempo para permitir que este proyecto sea posible.

Al ingeniero Bryam Cotacio que nos acogió en su oficina en innumerables ocasiones y nos dio no sólo el apoyo técnico sino moral para culminar este proyecto.

A nuestro profesor, el ingeniero Juan David Rengifo por ser un apoyo incondicional en este proyecto y tener siempre la disposición para atender nuestras inquietudes.

A nuestro orientador, Julio Montenegro por su apoyo y dirección en los aspectos técnicos del proyecto.

A nuestros asesores Yimy Parra y William Palacios por su orientación en los aspectos geológicos y financieros.

A las Directivas, Cuerpo Docente y Personal Administrativo de la Universidad América por la capacitación recibida durante nuestra preparación como Ingenieras de Petróleos.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
OBJETIVOS	26
1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS DEL CAMPO ZOPILOTE	27
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	27
1.2 LOCALIZACIÓN	29
1.3 MARCO GEOLÓGICO	31
1.3.1 Columna estratigráfica generalizada	31
1.3.2 Estratigrafía	31
1.3.2.1 Formación Gachetá, Edad Cretácea (Turoniano – Santoniano)	31
1.3.2.2 Formación Guadalupe, Edad Cretácea (Campaniano)	31
1.3.2.3 Formación Mirador, Edad Paleógeno (Priaboniano)	31
1.3.2.4 Formación Carbonera, Edad Paleógeno - Neógeno (Rupeliano – Serravaliano)	31
1.3.2.5 Formación León, Neógeno (Edad Tortoniano)	32
1.3.2.6 Formación Guayabo, Edad Neógeno – Cuaternario (Mesiniano – Gelasiano)	34
1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	34
1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	34
1.5.1 Roca generadora	34
1.5.2 Migración del petróleo	34
1.5.3 Roca reservorio	34
1.5.4 Roca sello	35
1.5.5 Tipos de trampas para la Cuenca de los Llanos Orientales y para el Campo Zopilote	35
1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	35
1.6.1 Método de producción	35
1.6.2 Método de Sistema de Levantamiento Artificial	35
1.6.3 Producción acumulada	36
1.6.4 Petróleo producido	36
2. GENERACIÓN ELÉCTRICA	38
2.1 GENERALIDADES	38
2.1.1 Historia de la generación eléctrica	38
2.1.2 Clasificación de generación eléctrica	41
2.2 MÁQUINAS ELÉCTRICAS	44
2.2.1 Generador	45

2.2.2	Motor	47
2.2.3	Transformador	50
2.3	GRUPO ELECTRÓGENO	51
2.4	RED ELÉCTRICA NACIONAL	53
3.	COMBUSTIBLES	59
3.1	DIÉSEL	59
3.1.1	Características del Diésel	59
3.2	GAS LICUADO DEL PETRÓLEO (GLP)	60
3.3	FUEL OIL No 4 (COESGEN® de Hidrocasanare)	62
3.4	CRUDO	63
4.	DESCRIPCIÓN DE LA CONDICIÓN ACTUAL DE OPERACIÓN DEL CAMPO ZOPILOTE	66
4.1	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	66
4.1.1	Área de proceso y tratamiento de fluidos de producción	66
4.1.2	Área del cargue	66
4.1.3	Proceso y tratamiento de fluidos	66
4.2	EQUIPOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL CAMPO	69
4.2.1	Consumo actual de combustible por los equipos de generación de energía	70
5.	CURVAS DE DECLINACIÓN	72
5.1	CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA BASE DEL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO ZOPILOTE	79
6.	CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA BASE DE PRODUCCIÓN PROYECTADA DEL CAMPO	93
6.1	PROYECCIÓN DEL LÍMITE ECONÓMICO DE LA CURVA BASE DE PRODUCCIÓN CON LAS CONDICIONES ACTUALES	104
6.2	VARIACIÓN DEL LÍMITE ECONÓMICO DE LA CURVA BASE A PARTIR DEL CAMBIO DE COMBUSTIBLE	117
6.2.1	Análisis de las variaciones del límite económico frente al límite económico de la curva base de producción con las condiciones actuales.	124
7.	EVALUACIÓN DE FINANCIERA DE RESULTADOS	128
7.1	ANALISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	129
7.2	ANALISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	130
7.3	ANALISIS DE INGRESOS	133
7.4	EVALUACION FINANCIERA	134

8.	CONCLUSIONES	142
9.	RECOMENDACIONES	144
	BIBLIOGRAFÍA	145
	ANEXOS	148

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Información de los pozos del Campo Zopilote, Cuenca de Los Llanos Orientales	27
Tabla 2. Tipos de máquinas eléctricas	44
Tabla 3. Partes de un grupo electrógeno	52
Tabla 4. Rangos de índice de cetano según el tipo de diésel comercializado en Colombia	60
Tabla 5. Porcentaje de azufre según el tipo de Diésel comercializado en Colombia	60
Tabla 6. Comparativo de las especificaciones recomendadas para el motor de los generadores y los combustibles propuestos	65
Tabla 7. Generador G49	69
Tabla 8. Generador G61	69
Tabla 9. Generador G62	70
Tabla 10. Consumo de combustible por generador	71
Tabla 11. Ecuaciones para la tasa de declinación	79
Tabla 12. Rangos para el exponente de declinación b para diferentes condiciones de explotación	92
Tabla 13. Ecuaciones de la declinación exponencial	94
Tabla 14. Datos para el cálculo de la declinación exponencial	95
Tabla 15. Proyección de la producción hasta el año 2022	96
Tabla 16. Datos seleccionados para caudal de fluidos totales	99
Tabla 17. Producción de agua y fluidos diarios	100
Tabla 18. Precios de Diésel	105
Tabla 19. Demanda de carga y consumo generadores	106
Tabla 20. Costo asociado al Diésel (USD/kWh)	107
Tabla 21. Resultados para el diésel	108
Tabla 22. Lifting cost dependiendo del combustible	108
Tabla 23. Componentes del lifting cost con Diésel (\$15,42USD) hasta cabeza de pozo para el campo Zopilote	108
Tabla 24. Composición de la disposición de agua a 1,85 USD	109
Tabla 25. Datos predicción precio de referencia	111
Tabla 26. Precios seleccionados para cada año	112
Tabla 27. Ganancias para los tres escenarios	112
Tabla 28. Costo de levantamiento con Diésel	113
Tabla 29. Costos disposición de agua	114
Tabla 30. Costo de producción de fluidos	115
Tabla 31. Demanda de carga y consumo generadores	117
Tabla 32. Costo consumo real para Coesgen y Crudo	118

Tabla 33. Costo de KWh/BOPD	119
Tabla 34. Lifting cost dependiendo del combustible	119
Tabla 35. Costo levantamiento dependiendo del combustible	120
Tabla 36. Costo BFPD para cada combustible	121
Tabla 37. Composición del lifting cost de 13,72 USD	124
Tabla 38. Composición del Lifting cost \$13,38 USD	125
Tabla 39. Reducción de lifting cost en porcentaje	127
Tabla 40. Reducción del porcentaje del lifting cost	127
Tabla 41. Inversión inicial, sistema propuesto, crudo	129
Tabla 42. Costos asociados al Lifting Cost, sistema actual	130
Tabla 43. Costos de operación, sistema actual	130
Tabla 44. Costos de operación, sistema actual	131
Tabla 45. Costos asociados al Lifting Cost	131
Tabla 46. Lifting cost, Coesgen®	131
Tabla 47. Costos de operación, sistema propuesto, Coesgen®	132
Tabla 48. Costos asociados al Lifting Cost, sistema propuesto, Crudo	132
Tabla 49. Lifting Cost, sistema propuesto, Crudo	133
Tabla 50. Costos de operación, sistema propuesto, Crudo	133
Tabla 51. Régimen de Regalías Escalonado, Ley 756 de 2002	133
Tabla 52. Producción neta	134
Tabla 53. Ingresos	134
Tabla 54. Flujo de caja, sistema actual	135
Tabla 55. Flujo de caja, sistema propuesto, Coesgen®	137
Tabla 56. Flujo de caja, sistema propuesto, Crudo	139

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo Zopilote	30
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del Campo Zopilote, Cuenca Llanos Orientales	33
Figura 3. Línea de tiempo de la generación eléctrica	40
Figura 4. Clasificación de la generación eléctrica	41
Figura 5. Tipos de centrales eléctricas dependiendo de la materia prima	43
Figura 6. Principio de funcionamiento de un generador	45
Figura 7. Principio de funcionamiento del generador de corriente alterna	46
Figura 8. Representación del generador de corriente directa	47
Figura 9. Sección de un motor a combustión interna con sus partes principales	49
Figura 10. Representación del generador de corriente directa	51
Figura 11. Grupo electrógeno	52
Figura 12. Partes internas de un grupo electrógeno	53
Figura 13. Sistema eléctrico nacional	55
Figura 14. Metas energéticas de Colombia	56
Figura 15. Subestaciones a generación térmica y generación por hidroeléctricas	57
Figura 16. Diagrama de facilidades del Campo Zopilote	68
Figura 17. Tipos de Curvas de Declinación de Producción en línea recta	77
Figura 18. Tendencia de las curvas de declinación	78

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción acumulada del Campo Zopilote	37
Gráfica 2. Composición del Gas Licuado del Petróleo por suministro	61
Gráfica 3. Histórico de producción del Campo Zopilote	80
Gráfica 4. Curva de producción acumulada versus producción diaria	80
Gráfica 5. Tendencia de producción	81
Gráfica 6. Tendencia de caudal vs tiempo (Cartesiana)	83
Gráfica 7. Tendencia Caudal vs Producción acumulada (Cartesiana)	84
Gráfica 8. Caudal vs tiempo (Semilogarítmica)	85
Gráfica 9. Caudal vs producción acumulada (Semilogarítmica)	85
Gráfica 10. Aplicación de tendencias en la gráfica producción vs tiempo (Semilogarítmica)	86
Gráfica 11. Aplicación de tendencias en la gráfica de producción vs producción acumulada (Semilogarítmica)	87
Gráfica 12. Producción vs tiempo (Logarítmica)	88
Gráfica 13. Producción vs Producción acumulada (Logarítmica)	88
Gráfica 14. Aplicación de tendencias en la gráfica producción vs tiempo (Logarítmica)	89
Gráfica 15. Aplicación de tendencias en la gráfica producción vs producción acumulada (Logarítmica)	90
Gráfica 16. Aplicación de la declinación exponencial	94
Gráfica 17. Proyección de la producción	97
Gráfica 18. Proyección de producción acumulada	98
Gráfica 19. Producción de fluidos (Proyección)	102
Gráfica 20. BS&W (Proyección)	103
Gráfica 21. Componentes del lifting cost con Diésel (\$15,42USD) hasta cabeza de pozo para el campo Zopilote	109
Gráfica 22. Composición del tratamiento de agua a 1,85USD	110
Gráfica 23. Proyección de limite económico 15,42 USD (Diésel).	116
Gráfica 24. Límite económico para Coesgen®	122
Gráfica 25. Límite económico para Crudo	123
Gráfica 26. Composición del Lifting cost 13,72 USD	125
Gráfica 27. Composición del Lifting cost 13,38 USD	126
Gráfica 28. Diagrama de flujo de caja, sistema actual	136
Gráfica 29. Diagrama de flujo de caja neto, sistema actual	136
Gráfica 30. Diagrama de flujo de caja, sistema propuesto, Coesgen®	138
Gráfica 31. Diagrama de flujo de caja neto, sistema propuesto, Coesgen®	138
Gráfica 32. Diagrama de flujo de caja, sistema propuesto, Crudo	140
Gráfica 33. Diagrama de flujo de caja neto, sistema propuesto, Crudo	140

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Declinación nominal	73
Ecuación 2. Declinación efectiva	73
Ecuación 3. Igualando caudales	74
Ecuación 4. Ecuación simplificada	74
Ecuación 5. Declinación nominal en función de la efectiva	74
Ecuación 6. Declinación efectiva en función de la nominal	74
Ecuación 7. Declinación exponencial	75
Ecuación 8. Variación de la razón de declinación	75
Ecuación 9. Declinación hiperbólica	75
Ecuación 10. Declinación armónica	76
Ecuación 11. Cálculo de la declinación nominal	81
Ecuación 12. Cálculo de la declinación efectiva	81
Ecuación 13. Tasa de declinación exponencial	93
Ecuación 14. Tasa de producción (Declinación exponencial)	93
Ecuación 15. Cálculo de la proyección	95
Ecuación 16. Gasto de producción	95
Ecuación 17. Cálculo gasto de producción	95
Ecuación 18. Ecuación de fluido total	99
Ecuación 19. Ecuación de BS&W	99
Ecuación 20. Caudal de agua	99
Ecuación 21. Precio galón de diésel	105
Ecuación 22. Costo consumo real	107
Ecuación 23. Costo kWh por barril para Diésel	107
Ecuación 24. Promedio de datos	111
Ecuación 25. Cálculo promedio de datos	111
Ecuación 26. Precio galón de crudo	117
Ecuación 27. Costo consumo real	118
Ecuación 28. Costo kWh por barril para Coesgen	119
Ecuación 29. Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)	128
Ecuación 30. Valor Presente Neto (VPN)	134
Ecuación 31. Valor Presente Neto, sistema actual	137
Ecuación 32. Valor Presente Neto, sistema propuesto, Coesgen	139
Ecuación 33. Valor Presente Neto, sistema propuesto, Crudo	141

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Assay del crudo del campo zopilote	149
Anexo B. Características del Diésel	150
Anexo C. Ficha técnica del coesgen®	151
Anexo D. Requerimientos de características del combustible para los generadores	152
Anexo E. Producción del campo zopilote	153
Anexo F. Proyección de la producción	155
Anexo G. Daily report	157
Anexo H. Reporte de producción proporcionado por la ANH	160
Anexo I. Producción de agua y fluidos diarios	165
Anexo J. Proyecciones del precio del BRENT	169
Anexo K. Ganancias para los tres escenarios	170
Anexo L. Costos de levantamiento con Diésel	174
Anexo M. Costos de disposición de agua	178
Anexo N. Costo levantamiento de fluidos	182
Anexo O. Costos de levantamiento dependiendo el combustible	186
Anexo P. Costos de levantamiento de fluido dependiendo el combustible	190

ABREVIATURAS

°	Grados
°API	Gravedad API
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)
Bbl	Barriles a condiciones de yacimiento
BFPD	Barriles de fluido por día (STB)
BOPD	Barriles de petróleo por día (STB)
BS&W	Porcentaje de agua y sedimentos
BWPD	Barriles de agua por día (STB)
COP	Peso colombiano
ESP	Bombeo Electro sumergible
ft	Pies
GLP	Gas Licuado del Petróleo
Ha	Hectárea
Hz	Frecuencia de la bomba (ESP)
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
Ma	Millones de años
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
No	Número
OPEX	Costos de operación
ppm	Partes por millón
PSI	Libra por pulgada cuadrada
SLA	Sistema de Levantamiento Artificial
t	Tiempo
TOC	Contenido de Carbono Orgánico
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
USD	United States Dollar
VPN	Valor Presente Neto
VRE	Equivalente de refractancia de vitrinita

GLOSARIO

ACUIFERO: formación bajo tierra que permite el almacenamiento y la circulación del agua subterránea.

AMBIENTE SEDIMENTARIO: ambiente donde se acumulan sedimentos bajo ciertas condiciones especiales.

ANTICLINAL: pliegue presentado en las rocas en forma de arco (convexo hacia arriba).

ARCILLOLITA: roca con alto contenido de arcilla.

ARENISCA: roca con alto contenido de arena. De acuerdo al tamaño de sus granos se clasifica como fina, media o gruesa.

BLOQUE: división del territorio en acres para exploración y producción.

BUZAMIENTO: dirección de inclinación.

CAMPO: extensión de territorio con características geológicas similares.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: forma gráfica de expresar la secuencia geológica del subsuelo.

COMBUSTIBLE: sustancia o materia que es capaz de liberar energía luego de un proceso de oxidación.

COMBUSTIÓN: proceso de oxidación rápida que tiene como resultado liberación de energía.

CONGLOMERADO: roca compuesta por grava y guijarros con granulometría mayor 2mm. Puede tener una matriz de arena o limo-arcillas.

COSTOS OPERATIVOS: costos relacionados a la operación de un proyecto.

CUENCA: depresión en la corteza terrestre donde se acumulan sedimentos. En algunos casos, son sometidos a procesos tectónicos.

CUENCA ANTEPAÍ: cuenca que se encuentra ubicada frente a una cadena montañosa.

CURVAS DE DECLINACIÓN: método utilizado para conocer la cantidad de petróleo producido en un tiempo determinado para tener una idea del comportamiento de la producción. Puede ser exponencial, hiperbólica y armónica.

DIÉSEL: combustible derivado del gasóleo compuesto principalmente por parafinas y usado en motores Diésel.

ELECTRICIDAD: conjunto de fenómenos físicos que se dan por la interacción de cargas eléctricas.

ESTRATIGRAFÍA: rama de la geología que se encarga de las rocas estratificadas y sus relaciones espacio-temporales. Determina el orden de sedimentación y los eventos geológicos.

FALLA: fractura que presente movimiento relativo de sus bloques.

FALLA NORMAL: falla donde el plano de falla buza hacia el lado deprimido.

FALLA INVERSA: falla donde el plano de falla buza hacia el lado levantado.

FORMACIÓN: unidad lito-estratigráfica fundamental. Un grupo o cuerpo de rocas que comparten alguna semejanza respecto a su origen, composición o edad.

FUEL OIL No 4: combustible compuesto por parafinas, olefinas y naftenos. Adicional, contiene compuestos azufrados, oxígeno y nitrógeno.

GENERACIÓN ELÉCTRICA: conversión de alguna clase de energía (mecánica, química, nuclear, etc.) en energía eléctrica.

GAS NATURAL: gas de origen fósil obtenido del subsuelo. Combustible con menor huella ambiental.

GAS LICUADO DEL PETRÓLEO: mezcla de propano, butano y otros hidrocarburos en menor proporción. Se les somete a presiones moderadas para mantenerlo en estado líquido.

GENERADOR: equipo capaz de transformar cualquier tipo de energía (química, mecánica, calórica, entre otras) en energía eléctrica.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: rama de la geología que estudia la formación de yacimientos y su maduración.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que estudia la deformación de la corteza terrestre a pequeña y gran escala.

HIDROCARBURO: compuesto químico formado por hidrógeno y carbono.

INFRAYACE: que está ubicado debajo de otro cuerpo.

KERÓGENO: fracción de la materia orgánica que está compuesta por grasas y ceras y es insoluble en ácidos y bases.

KERÓGENO I: kerógeno posiblemente derivado de algáceos (materia presente en medios marinos) y potencial para hidrocarburos líquidos.

KERÓGENO II: kerógeno posiblemente derivado de microorganismos, fauna y flora de un medio ambiente reductor (materia presente en medios marinos, continentales y lacustres) y potencial para hidrocarburos líquidos ricos en aromáticos, nafténicos y n-alcanos.

KERÓGENO III: kerógeno posiblemente derivado de ceras de plantas altas (materia presente en medios marinos, continentales o lacustres con una fuerte oxidación).

LIFTING COST: Costos operativos y de mantenimiento en los que se incurre para extraer un barril de petróleo desde fondo hasta boca de pozo.

LÍMITE ECONÓMICO: punto en el que los ingresos se igualan a los costos y no hay utilidad.

LITOLÓGÍA: rama de la geología que trata las características físicas y químicas de las rocas.

LUTITA: roca sedimentaria clástica compuesta principalmente por arcilla. Tiene fisilidad.

MIGRACIÓN DEL PETRÓLEO: movimiento del petróleo y gas en el subsuelo.

MOTOR: artefacto que convierte cualquier tipo de energía (química, calórica, entre otras) en mecánica y la transfiere a un grupo de partes.

PERMEABILIDAD: capacidad de una roca para permitir el paso de los fluidos.

POROSIDAD: fracción de volumen de la roca que puede contener fluidos.

POZO: agujero perforado en la roca con el propósito de extraer algún tipo de fluido (sea crudo, gas o agua).

ROCA GENERADORA: o roca madre. Roca con alto contenido de materia orgánica que, expuesta a ciertas condiciones, puede generar petróleo.

ROCA RESERVORIO: roca porosa y permeable que permite la acumulación de hidrocarburos.

ROCA SELLO: roca impermeable que impide la migración de los fluidos más allá del yacimiento.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: sistema que agrega energía al yacimiento para mejorar la producción de los fluidos.

SISTEMA PETROLÍFERO: componentes y procesos geológicos generales para que ocurra el almacenamiento de hidrocarburos en el subsuelo. Está compuesto por una roca reservorio, una roca generadora, una trampa y una roca sello.

SUPRAYACE: que está ubicado sobre otro cuerpo.

TRAMPA: conjunto de rocas y estructuras que contiene hidrocarburos y no permite su migración.

TRANSFORMADOR: equipo que transforma la tensión de una corriente eléctrica alterna sin modificar su potencia.

VPN: Valor Presente Neto. Diferencia entre el valor presente de los flujos futuros de efectivo de una inversión y el monto de la inversión.

RESUMEN

TÍTULO EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL USO DE DIFERENTES COMBUSTIBLES EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA LA EXTENSIÓN DEL LÍMITE ECONÓMICO DEL CAMPO ZOPILOTE

La operatividad de un campo se basa en su lifting cost. El lifting cost es un término que engloba los costos en los que se incurre para la producción de petróleo después de la perforación de un pozo y antes de su tratamiento, comercialización y/o transporte¹. Sin el adecuado análisis de los costos de operación, mantenimiento y administración, un campo puede cerrar de forma prematura o lenta causando grandes pérdidas a una compañía por su improductiva permanencia en el mercado.

El método por excelencia para determinar la vida útil de un campo es el cálculo de su lifting cost basado en los diferentes costos del bloque, la elaboración de la curva de declinación de producción y la determinación de un límite económico con un valor supuesto del barril de petróleo.

El proyecto se presenta con un orden lógico para entender la consecución de cada uno de los objetivos: en el primer capítulo se describe las generalidades geológicas del campo, en el segundo capítulo se contextualiza al lector sobre la generación eléctrica y fuentes a valorar, en el tercero capítulo se detallan los combustibles a evaluar, en el quinto capítulo se habla de las condiciones de operación del campo en la actualidad así como del consumo de electricidad y combustible en los grupos electrógenos de la estación y se construyen las curvas de declinación de la producción del campo y las estimaciones de los límites económicos, en el sexto capítulo se determina de la curva de declinación que mejor describe el comportamiento del campo, en el séptimo capítulo se realiza la proyección de la producción, en el octavo capítulo se realiza el análisis financiero del proyecto y en el noveno, las conclusiones de la evaluación determinando el combustible que resulta ser el más viable tanto técnica como financieramente para el Campo Zopilote.

¹GALLUN, Rebeca, WRIGHT, Charlotte. Analysis of Oil and Gas Companies' Financial Statements: Fundamentals of Oil and Gas Accounting. 5 ed. EEUU: PennWell Corporation, 2008, p. 717

PALABRAS CLAVE

- Bloque Cravoviejo.
- Campo Zopilote.
- Costos operativos.
- Cuenca Llanos Orientales.
- Curvas declinación.
- Generación eléctrica.
- Lifting cost.
- Límite económico.

INTRODUCCIÓN

En la industria de petróleos es de vital importancia la optimización de los costos de producción para alargar la vida productiva de un campo. En este proyecto se evalúa el cambio de combustible en los grupos electrógenos y su respectivo límite económico para el Campo Zopilote con el fin de extender la vida útil de éste. El límite económico, según el glosario de la empresa PEMEX (Petróleos Mexicanos)² es el punto (en este caso el año 2016) en el cual los ingresos de las ventas de hidrocarburos son iguales a los costos de explotación.

Las evaluaciones se llevan a cabo por medio de curvas de declinación que describan el comportamiento de producción del campo y el tiempo que se determine operativo éste basado en los costos y las ganancias esperadas definidas por la operadora del campo.

Se evalúan cuatro combustibles (Crudo, gas, Diésel y Fuel Oil No 4) además de la Red Nacional Eléctrica, a través del consumo energético y de combustible por parte de los equipos, el rendimiento de éstos y su horizonte financiero. La evaluación se realiza basada en la información de producción del Campo Zopilote, desde noviembre de 2013 hasta junio de 2017, proporcionada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el método de curvas de declinación y el adecuado análisis financiero.

Esta evaluación se lleva a cabo con el fin de reducir el costo de combustibles en el campo para la disminución del lifting cost (teniendo en cuenta que éste está compuesto por los costos de operación de los mecanismos de bombeo, los costos de energía, los costos de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, costos de repuestos y consumibles y costos de tratamiento químico) y como resultado, la extensión de la vida útil del bloque.

² PEMEX – PETRÓLEOS MEXICANO. Glosario [en línea]. Disponible en: <http://www.pemex.com/ayuda/glosario/Paginas/L-O.aspx>. Consultado en: 22 de febrero de 2018

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico-financieramente el uso de diferentes combustibles en la generación eléctrica para la extensión del límite económico del Campo Zopilote.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir la geología y las generalidades del Campo Zopilote.
2. Describir los métodos y equipos de generación eléctrica.
3. Definir los combustibles a evaluar para la generación eléctrica del Campo Zopilote.
4. Detallar las condiciones operativas del campo con las condiciones actuales.
5. Construir las curvas de declinación de los pozos del campo implementado los cuatro métodos: exponencial, hiperbólico, armónico y lineal, seleccionando la curva que mejor describa la producción del pozo.
6. Elaborar la curva base de producción del Campo Zopilote a partir de las curvas de declinación de los pozos, proyectándola hasta el límite económico con las condiciones actuales de operación.
7. Analizar la variación del límite económico de la curva base de producción para cada alternativa de combustible.
8. Seleccionar la mejor alternativa de combustible a partir de los resultados obtenidos de la variación del límite económico, teniendo en cuenta el que presente una mejor extensión del límite económico.
9. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS DEL CAMPO ZOPILOTE

En este capítulo se realiza la descripción geológica general del Campo Zopilote además de su historia, localización, marco geológico e historia de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

La Agencia Nacional de Hidrocarburos y la empresa Integral de Servicios Técnicos LTDA firmaron el Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque Cravoviejo el 27 de Mayo de 2005 sobre un área de 27.959 Ha y a la cual pertenece el Campo Zopilote.

En el periodo comprendido de 2011 a 2014, se perforaron e iniciaron su producción 14 pozos en el Campo Zopilote. Las fechas de perforación, inicio de su etapa productiva, profundidades totales y Formaciones productoras se relacionan en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Información de los pozos del Campo Zopilote, Cuenca de Los Llanos Orientales

Pozo	Fecha de perforación	Fecha de inicio de producción	Profundidad total (ft)	Formación (es) objetivo	Estado
Zopilote-1	03 de abril de 2011	14 de junio de 2013	8905	Formación Gachetá (8762-8766ft) Formación Carbonera C5 (7929-7934ft)	Productor (Activo)
Zopilote-2	07 de octubre de 2011	07 de octubre de 2011	9037	Formación Gachetá (8870-8900ft) Formación Carbonera C5 (8068-8073ft)	Productor (Activo)
Zopilote-3	07 de octubre de 2011	07 de octubre de 2011	9110	Formación Gachetá (8665-8670ft) Formación Carbonera C5 (7866-7869ft)	Productor (Activo)
Zopilote-4	15 de noviembre de 2011	20 de noviembre de 2011	8904	Formación Gachetá (8710-8734ft)	Productor (Activo)
Zopilote-5	10 de enero de 2012	03 de julio de 2012	9868	Formación Gachetá (9736-9748ft) Formación Carbonera C5 (8810-8816ft y 8825-8838ft)	Productor (Activo)

Tabla 2. (Continuación)

Pozo	Fecha de perforación	Fecha de inicio de producción	Profundidad total (ft)	Formación (es) objetivo	Estado
Zopilote-6	20 de mayo de 2012	03 de julio de 2012	9693	Formación Gachetá (9565-9593ft) Formación Carbonera C5 (8677-8685ft y 8714-8728ft)	Productor (Activo)
Zopilote-7	30 de junio de 2012	03 de julio de 2012	9093	Formación Gachetá (8932-8934ft) Formación Carbonera C5 (8886-8902ft)	Productor (Activo)
Zopilote-8	31 de marzo de 2013	31 de marzo de 2013	9642	Formación Gachetá (9178-9200ft) Formación Carbonera C5 (8357-8362ft)	Productor (Activo)
Zopilote-9	15 de abril de 2013	06 de mayo de 2013	9500	Formación Carbonera C5 (8521-8524ft y 8552-8560ft)	Productor (Activo)
Zopilote-10	10 de junio de 2013	10 de junio de 2013	8860	Formación Carbonera C5 (7786-7790ft)	Productor (Activo)
Zopilote-11	02 de diciembre de 2013	02 de diciembre de 2013	8999,31	Formación Gachetá (8675-8690ft) Formación Carbonera C5 (7872-7875ft)	Productor (Activo)
Zopilote-12	01 de febrero de 2014	27 de junio de 2014	9162	Formación Carbonera C5 (8193-8204ft y 8230-8236ft)	Productor (Activo)
Zopilote-13	04 de junio de 2014	27 de junio de 2014	9600	Formación Gachetá (9446-9476ft)	Productor (Activo)
Zopilote-14	25 de junio de 2014	27 de junio de 2014	8775	Formación Carbonera C5 (8661-8673ft)	Productor (Activo)

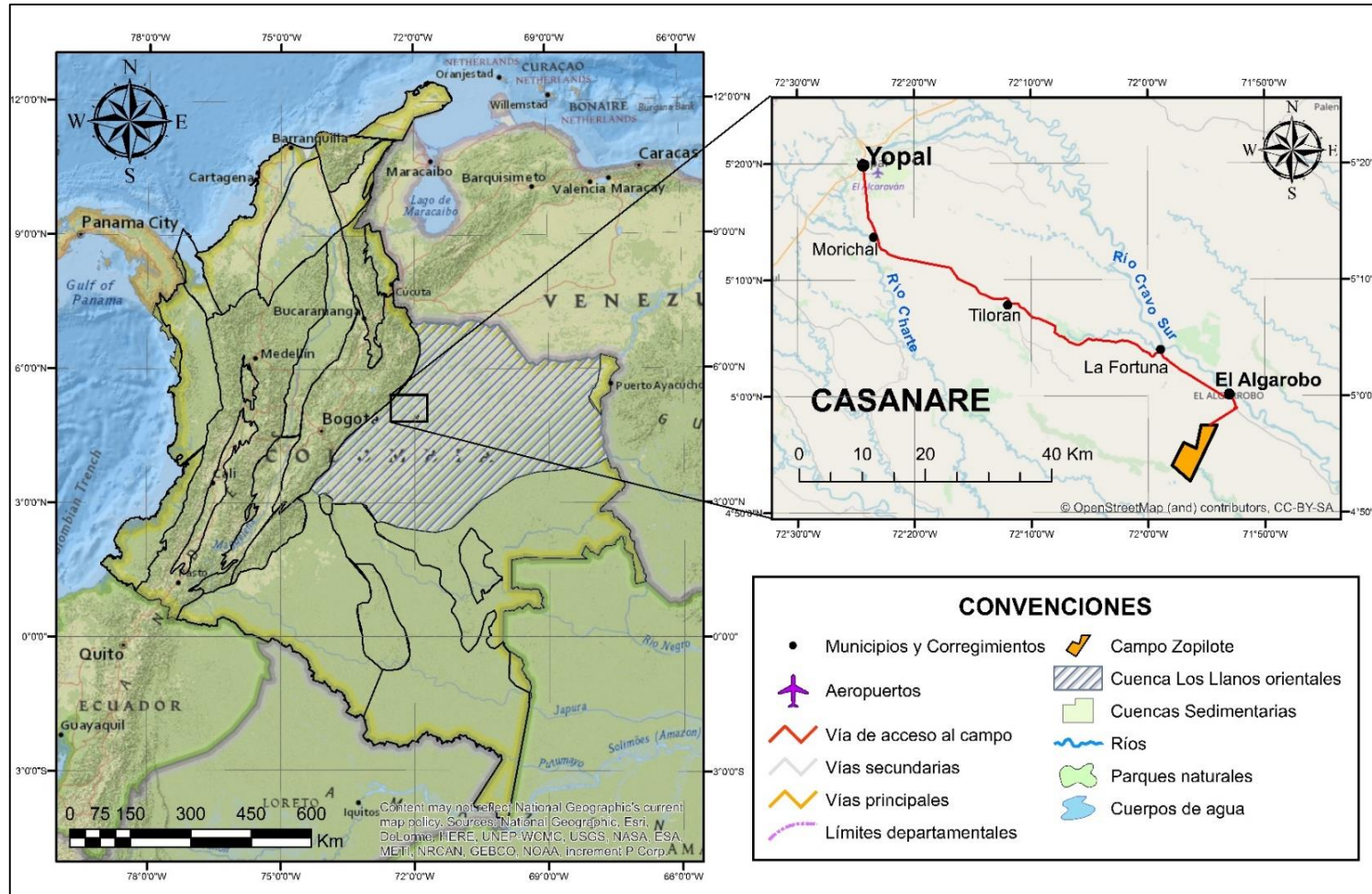
En el 2013, la compañía Frontera Energy, compra la empresa C&C Energy y entra a operar el Bloque Cravoviejo y mediante la resolución No. 527 de 23 de julio de 2015, la ANH otorga el inicio de explotación del Campo Zopilote. A junio de 2017, el Campo Zopilote se encuentra con un área aproximada de 1.5Ha está activo y produciendo. La operadora actual es Frontera Energy.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Zopilote se encuentra ubicado geográficamente en la Cuenca de Los Llanos Orientales en Colombia en el suroriente del departamento de Casanaré, municipio de Orocué.

Al Campo Zopilote se puede acceder bien sea por vía terrestre desde Bogotá tomando la vía Bogotá-Yopal en sentido nororiente pasando por los municipios de Villavicencio, Villa Nueva y Monterrey hasta llegar a la ciudad de Yopal (423 km aproximadamente) o vía aérea, desde el aeropuerto El Dorado en Bogotá hasta el aeropuerto El Alcaraván de Yopal y desde allí, en dirección suroriente hasta llegar al corregimiento de El Algarrobo (79km) y luego, recorrer 48km hasta el municipio de Orocué y transitar 150 km sentido suroccidente hasta llegar al Campo Zopilote. En la **Figura 1** se muestra la vía de acceso al Campo Zopilote.

Figura 1. Localización del Campo Zopilote



Fuente: ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: <http://www.esri.com/>

1.3 MARCO GEOLÓGICO

Se presenta a continuación la estratigrafía, geología estructural y del petróleo asociado al Campo Zopilote.

1.3.1 Columna estratigráfica generalizada. A continuación, en la **Figura 2** se muestra la columna estratigráfica para el Campo Zopilote. Formaciones como Necesidad o Une no aparecen en ésta ya que los pozos no las atraviesan.

1.3.2 Estratigrafía. La descripción de las unidades litoestratigráficas se realiza de la más antigua a la más reciente. Para las edades se tuvo en cuenta el Léxico Estratigráfico de M. Julivert. Como se puede observar en la **Figura 2**, las unidades de interés productor del Campo Zopilote son la Formación Carbonera Unidad C5 y la Formación Gachetá.

1.3.2.1 Formación Gachetá, Edad Cretácea (Turoniano – Santoniano). Constituida básicamente por lutitas, en mayor proporción, intercaladas con capas delgadas de areniscas. Tiene un espesor aproximado de 400ft en el Campo Zopilote. Tiene un ambiente sedimentario transicional. Está en contacto concordante tanto con la Formación Ubaque, que la infrayace, como con la Formación Guadalupe, que la suprayace.³

1.3.2.2 Formación Guadalupe, Edad Cretácea (Campaniano). Compuesta por areniscas masivas, intercalaciones de lutitas y capas de carbón poco recurrentes. En el Campo Zopilote presenta un espesor de 230ft aproximadamente. Su ambiente de depositación es continental. La infrayace concordantemente la Formación Gachetá y la suprayace discordantemente, la Formación Mirador.⁴

1.3.2.3 Formación Mirador, Edad Paleógeno (Priaboniano). Compuesta por “un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente granodecrescentes de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia.”⁵ Presenta un espesor de 20ft. Su ambiente deposicional es fluvial-deltaico. Se encuentra en contacto discordante con la Formación Guadalupe que la infrayace y contacto concordante con la Unidad C8 de la Formación Carbonera que la suprayace.

1.3.2.4 Formación Carbonera, Edad Paleógeno - Neógeno (Rupeliano – Serravaliano). Está compuesta por ocho unidades o miembros: C1, C2, C3, C4,

³ INGRAIN. Cuenca Llanos Orientales. Integración geológica de la Digitalización y Análisis de núcleos [en línea]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Información-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>. Bucaramanga, 2012. p. 48.

⁴ Ibíd.

⁵ Ibíd, p. 49.

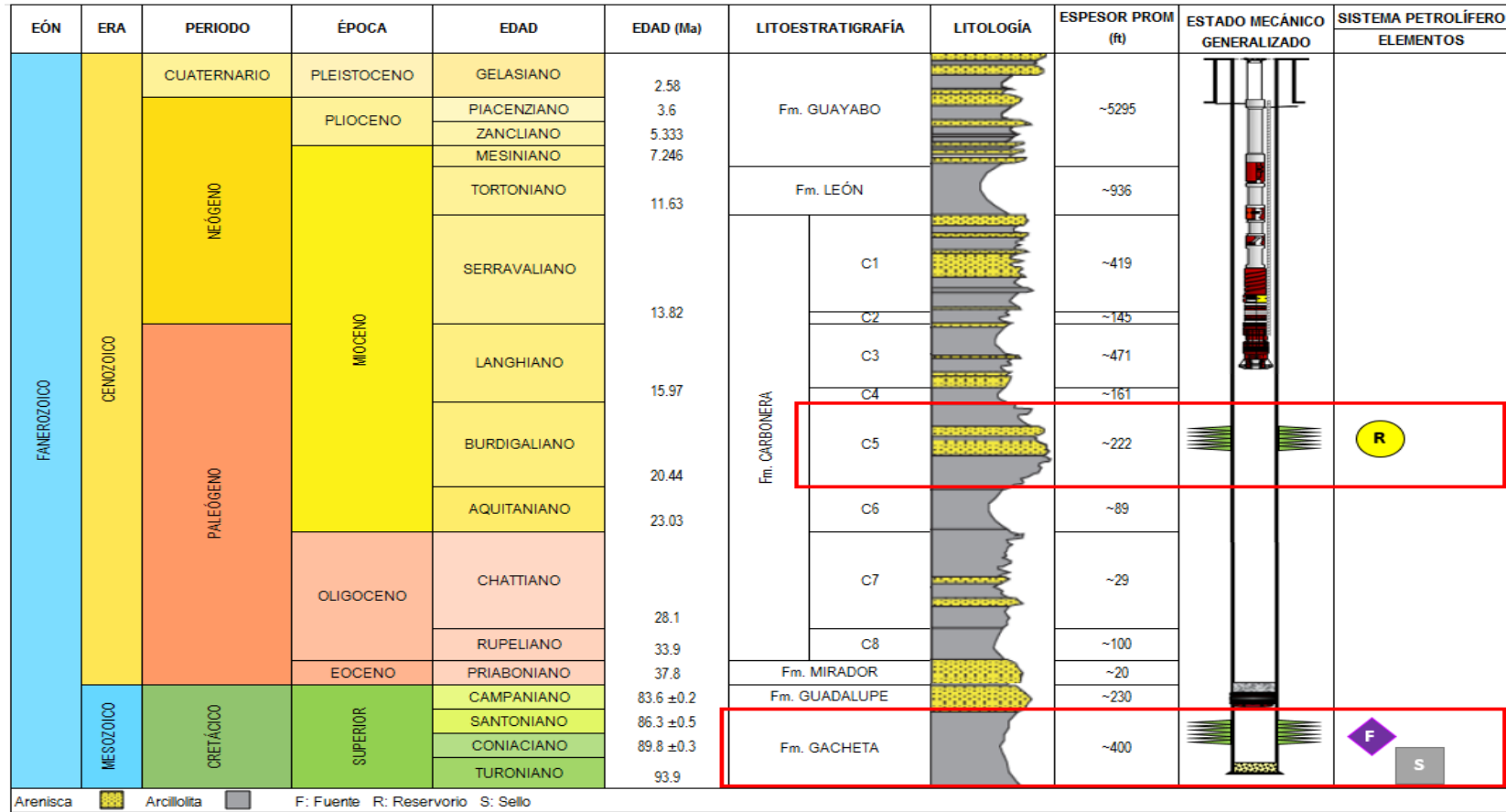
C5, C6, C7 y C8. Cuenta con una “alternancia de rocas arcillosas, limosas y de areniscas, a veces con niveles de carbón.” Tiene un espesor promedio de 1636ft. De ambiente sedimentario marino somero, deltaico y continental. Los niveles arenosos son las unidades impares mientras que los niveles arcillosos, son las pares. Está en contacto concordante con la Formación Mirador, la cual la infrayace, y concordante con la Formación León, que la suprayace.⁶

1.3.2.5 Formación León, Neógeno (Edad Tortoniano). Compuesto en su mayoría por lutitas. En el Campo Zopilote presenta un espesor promedio de 936ft. De ambiente marino. La infrayace la Formación Carbonera concordantemente y la suprayace, de igual forma, la Formación Guayabo.⁷

⁶ Ibíd, p. 50.

⁷ Ibíd, p. 52.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del Campo Zopilote, Cuenca Llanos Orientales



Fuente: SedLog para Windows 8. Versión 3.1 Londres: Royal Holloway University of London. [Programa informático en línea]. Disponible en SedLog. Página web de SedLog disponible en: <http://www.sedlog.com/>; JULIVERT .M. Léxico Estratigráfico Internacional. Colombia, 1968.

1.3.2.6 Formación Guayabo, Edad Neógeno – Cuaternario (Mesiniano – Gelasiano). Es una alternancia de arcillolitas muy solubles y areniscas mal seleccionadas, con intercalaciones ocasionales de conglomerado y con presencia de niveles carbonosos en el tope. Posee un espesor de 5295ft. De ambiente sedimentario fluvial marino a continental.⁸ La infrayace la Formación León de forma concordante.

1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La Cuenca de Los Llanos Orientales, en la cual se localiza el Campo objeto de estudio, es una cuenca antepaís (foreland) y está caracterizada por fallas normales (fallas antitéticas) que permitieron la formación de trampas donde ocurren acumulaciones de hidrocarburos y donde, la particularidad, es encontrar yacimientos alargados paralelos a las fallas.⁹

El Campo Zopilote se encuentra ubicado en un suave anticlinal fallado SW-NE que, al ser de inclinación contraria al buzamiento regional, permite la formación de una trampa para el hidrocarburo facilitando el contacto de unidades de formaciones con propiedades sellantes para un mejor entrapamiento.

1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

En esta sección se describen los parámetros generales del sistema petrolífero asociados al Campo Zopilote.

1.5.1 Roca generadora. Para la Cuenca de Los Llanos Orientales, las rocas generadoras de hidrocarburo son las lutitas de la Formación Gachetá, las cuales poseen kerógeno tipo II y III, contenido de carbono orgánico (TOC) entre el 1% y 3%, un equivalente de reflectancia de vitrinita (VRE) de 0,62% y su espesor varía entre 350 y 400 pies aproximadamente.¹⁰

1.5.2 Migración del petróleo. Para la Cuenca de Los Llanos Orientales, donde se ubica el Campo Zopilote, se han identificado dos pulsos migratorios: uno durante el Eoceno tardío-Oligoceno y el otro, inició en el Mioceno y continúa en la actualidad.¹¹

1.5.3 Roca reservorio. En la Cuenca de los Llanos Orientales, las arenitas de la Formación Carbonera (C3, C5 y C7) almacenan hidrocarburos. Para el caso

⁸ Ibíd.

⁹ Ibíd, p. 68.

¹⁰ Ibíd, p. 14.

¹¹ RONDA COLOMBIA 2010. Llanos Orientales. Geología del Petróleo [en línea]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf). Consultado en: 17 de agosto de 2017

particular del Campo Zopilote, las areniscas intercaladas en las lutitas de la Formación Gacheta también constituyen roca reservorio, a nivel local.

1.5.4 Roca sello. “Las unidades C2, C4, C6 y C8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales y además las lutitas cretácicas de las Formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales.”¹²

1.5.5 Tipos de trampas para la Cuenca de los Llanos Orientales y para el Campo Zopilote. En la Cuenca de Los Llanos Orientales, en el sector del departamento de Casanaré, se encuentran trampas con fallas normales antitéticas y anticlinales asociadas a fallas inversas con un alto ángulo (mayor de 45°).¹³

1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El Campo Zopilote se declara comercial el 23 de julio de 2015 con 14 pozos perforados y una producción promedio del Campo de 2.484BOPD. Para la fecha de junio de 2017, el Campo tiene una producción 1.454BOPD y una acumulada de 43.632,06Bbl.

1.6.1 Método de producción. Dentro de las estructuras del Campo Zopilote existe un acuífero poco activo. La exiación del agua del acuífero no proporciona la energía suficiente para que los fluidos que se encuentran dentro del yacimiento sean desplazados hacia los pozos productores. Por este motivo se usa un Sistema de Levantamiento Artificial.

1.6.2 Método de Sistema de Levantamiento Artificial. En cuanto al Sistema de Levantamiento Artificial de los pozos del Campo Zopilote, se han seleccionado según consideraciones del pozo (la geometría, profundidad, temperatura y presión de éste), de las propiedades de los fluidos producidos (gravedad API, densidad y viscosidad) y financieras (el presupuesto de la empresa).

En el Campo Zopilote, el Sistema de Levantamiento Artificial seleccionado para cada uno de sus pozos es el Bombeo Electro Sumergible (BES o ESP por sus siglas en inglés). Este método es económico –en cuanto a su mantenimiento – y eficiente con respecto al recobro de hidrocarburos¹⁴. En particular, en este campo, el sistema responde a las características del crudo el cual tiene una baja relación gas-petróleo y un alto índice de producción de agua asociada al mecanismo de acuífero que posee el yacimiento.

¹² *Ibíd.*

¹³ INGRAIN. Cuenca Llanos Orientales. Integración geológica de la Digitalización y Análisis de núcleos [en línea]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Información-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>. Bucaramanga, 2012. p. 65.

¹⁴ BAKER HUGHES. Artificial lift [en línea]. Disponible en: <https://www.bakerhughes.com/products-and-services/production/artificial-lift>. 2017.

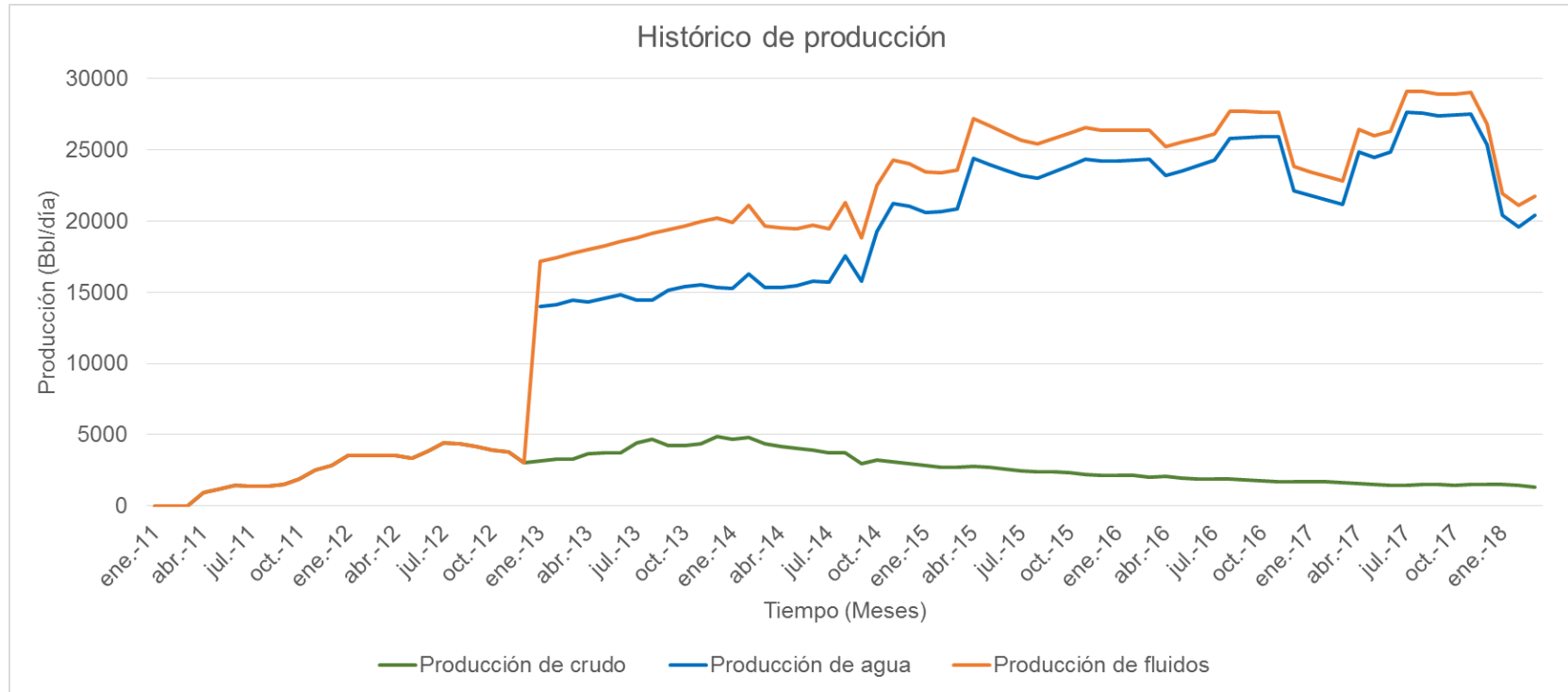
El Bombeo Electro Sumergible consta de componentes de fondo y superficie. Los primeros consisten de una bomba centrífuga multietapa que levanta el fluido hasta superficie, un motor eléctrico que proporciona la potencia a la bomba, un sello que se encarga de separar la bomba centrífuga del motor para evitar la entrada de fluidos de producción a éste y los sensores –ya sean de presión o temperatura – para el monitoreo del comportamiento del pozo mientras que los segundos, los cuales consisten de un controlador de frecuencia variable, un transformador y una caja de venteo, protegen, facilitan la manipulación de la frecuencia y permiten la conexión del equipo con el suministro de energía¹⁵. Como se pudo inferir anteriormente, para el funcionamiento de ese sistema, se requiere de energía eléctrica.

1.6.3 Producción acumulada. La **Gráfica 1** muestra la producción acumulada de petróleo desde el año 2014 –año desde el que suministra información la ANH – hasta el 2017. Se debe aclarar que el corte de agua se conoce desde el año 2013 por lo que, inicialmente, se supone que el fluido total es el petróleo reportado antes de este año.

1.6.4 Petróleo producido. El crudo que se produce en el Campo Zopilote tiene una gravedad API promedio de 30.5° a una temperatura de 60°F, contenido de agua y sedimentos del 0.30% y porcentaje másico de azufre del 0,155%. Presenta una fracción promedio de parafinas y asfáltenos de 1,7% y 1,4% respectivamente. De acuerdo con los análisis realizados la viscosidad promedio del crudo producido por este campo a una temperatura de 170°F es de 2,4 cp. Con los datos mostrados anteriormente y otros que se muestran en el **Anexo A** se concluyó que el crudo producido por el Campo Zopilote es mediano, es decir, que contiene una concentración media de hidrocarburos de bajo peso molecular facilitando su tratamiento y transporte. De este tipo de crudo se puede obtener combustibles y materias primas para polímeros y parafinas.

¹⁵ CANADIAN ADVANCED ESP. Electric Submersible Pumps [en línea]. Disponible en: <http://www.cai-esp.com/products/electric-submersible-pumps/>. Consultado en 17 de agosto de 2017

Gráfica 1. Producción acumulada del Campo Zopilote



2. GENERACIÓN ELÉCTRICA

2.1 GENERALIDADES

Se denomina energía eléctrica a la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos (cuando se los pone en contacto por medio de un conductor eléctrico) y obtener trabajo. La generación eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía “no eléctrica” como la química, mecánica, térmica, luminosa, entre otras, en energía eléctrica

2.1.1 Historia de la generación eléctrica. Los inicios de la generación eléctrica datan desde los tiempos de los griegos, los cuales, habían detectado en las laderas de la ciudad de Magnesia un extraño fenómeno por el cual, en ciertas zonas, pequeñas piedras se atraían sin razón aparente. Tales de Mileto encontró la explicación de este fenómeno al descubrir que frotando una varilla de ámbar con lana se conseguía atraer pequeños objetos e incluso provocar algún chispazo. Este fenómeno es conocido hoy como el efecto triboeléctrico. Este el primer indicio de la Electroestática¹⁶.

En 1600 La Reina Elizabeth I ordenó al Físico Real William Gilbert estudiar los imanes para mejorar la exactitud de las brújulas usadas en la navegación, siendo este trabajo la base principal para la definición de los fundamentos de la electrostática y magnetismo. Gilbert fue el primero en aplicar el término Electricidad del Griego "elektron" que significa ámbar dado por Tales de Mileto¹⁷.

Hasta el siglo XVII, se inventa la primera máquina para producir electricidad. En 1672 en Alemania, Otto Von Guericke, construye un sencillo aparato que contenía una gran bola de azufre. Haciendo girar la bola con un manubrio y colocando una mano sobre la bola, se cargaba por fricción. En 1733, el francés Francois de Cisternay Du Fay fue el primero en identificar la existencia de dos cargas eléctricas, las cuales denominó electricidad vitria y resinosa conocida hoy en día como carga positiva y carga negativa

Alessandro Volta, Charles-Augustin de Coulomb, André-Marie Ampère, entre muchos otros investigadores, impulsores de los grandes descubrimientos científicos y tecnológicos de los siglos XVIII y XIX, contribuyeron a dar paso a la revolución industrial: la consagración definitiva de a la energía eléctrica.

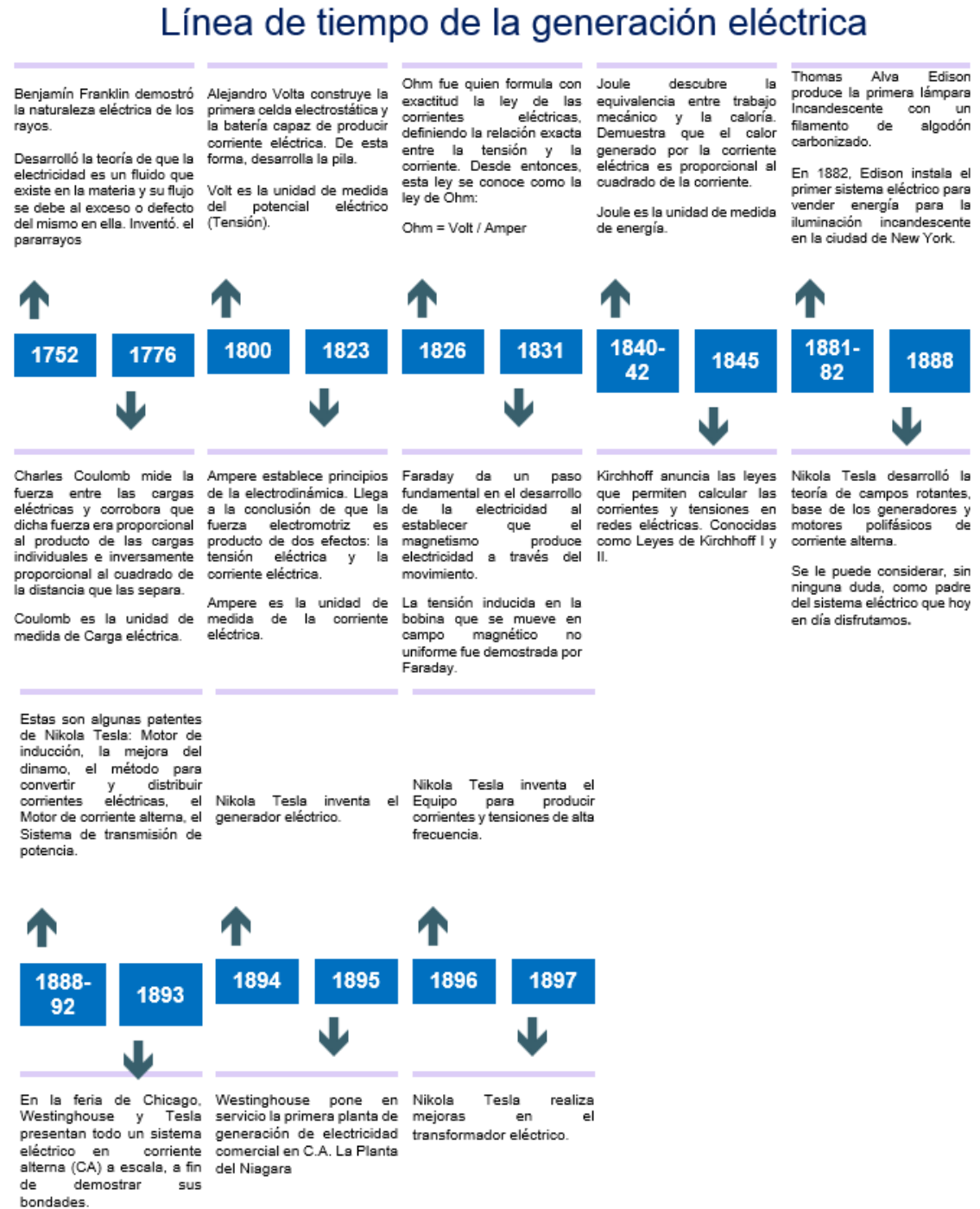
¹⁶ TWENERGY. La historia de la energía eléctrica [en línea]. Disponible en: <https://twenergy.com/a/la-historia-de-la-energia-electrica-521>. Consultado en: 30 de marzo de 2018

¹⁷ DORADO, Jaime. Recorrido por el mundo de la electricidad: Historia de la electricidad [en línea]. Disponible en: <https://line.do/es/historia-de-la-electricidad/5nh/vertical>. Consultado en: 10 de agosto de 2017

En 1888, aparece Nikola Tesla, inventor e investigador, quien desarrolló la teoría de campos rotantes, la cual fue base de los generadores y motores multifásicos de corriente alterna. A Tesla se le puede considerar, sin ninguna duda, como padre del sistema eléctrico.

En la **Figura 3** se muestra un alineamiento del tiempo donde se mencionan los acontecimientos más importantes de la historia que permitieron la generación eléctrica como hoy se conoce:

Figura 3. Línea de tiempo de la generación eléctrica



En el siglo XIX, en pleno desarrollo tecnológico, la electricidad dio el salto a campos como el de las telecomunicaciones: la radio, el teléfono, el código Morse. Para entonces, la energía eléctrica se posicionó en las casas de los países

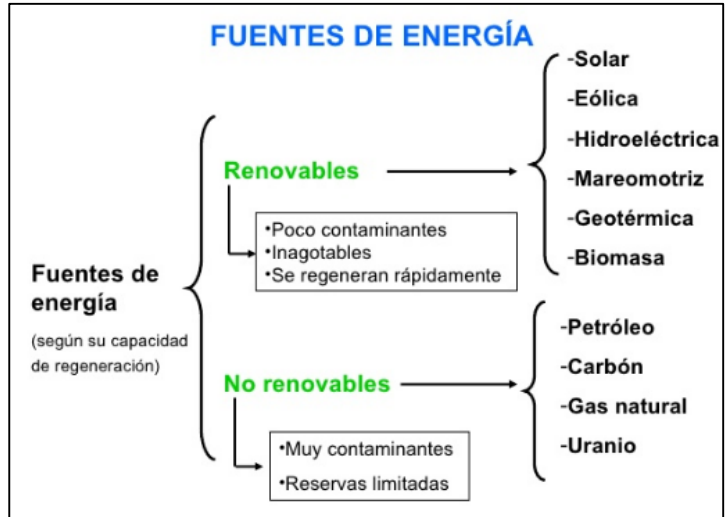
industrializados impulsando desde los más básicos a los más sofisticados electrodomésticos.¹⁸

En la actualidad existen diferentes métodos de generación eléctrica que han ido mejorando con el paso del tiempo, sin importar su origen, debido a que cada día aumenta el consumo de la ésta.

Las mejoras y nuevos métodos de generación eléctrica han surgido a partir de las diferentes necesidades, capacidades económicas, ubicación geográfica, la demanda energética, la contaminación y otros muchos factores. A continuación, se explican los tipos de generación eléctrica donde su clasificación se basa en el método de generación de la misma.

2.1.2 Clasificación de generación eléctrica. La energía eléctrica se produce, a escala industrial, en las centrales eléctricas. Una central eléctrica es una "fábrica de corriente eléctrica". La forma más habitual de producir energía eléctrica es usando un alternador. A continuación, se hace una breve descripción de los diferentes tipos de plantas o centrales eléctricas esta clasificación depende de las distintas materias primas empleadas para obtener la energía eléctrica. Se diferencian en la energía potencial primaria que origina la transformación.

Figura 4. Clasificación de la generación eléctrica



Fuente: PÉREZ, Luis. Energía y su energía. Disponible en: Mónica. Flujo laminar y flujo turbulento. Disponible en: <https://es.slideshare.net/luisluisperezperez/energia-2424207>. Consultado en: 3 de Septiembre de 2017

En la **Figura 4** se muestra la principal clasificación de la generación eléctrica. Todos los métodos de generación eléctrica se dividen en dos grandes grupos: el primero

¹⁸ FRAILE, Jesús. Principios generales de las máquinas eléctricas. En Máquinas eléctricas. Madrid: McGRAW-HILL, 2008, p. 95

es la generación eléctrica convencional, la cual se define como las fuentes más comunes de generación de energía. En el caso de Colombia, la principal fuente de energía es el agua, al canalizar la energía potencial de ésta, gracias a su movimiento, produce energía mecánica la cual es transformada en energía eléctrica. También se incluyen el carbón, el petróleo o el gas natural, todos de origen fósil, que sirven como combustible para calentar el agua y convertirlo en vapor y así también, generar electricidad.

El segundo grupo es la generación eléctrica no convencional la cual hace referencia a aquellos métodos de producción de electricidad que no son muy comunes y su uso se ve limitado a los costos de producción o difícil forma de captarlas para transformarlas en energía eléctrica. Dentro de esta clasificación también entran las llamadas “energías limpias” ya que no generan combustión y producen menos contaminación teniendo un menor impacto ambiental. En su mayoría, no dejan residuos. Dentro de esta clasificación entra: la energía nuclear, solar, geotérmica, eólica y de biomasa¹⁹.

a) **Centrales hidráulicas o hidroeléctricas:** La turbina se mueve gracias un chorro de agua a gran velocidad, aprovechando los saltos de agua; ya sean naturales como cascadas, desniveles en los ríos o artificiales, construidos en los embalses.

El costo de construcción de estas centrales es elevado, pero se compensan con los bajos gastos de explotación y mantenimiento. Luego, la puesta en marcha de las mismas. Como consecuencia de esto, las centrales hidráulicas son las más rentables en comparación con los restantes tipos.

b) **Centrales térmicas:** La turbina es movida gracias a un chorro de vapor a presión obtenido calentando agua. Según el origen de la energía empleada para calentar el agua, pueden ser:

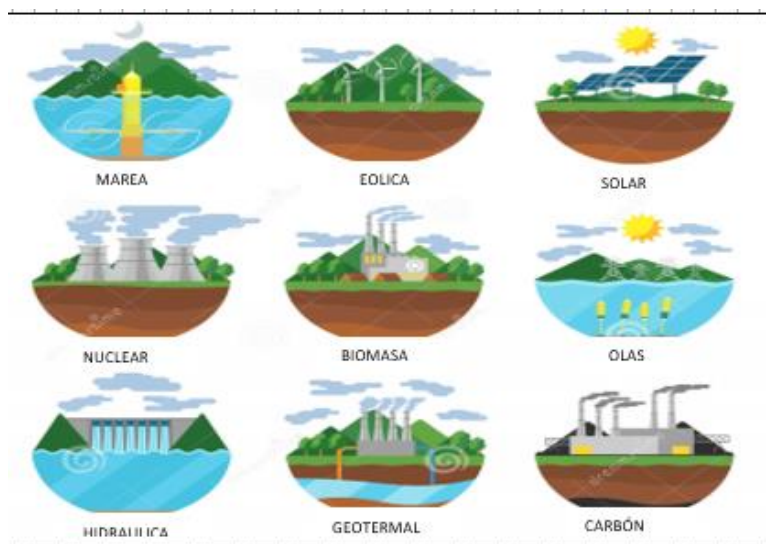
- **Térmicas clásicas, también llamadas termoeléctricas:** Obtienen la energía de la combustión de combustibles fósiles (carbón, gas natural) o sus derivados (fuel-oil).
- **Centrales de biomasa:** Obtienen la energía de la combustión de residuos forestales, agrícolas o de los llamados cultivos energéticos.
- **Centrales de incineración de residuos sólidos urbanos (RSU):** Obtienen la energía de la combustión de la basura (una vez tratada convenientemente).
- **Nucleares:** Obtienen la energía a partir de reacciones de fusión de átomos de uranio.
- **Termosolares:** Calientan el agua concentrando la energía procedente del sol.

¹⁹ ABC COLOR. Energía convencional y no convencional. ABC Color [en línea]. Disponible en internet: <http://www.abc.com.py/edicion-impres/suplementos/escolar/energia-convencional-y-no-convencional-234637.html>. Consultado en: 11 de octubre de 2017

- Centrales eólicas: La turbina es movida gracias a la acción del viento sobre las aspas de un aerogenerador transformado así la energía cinética del viento en energía de giro y esta a su vez en energía eléctrica. Generalmente estas turbinas son instaladas en un parque eólico para mayor eficiencia.
- Centrales mareomotrices: Funcionan de modo similar a las centrales hidroeléctricas, pero aprovechando las diferencias del nivel del mar entre la marea alta y la marea baja. También entran en esta categoría de centrales las que aprovechan el movimiento de las olas para mover una turbina
- Centrales solares fotovoltaicas: Convierten directamente la energía radiante del sol en energía eléctrica. Usan celdas solares fotovoltaicas que aprovechan el efecto fotoeléctrico, es decir, la capacidad de algunos materiales (los semiconductores) para convertir la energía luminosa en corriente eléctrica.

A continuación, en la **Figura 5** se muestran los diferentes tipos de centrales eléctricas dependiendo de su materia prima:

Figura 5. Tipos de centrales eléctricas dependiendo de la materia prima



Fuente: BURLESCK. Tipos de la energía de la generación Vector de los iconos de la central eléctrica. Dreamstime [en línea]. Disponible en: <https://www.dreamstime.com/stock-illustration-generation-energy-types-power-plant-icons-vector-set-renewable-alternative-solar-tidal-wind-geothermal-biomass-wave-image61442155>. Consultado en: 17de septiembre de 2017

La finalidad de la generación de energía eléctrica es el funcionamiento de los diferentes dispositivos, maquinas, artefactos que se utilizan a diario en la vida cotidiana y son indispensables para que el hombre tenga una mejor calidad de vida. A continuación, se explica el funcionamiento las partes y clasificación de las maquinas eléctricas.

2.2 MÁQUINAS ELÉCTRICAS

Son máquinas eléctricas, las que convierten una forma de energía a otra (donde mínimo alguna de ellas es energía eléctrica). Son aparatos que se basan en los principios del magnetismo y la ley de inducción de Faraday para su funcionamiento²⁰.

Desde el punto de vista mecánico, se clasifican como se muestra en la **Tabla 3**²¹.

Tabla 3. Tipos de máquinas eléctricas

Según la presencia o no de energía mecánica	Según la fuente de energía	Según el tipo de conversión energética efectuado
Máquinas estáticas	Corriente continua	-
	Corriente alterna	Transformador
Máquinas rotativas	Corriente continua	Generador
		Motor
	Corriente alterna	Alternador
		Motor

Fuente: IGLESIAS, Adolf. UF0897 Montaje y mantenimiento de máquinas eléctricas rotativas. España: Cano Pina, 2015, p. 8.

Las máquinas eléctricas estáticas son aquéllas que no tienen partes móviles, tales como los transformadores, que son dispositivos que cambian el nivel de tensión (voltaje) de la energía eléctrica en corriente alterna, es decir, no requieren ningún tipo de movimiento, sino que adaptan energía eléctrica de un punto a otro para el funcionamiento de un equipo. Conserva el tipo de energía (eléctrica) entre su entrada y su salida, pero modifica sus propiedades. También se consideran máquinas eléctricas estáticas los inversores y los rectificadores, que son dispositivos encargados de transformar la energía eléctrica en corriente continua (DC) a corriente alterna (AC) y viceversa.

Las máquinas rotativas, por otra parte, son máquinas que transforman energía eléctrica en energía mecánica es decir que demandan algún tipo de energía mecánica para generar energía eléctrica – viceversa – para su funcionamiento²². Todas las máquinas rotatorias tienen una parte móvil que se denomina rotor y una parte fija que se denomina estator. Al espacio de aire que existe entre la parte fija y móvil. En estas se encuentran los motores y los generadores de los que se hablará a continuación. La característica principal de estas máquinas es que cumplen el

²⁰ FRAILE, Jesús. Principios generales de las máquinas eléctricas. En Máquinas eléctricas. Madrid: McGRAW-HILL, 2008, p. 95

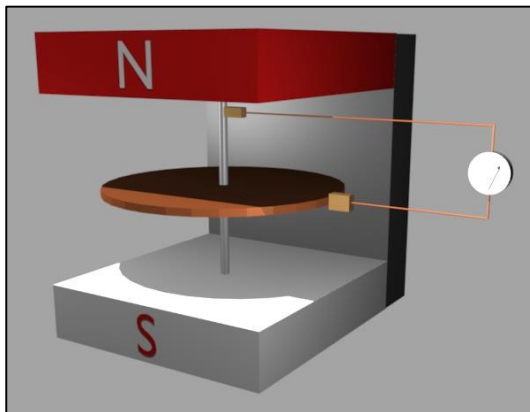
²¹ IGLESIAS, Adolf. UF0897 Montaje y mantenimiento de máquinas eléctricas rotativas. España: Cano Pina, 2015, p. 8.

²² Ibíd.

principio de reciprocidad electromagnética, es decir, son máquinas reversibles, que pueden trabajar como generadores o motores cuando se desee²³.

2.2.1 Generador. Máquina que transforma energía mecánica en energía eléctrica. Se basa en el movimiento rotativo entre el campo electromagnético y un conductor eléctrico en el que se induce una fuerza electromotriz (f.e.m.) en el propio conductor. La ley de Faraday dice que el voltaje inducido en un circuito es directamente proporcional al cambio del flujo magnético en un conductor o espira. En la **Figura 6** se muestra su funcionamiento, esto quiere decir que, si se tiene un campo magnético generando un flujo magnético, se necesita una espira por donde circule una corriente para conseguir que se genera la f.e.m. (fuerza electromotriz).

Figura 6. Principio de funcionamiento de un generador



Fuente: RINCON EDUCATIVO. ¿Qué es un generador eléctrico? Foro nuclear educativo [en línea]. Disponible en internet: <http://www.rinconeducativo.org/gl/node/612>. Consultado en: 25 de agosto de 2017

Se instalan en las centrales eléctricas (CC.EE.) y en los diferentes equipos de transporte como autos, aviones, barcos, etc. En las CC.EE., los generadores son accionados mecánicamente mediante turbinas que pueden ser a vapor o hidráulicas; en los equipos de transporte mediante motores de combustión interna o turbinas a vapor. En una serie de casos los generadores se usan como fuente de energía para equipos de comunicaciones, dispositivos automáticos y de medición.

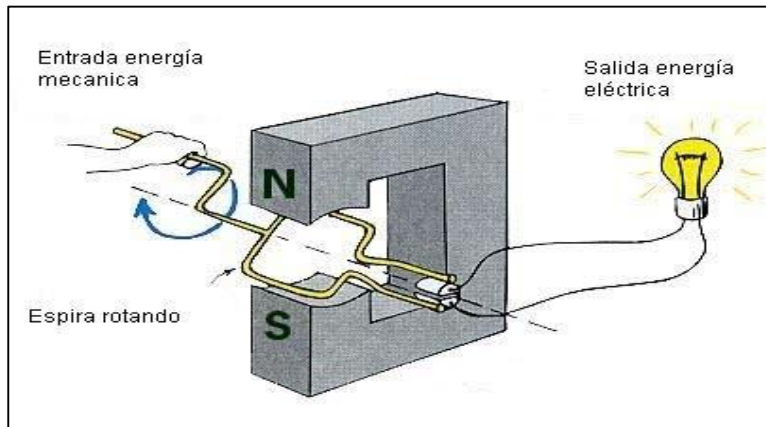
a) Generador de corriente alterna (ca). Los generadores de corriente alterna o alternadores generan electricidad en corriente alterna. El elemento inductor es el rotor y el inducido el estator. Son máquinas que transforman energía mecánica, que reciben por el rotor, en energía eléctrica en forma de corriente alterna. La mayoría de alternadores son máquinas de corriente alterna síncrona, que son las que giran a la velocidad de sincronismo, que está relacionada con el número de polos que tiene la máquina y la frecuencia de la fuerza electromotriz. Esta relación hace que

²³ FRAILE, Jesús. Principios generales de las máquinas eléctricas. En Máquinas eléctricas. Madrid: McGRAW-HILL, 2008, p. 95

el motor gire a la misma velocidad que le impone el estator a través del campo magnético. Un ejemplo son los generadores de las centrales eléctricas, las cuales transforman la energía mecánica en eléctrica alterna.

En la **Figura 7** se puede observar el funcionamiento básico del generador de corriente alterna.

Figura 7. Principio de funcionamiento del generador de corriente alterna



Fuente: GÓMEZ, Danilo. Formas de obtener corriente alterna y los fenómenos asociados con cada una de ellas, señalando las más empleadas en la industria [en línea]. Disponible en: <http://www analisisdecircuitos-danilo.blogspot.com.co/2010/12/formas-de-obtener-corriente-alterna-y.html>

Su estructura es la siguiente:

- i. Estator: Parte fija exterior de la máquina. Está formado por una carcasa metálica que sirve de soporte. En su interior se encuentra el núcleo del inducido, con forma de corona y ranuras longitudinales, donde se alojan los conductores del enrollamiento inducido.
- ii. Rotor: Parte móvil que gira dentro del estator. El rotor contiene el sistema inductor y los anillos de rozamiento, mediante los cuales se alimenta el sistema inductor. En función de la velocidad de la máquina hay dos formas constructivas.

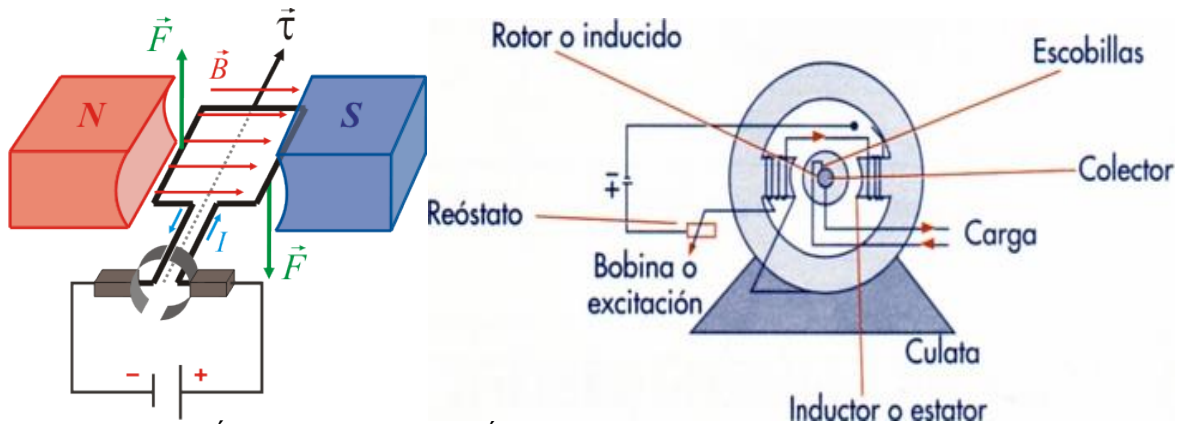
b) Generador de corriente directa (cd) o continua (cc). El generador de corriente continua, también llamado dinamo, es una máquina eléctrica rotativa a la cual se le suministra energía mecánica y la transforma en energía eléctrica (corriente continua). Una de las características de las dinamos es que son máquinas reversibles: se pueden utilizar tanto como generador o como motor. El motor es la principal aplicación industrial de la dinamo, ya que tiene facilidad a la hora de regular su velocidad de giro en el rotor. Está compuesto por cuatro partes:

- i. Campo magnético: Imán magnético o electroimán.
- ii. Conductor eléctrico.

- iii. Conmutador: Encargado de convertir la corriente alterna en directa.
- iv. Par de escobillas.

En la **Figura 8** se puede observar una espira ubicada entre dos polos magnéticos. Al girar ésta, corta las líneas de fuerza de flujo magnético, produce una f.e.m. y genera un voltaje de corriente alterna –que luego es transformado por el conmutador a corriente directa.

Figura 8. Representación del generador de corriente directa



Fuente: VEGA PÉREZ, Jaime; VEGA PÉREZ, Saúl. Electromagnetismo. España: Grupo Editorial Patria, 2014, p. 243.

La máquina de corriente continua fue la primera de las máquinas rotatorias en ser desarrollada y no obstante las mejoras que han sido desarrolladas en su diseño, sigue siendo constructivamente más compleja que las máquinas de corriente alterna, debido a que necesita de una unión eléctrica entre rotor y estator, lo que la hace comparativamente menos robusta, requiere mayor mantenimiento y a la vez tiene un mayor volumen y peso por unidad de potencia. A pesar de lo anterior, esta máquina tiene múltiples aplicaciones, especialmente como motor, debido principalmente por:

- Amplio rango de velocidades, ajustables y controlables con alta precisión.
- Característica de torque-velocidad variable o constante.
- Rápida aceleración, desaceleración y cambio de sentido de giro.
- Posibilidad de frenado regenerativo (Generación de energía eléctrica al frenar un motor).

2.2.2 Motor. Un motor es un componente de una máquina capaz de hacer funcionar el sistema, transformando algún tipo de energía (eléctrica, de combustibles fósiles, etc.), en energía mecánica para realizar un trabajo. Existen diversos tipos, siendo de los más comunes los siguientes:

- i. Motores térmicos: Cuando el trabajo se obtiene a partir de energía calórica.

- ii. Motores de combustión interna: Son motores térmicos en los cuales se produce una combustión del fluido del motor, transformando su energía química en energía térmica, a partir de la cual se obtiene energía mecánica. El fluido motor antes de iniciar la combustión es una mezcla de un comburente (como el aire) y un combustible, como los derivados del petróleo y gasolina, los del gas natural o los biocombustibles.
- iii. Motores de combustión externa: Son motores térmicos en los cuales se produce una combustión en un fluido distinto al fluido motor. El fluido motor alcanza un estado térmico de mayor fuerza posible de llevar es mediante la transmisión de energía a través de una pared.
- iv. Motores eléctricos: Cuando el trabajo se obtiene a partir de una corriente eléctrica. Los motores de combustión interna son sistemas que convierten, internamente, la energía química de un combustible, en energía mecánica de rotación de un eje denominado cigüeñal, cuyo elemento terminal es una rueda denominada volante de inercia.

Para el desarrollo del presente documento se va a enfatizar sobre los motores de combustión interna ya que son los motores que se tienen en campo.

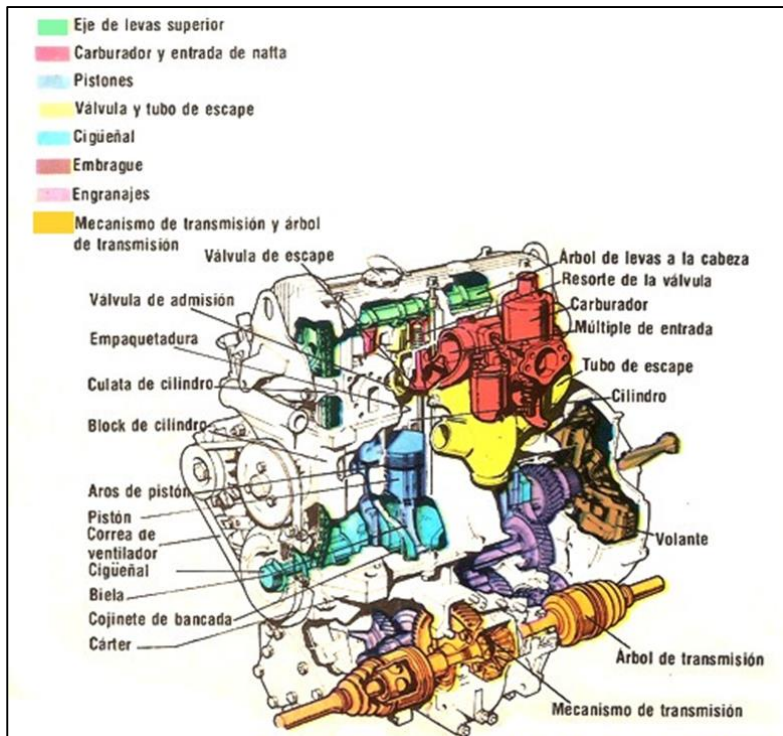
Un motor a combustión interna es una máquina que transforma la energía química presente en los combustibles, en energía mecánica disponible en su eje de salida.

En su interior cuenta con un sistema de distribución, mecanismos pistón-biela-manivela. En un motor de combustión interna es necesario diferenciar las siguientes zonas básicas:

1. Culata. Es la zona superior del motor, por la cual entra el aire filtrado y el combustible al mismo, a través de una serie de mecanismos instalados en esa zona.
2. Bloque. Es la zona intermedia del motor, que contiene los cilindros dentro de los cuales se deslizan los pistones, que son los elementos que convierten la fuerza de los gases en rotación del cigüeñal.
3. Cáster. Es la zona inferior del motor que contiene un depósito de aceite para lubricación de todos los elementos del motor.

En estas tres (3) zonas van instalados los siguientes elementos: cigüeñal, bielas, pistones, inyectores, válvulas de admisión, válvulas de escape, árbol de levas, bomba de agua, bomba de aceite, ventilador y radiador. En la **Figura 9** se muestra las partes principales de un motor a combustión.

Figura 9. Sección de un motor a combustión interna con sus partes principales



Fuente: VEGA PÉREZ, Jaime y VEGA PÉREZ, Saúl. Electromagnetismo. España: Grupo Editorial Patria, 2014, p. 243

Los motores se utilizan para realizar un trabajo mecánico. Su uso es muy variado y el rango de aplicaciones es muy amplio. Se les puede ver accionando, bombas de superficie, generadores, vehículos, compresores, etc.

El principio de funcionamiento de los motores de encendido a chispa o de combustión fue enunciado por Beau de Rochas (combustión a volumen constante) y llevado a la práctica por el alemán Otto en 1862, por eso el ciclo de transformaciones que realiza el fluido en el interior del motor se denomina ciclo Otto.

La descripción del funcionamiento de un motor de combustión interna, tipo Diésel, puede hacerse describiendo los cuatro movimientos de cada pistón dentro de su cilindro así:

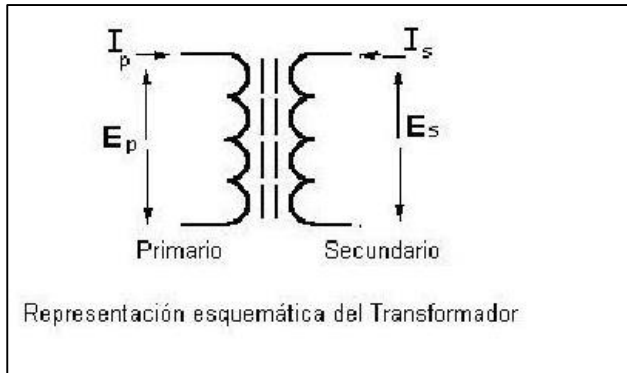
a) Admisión. Inicialmente el pistón está en el punto máximo superior dentro de un cilindro (Punto muerto superior-pms) con las válvulas de admisión y de escape completamente cerradas. Seguidamente, el pistón empieza a bajar e inmediatamente, se abre la válvula de admisión. Cuando el pistón llega al punto máximo inferior (Punto muerto inferior-pmi) se ha llenado completamente de aire el cilindro y se cierra la válvula de admisión. Se ha cumplido la fase o carrera de admisión.

- b) Compresión. El pistón comienza a subir comprimiendo progresivamente el aire, manteniendo las dos válvulas cerradas, hasta llegar nuevamente al pms, donde se alcanza el máximo nivel de compresión del aire. Se ha cumplido la fase o carrera de compresión.
- c) Combustión. Inmediatamente terminada la compresión, penetra, a través de un inyector, un chorro dosificado de combustible Diésel que, al entrar en contacto con el aire comprimido y caliente, produce un autoencendido de esa mezcla manteniendo las dos válvulas cerradas. El pistón empieza a bajar por la fuerza inducida por la expansión de los gases, hasta que llega al pmi donde termina su única fase o carrera productiva, o sea, la de combustión.
- d) Escape. Al terminar la combustión se abre, inmediatamente, la válvula de escape y empieza el pistón nuevamente a subir barriendo los gases quemados y limpiando el cilindro hasta llegar al pms cumpliéndose, en esta forma, la fase o carrera de escape. Inmediatamente, se abre nuevamente la válvula de admisión y se inicia otro ciclo.

2.2.3 Transformador. Máquina que trasforma la energía eléctrica de entrada con ciertas magnitudes determinadas. Se denomina transformador a un dispositivo electromagnético que permite aumentar o disminuir el voltaje y la intensidad de una corriente alterna, de forma tal, que su producto permanezca constante²⁴. No hay transformadores de corriente continua, sólo hay de corriente alterna. La mejor forma de transportar la corriente eléctrica es en alta tensión, pero después hay que disminuirla hasta 220V al llegar a las viviendas. Los transformadores son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro dulce. Este conjunto de vueltas se denomina: Bobina primaria o "primario" a aquella que recibe el voltaje de entrada y Bobina secundaria o "secundario" a aquella que entrega el voltaje transformado. La representación esquemática del transformador es la siguiente mostrada en la **Figura 10**.

²⁴ FRAILE, Jesús. Principios generales de las máquinas eléctricas. En Máquinas eléctricas. Madrid: McGRAW-HILL, 2008, p. 95

Figura 10. Representación del generador de corriente directa



Fuente: VEGA PÉREZ, Jaime y VEGA PÉREZ, Saúl. Electromagnetismo. España: Grupo Editorial Patria, 2014, p. 243.

2.3 GRUPO ELECTRÓGENO

Son equipos de trabajo accionados por un motor, generalmente de Diésel o gasolina, destinado a abastecer a consumidores fuera del alcance de una red pública. Básicamente, están formados por un conjunto integrado que contiene un motor térmico primario, un generador eléctrico (generalmente de corriente alterna) acoplado al eje del mismo y los distintos elementos complementarios como los indicadores de estado, tableros de maniobra, tanques, circuitos de lubricación, combustible, agua, protecciones para sobre carga entre otros. Poseen mayor capacidad, mientras que los generadores eléctricos operan sin un motor independiente, siendo ellos mismos los que originan la electricidad.

Se podría decir que el grupo electrógeno cuenta con dos partes: la que genera la electricidad y la que le da la fuerza para la generación de la misma. Por otra parte, los grupos electrógenos suelen tener mayor potencia (superior a los 10Kva) que los generadores eléctricos (inferior a los 10Kva). Asimismo, el aspecto físico de los dos dispositivos también es muy distinto. Los generadores eléctricos son más compactos y portátiles, frente a los grupos electrógenos que son pesados y de grandes dimensiones.

A continuación, en la **Figura 11** se muestra las partes externas de un grupo electrógeno mencionadas en la **Tabla 4**:

Figura 11. Grupo electrógeno



Fuente: MOTEURS LEROY-SOMER. Manual de uso y mantenimiento de los grupos electrógenos. Francia: 2011, p.11

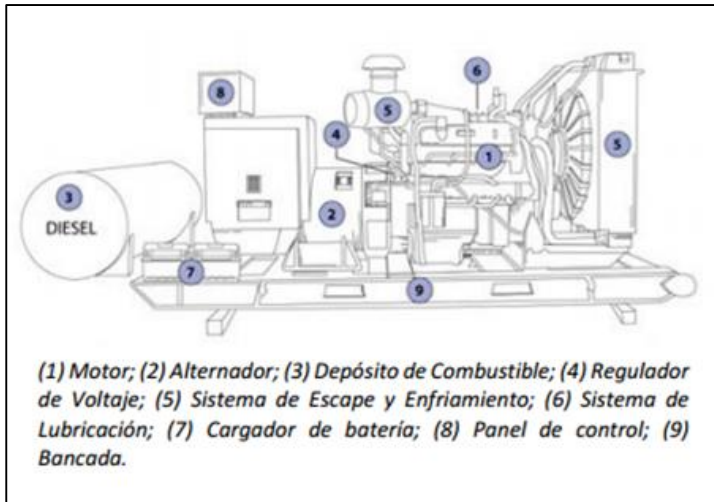
Tabla 4. Partes de un grupo electrógeno

1	Puerta de acceso para el mantenimiento	4	Puerta de acceso para el control de comandos
2	Anilla de elevación	5	Puerta de acceso para la conexión de potencia
3	Pasos de horquillas	6	Bomba de vacío del aceite

Fuente: MOTEURS LEROY-SOMER. Manual de uso y mantenimiento de los grupos electrógenos. Francia: 2011, p.11

La **Figura 12** muestra los componentes internos requeridos en un grupo electrógeno para su funcionamiento:

Figura 12. Partes internas de un grupo electrógeno



Fuente: MOTEURS LEROY-SOMER. Manual de uso y mantenimiento de los grupos electrógenos. Francia: 2011, p.11

Para cuantificar la cantidad de energía producida por los generadores se utiliza la unidad de medición de trabajo o energía, cuyo símbolo es kWh, y está compuesta por la potencia, cuyas unidades se miden en kilovatios (kW). De ahí que el consumo de energía sea proporcional a la potencia de los equipos, dato característico de cada uno de ellos. Y por el tiempo, cuya unidad más usual es la hora (h). Es por ello, que el consumo de energía es proporcional al tiempo de uso de los equipos, o sea, kWh, el cual equivale a la energía producida o consumida por una potencia de 1 kilovatio en 1 hora. El kilovatio hora es la unidad de venta de electricidad al consumidor²⁵.

2.4 RED ELÉCTRICA NACIONAL

En Colombia la prestación del servicio de energía eléctrica se inició a finales del siglo XIX, cuando miles de habitantes de la capital del país vieron cómo se esparcía la luz de un centenar de lámparas que iluminaban las calles de Bogotá. Este hecho fue el resultado de la iniciativa de inversionistas privados, quienes constituyeron las primeras empresas que tenían como finalidad generar, distribuir y vender electricidad.

Del uso inicial de la energía eléctrica para el alumbrado público y comercio se pasó al uso residencial en los estratos más adinerados de la sociedad y posteriormente llegó a talleres, fábricas y al tranvía. Los particulares no realizaron las inversiones necesarias para hacer las ampliaciones requeridas en el sector, lo cual produjo

²⁵ COOPERATIVA RURAL DE ELECTRIFICACIÓN. Cooperativa rural de electrificación [en línea]. Disponible en: <https://www.cre.com.bo/WebCre/empresas/todoenergia.htm>. Consultado en: 31 de marzo de 2018

fuertes debates y una presión política que terminó en que el Estado se convirtiera en dueño de las empresas suministradoras de este servicio. Con el fin de impulsar la electrificación en el país, en 1946 se creó el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (Electraguas) que en 1968 se convirtió en el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL).

En la década del 50 se empezó a hablar de la interconexión de los sistemas regionales, idea que sólo se materializó con la creación de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) en 1967. Durante las décadas de los 70 y 80 se produjeron varios hechos internacionales que afectaron la situación financiera del sector: recesión mundial de la economía, aumento en el precio del petróleo y la crisis de la deuda internacional. A comienzos de los años 90, un diagnóstico realizado a las empresas estatales de electricidad mostró resultados altamente desfavorables en términos de la eficiencia administrativa, operativa y financiera y entre 1991 y 1992 se produjo un racionamiento de energía, el más grande de la historia reciente del país.

Con este panorama, a partir de la Constitución de 1991 se admitió, como principio clave para el logro de la eficiencia en los servicios públicos, la competencia para hacer posible la libre entrada de cualquier agente interesado en prestar los servicios. En diciembre de 1992, el Gobierno Nacional reestructuró el Ministerio de Minas y Energía, disolvió la Comisión Nacional de Energía y creó tres unidades administrativas especiales: la Comisión de Regulación de Energía (CRE) convertida en 1994 en la actual Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Información Minero Energética (UIME) y la Comisión de Planeación Minero Energética (UPME).

Con base en la política de la nueva Constitución, según la cual el Estado debe cumplir una función más de reguladora, controladora y vigilante que de administrador, se ha vendido buena parte de los activos que se tenían en el sector. En la **Figura 13** se muestra la organización del sistema eléctrico nacional.

Figura 13. Sistema eléctrico nacional



Fuente: ACOLGEN. Cómo funciona el sistema eléctrico nacional. Acolgen [en línea]. Disponible en: <https://www.acolgen.org.co/index.php/sector>. Consultado en: 3 de septiembre de 2017

El suministro eléctrico en Colombia depende del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y varios sistemas locales aislados en las Zonas No Interconectadas (ZNI). Se entiende por ZNI los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al SIN. Por su parte, a nivel nacional a 2015 aproximadamente 425.000 viviendas no tienen acceso a la electricidad, por lo cual el actual gobierno en el Plan Nacional de Desarrollo se ha propuesto cubrir 173.000 nuevas viviendas para el resto de este periodo.

Treinta y dos grandes plantas hidroeléctricas y treinta estaciones de energía térmica proveen electricidad al SIN. Por otra parte, el ZNI es servido principalmente por pequeños generadores diésel, muchos de los cuales no están en buenas condiciones de funcionamiento.

En las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 “Todos por un nuevo país” (DNP, 2015), se reconoce la importancia de la energía eléctrica para el desarrollo rural, específicamente en el capítulo 5 se estableció como Estrategia Transversal, la de Energía Eléctrica para Todos, en el cual se proponen actividades para continuar con la ampliación de la cobertura y el mejoramiento de la calidad del servicio de energía eléctrica, además de establecer como meta la incorporación de

173.469 nuevas viviendas con servicio de energía eléctrica; a continuación se muestra en la **Figura 14** lo esperado para el año 2018²⁶.

Figura 14. Metas energéticas de Colombia

Meta intermedia	Línea base (2013)	Meta a 2018
Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica con recursos públicos	56.140	173.469

Producto	Línea base (2013)	Meta a 2018
Nuevos usuarios conectados a las zonas no interconectadas (ZNI) pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante recursos públicos	15.219	8.434
Nuevos usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante recursos públicos	40.921	51.963
Nuevos usuarios conectados al SIN pertenecientes a zonas anteriormente sin cobertura mediante planes de expansión de los distribuidores	0	113.072

Fuente: Ley 1753 de 2015

Fuente: UPME – Unidad de Planeación Minero Energética. Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica PIEC 2016-2020 [en línea]. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/PIEC_2016-2020_PublicarDic202016.pdf. Consultado en: 6 de mayo de 2018

El sector eléctrico en Colombia está mayormente dominado por la generación de energía hidráulica (66% de la producción) y la generación térmica (33%), como se muestra en la **Figura 15**. Esto indica que un tercio de la generación de la energía eléctrica es producida por la generación térmica la cual requiere combustible de origen fósil. Las grandes plantas de energía hidráulica y térmica dominan los planes de expansión actuales. La construcción de una línea de transmisión con Panamá, que enlazará a Colombia con Centroamérica, ya está en marcha.

²⁶ UPME – Unidad de Planeación Minero Energética. Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica PIEC 2016-2020 [en línea]. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/PIEC_2016-2020_PublicarDic202016.pdf. Consultado en: 6 de mayo de 2018

Figura 15. Subestaciones a generación térmica y generación por hidroeléctricas



Fuente: UPME – Unidad de Planeación Minero Energética. Distribución energética del país [en línea]. Disponible en: http://sig.simec.gov.co/GeoPortal/images/pdf/UPME_EN_TRANSMISION_PLAN_2016_ACTUAL.pdf. Consultado en: 6 de mayo de 2018.

La empresa encargada de la distribución eléctrica más próxima al campo Zopilote se llama ENERCA S.A E.S.P. Se constituye como una empresa de servicios públicos mixta con una participación de la Gobernación de Casanare con aproximadamente el 98,5% de las acciones. El restante accionario es de participación privada, la compañía está regida por la ley 142 de 1994, y se denominó según sus estatutos como EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE E.S.P y su sigla: ENERCA S.A E.S.P. Desde noviembre de 2007, es la Operadora del Sistema de Transmisión Regional (STR) y el Sistema de Distribución Local (SDL) y comercializadora de energía eléctrica en Casanare. Ofrece el servicio a más de 85.000 usuarios entre regulados y no regulados.

Con la finalidad de evaluar el uso de la red eléctrica nacional, se contactó vía telefónica, el día dos de agosto del 2017, a la empresa ENERCA para solicitar la cotización de la instalación de la red eléctrica necesaria para la generación eléctrica en el Campo Zopilote. Ventas informa que la red está instalada hasta el corregimiento de Algarrobo y que ésta, no tiene la capacidad de transportar la carga requerida por el campo que es de 1500KW/h Aprox. Manifiestan, además, que GEP SAS debe asumir los costos del cambio de la línea hasta Algarrobo y la instalación de nueva línea hasta el campo incluyendo transformadores, variadores y demás equipos necesarios para la generación eléctrica. A causa de esto, se toma la decisión de descartar la evaluación del uso de la red eléctrica nacional para el desarrollo del presente proyecto.

3. COMBUSTIBLES

En este capítulo se detallan las principales características de los cuatro combustibles seleccionados para realizar el presente proyecto: Diésel, Gas licuado del petróleo (GLP), Fuel oíl No 4 (Coesgen) y crudo. Para la selección de estos combustibles se tuvo en cuenta que los motores que se utilizan son de combustión interna y éstos para realizar la combustión utilizan combustibles de origen fósil y derivados del crudo. Actualmente, los motores están trabajando con Diésel.

Zopilote no es productor de gas, pero se encuentra en el departamento del Casanare el cual tiene una gran producción de gas y es viable la obtención del mismo por esta razón se seleccionó para la evaluación. El Fuel oíl N°4 (Coesgen) es un derivado del crudo que tiene muchas propiedades similares al diésel que se explicaran a continuación; por esta razón lo elegimos porque puede reemplazar el diésel sin necesidad de modificar el motor.

También se eligió el crudo ya que los anteriores combustibles son derivados del mismo que pasan por un proceso de destilación, por ende, tiene características fisicoquímicas similares a los combustibles anteriormente mencionados. Y al ser productores se puede evaluar que tan rentable es implementar este para el funcionamiento de los motores. También se tendrá en cuenta cómo se obtienen, sus funciones ventajas y desventajas de obtención, tratamiento, eficiencia energética de cada uno direccionado hacia la generación de energía.

3.1 DIÉSEL

Es una mezcla de hidrocarburos de diez o más carbonos obtenida por la destilación atmosférica del petróleo crudo utilizada para el funcionamiento de motores Diésel y con un índice de cetano (calidad de ignición) de 45 como mínimo. Se usa como combustible para la generación de energía eléctrica y mecánica²⁷. La calidad y características de este combustible están establecidas en la Resolución 068 del 18 de enero de 2001).

A continuación, en el **ANEXO B** se pueden observar las principales propiedades fisicoquímicas del Diésel.

3.1.1 Características del Diésel. A continuación, algunas de las características más importantes del Diésel:

- Índice de cetano: Capacidad, calidad o facilidad de ignición. Entre mayor sea este número, mejor será, valga la redundancia, su ignición y calidad.

²⁷ SISTEMA – ARP SURA. Manipulación y almacenamiento de materiales inflamables y combustibles.

En la **Tabla 5** se puede observar el índice de cetano en los tipos de diésel comercializados en Colombia²⁸:

Tabla 5. Rangos de índice de cetano según el tipo de diésel comercializado en Colombia

Tipo de diésel	Rango de índice de cetano
Diésel extra o de bajo azufre	45-47
Diésel corriente	45
Diésel marino	45

Fuente: SANTAMARIA, Saúl. Qué significa el índice de cetano [en línea]. Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-555213>. Consultado en: 5 de agosto de 2017

- Contenido de azufre: Es un componente presente naturalmente en el petróleo. Su presencia contribuye a la emisión de partículas generadas por la combustión en el motor y su impacto en la salud de las personas²⁹.

En la **Tabla 6** se relaciona el tipo de Diésel vendido en Colombia y su contenido típico de azufre:

Tabla 6. Porcentaje de azufre según el tipo de Diésel comercializado en Colombia

Tipo de diésel	Porcentaje en peso de azufre
Diesel extra o de bajo azufre	Máximo 0,12
Diesel corriente	Máximo 0,45
Diesel marino	0,4

Fuente: SANTAMARIA, Saúl. Qué significa el índice de cetano [en línea]. Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-555213>. Consultado en: 5 de agosto de 2017

3.2 GAS LICUADO DEL PETRÓLEO (GLP)

Es una mezcla de propano y butano con trazas de otros componentes en menor proporción. En condiciones estándar, el GLP es gas. Después de procedimientos que involucran cambios de temperatura y presión, pasa a ser líquido.

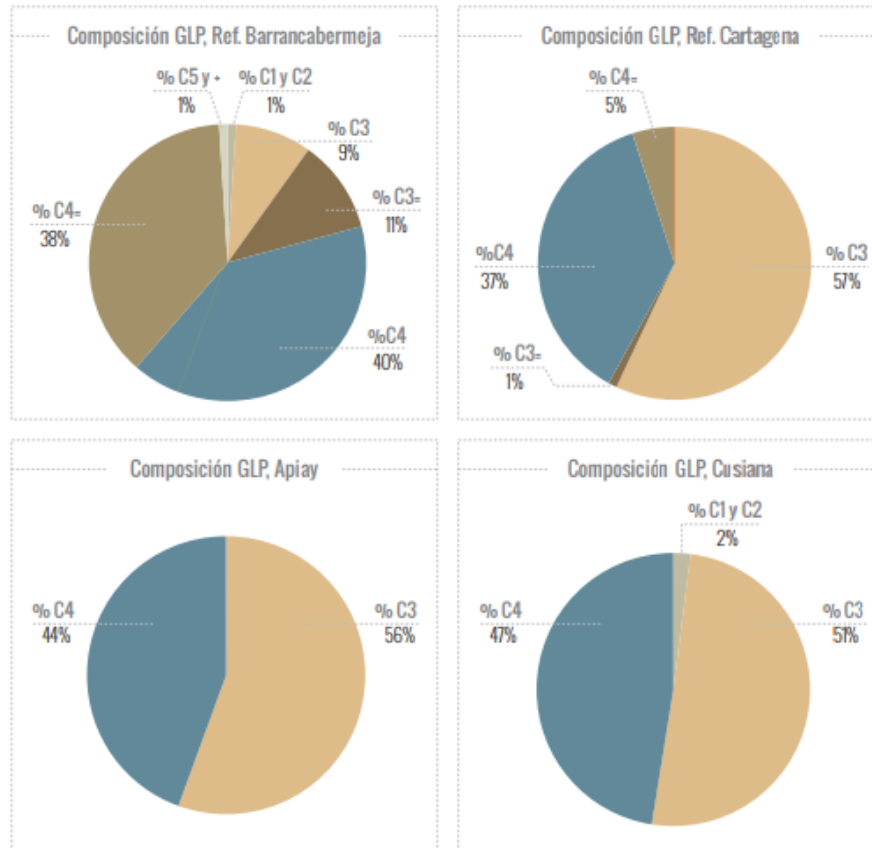
Es uno de los combustibles más versátiles y básicos en cuanto a alternativa energética ya que es particularmente sencillo de suministrar y de bajo costo.

²⁸ SANTAMARIA, Saúl. Qué significa el índice de cetano [en línea], 14 de abril de 2001 [revisado el 5 de agosto de 2017]. Disponible en internet: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-555213>

²⁹ Ibíd.

En muchas ocasiones, se le llama propano o butano pero esto se debe al alto porcentaje de estos dos hidrocarburos. En la **Gráfica 2**, se observa la composición básica de un GLP:

Gráfica 2. Composición del Gas Licuado del Petróleo por suministro



Fuente: UPME – UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Cadena del Gas Licuado de Petróleo 2013 [en línea]. Disponible en: <http://www.sipg.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=sMAANh%2Fv3ak%3D&tabid=38&language=es-CO>. Consultado en: 5 de septiembre de 2017

El GLP ha adquirido importancia en los últimos años puesto que es un potencial combustible para la generación eléctrica sobre todo en zonas donde es difícil la prestación de este servicio según la UPME³⁰.

Ecopetrol, calculó que para generar 35MW se requiere de un promedio de 2.500BPD en campos petroleros y que este combustible resulta más barato que

³⁰ UPME – UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Cadena del Gas Licuado de Petróleo 2013 [en línea]. Disponible en: <http://www.sipg.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=sMAANh%2Fv3ak%3D&tabid=38&language=es-CO>. Consultado en: 5 de septiembre de 2017

usar Diésel. Adicional, estableció cuatro requisitos para que un campo opte por la generación con GLP³¹:

- a) Campos que consumen Diésel y les es difícil acceder a otras fuentes de energía.
- b) Campos cuyo consumo sea superior a 400KW.
- c) Campos cercanos a fuentes de GLP.
- d) Campos cuyos contratos no vayan a terminar próximamente para justificar las inversiones.

El contrato de Cravoviejo finaliza en noviembre de 2018, por lo que no justifica hacer generación con GLP ya que, primero, se deben cambiar o adecuar todos los generadores para que puedan trabajar con gas y, segundo, el GLP debe ser comprado a un tercero.

3.3 FUEL OIL No 4 (COESGEN® de Hidrocasanare)

Combustible desarrollado por Hidrocasanare para uso exclusivo de generación eléctrica en motores de combustión interna. Es un combustible pesado que se obtiene del proceso de destilación. Se conoce como uno de los residuos del proceso de destilación puesto que al final del proceso mencionado, queda con aproximadamente 600ppm de ceniza, lo que significa que por su contenido de sólidos no es un producto tan comercial. Sin embargo, es usado principalmente como combustible a nivel industrial debido a su bajo costo.

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

“Es una mezcla de hidrocarburos parafínicos, cicloparafínicos, aromáticos y olefínicos, donde predomina el número de átomos de carbono en el intervalo C20+. Es un combustible elaborado a partir de productos residuales de los procesos de refinación del petróleo crudo. Producto de elevada viscosidad que se debe precalentar para fluidizarlo³²”

El Fuel Oil No 4 puede tener altos niveles de contaminantes como metales, azufre y asfáltenos lo que se traduce en una posible menor calidad con referencia a otro tipo de combustible, ya que, a partir del contenido de contaminantes, se determinan las propiedades de un combustible y éstas a su vez, determinan la calidad y el comportamiento de un producto. Por ejemplo, determinar la viscosidad, en algunos, es difícil puesto que algunos contaminantes no se comportan como un líquido

³¹ Ibíd.

³² HIDROCASANARE, Hidrocasanare [en línea]. Disponible en: <http://hidrocasanare.com.co/fuel-oil-4-coegen/>. Consultado en: 11 de noviembre de 2017

newtoniano normal, es decir, que su resistencia a fluir depende de los contaminantes que tenga. Sin embargo, al Fuel Oil No 4 se le adiciona un aditivo (óxido de cerio, el cual es un catalizador industrial) con el objetivo de reducir el material particulado en las emisiones, lo que lo convierte en un combustible de buena calidad, útil para la generación de energía eléctrica. Sus características son similares a las del Diésel, se diferencia en que al ser un derivado residual de la destilación del petróleo tiene mayor cantidad de átomos de carbono, es decir, es más pesado, tiene un mayor poder calorífico y posee mayor cantidad de contaminantes como azufre y compuestos metálicos, que se convierten en cenizas durante su combustión.

En el **ANEXO C** se pueden observar las principales propiedades fisicoquímicas del Fuel Oil No 4.

3.4 CRUDO

El crudo al ser “la materia prima” de donde se obtienen los anteriores combustibles, tiene características fisicoquímicas que le permiten usarse como combustible; para apoyar esta conjetura se hizo una documentación e investigación de cómo trabajan los motores de uso marino que transportan crudo.

Estos motores se conocen como motor Diésel de uso marino. Existen dos grandes grupos³³:

1. Los utilizados en la marina comercial o militar, que suelen ser grandes motores diseñados con ese fin. Se emplean estacionarios en centrales energéticas, especialmente en el Tercer Mundo o en islas y otros lugares remotos, y también se usan como generadores de emergencia para hospitales, bancos, centros de datos y centrales nucleares. Pueden ser iguales o tener algunas modificaciones dependiendo del uso.
2. Los motores de tamaño mediano también se emplean directamente, o con alguna pequeña modificación, para la propulsión de locomotoras diésel. Los motores de este mismo tipo, pero de tamaño más pequeño tienen características muy similares a los motores de vehículos terrestres, pero con una adaptación para el ambiente marítimo.

Generalmente los motores Diésel de uso marino, sin importar su tamaño, funcionan con gasóleo, aceite pesado combustible, o más recientemente, con gas natural, el cual se empezó a implementar en el 2016. Otro de los combustibles usados fue la Orimulsión® de PDVSA.

³³ TX MARINE MESSYSTEME. Triple X Marine [en línea]. Disponible en internet: <http://www.triple-x-marine.com/en/>. Consultado en: 11 de noviembre de 2017

La Orimulsión® es una marca registrada que se utilizó para designar a un combustible desarrollado conjuntamente por las empresas petroleras Corpoven, Lagoven e Intevep, la filial de investigación de PDVSA y desarrollo de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) para usos industriales, continuando una previa colaboración de emulsiones de British Petroleum (BP). Este combustible está formulado a base de una emulsión de hidrocarburo encontrado en el mega yacimiento que conforma la reserva petrolífera más grande de Venezuela en la faja del Orinoco. Está clasificado como bitumen ya que a condiciones de superficie se encuentra en estado semi-sólido, aunque dentro del yacimiento esté en estado líquido. Al tener una gravedad API de ocho (8) a diez (10) a condiciones ambientales hace imposible su uso como combustible directamente³⁴.

La Orimulsión® se obtenía mezclando el hidrocarburo descrito anteriormente con aproximadamente treinta por ciento (30%) de agua fresca y una pequeña cantidad de tenso-activos. Esta mezcla dio como resultado un combustible fósil no convencional altamente energético que se comportaba de manera similar a la gasolina, con la ventaja adicional de que no era explosivo. Los tenso-activos a base de fenoles fueron reemplazados por una segunda generación a base de alcoholes, mejorando las propiedades de transporte de este combustible.

Posteriormente después de estudios económicos, por parte del Ministerio de Energía y Petróleo de Venezuela, de la clasificación como “bitumen natural” del crudo extra, se concluyó que la producción de la Orimulsión® no era el uso más apropiado de los crudos extra pesados venezolanos. En diciembre del 2003 se cerró la planta y todos los convenios de suministro existentes³⁵.

A continuación, en la **Tabla 7** se hace una comparación de las características requeridas por los motores de los generadores (véase **ANEXO D**) y las características de los combustibles potenciales de este proyecto.

³⁴ PDVSA PETRÓLEOS DE VENEZUELA SA. PDVSA [en línea]. Disponible en: http://www.pdvs.com/index.php?option=com_content&view=article&id=6536&Itemid=581&lang=es. Consultado en: 22 de febrero de 2018

³⁵ MOMMER, Bernard. La orimulsión: Verdades científicas y mentiras políticas. 2004. 1, Caracas: Scielo, 2004, Vol. 29. ISSN 0378-1844

Tabla 7. Comparativo de las especificaciones recomendadas para el motor de los generadores y los combustibles propuestos

Propiedad	Norma	Especificaciones recomendadas	Diésel	Coesgen®	Crudo
Viscosidad	ASTM D445	1.3 a 5.8 centistokes	1.9 a 4.1 centistokes	4.9 centistokes	4.2 centistokes
Índice de cetano	ASTM D-613	45	45	46	-
Contenido de azufre	ASTM D-129 o 1552	No exceder el 1.0% másico	1.0%	0.08	-
Agua y sedimentos	ASTM D1796	No exceder el 0.1% volumétrico	0.05%	0.05%	0.30%
Residuo de carbono	ASTM D524 o D189	No exceder el 0.35% másico en el 10% volumétrico del residuo	0.2%		-
Densidad	ASTM D287	42 a 30°API a 60°F		32.8°API	30.5°API
Ceniza	ASTM D482	No exceder el 0.02% másico	0.02%	0.05	0.001%

A simple vista, se puede concluir que se requiere de un simple tratamiento para que el crudo producido por el pozo, cumpla con las especificaciones del motor.

4. DESCRIPCIÓN DE LA CONDICIÓN ACTUAL DE OPERACIÓN DEL CAMPO ZOPILOTE

En este capítulo se presentan las facilidades del Campo Zopilote y su estado actual. Se hace especial énfasis en los grupos electrógenos y la actual generación en la Estación.

4.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Las facilidades del Campo Zopilote están dispuestas para la recolección, almacenamiento, deshidratación y el despacho de los fluidos provenientes de los pozos hacia el CPF de Cravoviejo para finalizar su separación, tratamiento y fiscalización para su venta.

A continuación, se mencionan las principales facilidades presentes en el Campo Zopilote:

4.1.1 Área de proceso y tratamiento de fluidos de producción. Área donde se realiza la separación de agua y crudo. La componen los siguientes equipos:

- Manifold de 6": El cual direcciona los fluidos de los pozos Zopilote-1 y Zopilote-10 hacia la Estación Bastidas.
- Manifold de 10": El cual direcciona los fluidos de los pozos Zopilote-2, Zopilote-3, Zopilote-4, Zopilote-5, Zopilote-12 y Zopilote-13 hacia la Estación Bastidas por una línea e 10".
- Gun Barrel: Se tiene un Gun Barrel con una capacidad de 500Bbls. En éste, sucede la deshidratación del crudo por medio de tratamiento físico y químico.
- Tanque de fiscalización horizontal: Se tienen 13 tanques de 500Bbls.

4.1.2 Área del cargue. En esta área se realiza la transferencia de crudo con especificaciones de venta o a otras estaciones (como la Estación de Bastidas). Está compuesta por:

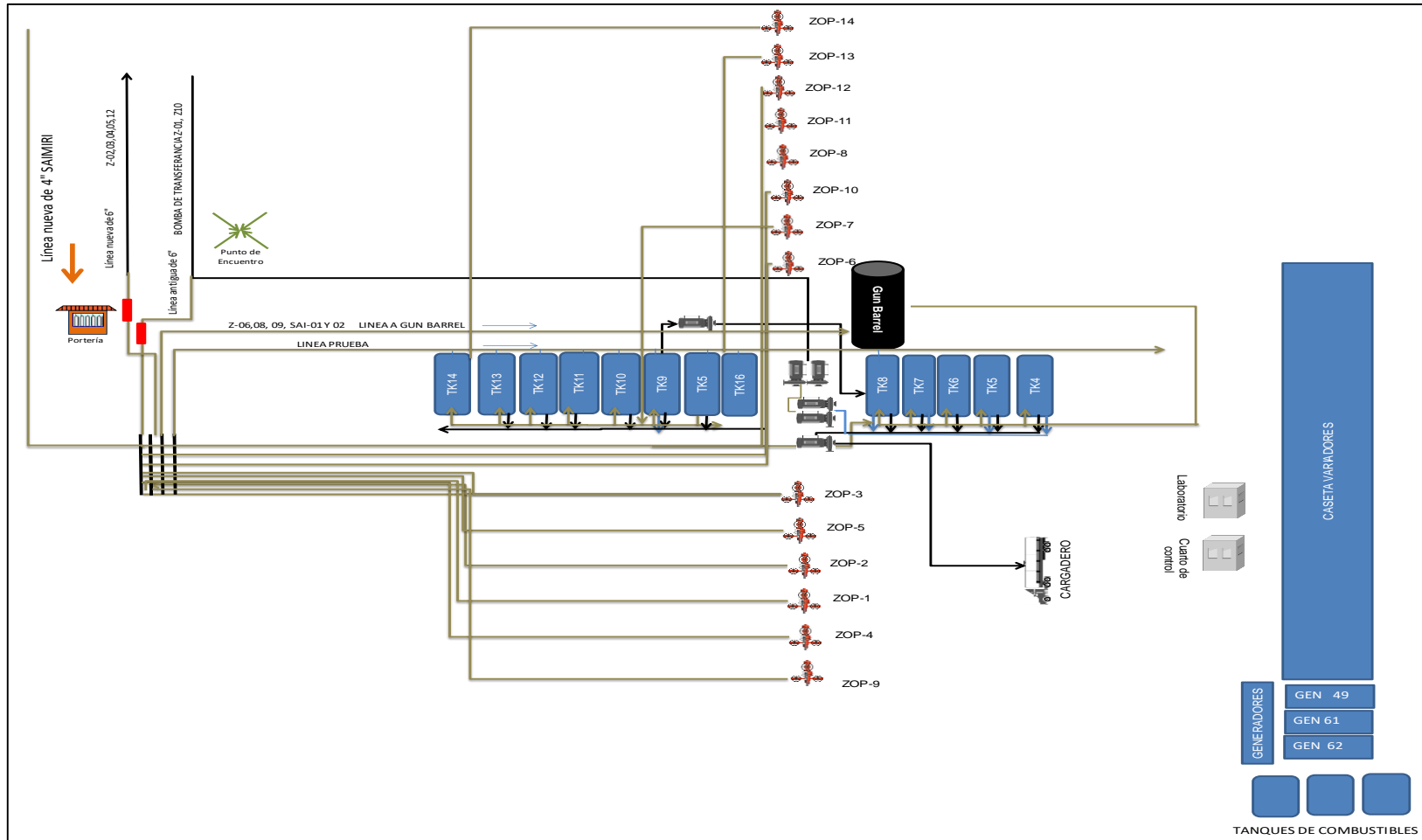
- Dos (2) bombas de 15HP cada una para transferencia desde los tanques de almacenamiento hasta el cargadero (DP-020 y DP-021).
- Un (1) brazo de cargue con válvula de bloqueo.
- Una (1) botonera.

En la **Figura 16** se puede observar un diagrama de las facilidades actuales en el Campo Zopilote.

4.1.3 Proceso y tratamiento de fluidos. Los fluidos producidos en cabezas de los pozos Zopilote-1, Zopilote-2, Zopilote-3, Zopilote-3, Zopilote-4, Zopilote-5, Zopilote-6, Zopilote-7, Zopilote-8, Zopilote-9, Zopilote-10, Zopilote-11, Zopilote-12, Zopilote-13 y Zopilote-14 se direccionan y se manejan de la siguiente forma:

- Se usa en boca de pozo: (i) mejorador de interface para romper emulsión y mejorar interfaces, (ii) rompedor de emulsión para desestabilizar interfaces para eliminar emulsiones existentes y un (iii) inhibidor de corrosión.
- Los fluidos de los pozos Zopilote-1 y Zopilote-10 pasan por un Gun Barrel donde permanecen un tiempo determinado para su deshidratación y luego, se direccionan a los tanques de almacenamiento. Después, son despachados por oleoducto por bombas a la Estación Bastidas.
- Los fluidos de Zopilote-2, Zopilote-3, Zopilote-4, Zopilote-5, Zopilote-12 y Zopilote-13 pasan por el Gun Barrel para deshidratación para posteriormente, ser deshidratados. Éstos, se direccionan para su despacho a la Estación Bastidas.
- Se cuenta con un cargadero como contingencia por si no se puede despachar por oleoducto o la producción de agua no se puede manejar (ya sea por daño de las bombas o posibles atentados en tuberías).

Figura 16. Diagrama de facilidades del Campo Zopilote



Fuente: GEP SAS

4.2 EQUIPOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL CAMPO

En campo Zopilote, se cuenta con tres (3) generadores. A continuación, las fichas técnicas de los equipos:

En el **Tabla 8** se puede ver que se tiene un grupo electrógeno compuesto por un motor Cummins modelo QST30 y un generador Stamford HCI634J. Además, se puede observar características particulares del equipo como número de serial de cada una de las partes y potencias.

Tabla 8. Generador G49

EQUIPO		GENERADOR		BOMBA	
Nº INTERNO O TAG	Gen 49	MARCA	STAMFORD	MODELO	N/A
UBICACIÓN	ZOPILOTE	MODELO	HCI634J	SERIAL	N/A
FECHA DE FABRICACION	2013	SERIAL	X12E210748	Nº DE CILINDROS	N/A
SERIE	X11584V	TIPO DE CONEXIÓN	SERIES STAR	NOMBRE DEL LUBRICANTE	N/A
MODELO	MC 1030I	VOLTAJE L-L	480	VOLUMEN DE RELLENO (gls)	N/A
TIPO		AMPERES AMP	1680	STROKES	N/A
PESO		PF	0,8	DIAMETRO DE CAMISAS	N/A
M.N.S.M	<1000	FASES	3	PRESION MAX DESCARGA	N/A
MAX TEMP AMBIENTE (°C)	40			PRESION MIN SUCCION	N/A
MOTOR		SISTEMA DE LUBRICACION		SISTEMA DE COMBUSTIBLE	
MARCA	CUMMINS	METODO DE LUBRICACION	FORZADA	COMBUSTIBLE	DIESEL B8
SN	37255881	ESPECIFICACION LUBRICANTE	15W40	BOMBA DE INYECCION	CONTROL ELECTRONICO
Nº DE CILINDROS	12V	NOMBRE DEL LUBRICANTE	MOBIL ESP MX 15W40	REF FILTRO PRIMARIO	fs1006
MODELO	QST30G4	GRADO	15W-40	REF FILTRO SECUNDARIO	ff2203
CPL	2548	VOLUMEN DE RELLENO (gls)	37	REF FILTRO RACOR	
CICLO	DIESEL	REF FILTRO ACEITE	LF9080	REF FILTRO RACOR CRUDO	
POTENCIA		SISTEMA DE REFRIGERACION		SISTEMA DE ADMISION	
PRIME (KV A/HZ/RPM)	1136/60/1800	REFRIGERANTE	LL-50	TIPO	TURBOMPLEMENTADO
STANDBY (KV A/HZ/RPM)	1250/60/1800	VOLUMEN DE RELLENO (gls)	55	FILTRO DE AIRE INTERNO	AH1135
BASELOAD (KV A/HZ/RPM)	1000/60/1800	REF FILTRO DE REFRIGERANTE	WF2075	FILTRO DE AIRE EXTERNO	

Fuente: GEP SAS

En el **Tabla 9** se muestra un equipo compuesto por un motor Cummins KTA50 y un generador Stamford PI734A1.

Tabla 9. Generador G61

EQUIPO		GENERADOR		BOMBA	
Nº INTERNO O TAG	Gen 61	MARCA	STAMFORD	MODELO	N/A
UBICACIÓN	ZOPILOTE	MODELO	P 1734A1	SERIAL	N/A
FECHA DE FABRICACION		SERIAL	X14D144714	Nº DE CILINDROS	N/A
SERIE		TIPO DE CONEXIÓN	STAR	NOMBRE DEL LUBRICANTE	N/A
MODELO		VOLTAJE L-L	440	VOLUMEN DE RELLENO (Gls)	N/A
TIPO		AMPERES AMP	1968	STROKES	N/A
PESO		PF	0,8	DIAMETRO DE CAMISAS	N/A
M.N.S.M		FASES	3	PRESION MAX DESCARGA	N/A
MAX TEMP AMBIENTE (°C)	40			PRESION MIN SUCCION	N/A
MOTOR		SISTEMA DE LUBRICACION		SISTEMA DE COMBUSTIBLE	
MARCA	CUMMINS	METODO DE LUBRICACION	FORZADA	COMBUSTIBLE	DIESEL B8
SN	25394683	ESPECIFICACION LUBRICANTE	15W40	BOMBA DE INYECCION	CONTROL ELECTRONICO
Nº DE CILINDROS	V 16	NOMBRE DEL LUBRICANTE	MOBIL ESP MX 15W40	REF FILTRO PRIMARIO	FS1006
MODELO	KTA-50-G3	GRADO	15W-40	REF FILTRO SECUNDARIO	
CPL	2227	VOLUMEN DE RELLENO (gls)	37	REF FILTRO RACOR	
CICLO	DIESEL	REF FILTRO ACEITE	LF3325	REF FILTRO RACOR CRUDO	
POTENCIA		SISTEMA DE REFRIGERACION		SISTEMA DE ADMISION	
PRIME (KV A/HZ/RPM)	1418 / 60 / 1800	REFRIGERANTE	LL-50	TIPO	TURBOMPLEMENTADO
STANDBY (KV A/HZ/RPM)	1610 / 60 / 1800	VOLUMEN DE RELLENO (gls)	55	FILTRO DE AIRE INTERNO	AH1135
BASELOAD (KV A/HZ/RPM)		REF FILTRO DE REFRIGERANTE	N/A	FILTRO DE AIRE EXTERNO	

Fuente: GEP SAS

En el **Tabla 10** se tiene un equipo de las mismas características que en el cuadro anterior.

Tabla 10. Generador G62

EQUIPO		GENERADOR		BOMBA	
Nº INTERNO O TAG	Gen 62	MARCA	STAMFORD	MODELO	N/A
UBICACIÓN	ZOPILOTE	MODELO	P 1734A1	SERIAL	N/A
FECHA DE FABRICACIÓN		SERIAL	X140144714	Nº DE CILINDROS	N/A
SERIE		TIPO DE CONEXIÓN	STAR	NOMBRE DEL LUBRICANTE	N/A
MODELO		VOLTAJE L-L	440	VOLUMEN DE RELLENO (gls)	N/A
TIPO		AMPERES AMP	1968	STROKES	N/A
PESO		PF	0,8	DIAMETRO DE CAMISAS	N/A
M.N.S.M		FASES	3	PRESION MAX DESCARGA	N/A
MAX TEMP AMBIENTE (°C)	40			PRESION MIN SUCCION	N/A
MOTOR		SISTEMA DE LUBRICACION		SISTEMA DE COMBUSTIBLE	
MARCA	CUMMINS	METODO DE LUBRICACION	FORZADA	COMBUSTIBLE	FUEL OIL
SN	25397531	ESPECIFICACION LUBRICANTE	15W40	BOMBA DE INYECCION	INYECCION CON CONTROL ELECTRONICO
Nº DE CILINDROS	V 16	NOMBRE DEL LUBRICANTE	MOBIL ESP MX 15W40	REF FILTRO PRIMARIO	FS1006
MODELO	KTA-50-G3	GRADO	15W-40	REF FILTRO SECUNDARIO	
CPL	2227	VOLUMEN DE RELLENO (gls)	37	REF FILTRO RACOR	
CICLO	DIESEL	REF FILTRO ACETE	LF3325	REF FILTRO RACOR CRUDO	
POTENCIA		SISTEMA DE REFRIGERACION		SISTEMA DE ADMISION	
PRIME (KVA/HZ/RPM)	1418 / 60 / 1800	REFRIGERANTE	LL-50	TIPO	TURBOLMENTADO
STANDBY (KVA/HZ/RPM)	1610 / 60 / 1800	VOLUMEN DE RELLENO (gls)	55	FILTRO DE AIRE INTERNO	AH1135
BASELOAD (KVA/HZ/RPM)		REF FILTRO DE REFRIGERANTE	WF2075	FILTRO DE AIRE EXTERNO	

Fuente: GEP SAS

4.2.1 Consumo actual de combustible por los equipos de generación de energía. En la **Tabla 11** se puede observar la demanda de carga y el consumo real y teórico del combustible por generador.

Tabla 11. Consumo de combustible por generador

LOCACION	GENERADOR	MODELO	CAPACIDAD NOMINAL [KWh]	CAPACIDAD DISPONIBLE [KWh]	DEMANDA DE CARGA [KWh]	ESTADO DE OPERACIÓN	CONSUMO TEORICO (gal/kw)	CONSUMO REAL (gal/h)	CONSUMO REAL (gal/mes)
Zopilote	GEN-49	QST 30	1000	800	386	Operando	29,51070336	36,1	26858,4
	GEN-62	KTA 50	1250	1000	502	Operando	38,97515528	52,4	38985,6
	GEN-61	KTA 50	1250	1000	508	Operando	39,44099379	52,3	38911,2

5. CURVAS DE DECLINACIÓN

En el sector petrolero, las decisiones gerenciales sobre planes de inversión y desarrollo se basan en las comparaciones entre el costo de la inversión y el flujo de caja resultante de la producción de petróleo y/o gas. Para lograr este objetivo, el ingeniero debe proveer información sobre las reservas recuperables, utilizando datos de producción. Este método se usa ampliamente en todas las zonas productoras de la industria petrolera para evaluar cada pozo en forma individual, estudiar el comportamiento actual del campo y predecir el comportamiento futuro de la producción. Cuando las estimaciones se basan en técnicas matemáticas o gráficas para el análisis de las curvas de declinación de la producción, debe recordarse siempre que este análisis se usa sólo por facilidad, es decir, es un método que acepta un tratamiento gráfico o matemático y no se basa en las leyes físicas que gobiernan el flujo de petróleo y gas a través de la formación³⁶.

- a) **Método gráfico:** Este consiste en representar gráficamente en diferentes tipos de papel (normal, semi-logarítmico y logarítmico), el comportamiento del yacimiento. El objetivo es obtener una línea recta que permita hacer extrapolaciones hasta el límite económico y así poder tomar las respectivas decisiones. El uso de este método es recomendable cuando no se requiere mucha precisión, ya que tiene como desventaja el que se pueden trazar muchas rectas a través de las rectas³⁷.
- b) **Método matemático:** En este método se trata de encontrar una expresión matemática con base en la información de producción y con ella, predecir las reservas. Esta expresión representa la mejor recta del método gráfico, puede hallarse por diferentes métodos estadísticos alrededor del pozo³⁸.

Declinación mecánica: Está relacionada con la disminución de la efectividad de los métodos de producción, problemas inherentes a la formación, tales como: arenamiento, daño a la formación, producción de asfáltenos y problemas en el pozo como deterioro de la tubería de producción, empaques, entre otros. Recientemente, algunos expertos prefieren denominar este tipo de declinación como Capacidad de Pérdida de Producción, ya que esto involucra factores que no son exclusivamente de índole mecánico.

De acuerdo a la expresión matemática se tienen la tasa de Declinación Nominal y la tasa de Declinación Efectiva:

³⁶ ARAGON, Alfonso; IZQUIERDO, Georgina. Comparación de metodologías de análisis de declinación de la productividad en pozos. 6 edición. Jiutepec: Scielo, diciembre de 2014, Vol. V. ISSN

³⁷ *Ibíd.*

³⁸ *Ibíd.*

Tasa de Declinación Nominal (D): Esta ecuación se genera de la pendiente negativa de la curva formada por el logaritmo natural de la tasa de producción en función del tiempo (Ln q vs. t). La declinación nominal es una función continua usada para derivar otras relaciones matemáticas. En la **Ecuación 1**, se define³⁹:

Ecuación 1. Declinación nominal

$$D = -\frac{\ln\left(\frac{q}{q_i}\right)}{t}$$

Fuente: ARAGON, Alfonso; IZQUIERDO, Georgina. Comparación de metodologías de análisis de declinación de la productividad en pozos. 6 edición. Jiutepec: Scielo, diciembre de 2014, Vol. V. ISSN 207-2422

Donde:

D: Declinación nominal, tiempo-1.

q: Tasa de producción hasta el que se desea evaluar, BN/día, BN/mes, BN/año.

qi: Tasa inicial de producción, BN/día, BN/mes, BN/año.

t: Tiempo transcurrido desde qi a q, día, mes, año.

Tasa de Declinación Efectiva (De): Representa la caída en la tasa de producción desde caudal inicial (qi) hasta q1 dividida entre la tasa de producción al comienzo del período. Si el período de tiempo es un mes, la tasa de declinación es mensual efectiva, si el período es un año, la declinación es anual efectiva. La declinación efectiva es, por lo general, la mejor que representa las prácticas de producción real. En la **Ecuación 2**, se define⁴⁰:

Ecuación 2. Declinación efectiva

$$D_e = -\frac{q_i - q_1}{q_i}$$

Fuente: ARAGON, Alfonso; IZQUIERDO, Georgina. Comparación de metodologías de análisis de declinación de la productividad en pozos. 6 edición. Jiutepec: Scielo, diciembre de 2014, Vol. V. ISSN 207-2422

Donde:

De: Tasa de declinación efectiva, adimensional.

qi: Tasa inicial de producción, BN/día, BN/mes, BN/año.

q1: Tasa de producción al final del período considerado, BN/día, BN/mes, BN/año.

Siendo que q y q1 son iguales para las dos ecuaciones, igualando las ecuaciones **Ecuación 1** y **Ecuación 2** se obtienen las ecuaciones **Ecuación 3** y **Ecuación 4**.

³⁹ Ibíd.

⁴⁰ Ibíd.

Ecuación 3. Igualando caudales

$$q_i e^{-D} = (1 - D_e)$$

Fuente: ARAGON, Alfonso; IZQUIERDO, Georgina. Comparación de metodologías de análisis de declinación de la productividad en pozos. 6 edición. Jiutepec: Scielo, diciembre de 2014, Vol. V. ISSN 207-2422

Ecuación 4. Ecuación simplificada

$$e^{-D} = (1 - D_e)$$

Fuente: ARAGON, Alfonso; IZQUIERDO, Georgina. Comparación de metodologías de análisis de declinación de la productividad en pozos. 6 edición. Jiutepec: Scielo, diciembre de 2014, Vol. V. ISSN 207-2422

La declinación nominal como una función de la declinación efectiva se muestra en la **Ecuación 5**:

Ecuación 5. Declinación nominal en función de la efectiva

$$D = -\ln(1 - D_e)$$

Fuente: ARAGON, Alfonso; IZQUIERDO, Georgina. Comparación de metodologías de análisis de declinación de la productividad en pozos. 6 edición. Jiutepec: Scielo, diciembre de 2014, Vol. V. ISSN 207-2422

La declinación efectiva como una función de la declinación nominal es:

Ecuación 6. Declinación efectiva en función de la nominal

$$D_e = 1 - e^{-D}$$

Fuente: ARAGON, Alfonso; IZQUIERDO, Georgina. Comparación de metodologías de análisis de declinación de la productividad en pozos. 6 edición. Jiutepec: Scielo, diciembre de 2014, Vol. V. ISSN 207-2422

Tipo de curvas de declinación: Se han reconocido tres tipos de curvas de declinación de producción: exponencial, hiperbólica y armónica⁴¹.

1. Exponencial: Este tipo de curva de declinación parece ser la más usada por los ingenieros de yacimientos, por su facilidad e incluso cuando se es consciente de que la declinación hiperbólica describe mejor las características de la mayoría de los pozos. Al hacer una representación gráfica del caudal (q) versus el tiempo (t), en una escala semi-logarítmica, la tendencia resulta una línea recta y al hacer la representación gráfica del caudal (q) versus la producción acumulada (Np), en una escala cartesiana, la tendencia resulta en una curva exponencial decreciente. En la **Ecuación 7** se muestra la función exponencial por la cual está definida.

⁴¹ AHMED, Tarek. Reservoir engineering handbook: Oil performance. 2 ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 2001. P. 473

Ecuación 7. Declinación exponencial

$$Q_o = \frac{Q_{oi}}{e^{D \cdot t}}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir engineering handbook: Oil performance. 2 ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 2001. P. 473

- Qo: Tasa de producción actual, BY/día.
Qoi: Tasa de producción inicial, BY/día.
t: Tiempo, día.
D: Parámetro, 1/día.

2. Hiperbólica: Considera que la razón de declinación varía con el tiempo. Es buena para yacimientos que producen por gas en solución. Esta técnica es muy dispendiosa. La razón de declinación varía como se muestra en la **Ecuación 8**:

Ecuación 8. Variación de la razón de declinación

$$\frac{a}{a_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^b$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir engineering handbook: Oil performance. 2 ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 2001. P. 473

Donde b es una constante comprendida entre cero y 1. Si b=0 entonces a=ai y se tiene el caso de la declinación exponencial. Si b=1 a este tipo de declinación se le conoce como armónica. Ninguna de las escalas de representación gráfica (cartesiano, semilog y log-log) produce una relación en línea recta para una declinación hiperbólica. Sin embargo, si se grafica el caudal (q) versus el tiempo (t) en una escala logarítmica (log-log) y la curva resultante no tiene una tendencia recta, puede “enderezarse” por medio de otros métodos. En la **Ecuación 9** se muestra cómo calcular el caudal actual con la declinación hiperbólica:

Ecuación 9. Declinación hiperbólica

$$Q_o = \frac{Q_{oi}}{(1+b \cdot D_1 \cdot t)^{1/b}}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir engineering handbook: Oil performance. 2 ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 2001. P. 473

Donde:

- Qo: Tasa de producción actual, BY/día.
Qoi: Tasa de producción inicial, BY/día.
t: Tiempo, día.
D: Parámetro, 1/día.
B: Parámetro, adimensional.

3. Armónico: Este tipo de declinación es común en yacimientos que producen predominantemente por segregación gravitacional. Como se observó en el ítem

anterior, la declinación armónica es una variante de la declinación hiperbólica, esto es cuando b es igual a 1. Al hacer una representación gráfica del caudal (q) versus la producción acumulada (Np), en una escala semi-logarítmica, la tendencia resulta una línea recta y todos los demás tipos de curvas de declinación tienen cierta curvatura al representar gráficamente el caudal (q) versus el tiempo (t) en una escala log-log. En la **Ecuación 10**, se muestra el caudal actual por la declinación armónica:

Ecuación 10. Declinación armónica

$$Q_{o=} = \frac{Q_{oi}}{1 + D_1 * t}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir engineering handbook: Oil performance. 2 ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 2001. P. 473

Donde:

Qo: Tasa de producción actual, BY/día.

Qoi: Tasa de producción inicial, BY/día.

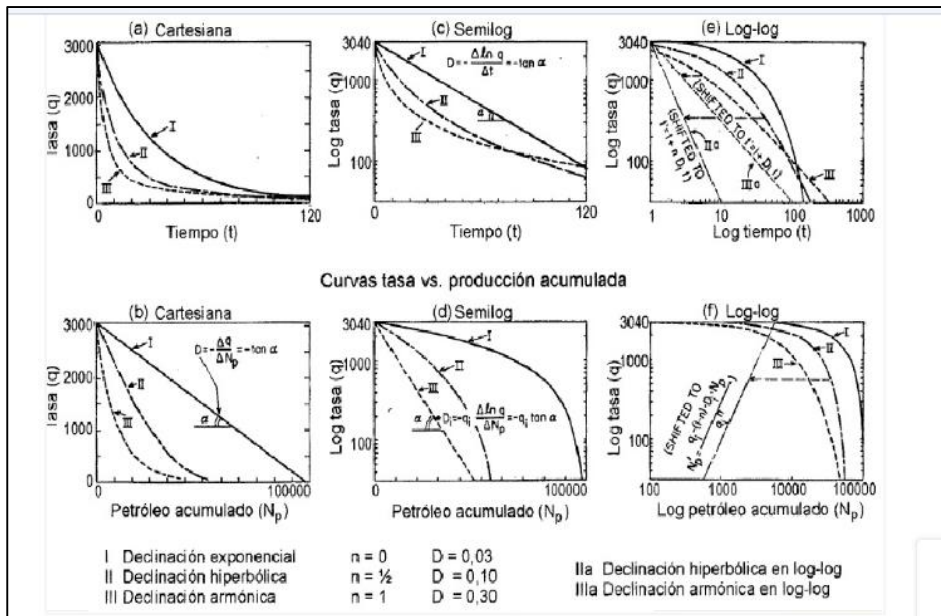
t: Tiempo, día.

D1: Parámetro inicial, 1/día.

En la **Figura 17**, se presentan los comportamientos cualitativos de estas curvas, al ser representadas en papel de coordenadas cartesianas, papel semilog y papel log-log. Por lo general, se selecciona el tiempo y la producción acumulada como variables independientes y se utiliza el eje de las abscisas para graficarlas. Entre las variables dependientes más utilizadas se encuentra el logaritmo de la tasa de producción. El procedimiento de extrapolación es de naturaleza empírica, pero representa el sistema que se está analizando. Si el sistema no es afectado significativamente, debido algún cambio de las operaciones de yacimiento, el método de extrapolación dará una representación razonable del comportamiento futuro. Dado que la extrapolación de la curva hiperbólica se hace asintótica al eje horizontal se debe tener cautela en las predicciones, pues éstas pueden ser optimistas. En la práctica, se utiliza la extrapolación exponencial como una extensión de la declinación hiperbólica hasta el límite económico⁴².

⁴² PARIS, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos: Métodos de predicción. 1 ed. Maracaibo: Astro Data SA, 2001, p. 204

Figura 17. Tipos de Curvas de Declinación de Producción en línea recta



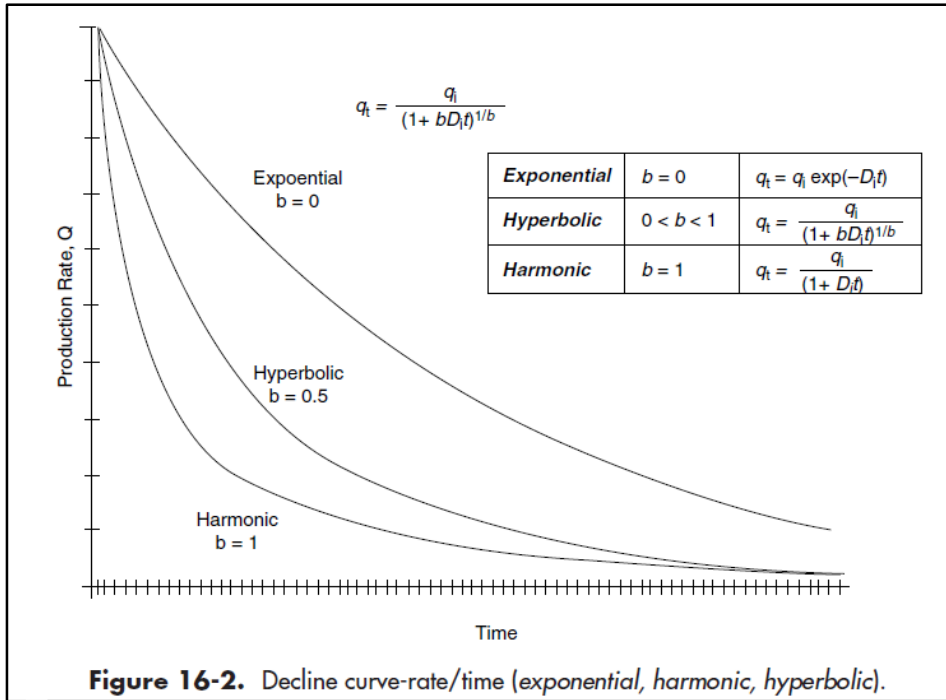
Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir engineering handbook: Oil performance. 2 ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 2001. P. 473

El desarrollo de los análisis modernos de las curvas de declinación comenzó en 1944, cuando Arps⁴³ publicó una amplia variedad de estudios previos para el análisis gráfico del comportamiento de la declinación de la producción. En ese trabajo, Arps desarrolló la primera técnica convencional para el análisis y predicción de los datos de producción. Incluyendo los tipos de declinación exponencial, hiperbólica y armónica mencionados anteriormente debido a la simplicidad y consistencia de su aproximación empírica, las relaciones de Arps son tomadas como punto de referencia en la industria petrolera para el análisis e interpretación de los datos de producción.

Las tendencias de cada una de las curvas ayudan a identificar el tipo de declinación de un pozo (**Figura 18**) y, si la tendencia es lineal, se puede extender gráfica o matemáticamente a algún tiempo futuro que se desee conocer.

⁴³ ARAGON, Alfonso; IZQUIERDO, Georgina. Comparación de metodologías de análisis de (VERA, 2015) declinación de la productividad en pozos. 6 edición. Jiutepec: Scielo, diciembre de 2014, Vol. V. ISSN 207-2422

Figura 18. Tendencia de las curvas de declinación



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir engineering handbook: Oil performance. 2 ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 2001. P. 473

Es muy importante tener en cuenta que el análisis de curvas se debe basar en cuatro condiciones importantes (Lee y Wattenbarger, 1996), aunque prácticamente no son tomadas en cuenta⁴⁴:

- i. En cualquiera de las ecuaciones que se esté utilizando, se asume que la producción de hidrocarburos se produce a una presión de fondo constante. Si esta presión cambia, el comportamiento de la declinación también lo hará.
- ii. Se asume que la producción está en un área de drenaje constante con frontera externa cerrada. Si el área de drenaje cambia, el comportamiento de la declinación también cambia.
- iii. La ecuación asume que el pozo o yacimiento analizado tiene una permeabilidad y un factor de daño constantes. Si la permeabilidad disminuye a medida que la presión de poro disminuye o si un factor de daño cambia debido a una estimulación u operación que cause daño, el comportamiento de la declinación se ve afectado y cambia.
- iv. El análisis de curvas de declinación de Arps sólo se debe aplicar a datos de flujo dominado por límite si se desea predecir el comportamiento futuro. Si la información con la que se realiza un ajuste se encuentra en estado transitorio, no hay base para poder predecir un comportamiento a largo plazo. Esto, porque

⁴⁴ VERA, Jorge. Pronósticos de producción en yacimientos naturalmente fracturados. México DF: Nacional Universidad Autónoma de México. Facultad de ingeniería. P. 16-17

hasta que todos los límites del área de drene (o del yacimiento) hayan influenciado las características de la producción y la declinación inicie, las predicciones a largo plazo son incorrectas.

La **Tabla 12** presenta las ecuaciones para la tasa de declinación, el caudal de producción, el tiempo y la producción acumulada para las curvas de declinación exponencial, hiperbólica y armónica, en forma de relaciones adimensionales.

Tabla 12. Ecuaciones para la tasa de declinación

	Tasa de declinación.	Gasto de producción, q	Tiempo transcurrido, t	Producción acumulada, N_p
Exponencial $b=0$	$\frac{\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{t}$	$q_i e^{-Dt}$	$\frac{\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{D}$	$\frac{q_1 - q_2}{D}$
Hiperbólica $0 < b < 1$	$\frac{D_1}{D_2} = \left(\frac{q_1}{q_2}\right)^b$	$\frac{q_1}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$	$\frac{\left(\frac{q_1}{q_2}\right) - 1}{bD_i}$	$\frac{q_i}{D_i(1-b)} \left[1 - \left(\frac{q_1}{q_2}\right)^{1-b} \right]$
Armónica $b=1$	$\frac{D_1}{D_2} = \frac{q_1}{q_2}$	$\frac{q_1}{1 + D_i t}$	$\frac{q_1 - q_2}{D_i q_2}$	$\frac{q_1}{D_i} \ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)$
Adimensional		$q_{Dd} = \frac{q_2}{q_1}$	$t_{Dd} = D_i t$	$N_{pDd} = \frac{N_p}{q_1/D_i}$

Fuente: VERA, Jorge. Pronósticos de producción en yacimientos naturalmente fracturados. México DF: Nacional Universidad Autónoma de México. Facultad de ingeniería. P. 16-17

Las curvas de declinación se basan en “que los factores que han intervenido en la producción en el pasado lo continuarán haciendo en el futuro.” Se debe tener en cuenta que en un pozo pueden ocurrir diferentes cambios de la tasa de declinación durante la vida productiva, los cuales se deben tener en consideración al momento de hacer las predicciones.

5.1 CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA BASE DEL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO ZOPILOTE

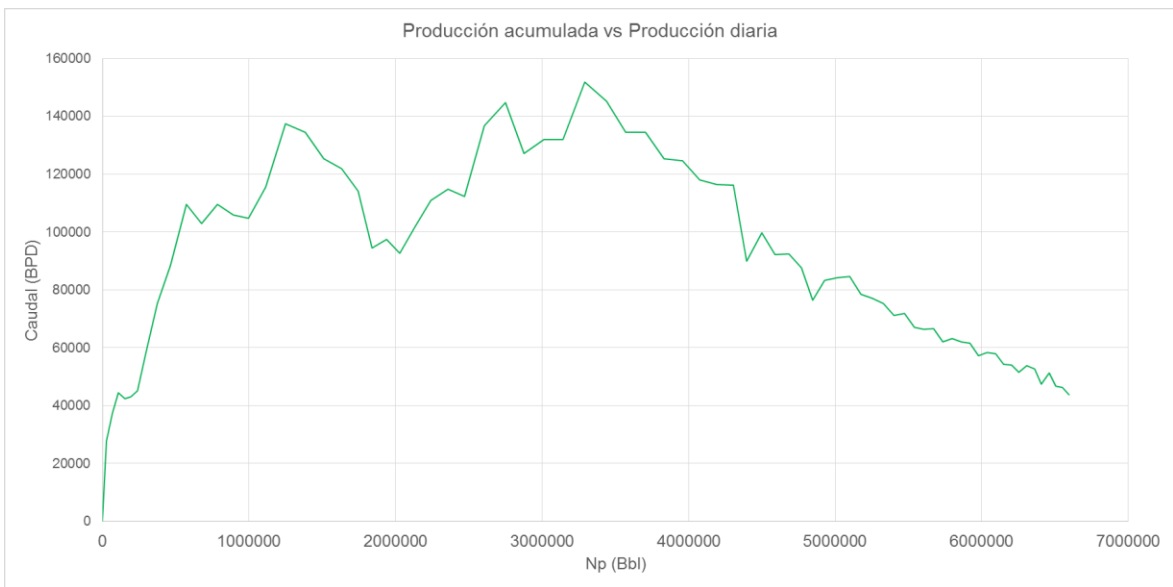
El Campo Zopilote inició su producción desde marzo del año 2011. En el **ANEXO E** se muestra la producción por mes hasta junio de 2017.

Con los datos de la tabla anterior se realizó un gráfico donde se muestra la producción del campo a lo largo del tiempo como se evidencia a continuación en la **Gráfica 3**. También se pudo relacionar el caudal con la producción acumulada en la **Gráfica 4**.

Gráfica 3. Histórico de producción del Campo Zopilote



Gráfica 4. Curva de producción acumulada versus producción diaria



Con los datos de producción es posible calcular la declinación nominal y la declinación efectiva. Basándose en la **Ecuación 1**, se toman los datos del histórico de producción para hallar la declinación nominal $q_i=15\text{BN/día}$ (periodo 3), $q_1=1454\text{BN/ día}$ (periodo 78), $t= 2314$ días (tiempo transcurrido entre los periodos seleccionados) y se reemplazan para tener el resultado de la **Ecuación 11**.

Ecuación 11. Cálculo de la declinación nominal

$$D = -\frac{\ln\left(\frac{1454_{BN/dia}}{15_{BN/dia}}\right)}{2314 \text{ dias}} = -0,0019768 = 0,019\%$$

Para calcular la declinación efectiva se tuvo en cuenta la **Ecuación 2** descrita anteriormente y del histórico de producción se toman los siguientes datos: $q_i=15_{BN/día}$ (periodo 3) y $q_1=1454_{BN/día}$ (periodo 78) y se obtiene la **Ecuación 12**.

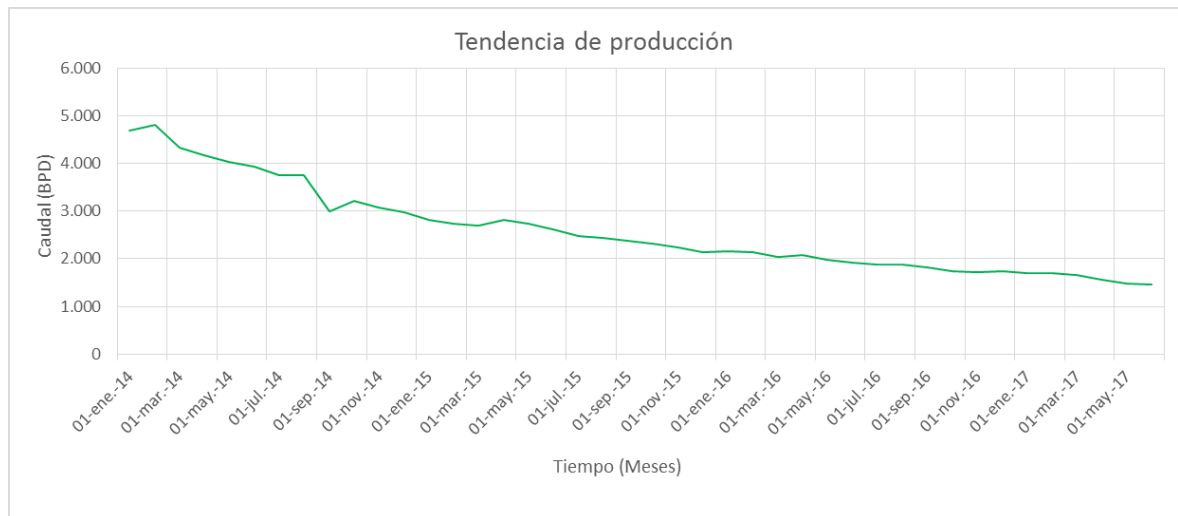
Ecuación 12. Cálculo de la declinación efectiva

$$D_e = -\frac{15_{BN/Dia} - 1454_{BN/Dia}}{15_{BN/Dia}} = 95,960133$$

Para definir la declinación que presenta el Campo Zopilote según la **Figura 17**, se graficó el caudal (q) vs el tiempo (t) y caudal (q) vs producción acumulada (N_p) en diferentes escalas (cartesiana, semi-logarítmica y logarítmica).

Basándose en la teoría, se tomó del histórico de producción los datos que tenían una mejor tendencia para poder determinar cuál era la declinación que mejor describía la producción del Campo Zopilote. En la Gráfica 17, se muestra la tendencia de producción a partir del periodo 35 que corresponde al mes de noviembre del año 2013 hasta junio del 2017.

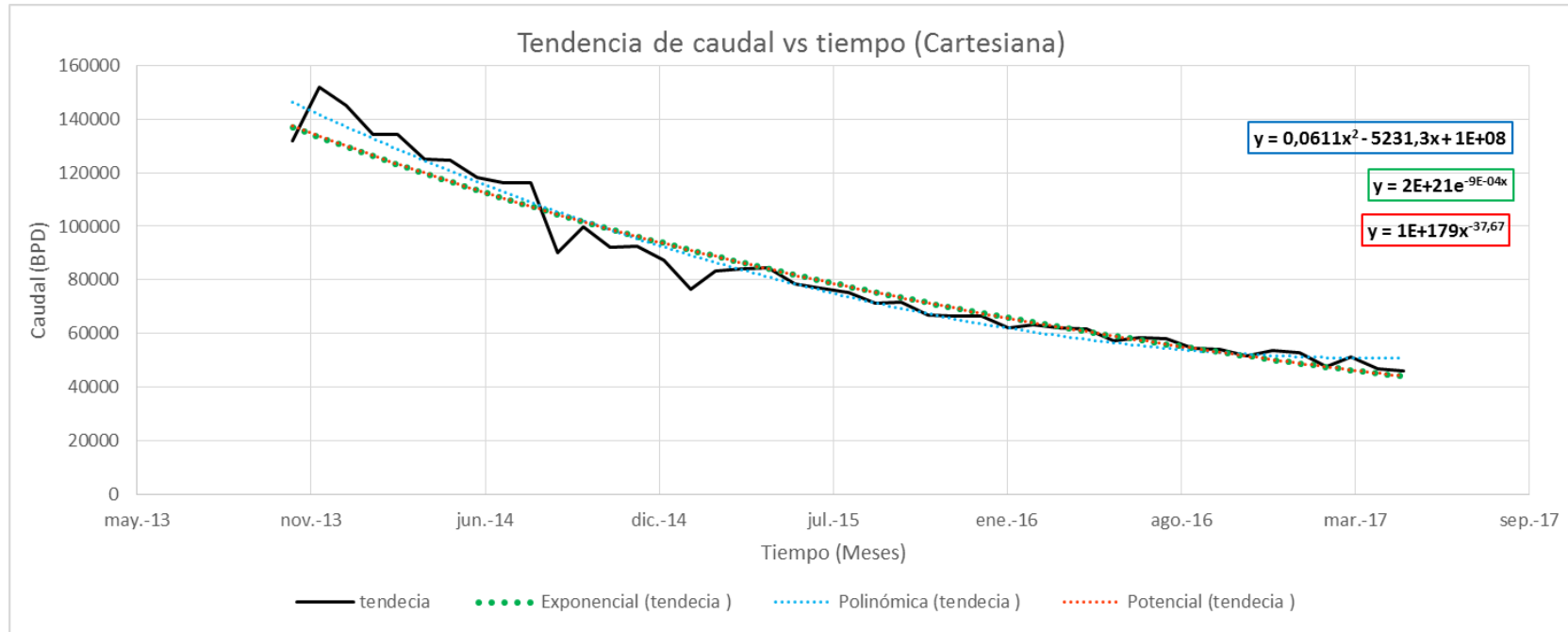
Gráfica 5. Tendencia de producción



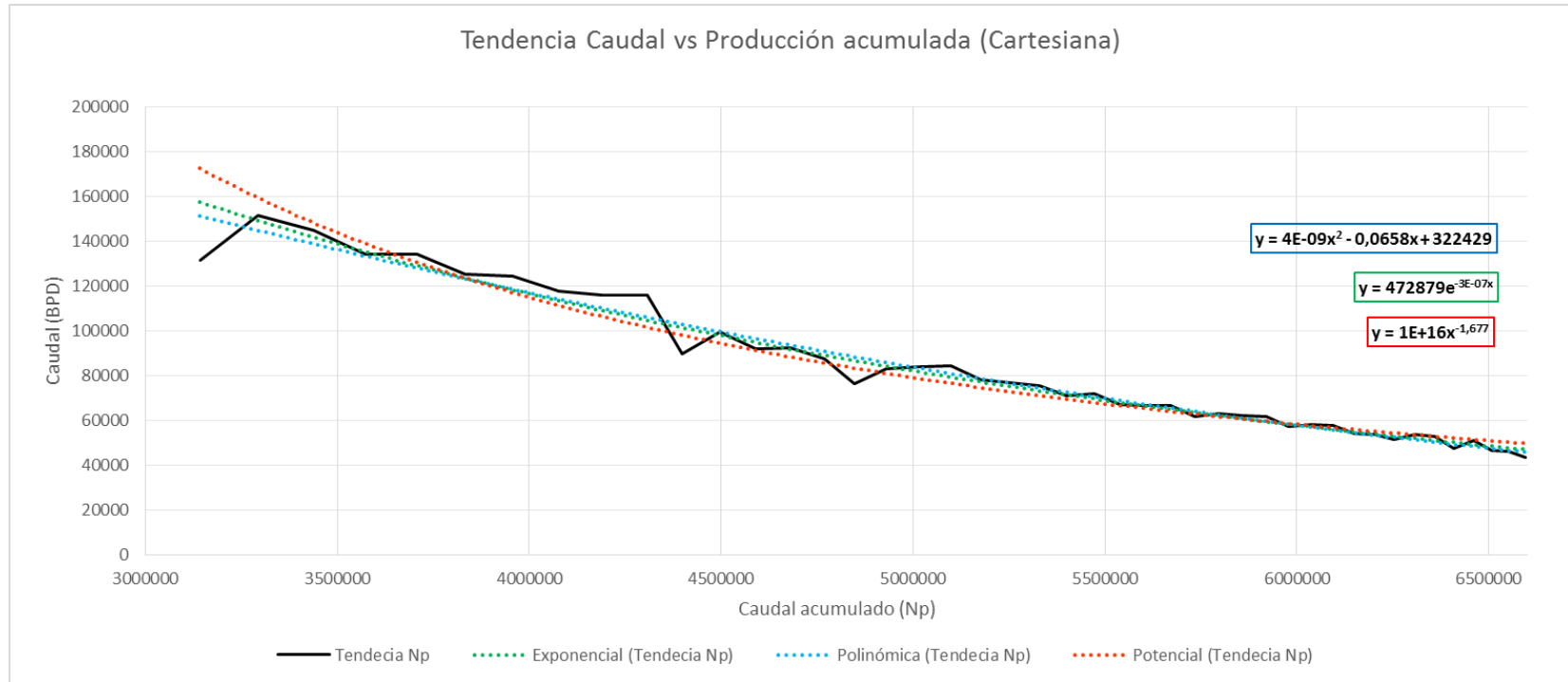
Con estos datos se busca la tendencia de declinación que mejor describa el comportamiento de la producción del Campo Zopilote basándose en las previas investigaciones sobre las curvas de declinación de producción y en la **Figura 17**.

Se realizó la aplicación del método grafico por medio de las representaciones gráficas de la producción en términos de caudal (q) versus tiempo (t) y la producción en términos de caudal (q) versus la producción acumulada (N_p) en escala cartesiana trazando las tres tendencias: exponencial, hiperbólica (potencial) y armónica (polinómica) como se muestra a continuación en la **Gráfica 6** y la **Gráfica 7**.

Gráfica 6. Tendencia de caudal vs tiempo (Cartesiana)



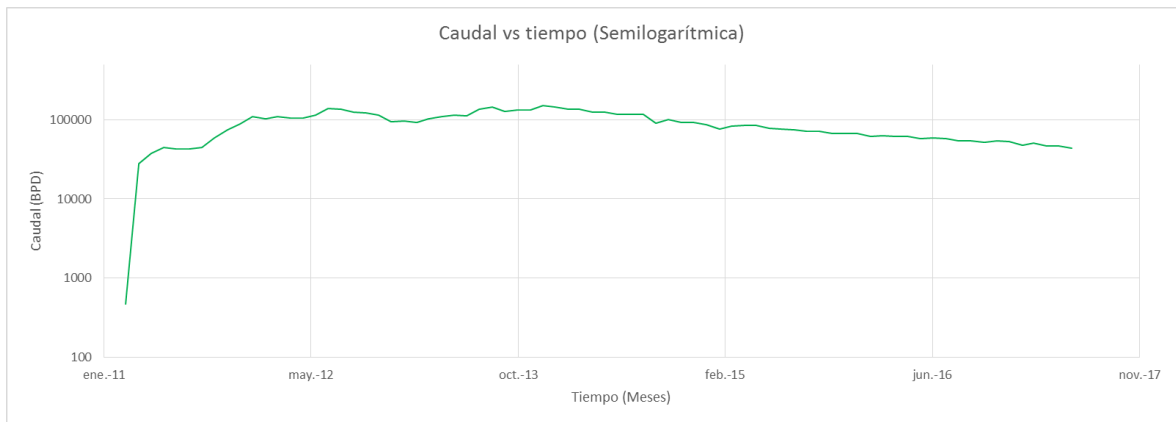
Gráfica 7. Tendencia Caudal vs Producción acumulada (Cartesiana)



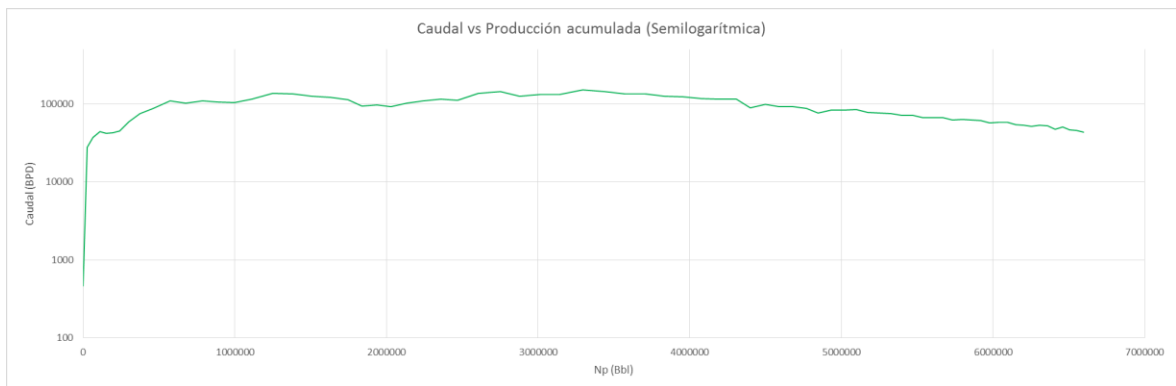
Al comparar la **Gráfica 6** y la **Gráfica 7** con la **Figura 17**, se puede evidenciar que las tres tendencias (de comportamiento muy similar) tienen un buen ajuste a la dispersión de datos y tendencia recta y, aun así, ninguna se aproxima a lo que propone la literatura ya que la curva teórica tiene un comportamiento curvo decreciente muy acentuado.

En segundo lugar, se grafica el caudal (q) vs el tiempo (t) y el caudal (q) vs producción acumulada (N_p) en escala semi-logarítmica como se muestra en la **Gráfica 8** y **Gráfica 9**.

Gráfica 8. Caudal vs tiempo (Semi-logarítmica)

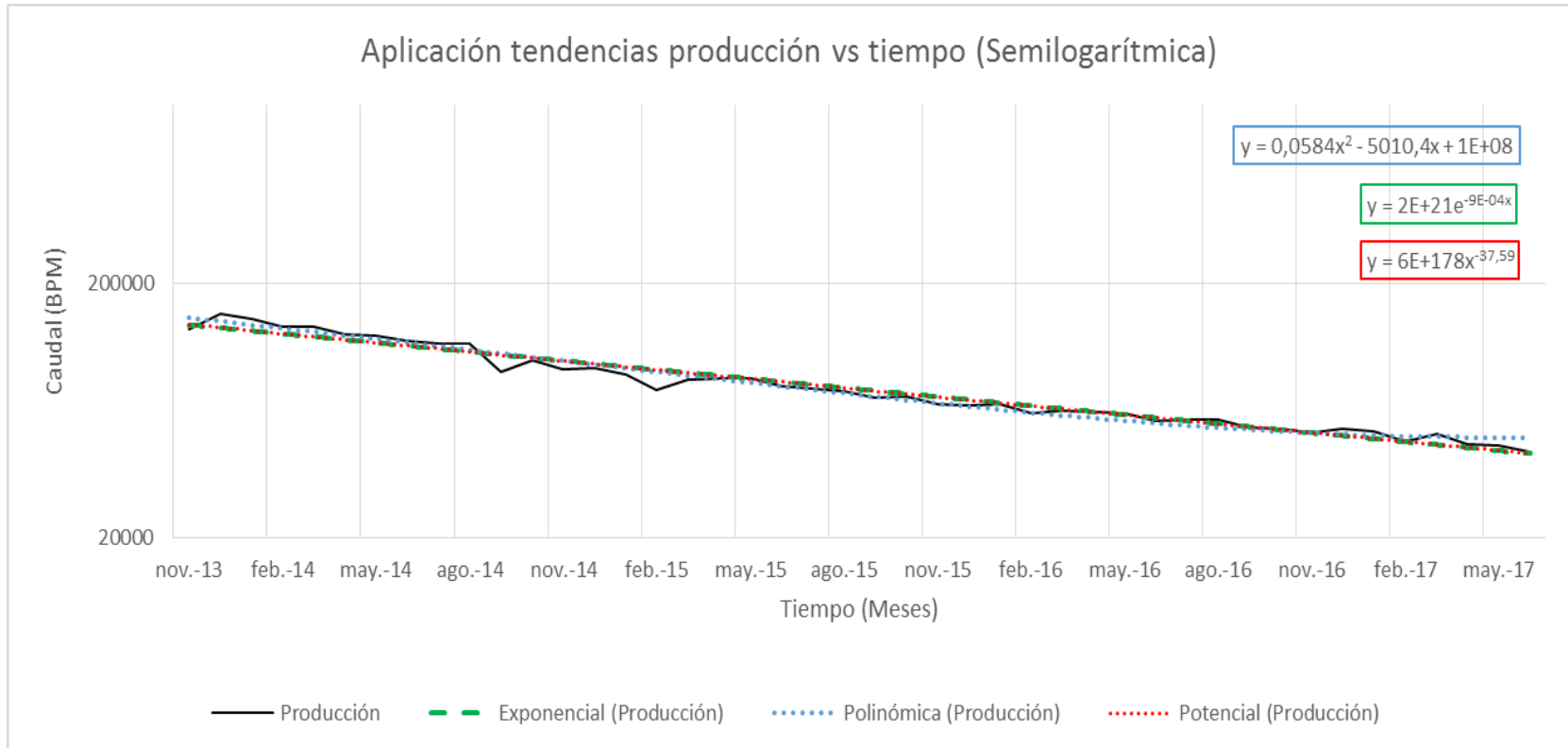


Gráfica 9. Caudal vs producción acumulada (Semi-logarítmica)

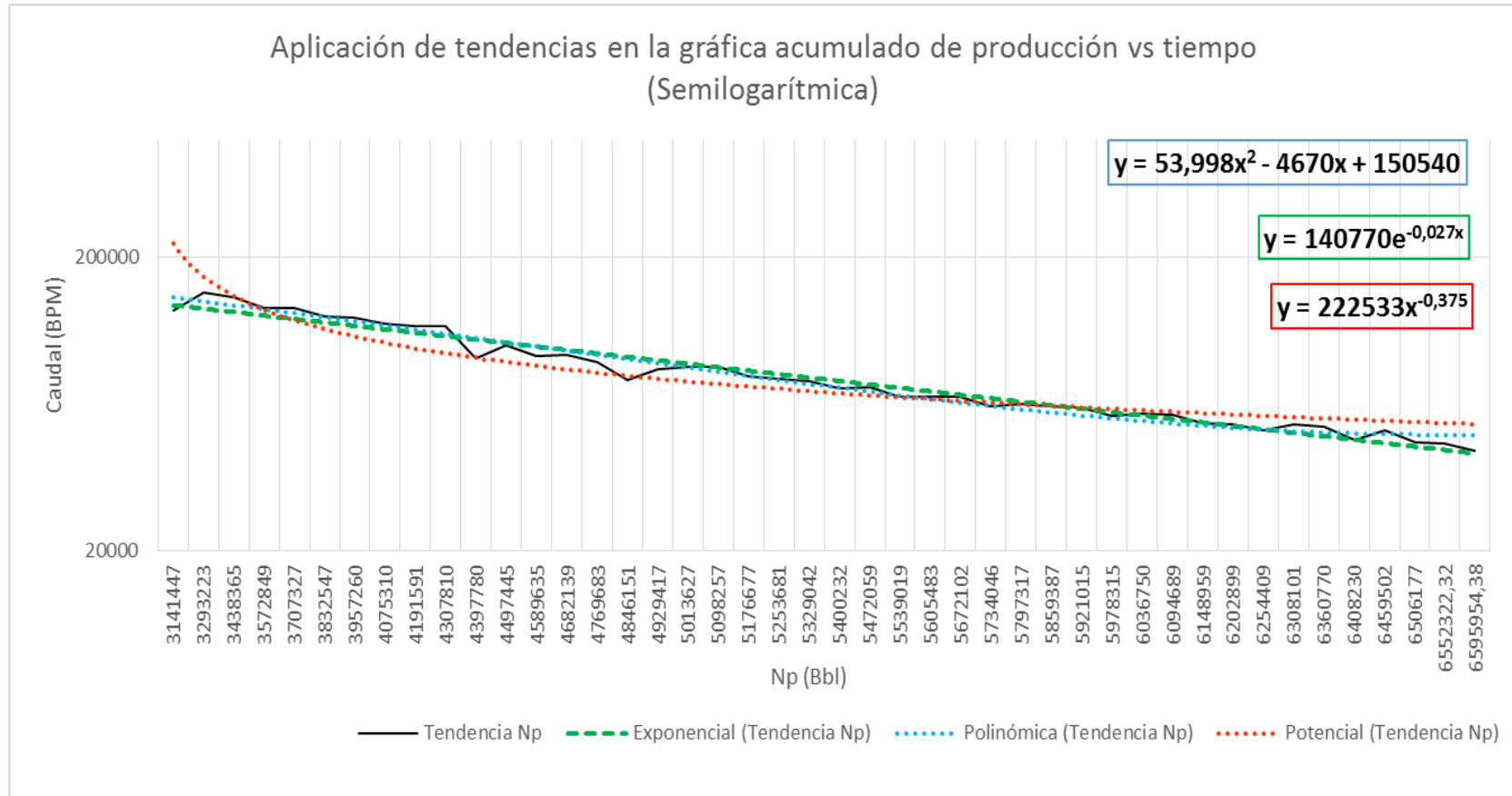


Identificando que desde el periodo 35, la producción presenta una tendencia más constante, se decidió tomar los datos desde el periodo 35 (el cual corresponde al mes de noviembre de 2013) hasta junio de 2017 para visualizar de forma más clara la aplicación de las tres tendencias (exponencial, hiperbólica y armónica)(véanse **Gráfica 10** y **Gráfica 11**).

Gráfica 10. Aplicación de tendencias en la gráfica producción vs tiempo (Semi-logarítmica)



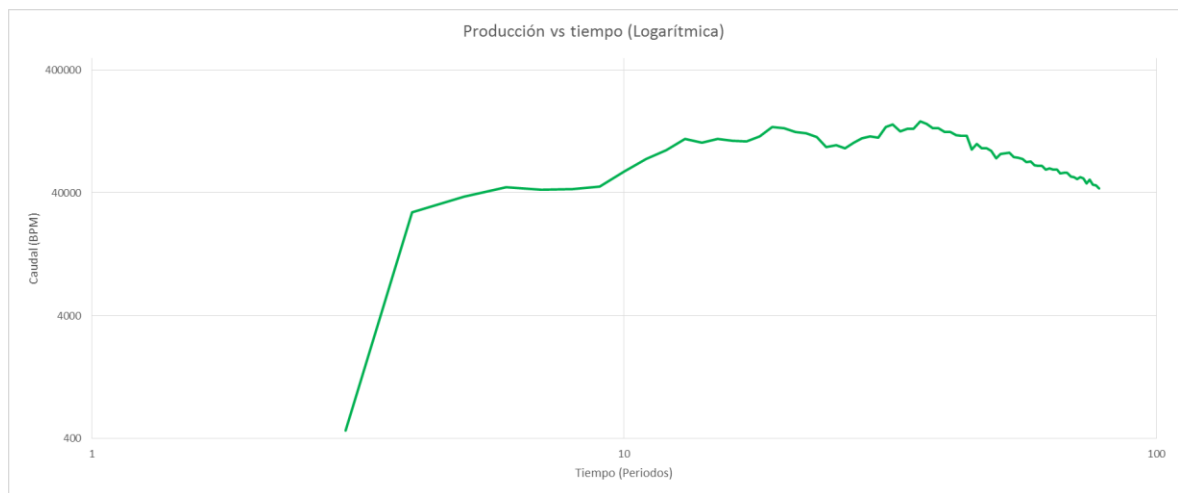
Gráfica 11. Aplicación de tendencias en la gráfica de producción vs producción acumulada (Semi-logarítmica)



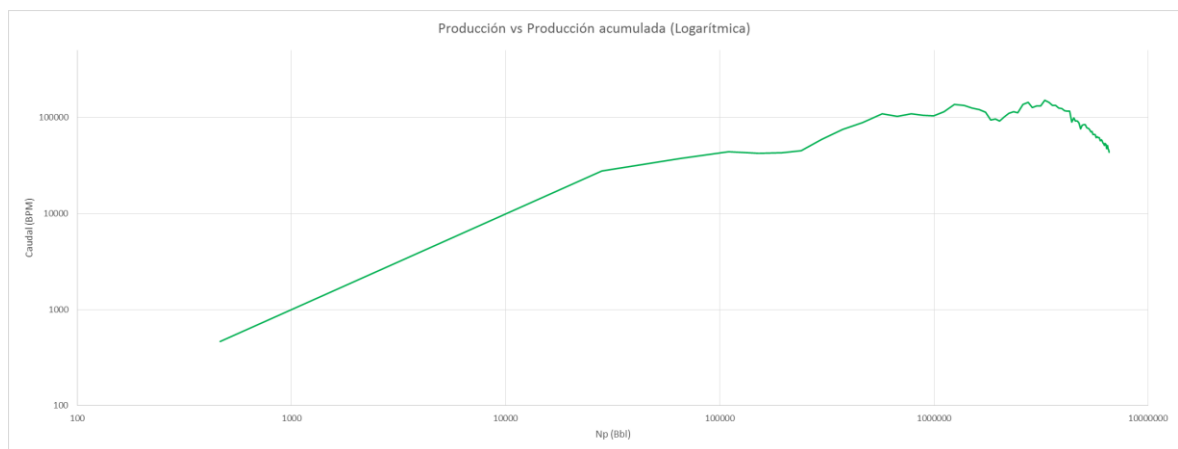
Las tendencias que presentan la **Gráfica 10** y la **Gráfica 11** tienden a ser más claras que el primer grupo de gráficos y basándose en la bibliografía anteriormente mencionada, se puede determinar que la tendencia más aproximada a la producción es la exponencial.

Luego, se realizan las gráficas de Caudal (q) vs tiempo (t) y Producción acumulada (N_p) vs tiempo (t) en escala logarítmica. Ya que a las fechas no se pueden manejar en escala logarítmica, se usa el tiempo en periodos (Véanse **Gráfica 12** y **Gráfica 13**).

Gráfica 12. Producción vs tiempo (Logarítmica)

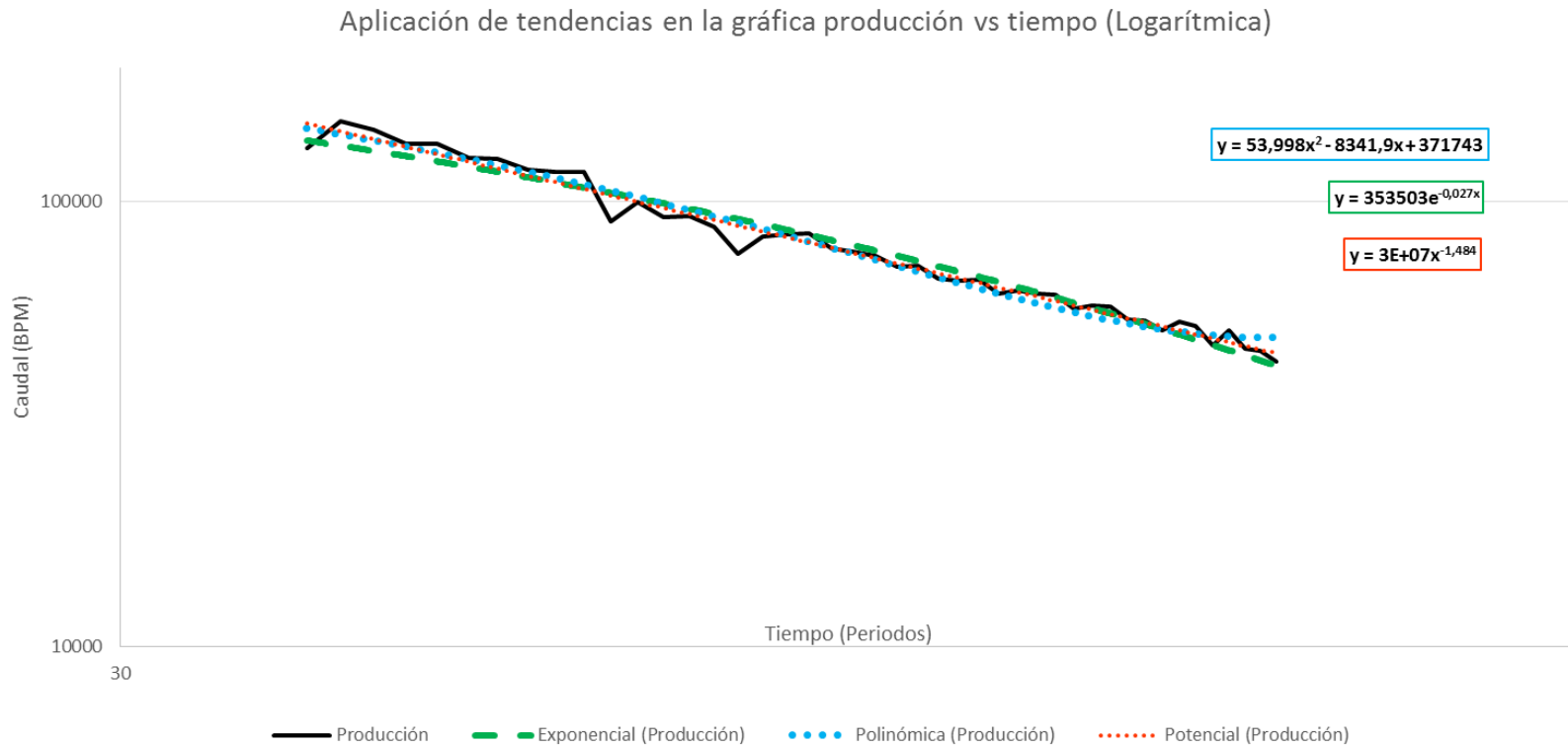


Gráfica 13. Producción vs Producción acumulada (Logarítmica)

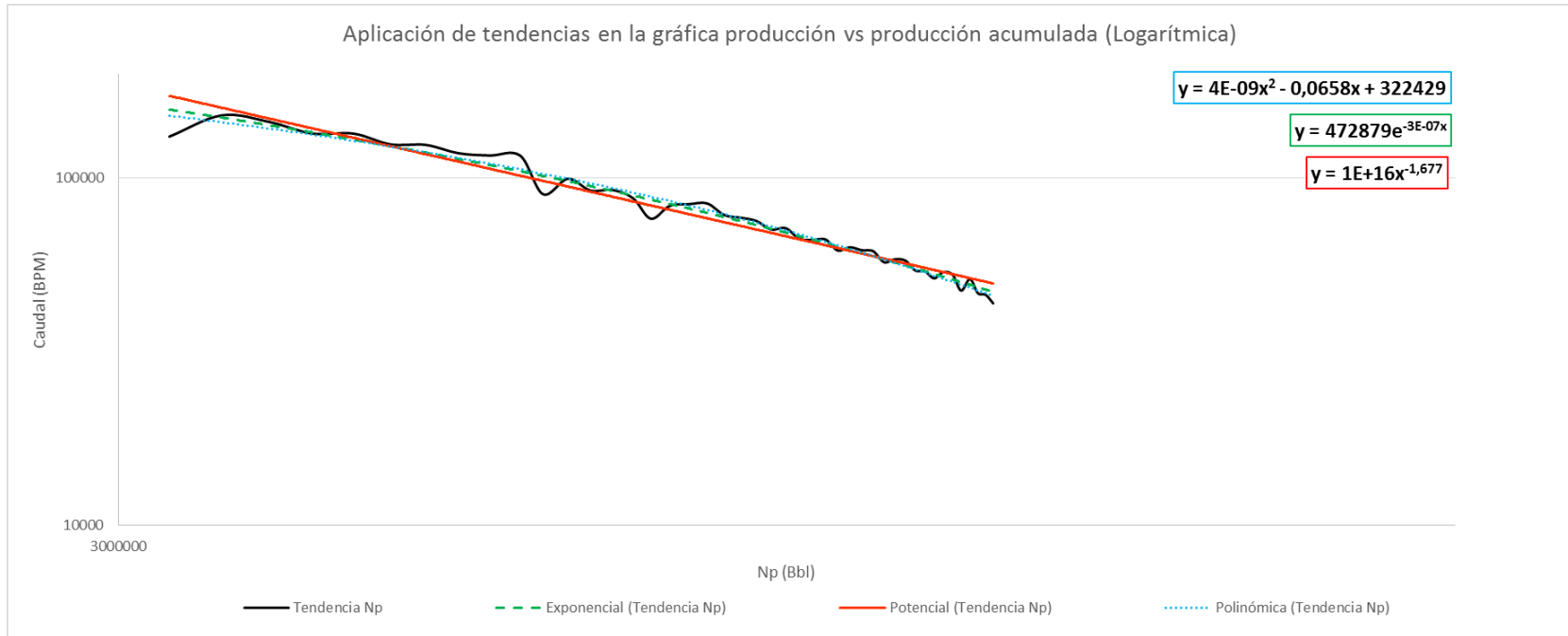


Al igual que en las gráficas semi-logarítmicas, se decide tomar los datos desde el periodo 35 puesto que permite identificar con mayor facilidad la tendencia (Véanse **Gráfica 14** y **Gráfica 15**).

Gráfica 14. Aplicación de tendencias en la gráfica producción vs tiempo (Logarítmica)



Gráfica 15. Aplicación de tendencias en la gráfica producción vs producción acumulada (Logarítmica)



De este grupo de gráficas, tampoco se puede determinar una declinación porque ninguna se asemeja a la teoría. Las tendencias aquí presentes son lineales cuando en realidad, deberían ser de comportamiento curvo decreciente.

Para concluir, del análisis de curvas de declinación gráfico, se determinó una declinación exponencial evidenciada en el grupo de gráficas en escala semi-logarítmica ya que son las curvas que se asemejan mejor a la declinación teórica propuesta por el método de la **Figura 17**.

Como se puede observar anteriormente, se aplicó el método gráfico de análisis de curvas de declinación como se realizó en la **Gráfica 6** y la **Gráfica 7** cambiando la escala de las gráficas a semi-logarítmico y logarítmico para determinar el comportamiento de la declinación.

Posteriormente de la realización de todas las gráficas presentadas anteriormente para la selección del tipo de declinación que mejor describe el comportamiento del campo, a simple vista se puede observar que la tendencia de todas las declinaciones es muy similar entre sí.

Antes de realizar el análisis para definir cuál es la declinación más acorde al comportamiento del campo Zopilote, se debe tener en cuenta los siguientes supuestos:

- El enunciado de Arps donde se estableció que la suma de las energías que ayudan a producir el aceite o gas, cambian de manera constante, sugiriendo que el yacimiento se considera uniforme. Los cambios de las energías de las que habla Arps se pueden ver afectados por factores como: las saturaciones de gas, efectos de la expansión del gas a bajas presiones, intrusión de agua, estratificación o cambios en el gasto de producción, los cuales pueden alterar el mecanismo de explotación original (Poston y Joe, 2008).
- Mead (1956) estableció que con base en su experiencia, los yacimientos se comportan con ciertos exponentes de declinación según las diferentes condiciones de operación en el campo (véase **Tabla 13**). Sin embargo, no deberían tomarse como un estándar, esto porque en ocasiones pueden coexistir dos mecanismos o más y las características de uno pueden predominar sobre el otro⁴⁵.

⁴⁵ ARAGON, Alfonso; IZQUIERDO, Georgina. Comparación de metodologías de análisis de (VERA, 2015) declinación de la productividad en pozos. 6 edición. Jiutepec: Scielo, diciembre de 2014, Vol. V. ISSN 207-2422

Tabla 13. Rangos para el exponente de declinación b para diferentes condiciones de explotación

Tabla 3.1. Rangos para el exponente de declinación b para diferentes condiciones de explotación.	
Empuje por gas en solución	De 0.5 a 0.85
Empuje por casquete de gas	De 0.2 a 0.85
Segregación gravitacional	De 0 a 0.4
Mantenimiento de presión por gas	De 0.2 a 0.5
Mantenimiento de presión por agua	De 0 a 0.2

Fuente: ARAGON, Alfonso; IZQUIERDO, Georgina. Comparación de metodologías de análisis de (VERA, 2015) declinación de la productividad en pozos. 6 edición. Jiutepec: Scielo, diciembre de 2014, Vol. V. ISSN 207-2422

En primer lugar, teniendo en cuenta que según la historia del campo (mencionada en el capítulo geológico) el mecanismo primario de producción es por acuífero, teóricamente, la declinación sería hiperbólica.

Por otra parte, teniendo en cuenta la **Figura 17**, el resultado de la **Ecuación 11** ($D=0,0019$) y en la aplicación del método gráfico hecho anteriormente, se concluiría que la tasa de declinación del Campo Zopilote es exponencial y esto se explica, por su Sistema de Levantamiento Artificial y la baja declinación de sus tasas.

6. CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA BASE DE PRODUCCIÓN PROYECTADA DEL CAMPO

Para la construcción de la curva base de producción se debe tener en cuenta el tipo de declinación que mejor describe el comportamiento de campo. Con el desarrollo del método teórico y gráfico, se concluyó que la declinación que mejor describe el comportamiento del Campo Zopilote es la declinación exponencial.

- Declinación exponencial. Es la declinación más ampliamente usada, probablemente por ser la más sencilla y de fácil aplicación, aun cuando se acepta que la mayoría de los pozos y yacimientos declinan en forma hiperbólica. Sin embargo, cuando las tasas de declinación son pequeñas, puede que el uso de la declinación hiperbólica no sea muy significativo⁴⁶.
- Se dice que ocurre declinación exponencial, o declinación a porcentaje constante, si la tasa de declinación D , no cambia con el tiempo. Esto se puede expresar matemáticamente como se muestra en la **Ecuación 13**:

Ecuación 13. Tasa de declinación exponencial

$$D = - \frac{\left(\frac{dq}{dt}\right)}{q}$$

Donde:

q : Tasa de producción, BPD.

t : Tiempo de producción, día.

D : Constante de declinación exponencial, día⁻¹.

Se reconoce que un yacimiento, campo o pozo presenta una declinación exponencial cuando se grafica $\log(q)$ (logaritmo de caudal) versus t (tiempo) y se obtiene una línea recta. Si se supone que el tiempo inicial (t_i) es cero se puede obtener la ecuación general de la tasa de producción (q), en función del tiempo, cuando existe declinación exponencial:

Ecuación 14. Tasa de producción (Declinación exponencial)

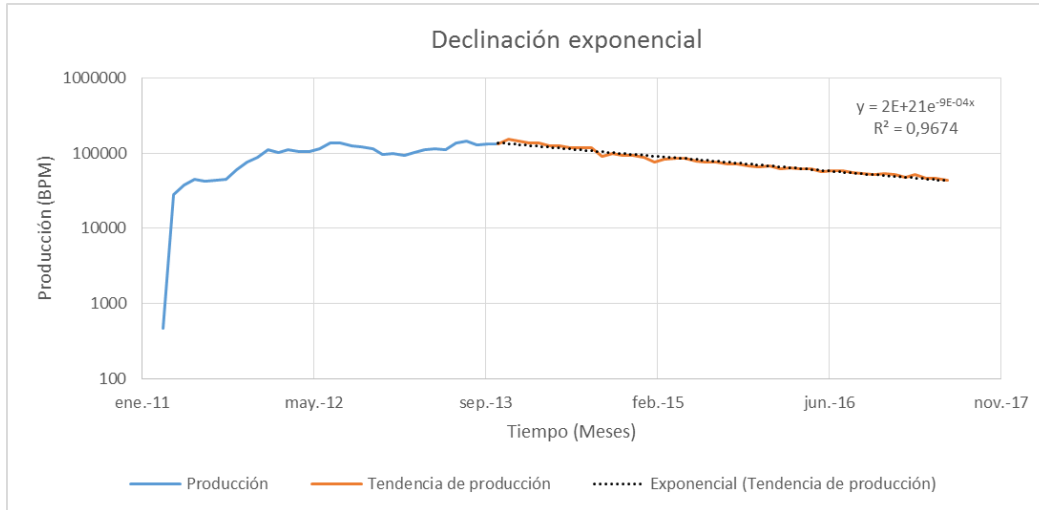
$$q = q_i e^{-Dt}$$

La aplicación de la declinación exponencial para el Campo Zopilote se hizo bajo el siguiente procedimiento:

⁴⁶ VERA, Jorge. Pronósticos de producción en yacimientos naturalmente fracturados. México DF: Nacional Universidad Autónoma de México. Facultad de ingeniería. P. 16-17

1. Inicialmente, se grafica la tasa de producción del Campo Zopilote versus el tiempo en una escala semi-logarítmica. Se seleccionan los datos que presentan una tendencia semejante, a partir del periodo 35 (noviembre de 2013).

Gráfica 16. Aplicación de la declinación exponencial



2. Cuando se analiza el resultado de la **Gráfica 16**, se observa que presenta un comportamiento lineal. Se procede a trazar la recta que mejor se adapte al comportamiento de los datos. Posteriormente se calcula, con los datos de producción seleccionados, la tasa de declinación. Para este cálculo, se utiliza la ecuación de tasa de declinación que aparece a continuación en la **Tabla 14**.

Tabla 14. Ecuaciones de la declinación exponencial

	Tasa de declinación.	Gasto de producción, q	Tiempo transcurrido, t	Producción acumulada, N_p
Exponencial $b=0$	$\frac{\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{t}$	$q_1 e^{-Dt}$	$\frac{\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{D}$	$\frac{q_1 - q_2}{D}$

Fuente: VERA, Jorge. Pronósticos de producción en yacimientos naturalmente fracturados. México DF: Nacional Universidad Autónoma de México. Facultad de ingeniería. P. 16-17

Los datos seleccionados para el cálculo (**Ecuación 15**) de la declinación son los caudales de noviembre de 2013 (periodo 35) y junio del 2017 (periodo 78) y el tiempo comprendido en días durante este periodo (véase **Tabla 15**).

Tabla 15. Datos para el cálculo de la declinación exponencial

PERIODO	MM/YY	Días	BPD	BPM	Np
35	nov-13	30	4395	131850	3141447
78	jun-17	30	1454	43632	6595954

Ecuación 15. Cálculo de la proyección

$$D_{\text{exponencial}} = \frac{\ln \left(\frac{q_1}{q_2} \right)}{t} = \frac{\ln \left(\frac{4395_{\text{Bpd}}}{1454_{\text{Bpd}}} \right)}{1338 \text{ días}} = 0,00082651 \text{ días}^{-1}$$

3. Teniendo el valor de D, se puede extrapolar la línea hasta el tiempo en el que se quiera predecir el comportamiento de producción del campo, hasta el límite económico o tasa de abandono (q_a), teniendo claro que a cada caudal (q_a) le corresponde un tiempo (t_a). También con la tasa de declinación se puede reemplazar en la ecuación que describe la declinación exponencial para hallar los caudales en los tiempos que se requieran.

Para hallar los caudales (q_a) se aplica la ecuación de gasto de producción (q_t) que aparece en la **Tabla 14** donde se muestran las diferentes ecuaciones para la declinación exponencial.

Ecuación 16. Gasto de producción

$$q_t = q_i e^{(-D_i * t)} \text{ cuando } b = 0$$

Para el cálculo de los caudales (**Ecuación 17**) se tomó como caudal inicial el último caudal de crudo (1454 BPD) que se corresponde a junio de 2017 (Periodo 78) en los datos del **ANEXO E**, teniendo D y t:

Ecuación 17. Cálculo gasto de producción

$$q_t = 1454 e^{(-0,00082651 * 1)} = 1478 \text{ BPD}$$

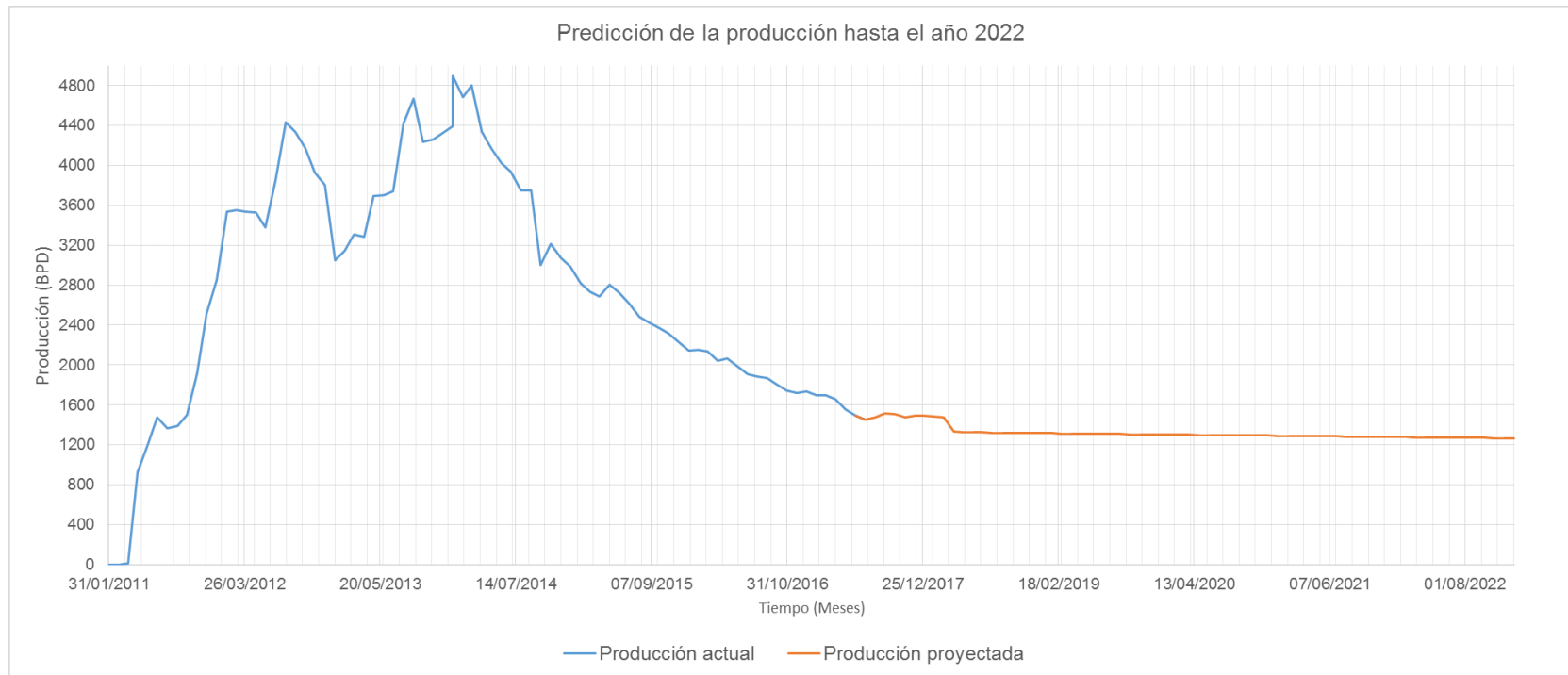
Manteniendo fijo el caudal y la declinación, se cambia la variable t teniendo en cuenta los periodos a predecir son el primero periodo (1) julio del 2017 al periodo sesenta y seis (66) diciembre del 2022. A continuación, en la **Tabla 16** se muestra la producción extrapolada hasta el periodo 10 (remítase al **Anexo F**) para conocer la totalidad de los datos).

Tabla 16. Proyección de la producción hasta el año 2022

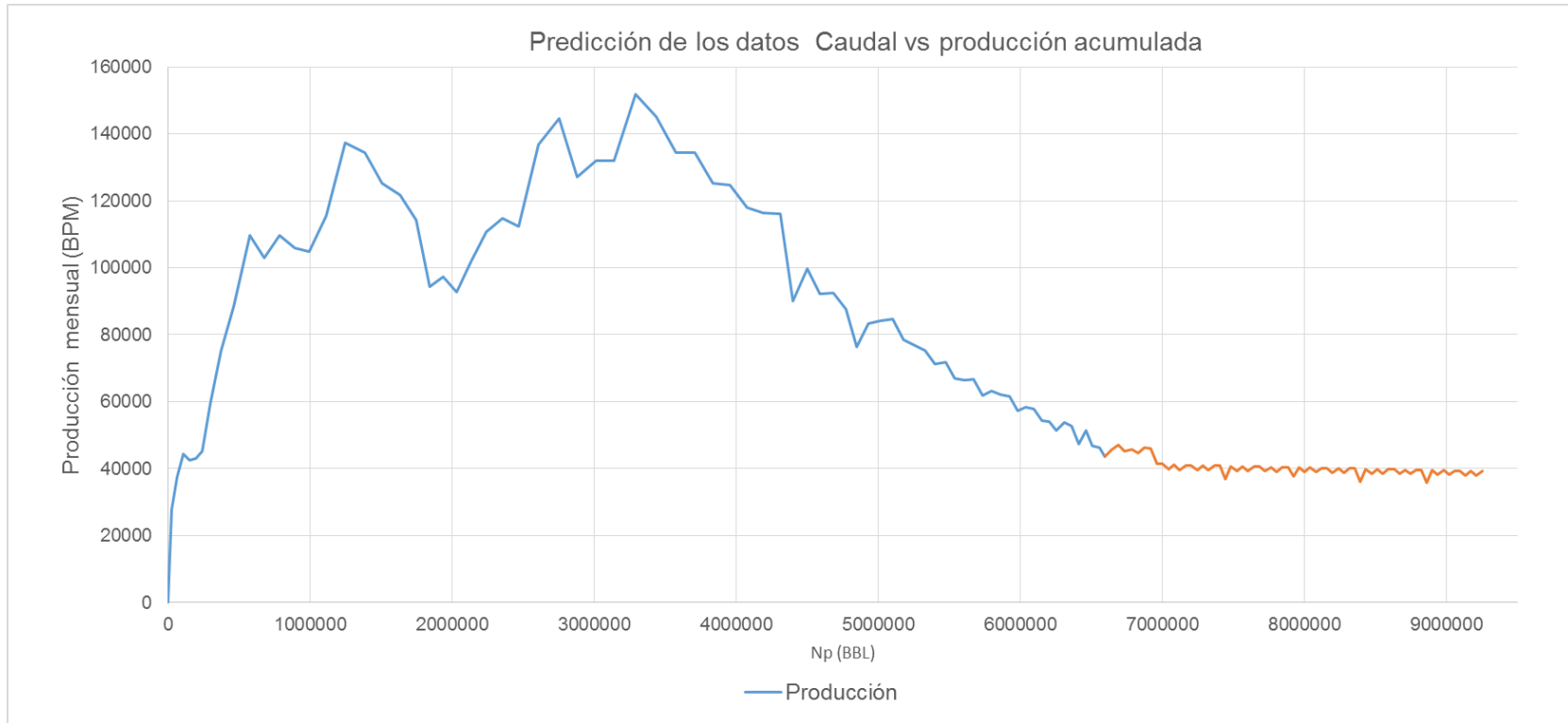
PERIODO PROYECTADO	MM/YY	DD/MM/YY	DÍAS	BPD	BPM	Np
0	jun-17	30/06/2017	30	1454	43632	6595954
1	jul-17	10/07/2017	31	1478	45818	6641772
2	ago-17	31/08/2017	31	1516	46996	6688768
3	sep-17	30/09/2017	30	1509	45270	6734038
4	oct-17	31/10/2017	31	1477	45787	6779825
5	nov-17	30/11/2017	30	1493	44790	6824615
6	dic-17	31/12/2017	31	1490	46190	6870805
7	ene-18	31/01/2018	31	1481	45924	6916729
8	feb-18	28/02/2018	28	1480	41445	6958174
9	mar-18	31/03/2018	31	1336	41416	6999590
10	abr-18	30/04/2018	30	1325	39750	7039340

Con los datos de la predicción (**Anexo F**) y los datos del **Anexo E**, se construyen la **Gráfica 17** donde se puede observar el comportamiento de la producción del campo desde el inicio de su producción hasta la proyección del año 2022, y la **Gráfica 18** donde se muestra el comportamiento de la producción versus la producción acumulada.

Gráfica 17. Proyección de la producción



Gráfica 18. Proyección de producción acumulada



Teniendo la proyección de la producción de crudo, se puede hacer el cálculo del límite económico del campo con las condiciones actuales. Para este cálculo fue necesario conocer la producción de agua del campo a lo largo del tiempo y también hacer un cálculo de la producción de agua a futuro. Los datos de la producción de agua fueron proporcionados por la empresa a través de los daily report (véase **ANEXO G**) desde el año 2014 puesto que desde ese año Pacific, hoy conocida como Frontera, tomó la operación del Campo Zopilote. También la ANH proporcionó un reporte de la producción de fluidos desde el 2013 hasta el año 2017 (véase **ANEXO H**).

El cálculo de la producción total de fluidos es la suma de la producción de crudo por día más la producción de agua por día como se muestra en la **Ecuación 18**.

Ecuación 18. Ecuación de fluido total

$$Q_{fluido\ total} = q_{crudo_{Bpd}} + q_{agua_{Bwd}}$$

El BS&W corresponde al contenido de agua libre y sedimentos que contiene el crudo. Para el cálculo de este se tiene en cuenta la **Ecuación 19**.

Ecuación 19. Ecuación de BS&W

$$BS\&W = \frac{q_{agua\ (bwd)}}{q_{fluidos\ totales\ (Bpd)}} = \frac{q_{agua\ (bwd)}}{q_{crudo_{(Bpd)}} + q_{agua_{(Bwd)}}$$

Para los datos de la proyección a partir de marzo del 2018, se tomó un caudal de fluidos totales, el cual aparece en la **Tabla 17**, ya que estos valores corresponden al daily report del 8 de marzo de 2018 (**ANEXO G**). Al ser un dato real, se supone que la proyección hasta el 2020 se va a mantener bajo las condiciones actuales de producción. Teniendo la producción total de fluidos y la proyección de producción de crudo es posible calcular el caudal de agua y el BS&W despejando la **Ecuación 19** de la siguiente forma como se muestra en la **Ecuación 20**.

Ecuación 20. Caudal de agua

$$Q_{fluido\ total} - q_{crudo_{Bpd}} = q_{agua_{Bwd}}$$

Tabla 17. Datos seleccionados para caudal de fluidos totales

PERIODO	MM/YY	BPD	BWD	PRODUCCION DE FLUIDOS TOTAL (BBL/DIA)	BS&W
87	mar-18	1336	20387	21723	0,9385

Aplicando las ecuaciones y los datos anteriormente explicados se calculan los datos de producción de agua diaria, producción de fluidos totales y corte de BS&W. Estos

datos son de gran importancia ya que en el siguiente apartado se usan para proyectar el límite económico del Campo Zopilote bajo las condiciones actuales. En la **Tabla 18**, se presentan los cálculos de agua y fluidos hasta el periodo 26 (remítase al **ANEXO I** para conocer la totalidad de los datos). Los datos de los años 2011 y 2012 no fueron posibles adquirirlos ya que Frontera tiene la administración de campo desde el 2014 y al solicitarlos a la ANH se indicó en un comunicado (véanse **ANEXO H**) que ellos sólo pueden suministrar información desde el año 2013 ya que a partir de este año existe esta entidad. Es por ello, que no se incluyen los datos de producción de agua de estos dos años, los cuales, de igual forma, no representan ningún problema en el desarrollo del tema porque no interfieren con la proyección.

Para un análisis más práctico de los datos de la tabla, se construyen los dos siguientes gráficos (**Gráfica 8** y **Gráfica 9**) vs el tiempo evidenciando que la producción de agua y el BS&W aumenta con el tiempo.

Tabla 18. Producción de agua y fluidos diarios

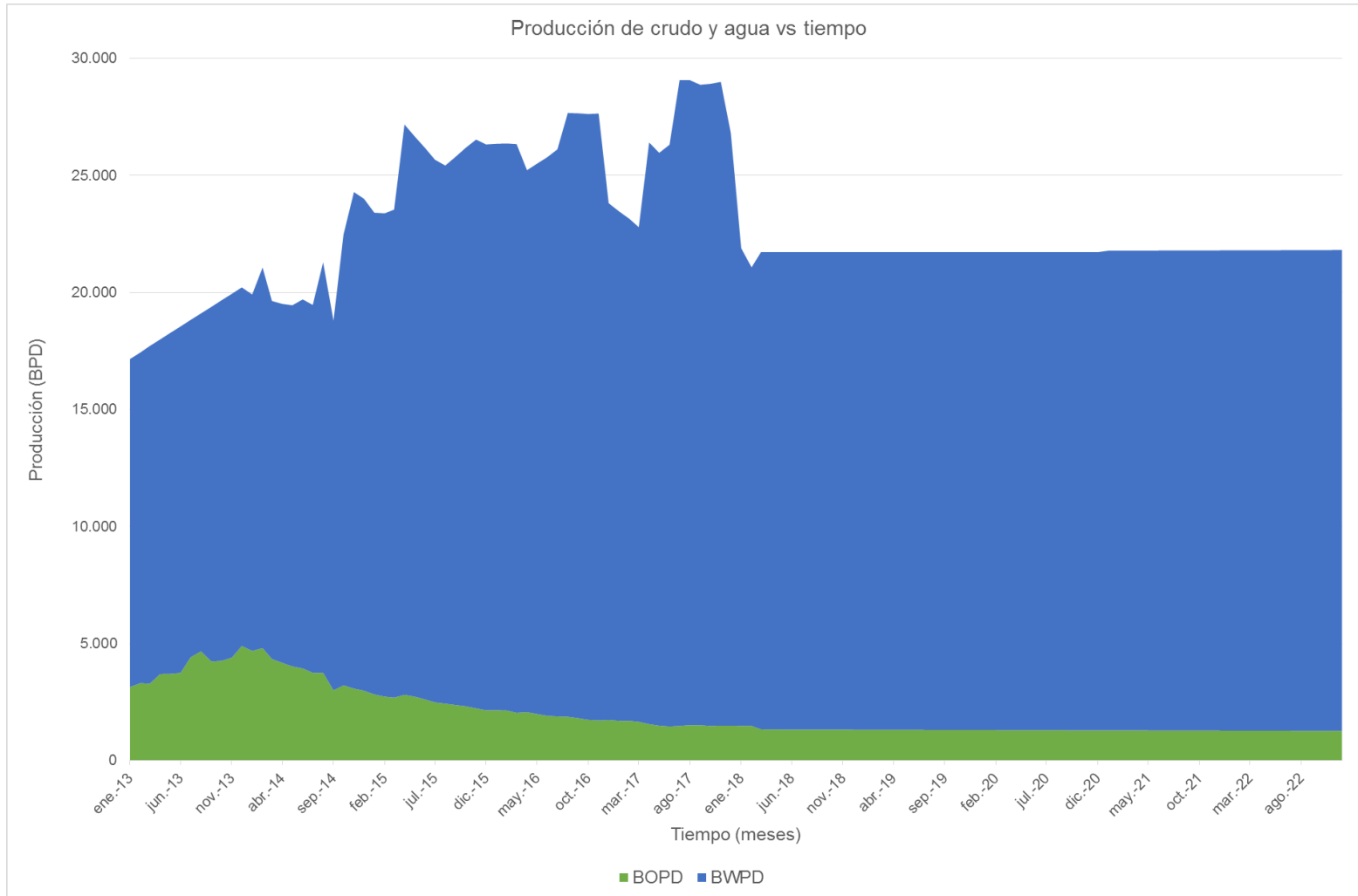
PERIODO	MM/YY	BOPD	BWPD	BFPD	BSW&
1	ene-11	0	-	-	-
2	feb-11	0	-	-	-
3	mar-11	15	-	-	-
4	abr-11	924	-	-	-
5	may-11	1203	-	-	-
6	jun-11	1479	-	-	-
7	jul-11	1369	-	-	-
8	ago-11	1386	-	-	-
9	sep-11	1503	-	-	-
10	oct-11	1919	-	-	-
11	nov-11	2511	-	-	-
12	dic-11	2854	-	-	-
13	ene-12	3535	-	-	-
14	feb-12	3550	-	-	-
15	mar-12	3536	-	-	-
16	abr-12	3529	-	-	-

Tabla 19. (Continuación)

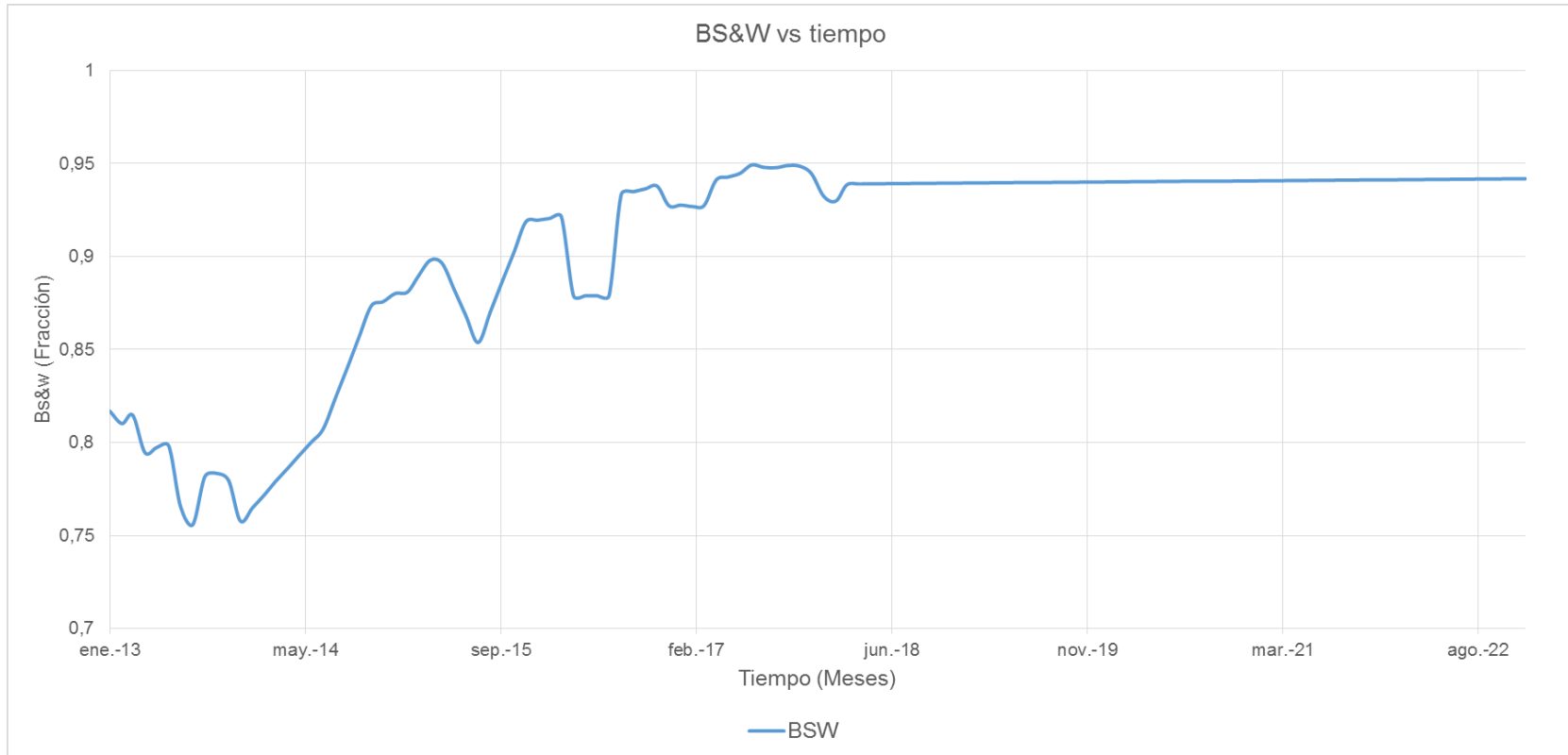
PERIODO	MM/YY	BOPD	BWPD	BFPD	BSW&
17	may-12	3379	-	-	-
18	jun-12	3852	-	-	-
19	jul-12	4431	-	-	-
20	ago-12	4336	-	-	-
21	sep-12	4173	-	-	-
22	oct-12	3928	-	-	-
23	nov-12	3805	-	-	-
24	dic-12	3048	-	-	-
25	ene-13	3142	14016	17158	0,8169
26	feb-13	3309	14127	17436	0,8102

Para un análisis más práctico de los datos de la tabla anterior, se construyen los dos siguientes gráficos (**Gráfica 19** y **Gráfica 20**) vs el tiempo evidenciando que la producción de agua y el BS&W aumenta con el tiempo.

Gráfica 19. Producción de fluidos (Proyección)



Gráfica 20. BS&W (Proyección)



Gráficamente, se puede concluir que el porcentaje de agua aumenta con el tiempo, aunque en la proyección de producción de fluidos se maneja un caudal constante (puesto que la producción está regida por las Bombas Electro sumergibles, que levantan un caudal fijo). El BS&W tiene un papel importante ya que presenta la producción de agua en porcentaje y es proporcional a los costos de tratamiento, disposición e inyección del agua.

6.1 PROYECCIÓN DEL LÍMITE ECONÓMICO DE LA CURVA BASE DE PRODUCCIÓN CON LAS CONDICIONES ACTUALES

Antes de proyectar el límite económico del Campo Zopilote es importante definir los siguientes conceptos tienen un gran impacto sobre el límite económico.

- Límite económico. Es la tasa de producción en un momento dado en el cual los costos de producción de crudo igualan las ganancias obtenidas por la venta de éste o que el flujo neto de efectivo sea negativo. Este momento define la vida económica del proyecto. Sólo se incluyen los costos que son incrementales para el proyecto, es decir, aquellos costos que se eliminan si se llegara a parar la producción. Dentro de estos costos se incluye el lifting cost, costo de transporte, tratamiento y administrativos. No incluye costos de depreciación, abandono e impuestos de ganancias. Es posible disminuir los costos de operación y así extender la vida económica del proyecto.

Puede pasar que, en determinados periodos cortos, el flujo neto de efectivo sea negativo debido a precios bajos del crudo o problemas operacionales de importancia. Sin embargo, los pronósticos a largo plazo pueden indicar un aspecto económico positivo, es decir, un flujo de efectivo positivo.

- Lifting Cost: También conocido como costo de levantamiento. Hace referencia a la porción de todos los costos de operar, mantener equipos e instalaciones de un pozo o campo para producir un barril de petróleo equivalente. Estos costos se tienen en cuenta después de la terminación de la perforación y antes del transporte y comercial. El Costo de levantamiento incluye lo siguiente:
 - i. Costos de trabajo.
 - ii. Costos de supervisión.
 - iii. Suministros (consumibles).
 - iv. Costo de operación de las bombas de levantamiento.
 - v. Electricidad (combustible).
 - vi. Reparaciones (mantenimiento predictivo, preventivo, preventivo y repuestos).
 - vii. Depreciación.
 - viii. Tratamiento químico.
 - ix. Otros gastos incidentales

La compañía asumió un valor del lifting cost base de \$18,00 USD pero al momento, de realizar el análisis correspondiente con los costos reales del combustible a partir del precio del galón de diésel, se calculó un lifting cost de \$15,42 USD, el cual se maneja de aquí en adelante para desarrollar la comparación de combustibles. El costo del galón de diésel se tomó del precio de venta de la página del Ministerio de Minas y Energía como se muestra en la **Tabla 20** de la ciudad de Bogotá como referencia.

Tabla 20. Precios de Diésel

Precios por Ciudades	Vigencia desde 1 de Marzo de 2018	
	Gasolina MC (\$/gal)	ACPM (\$/gal)
Bogotá	9.039	8.363
Medellín	8.979	8.370
Cali	9.053	8.466
Barranquilla	8.757	8.105
Cartagena	8.723	8.077
Montería	8.973	8.327
Bucaramanga	8.843	8.162
Villavicencio	9.139	8.463
Pereira	9.004	8.418
Manizales	9.022	8.409
Ibagué	8.981	8.339
Pasto	6.801	6.578
Cúcuta	6.763	5.891
*Promedio Precio - 13 Ciudades Principales	8.621	7.998

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Hidrocarburos [en línea]. Disponible en: <https://www.minminas.gov.co/precios-de-combustible>. Consultado en: 28 de marzo de 2018

Para el cálculo, el costo del galón debe estar en dólares ya que los ingresos y costos de esta industria se manejan en moneda estadounidense. Por esta razón, se debe pasar el precio de galón de Diésel que es \$8.363 COP a dólares una tasa representativa del mercado promedio del último año que corresponde a \$2.951 COP⁴⁷ aplicando la siguiente **Ecuación 21**.

Ecuación 21. Precio galón de diésel

$$\begin{aligned}
 1 \text{ USD} &= 2,951 \text{ COP} \\
 X \text{ USD} &= 8,363 \text{ COP} \\
 \text{galón diesel } 2,83 \text{ USD} &= \frac{8,363 \text{ cop}}{2,951 \text{ cop}}
 \end{aligned}$$

⁴⁷ DINERO. TRM en Colombia.

Para conocer de dónde se obtuvo el valor del lifting cost real de 15,42 USD, se debe tener en cuenta el costo del combustible, puesto que al ser más costoso éste, aumenta el costo de la generación de la energía (KWh) afectando finalmente el costo de la producción del barril (lifting cost). Para el cálculo del costo del combustible que se consume para generar la energía que necesitan las bombas para producir un barril de crudo denotado como (costo KWh/bpd), se deben tener en cuenta los siguientes conceptos.

- a) Demanda de carga. Es la cantidad de energía que debe producir el generador para satisfacer la demanda de energía requerida en KWh por la bomba para producir un barril de crudo
- b) Consumo real. Es la cantidad de combustible en galones requerida por el generador eléctrico para producir la demanda de carga necesaria para subir a superficie un barril de crudo, en unidades de gal/h.
- c) Costo del consumo real: Es el costo en dólares del combustible consumido para producir la demanda de carga requería en (US/KWh).

La compañía proporcionó los valores de la carga demandada y el consumo de combustible requerido por cada generador como se muestra en la **Tabla 21**. Siendo 1396 KWh el total de la demanda de carga, 140,8 gal /h el total del consumo real para poder obtener una producción asociada de 1971,73 BOPD en promedio.

Tabla 21. Demanda de carga y consumo generadores

LOCACION	GENERADOR	CARGAS	DEMANDA DE CARGA [KWh]	CONSUMO REAL [gal/h]	PRODUCCION ASOCIADA BOPD
Zopilote	GEN-49	ZOP1, ZOP3, ZOP4, ZOP5, ZOP7, ZOP8,	386	36,1	1971,73
	GEN-62	ZOP9, ZOP14,	502	52,4	
	GEN-61	ZOP10(ESP), ZOP06(ESP),	508	52,3	
Total		ZOP11(ESP), ZOP12(ESP)	1396	140,8	

Con el precio del combustible se puede calcular el costo del consumo real utilizado para generación de carga requerida. Aplicando la Ecuación 25, se conoce el costo del consumo.

Ecuación 22. Costo consumo real

$$\frac{US}{Kwh} = \frac{\text{Total del consumo de combustible} * \text{precio del combustible}}{\text{Total demanda de carga}}$$

$$\frac{US}{Kwh} = \frac{140,8 \frac{Gal}{h} * 2,83 USD}{1396 Kwh}$$

$$\frac{US}{Kwh} = 0,29$$

A continuación, en la **Tabla 22** se muestra el costo de consumo real (USd/KWh real) asociado al combustible Diésel; escenario actual como se ha mencionado anteriormente

Tabla 22. Costo asociado al Diésel (USD/kWh)

COMBUSTIBLE	TOTAL DEMANDA DE CARGA [KWh]	TOTAL CONSUMO REAL [Gal/h]	VALOR COMBUSTIBLE (USD)	COSTO US/KWh REAL
DIESEL	1396	140,8	2,83	0,29

Para el cálculo del costo de kWh por barril producido se debe tener en cuenta la demanda de carga (KWh) por día; el costo de consumo real (US/KWh real) y la producción asociada, es decir, la producción de crudo diaria de 1971,73 barriles. Se toma esta producción, debido a que, con ésta se calculó la carga requerida y la demanda de carga mostradas en la **Tabla 22**. Con estos datos, se calcula el costo de kWh por barril de Diésel (**Ecuación 23**).

Ecuación 23. Costo kWh por barril para Diésel

$$\text{Costo} \frac{KWh}{bopd} = \frac{\text{Total demanda de carga} * 24 * \text{Costo consumo real}}{\text{Produccion asociada}}$$

$$\text{Costo} \frac{KWh}{BOPD} = \frac{1396 KWh * 24 * 0,29 US/Kwh}{1971,71 BOPD}$$

Esto quiere decir que el costo del combustible que se requiere para generar la energía que se necesita el Campo Zopilote para producir un barril de crudo es de 4,93 dólares. En la Tabla 30 se muestran los resultados obtenidos en los cálculos anteriores.

Tabla 23. Resultados para el diésel

COMBUSTIBLE	TOTAL DEMANDA DE CARGA [KWh]	TOTAL CONSUMO REAL [Gal/h]	VALOR COMBUSTIBLE (USD)	COSTO US/KWh REAL	PRODUCCION ASOCIADA BOPD	COSTO KWh/BOPD
DIESEL	1396	140,8	2,83	0,29	1971,73	4,93

Conociendo el costo del combustible por barril se puede calcular la variación del porcentaje del combustible y por tanto, el cambio del lifting cost (**Tabla 24**).

Tabla 24. Lifting cost dependiendo del combustible

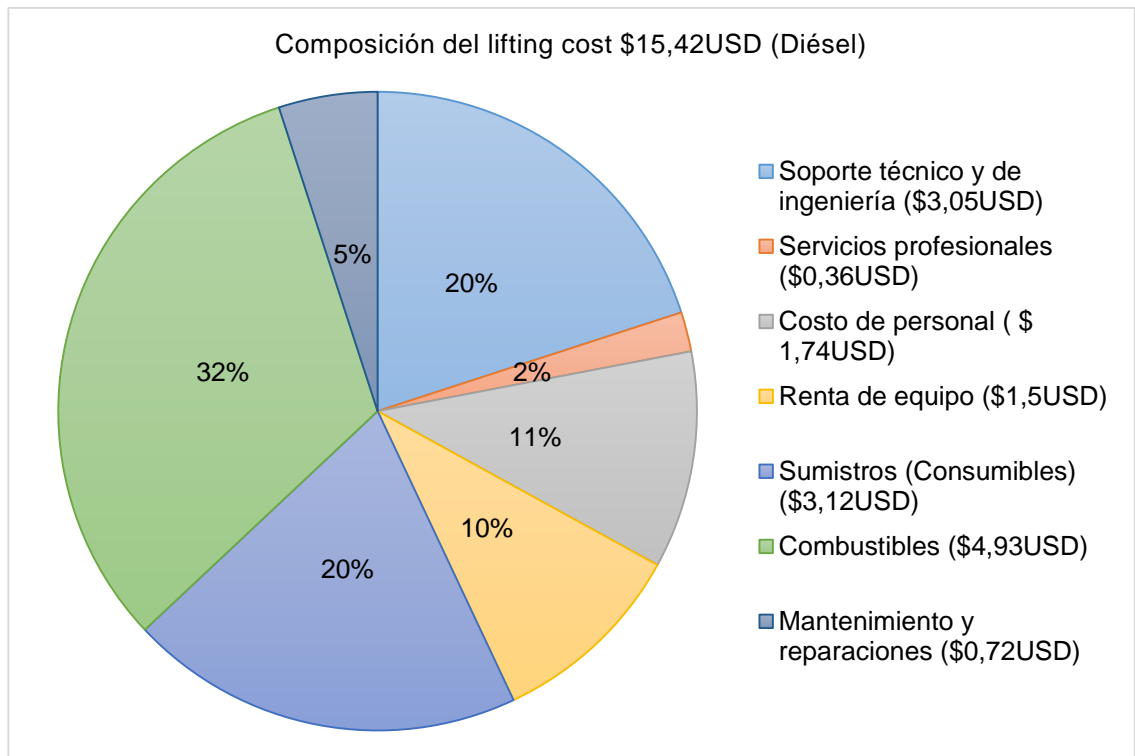
COMBUSTIBLE	PRECIO COMBUSTIBLE USD	LIFTING COST USD
Diésel	\$4,93	\$15,42

En el caso especial de este proyecto, el lifting cost está compuesto por los costos de trabajo, costos de supervisión, suministros (consumibles), costos de operación de las bombas, combustibles, electricidad (combustible) y reparaciones (mantenimientos y repuestos). A continuación, en la **Tabla 25** y **Gráfica 21** se muestra el porcentaje de cada componente del lifting cost siendo el combustible, aproximadamente, el 30% y el cual, se propone optimizar.

Tabla 25. Componentes del lifting cost con Diésel (\$15,42USD) hasta cabeza de pozo para el campo Zopilote

COMPONENTES	PORCENTAJE (%)
Soporte técnico y de ingeniería (\$3,05USD)	20
Servicios profesionales (\$0,36USD)	2
Costo de personal (\$ 1,74USD)	11
Renta de equipo (\$1,5USD)	10
Suministros (Consumibles) (\$3,12USD)	20
Combustibles (\$4,93USD)	32
Mantenimiento y reparaciones (\$0,72USD)	5

Gráfica 21. Componentes del lifting cost con Diésel (\$15,42USD) hasta cabeza de pozo para el campo Zopilote

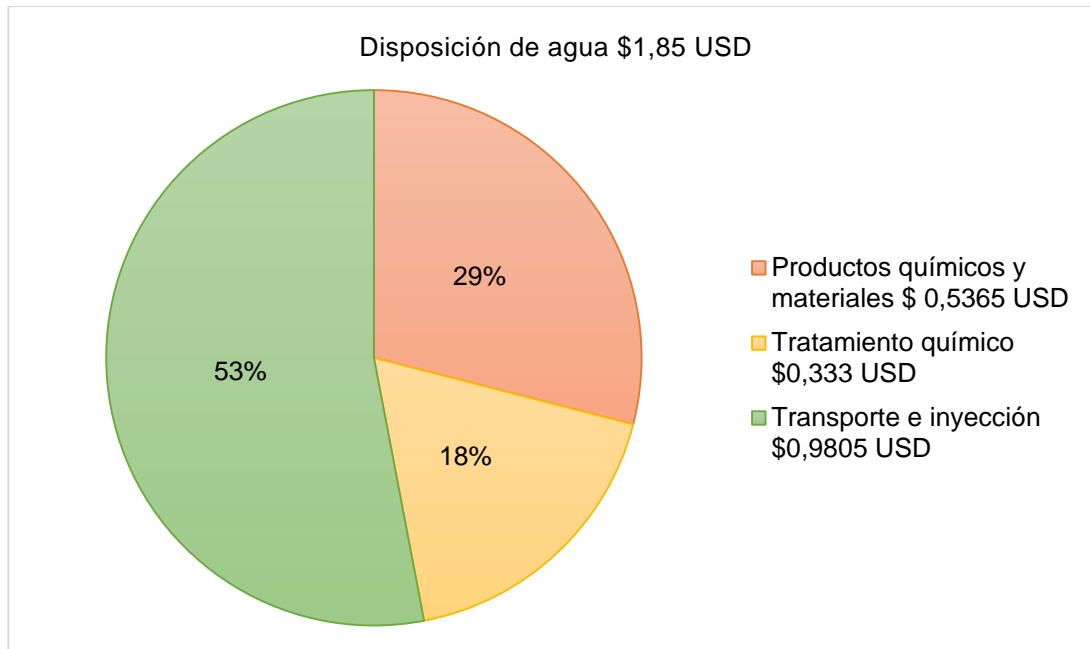


Para determinar el límite económico del campo, el tratamiento y la inyección de agua se incluyen debido a que al aumentar el caudal de agua aumenta el gasto de carga energética para disponerla y, por consiguiente, aumenta el consumo de combustible. La empresa suministró un precio de disposición del agua el cual incluye tratamiento, transporte e inyección correspondiente al valor de \$1,85 USD. Adicional, la empresa recomienda que, para fines del desarrollo del proyecto, este valor se toma constante para todos los escenarios evaluados. A continuación, en la **Gráfica 22** y la **Tabla 26**. Muestran la composición y los costos de disposición de agua.

Tabla 26. Composición de la disposición de agua a 1,85 USD

COMPONENTES	PORCENTAJE (%)
Disposición agua \$1,85 USD	100
Productos químicos y materiales \$0,5365USD	29
Tratamiento químico \$0,333USD	18
Transporte e inyección \$0,9805USD	53

Gráfica 22. Composición del tratamiento de agua a 1,85USD



- Precio de referencia: El barril de crudo es la unidad de medida en el mercado de la industria petrolera y su precio internacional es el que determina la oferta y demanda.

Los precios están determinados por un estándar específico a partir de las propiedades físicas de cada crudo como la densidad, viscosidad y el poder calorífico que tiene; tomando un crudo como patrón para las penalizaciones, así como las bonificaciones por las diferencias de calidad.

Se cuenta con tres grandes tipos de crudo que abarcan todas las clasificaciones y características físicas mencionadas las cuales están en función de la zona de producción donde se encuentra y sirve para fijar el precio estándar. Para la producción de petróleo europeo se tiene el Brent, del mar del norte; para los países de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo), el crudo que se toma para determinar el precio es el bruto de Dubái y el crudo de referencia WTI (West Texas Intermediate) se aplica en casi todas las comunidades económicas de Estados Unidos y Norteamérica y, corresponde a una muestra de crudo tomada en un yacimiento tipo Texas⁴⁸.

El Brent es un crudo con calidad más alta. Su precio se encuentra entre cinco y diez dólares por encima del precio del WTI. En los últimos años en Colombia, el crudo de referencia que se utiliza es el Brent debido a la “crisis del sector” atribuida en

⁴⁸ LEDESMA, Ricardo. Análisis de costos para la toma de decisiones en la industria petrolera. Universidad Nacional de Cuyo. 2015

gran parte por la sobre oferta del crudo proveniente de Canadá tipo WTI que llevó a una caída del precio de este indicador mientras la referencia Brent venía ganando demanda en los mercados de Asia y Europa⁴⁹. Es por esto, que el indicador para comercializar el crudo en el bloque Cravoviejo es el Brent.

Se calculó el valor promedio del precio de referencia basándose en la proyección del precio para los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 proporcionada por la Independent Statistics & Analysis U.S Energy Information Administration⁵⁰ (véase **ANEXO J** para ver la gráfica). En la **Tabla 27** se muestran los con los que se hizo el promedio (\$64USD).

Tabla 27. Datos predicción precio de referencia

API	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Brent {Reference case (2017 \$7b)}	49,69	49,47	52,82	66,93	73,74	76,93	79,33

Con los datos anteriores, se aplica la **Ecuación 24** de promedio la cual consiste en sumar todos los datos y dividir dicha suma en el número de datos.

Ecuación 24. Promedio de datos

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n}$$

Usando la anterior Ecuación, se reemplazan los datos y se obtiene el precio de referencia promedio para la proyección (**Ecuación 25**).

Ecuación 25. Cálculo promedio de datos

$$\bar{X} = \frac{49,47 USD + 52,82 USD + 66,93 USD + 73,74 USD + 76,93 USD}{5} \approx 64 USD$$

Con los conceptos anteriormente detallados, se realiza la proyección del límite económico del Campo Zopilote con las condiciones actuales de producción. Además del precio promedio de referencia, se tomaron dos precios para ver tres escenarios diferentes en la proyección: el primero es \$45 USD el cual está por debajo del precio promedio de referencia y el segundo corresponde a \$80 USD el cual está por encima del precio promedio de referencia. Estos tres valores se tomaron para las predicciones de los años 2018 a 2022. Para los años anteriores

⁴⁹ VALENCIA, Guillermo. Cuestión de método. Disponible en: <http://www.dinero.com/negocios/articulo/cuestion-metodo/143123>

⁵⁰ EIA. Monthly oil statistic [en línea]. Disponible en: <https://www.eia.gov/petroleum/>

(2011 al 2017), se tomaron los precios de referencia de cierre para cada uno como se muestra en la **Tabla 28**.

Tabla 28. Precios seleccionados para cada año

AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	promedio
Precio de referencia	\$95	\$113	\$109	\$92	\$53	\$40	\$50	\$49	\$53	\$67	\$74	\$77	\$64
Precio alto	\$95	\$113	\$109	\$92	\$53	\$40	\$50	\$80	\$80	\$80	\$80	\$80	\$80
Precio bajo	\$95	\$113	\$109	\$92	\$53	\$40	\$50	\$45	\$45	\$45	\$45	\$45	\$45

Teniendo en cuenta los precios que se presentan en la **Tabla 28**, se multiplica la producción diaria de cada mes de los diferentes años por el precio que le corresponde para saber cuánto son las ganancias en cada escenario a evaluar como se muestra en la **Tabla 29**(remítase al **ANEXO K** para conocer la totalidad de los datos).

Tabla 29. Ganancias para los tres escenarios

MM/YY	BOPD	BARRIL \$45 USD	BARRIL \$64 USD (Referencia)	BARRIL \$80 USD
ene-11	0	\$ -	\$ -	\$ -
feb-11	0	\$ -	\$ -	\$ -
mar-11	15	\$ 1.423	\$ 1.423	\$ 1.423
abr-11	924	\$ 87.678	\$ 87.678	\$ 87.678
may-11	1203	\$ 114.153	\$ 114.153	\$ 114.153
jun-11	1479	\$ 140.342	\$ 140.342	\$ 140.342
jul-11	1369	\$ 129.904	\$ 129.904	\$ 129.904
ago-11	1386	\$ 131.518	\$ 131.518	\$ 131.518
sep-11	1503	\$ 142.620	\$ 142.620	\$ 142.620
oct-11	1919	\$ 182.094	\$ 182.094	\$ 182.094
nov-11	2511	\$ 238.269	\$ 238.269	\$ 238.269
dic-11	2854	\$ 270.816	\$ 270.816	\$ 270.816

Con el lifting cost de \$15,42 USD (Diésel) se multiplica la producción diaria de crudo para saber el costo de producir los barriles de la producción diaria como se muestra en la **Tabla 30** hasta diciembre de 2011, (remítase al **ANEXO L** para conocer la totalidad de los datos).

Tabla 30. Costo de levantamiento con Diésel

MM/YY	BOPD	COSTO BOPD 15,42 USD
ene-11	0	\$ -
feb-11	0	\$ -
mar-11	15	\$ 231
abr-11	924	\$ 14.248
may-11	1203	\$ 18.550
jun-11	1479	\$ 22.806
jul-11	1369	\$ 21.110
ago-11	1386	\$ 21.372
sep-11	1503	\$ 23.176
oct-11	1919	\$ 29.591
nov-11	2511	\$ 38.720
dic-11	2854	\$ 44.009
ene-12	3535	\$ 54.510
feb-12	3550	\$ 54.741
mar-12	3536	\$ 54.525
abr-12	3529	\$ 54.417
may-12	3379	\$ 52.104
jun-12	3852	\$ 59.398
jul-12	4431	\$ 68.326
ago-12	4336	\$ 66.861
sep-12	4173	\$ 64.348
oct-12	3928	\$ 60.570
nov-12	3805	\$ 58.673
dic-12	3048	\$ 47.000
ene-13	3142	\$ 48.450

El costo de la disposición del agua que corresponde a 1,85 USD, se multiplica por la producción de agua diaria para saber el costo de la disposición de la producción de agua cada mes. En la **Tabla 31** se muestra el resultado del cálculo hasta el mes de enero de 2013, (remítase al **ANEXO M** para conocer la totalidad de los datos).

Tabla 31. Costos disposición de agua

MM/YY	BWPD	COSTO DE DISPOSICIÓN DE AGUA \$ 1,85 USD	
ene-11	0	\$	-
feb-11	0	\$	-
mar-11	15	\$	-
abr-11	924	\$	-
may-11	1203	\$	-
jun-11	1479	\$	-
jul-11	1369	\$	-
ago-11	1386	\$	-
sep-11	1503	\$	-
oct-11	1919	\$	-
nov-11	2511	\$	-
dic-11	2854	\$	-
ene-12	3535	\$	-
feb-12	3550	\$	-
mar-12	3536	\$	-
abr-12	3529	\$	-
may-12	3379	\$	-
jun-12	3852	\$	-
jul-12	4431	\$	-
ago-12	4336	\$	-
sep-12	4173	\$	-
oct-12	3928	\$	-
nov-12	3805	\$	-
dic-12	3048	\$	-
ene-13	3142	\$	25.930

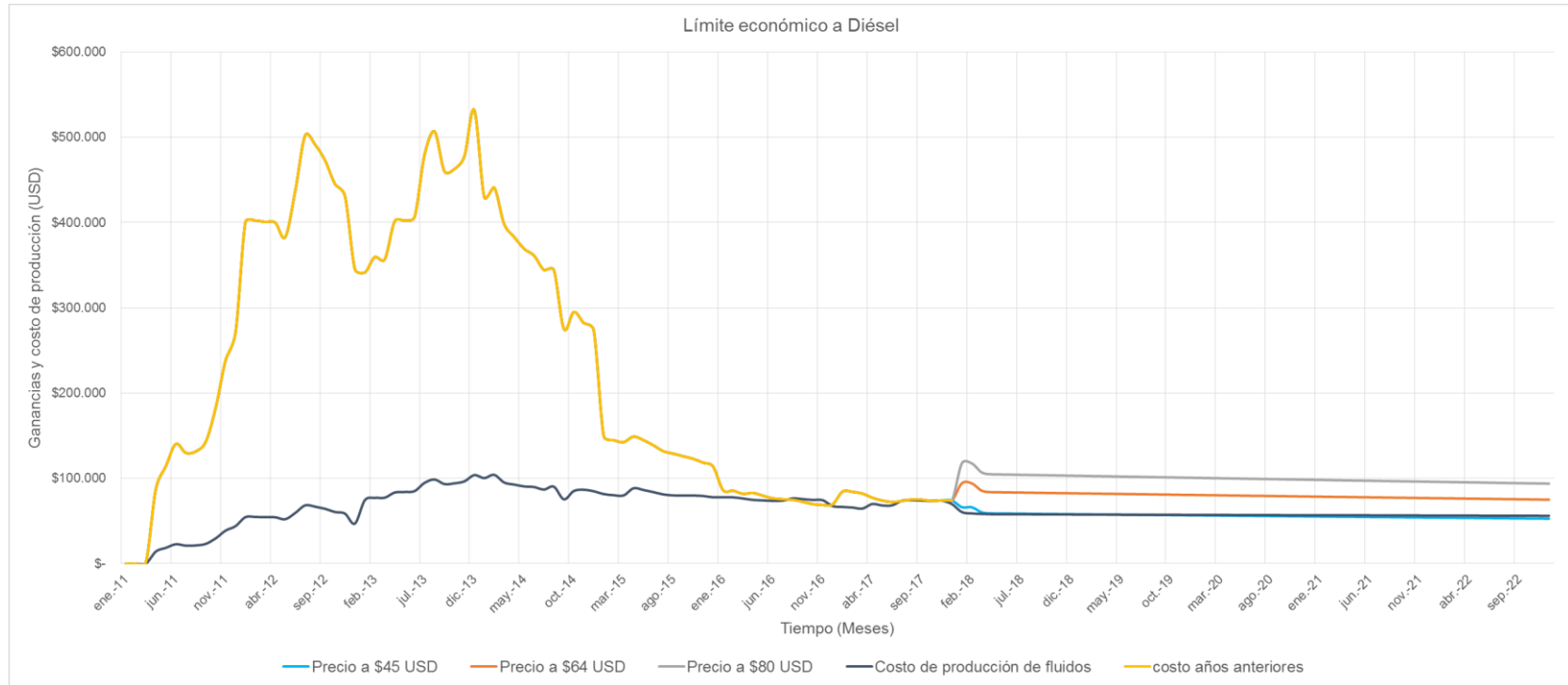
Para finalizar, se suman los costos de la producción de crudo y el costo de la disposición de agua para saber cuánto es el costo total de la producción de fluidos. En la **Tabla 32**, aparecen los costos hasta diciembre de 2012 (véanse **Anexo N**). Esto se realiza para poder calcular el límite económico del campo.

Tabla 32. Costo de producción de fluidos

MM/YY	Costos de levantamiento de BFPD (USD)
ene-11	\$0
feb-11	\$0
mar-11	\$270
abr-11	\$16.632
may-11	\$21.654
jun-11	\$26.622
jul-11	\$24.642
ago-11	\$24.948
sep-11	\$27.054
oct-11	\$34.542
nov-11	\$45.198
dic-11	\$51.372
ene-12	\$63.630
feb-12	\$63.900
mar-12	\$63.648
abr-12	\$63.522
may-12	\$60.822
jun-12	\$69.336
jul-12	\$79.758
ago-12	\$78.048
sep-12	\$75.114
oct-12	\$70.704
nov-12	\$68.490
dic-12	\$54.864

Con los datos anteriores, se construye la gráfica de la proyección del límite económico: se grafican las ganancias de los tres escenarios de precios del barril anteriormente calculados (45, 64 y 80 USD) y el costo de la producción de fluidos versus el tiempo. El punto donde se encuentra la curva de los costos con los ingresos de la producción es el límite económico, es decir, la que fecha en la que el campo es económicamente rentable (**Gráfica 23**).

Gráfica 23. Proyección de limite económico 15,42 USD (Diésel).



Como se puede observar en la gráfica, los costos de producción de fluidos empiezan a sobreponerse a la curva de las ganancias de 45 dólares a partir del mes de marzo del año 2016 con las condiciones actuales propuestas, es decir, con un lifting cost de \$15,42USD. Esto quiere decir que el límite económico del campo va hasta marzo del 2016 y que el campo está operando a pérdidas.

A continuación, se varía el costo de los combustibles para analizar cuál tiene un efecto positivo en el límite económico, es decir, cuál lo extiende bajo las condiciones propuestas anteriormente.

6.2 VARIACIÓN DEL LÍMITE ECONÓMICO DE LA CURVA BASE A PARTIR DEL CAMBIO DE COMBUSTIBLE

La compañía proporcionó los valores de la carga demandada y el consumo de combustible requerido por cada generador como se muestra en la **Tabla 33**.

Tabla 33. Demanda de carga y consumo generadores

LOCACION	GENERADOR	CARGAS	DEMANDA DE CARGA [KWh]	CONSUMO REAL [gal/h]	PRODUCCION ASOCIADA BOPD
Zopilote	GEN-49	ZOP1, ZOP3, ZOP4, ZOP5, ZOP7, ZOP8,	386	36,1	1971,73
	GEN-62	ZOP9, ZOP14,	502	52,4	
	GEN-61	ZOP10(ESP), ZOP06(ESP),	508	52,3	
total		ZOP11(ESP), ZOP12(ESP)	1396	140,8	

El costo de un galón de Coesgen es \$1,9 USD (proporcionado por Hidrocasanare), y el precio del crudo es el precio de referencia de \$64 USD por barril.

Para calcular el costo del galón de crudo, se tiene en cuenta que un barril de crudo equivale a 42 galones. Se aplica la siguiente relación expresada en la **Ecuación 26**.

Ecuación 26. Precio galón de crudo

$$\begin{aligned}
 1 \text{ Barril de crudo} &= 42 \text{ gal de crudo} = 64 \text{ USD} \\
 42 \text{ gal crudo} &= 64 \text{ USD} \\
 1 \text{ gal crudo} &= x \text{ USD} \\
 \text{USD} &= \frac{64 \text{ USD} * 1 \text{ gal crudo}}{42 \text{ gal crudo}} \\
 1 \text{ gal de crudo} &= 1,52 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

Con los precios del combustible se puede calcular el costo del consumo real utilizado para generación de carga requerida. Aplicando la **Ecuación 27**, se conoce el costo del consumo.

Ecuación 27. Costo consumo real

$$\frac{US}{KWh} = \frac{\text{total del consumo de combustible} * \text{precio del combustible}}{\text{total demanda de carga}}$$

$$\frac{US}{KWh} = \frac{140,8 \text{ Gal/h} * 1,9 \text{ USD}}{1396 \text{ KWh}}$$

$$\frac{US}{KWh} = 0,19$$

Para el diésel y el crudo se hace el mismo calculo teniendo en cuenta que según la experiencia de la compañía, el consumo de combustible por el generador es de uno a uno (1:1), es decir, el grupo electrógeno consume en igual proporción el Diésel y el Coesgen® mientras que el consumo de crudo tiene una relación 1:1,1. A continuación, en la **Tabla 34** se muestran los datos de costo consumo real para Coesgen y Crudo.

Tabla 34. Costo consumo real para Coesgen y Crudo

COMBUSTIBLE	TOTAL DEMANDA DE CARGA [KWh]	TOTAL CONSUMO REAL [Gal/h]	VALOR COMBUSTIBLE (USD)	COSTO US/KWh REAL
DIESEL	1396	140,8	2,83	0,29
COESGEN	1396	140,8	1,9	0,19
CRUDO	1396	154,88	1,52	0,17

Para el cálculo del costo de kWh por barril producido se debe tener en cuenta la demanda de carga (KWh) por día; el costo de consumo real (US/KWh real) y la producción asociada, es decir, la producción de crudo diaria de 1971,73 barriles. Se toma esta producción, debido a que, con ésta se calculó la carga requerida y la demanda de carga mostradas en la anterior tabla. Con estos datos, se calcula el costo de kWh por barril de Coesgen (**Ecuación 28**).

Ecuación 28. Costo KWh por barril para Coesgen

$$\text{costo} \frac{\text{KWh}}{\text{bpd}} = \frac{\text{total de demanda de carga} * 24 * \text{costo de consumo real}}{\text{produccion asociada}}$$

$$\text{costo} \frac{\text{KWh}}{\text{bpd}} = \frac{1396 \text{ KWh} * 24 * 0,19\text{US/KWh}}{1971,73 \text{ BPD}} 3,23 \text{ US/BBL}$$

El costo del combustible que se requiere para generar la energía que se necesita para producir un barril de crudo es de 3,23 dólares. Para el otro combustible se hace el mismo cálculo y en la **Tabla 35** se muestran los resultados incluyendo el escenario base de comparación que es el Diésel junto con los otros dos combustibles.

Tabla 35. Costo de KWh/BOPD

COMBUSTIBLE	TOTAL DEMANDA DE CARGA [KWh]	TOTAL CONSUMO REAL [Gal/h]	VALOR COMBUSTIBLE (USD)	COSTO US/KWh REAL	PRODUCCION ASOCIADA BOPD	COSTO KWh/BOPD
DIESEL	1396	140,8	2,83	0,29		4,93
COESGEN	1396	140,8	1,9	0,19	1971,73	3,23
CRUDO	1396	154,88	1,52	0,17		2,89

Conociendo el costo del combustible por barril se puede calcular la variación del porcentaje del combustible y por tanto, el cambio del lifting cost (**Tabla 36**).

Tabla 36. Lifting cost dependiendo del combustible

COMBUSTIBLE	PRECIO COMBUSTIBLE USD	LIFTING COST USD
Diésel	\$4,93	\$15,42
Coesgen	\$3,23	\$13,72
Crudo	\$2,89	\$13,38

Teniendo los valores del lifting cost y el valor de disposición de agua se procede a hacer la gráfica del límite económico como se mencionó en el apartado anterior para crear la gráfica del límite económico en condiciones actuales.

Se toman los tres escenarios de ganancias (\$45 USD, \$64 USD y \$80 USD) y se multiplican por la producción de crudo diaria. También, se toman los nuevos estimados del lifting cost mostrados en la **Tabla 36** y se multiplican por la producción diaria de crudo como se muestran en la **Tabla 37** hasta diciembre de 2012; (remítase al **ANEXO O** para conocer la totalidad de los datos).

Tabla 37. Costo levantamiento dependiendo del combustible

MM/YY	BOPD	COSTO BOPD 15,42 USD	COSTO BOPD 13,72 USD	COSTO BOPD 13,38 USD
ene-11	0	\$ -	\$ -	\$ -
feb-11	0	\$ -	\$ -	\$ -
mar-11	15	\$ 231	\$ 206	\$ 201
abr-11	924	\$ 14.248	\$ 12.677	\$ 12.363
may-11	1203	\$ 18.550	\$ 16.505	\$ 16.096
jun-11	1479	\$ 22.806	\$ 20.292	\$ 19.789
jul-11	1369	\$ 21.110	\$ 18.783	\$ 18.317
ago-11	1386	\$ 21.372	\$ 19.016	\$ 18.545
sep-11	1503	\$ 23.176	\$ 20.621	\$ 20.110
oct-11	1919	\$ 29.591	\$ 26.329	\$ 25.676
nov-11	2511	\$ 38.720	\$ 34.451	\$ 33.597
dic-11	2854	\$ 44.009	\$ 39.157	\$ 38.187
ene-12	3535	\$ 54.510	\$ 48.500	\$ 47.298
feb-12	3550	\$ 54.741	\$ 48.706	\$ 47.499
mar-12	3536	\$ 54.525	\$ 48.514	\$ 47.312
abr-12	3529	\$ 54.417	\$ 48.418	\$ 47.218
may-12	3379	\$ 52.104	\$ 46.360	\$ 45.211
jun-12	3852	\$ 59.398	\$ 52.849	\$ 51.540
jul-12	4431	\$ 68.326	\$ 60.793	\$ 59.287
ago-12	4336	\$ 66.861	\$ 59.490	\$ 58.016
sep-12	4173	\$ 64.348	\$ 57.254	\$ 55.835
oct-12	3928	\$ 60.570	\$ 53.892	\$ 52.557
nov-12	3805	\$ 58.673	\$ 52.205	\$ 50.911
dic-12	3048	\$ 47.000	\$ 41.819	\$ 40.782

La producción de agua se maneja igual a la utilizada en la proyección del límite económico con las condiciones actuales, es decir, con un costo de disposición de \$1,85 USD (Véanse **ANEXO M**).

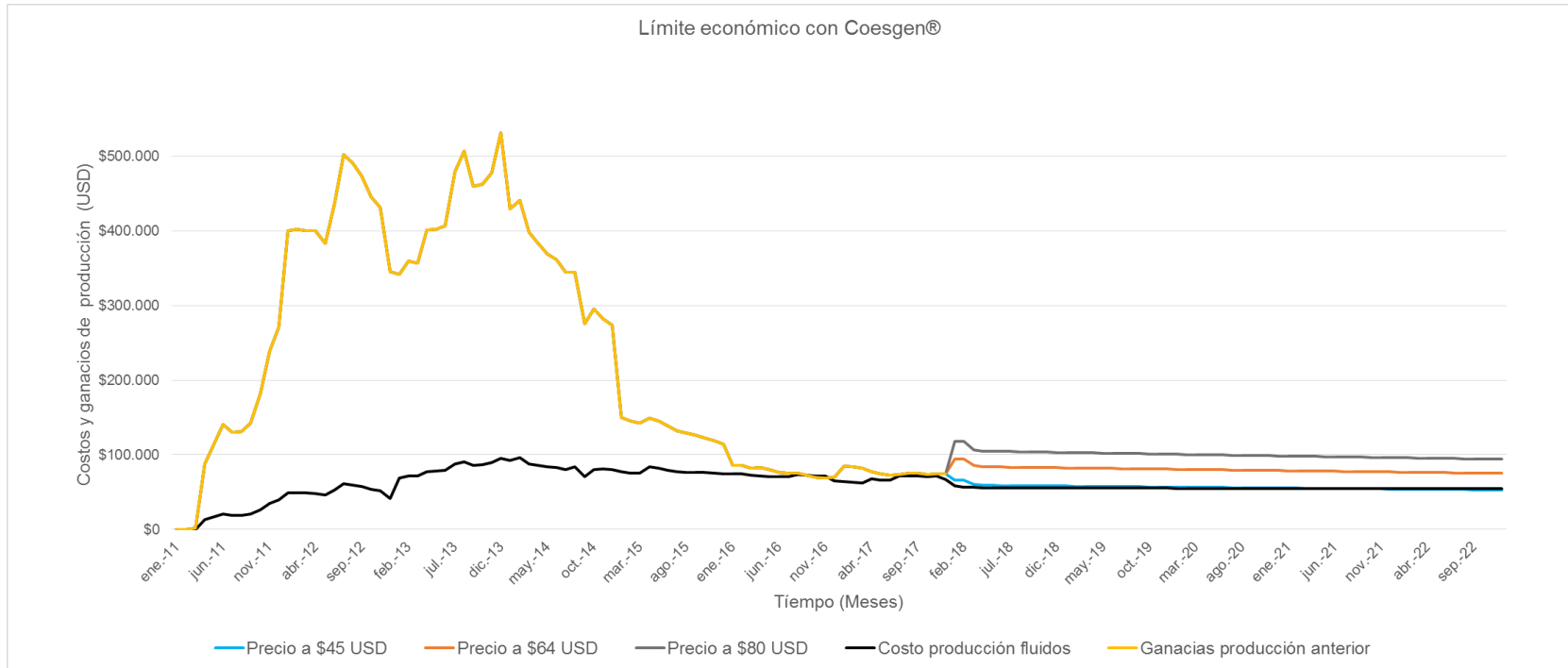
Con el lifting cost de cada combustible y el costo fijo de la producción de agua se calcula el costo de la producción de fluidos como se muestran en la **Tabla 38** para el Coesgen hasta diciembre de 2012, (remítase al **ANEXO P** para conocer la totalidad de los datos).y el crudo.

Tabla 38. Costo BFPD para cada combustible

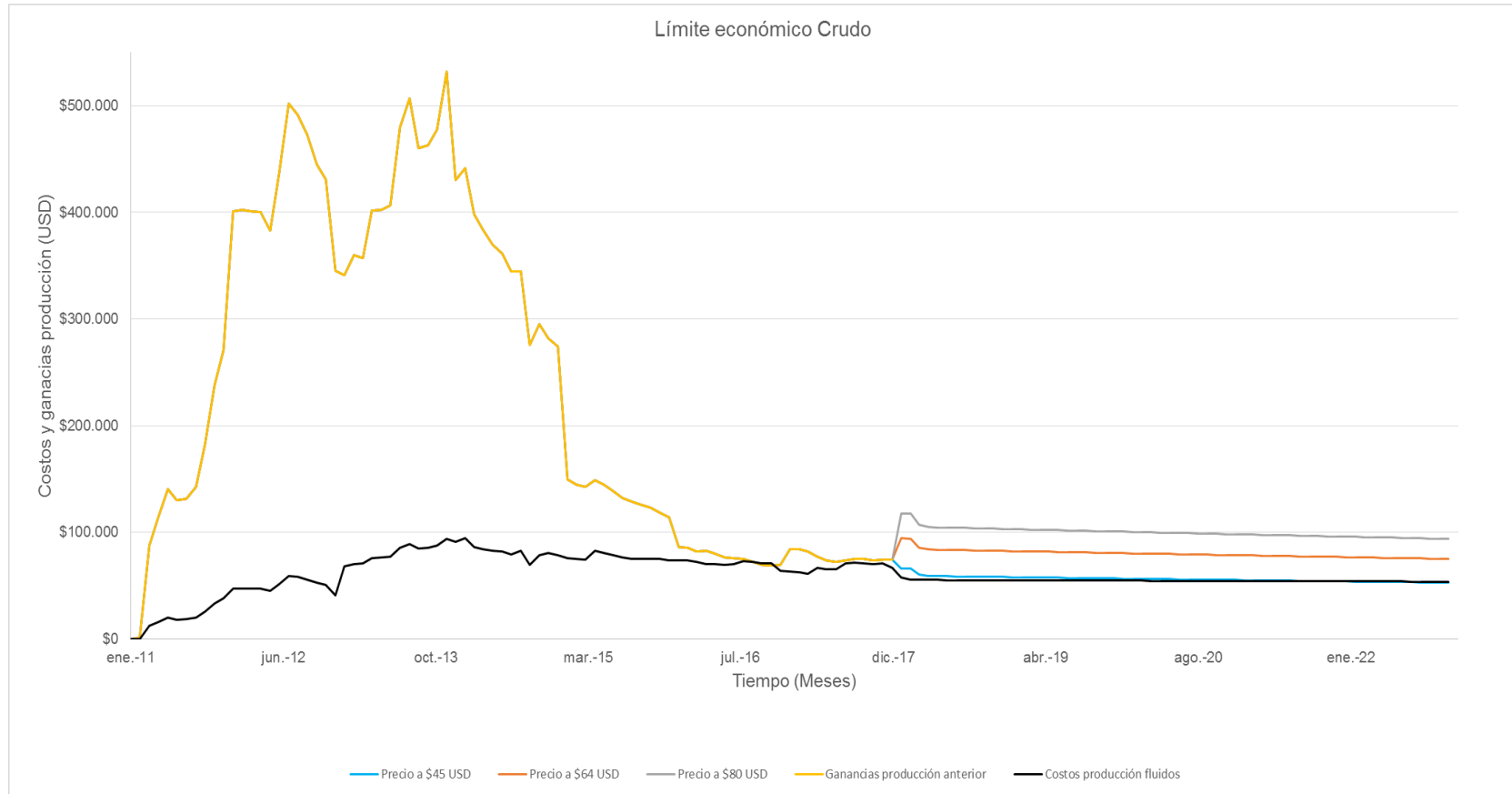
MM/YY	COSTO BFPD COESGEN	COSTO BFPD CRUDO
ene-11	\$ -	\$ -
feb-11	\$ -	\$ -
mar-11	\$ 206	\$ 198
abr-11	\$ 12.677	\$ 12.215
may-11	\$ 16.505	\$ 15.904
jun-11	\$ 20.292	\$ 19.552
jul-11	\$ 18.783	\$ 18.098
ago-11	\$ 19.016	\$ 18.323
sep-11	\$ 20.621	\$ 19.870
oct-11	\$ 26.329	\$ 25.369
nov-11	\$ 34.451	\$ 33.195
dic-11	\$ 39.157	\$ 37.730
ene-12	\$ 48.500	\$ 46.733
feb-12	\$ 48.706	\$ 46.931
mar-12	\$ 48.514	\$ 46.746
abr-12	\$ 48.418	\$ 46.653
may-12	\$ 46.360	\$ 44.670
jun-12	\$ 52.849	\$ 50.923
jul-12	\$ 60.793	\$ 58.578
ago-12	\$ 59.490	\$ 57.322
sep-12	\$ 57.254	\$ 55.167
oct-12	\$ 53.892	\$ 51.928
nov-12	\$ 52.205	\$ 50.302
dic-12	\$ 41.819	\$ 40.295

A continuación, en las **Gráfica 24** y **Gráfica 25** se proyectan el límite económico para cada combustible siendo la primera para Coesgen® y la segunda para el crudo.

Gráfica 24. Límite económico para Coesgen®



Gráfica 25. Límite económico para Crudo

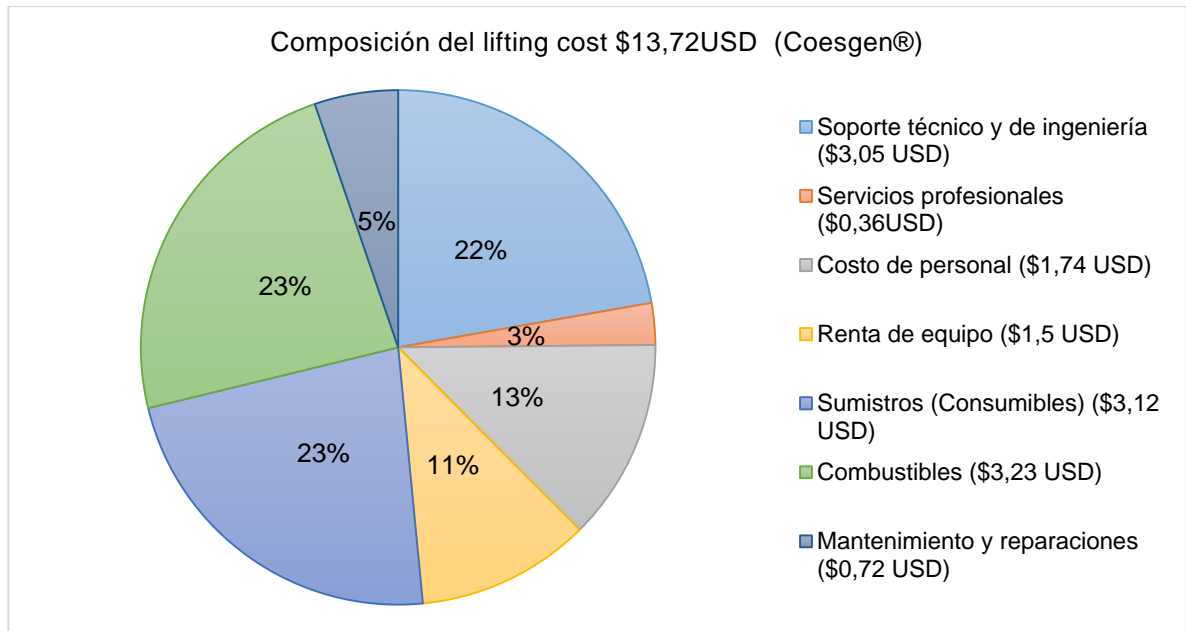


6.2.1 Análisis de las variaciones del límite económico frente al límite económico de la curva base de producción con las condiciones actuales. En la **Gráfica 24** se muestra la proyección del límite económico con Coesgen®. En ella se observa que el límite económico llega hasta septiembre del 2018 con un valor de lifting cost de \$13,72 USD. A continuación, en la **Tabla 39** y en la **Gráfica 26**, se puede apreciar la composición del lifting cost con Coesgen® donde se puede observar que el combustible tiene un porcentaje del 23 % que corresponde a 3,23 USD del valor total del lifting cost esto quiere decir que con respecto al porcentaje inicial del combustible en el escenario del Diésel que corresponde a un 32% el porcentaje de valor del combustible disminuyó en un 28,13%.

Tabla 39. Composición del lifting cost de 13,72 USD

COMPONENTE	PORCENTAJE (%)
Soporte técnico y de ingeniería (\$3,05 USD)	22
Servicios profesionales (\$0,36USD)	3
Costo de personal (\$1,74 USD)	13
Renta de equipo (\$1,5 USD)	11
Suministros (Consumibles) (\$3,12 USD)	23
Combustibles (\$3,23 USD)	23
Mantenimiento y reparaciones (\$0,72 USD)	5

Gráfica 26. Composición del Lifting cost 13,72 USD

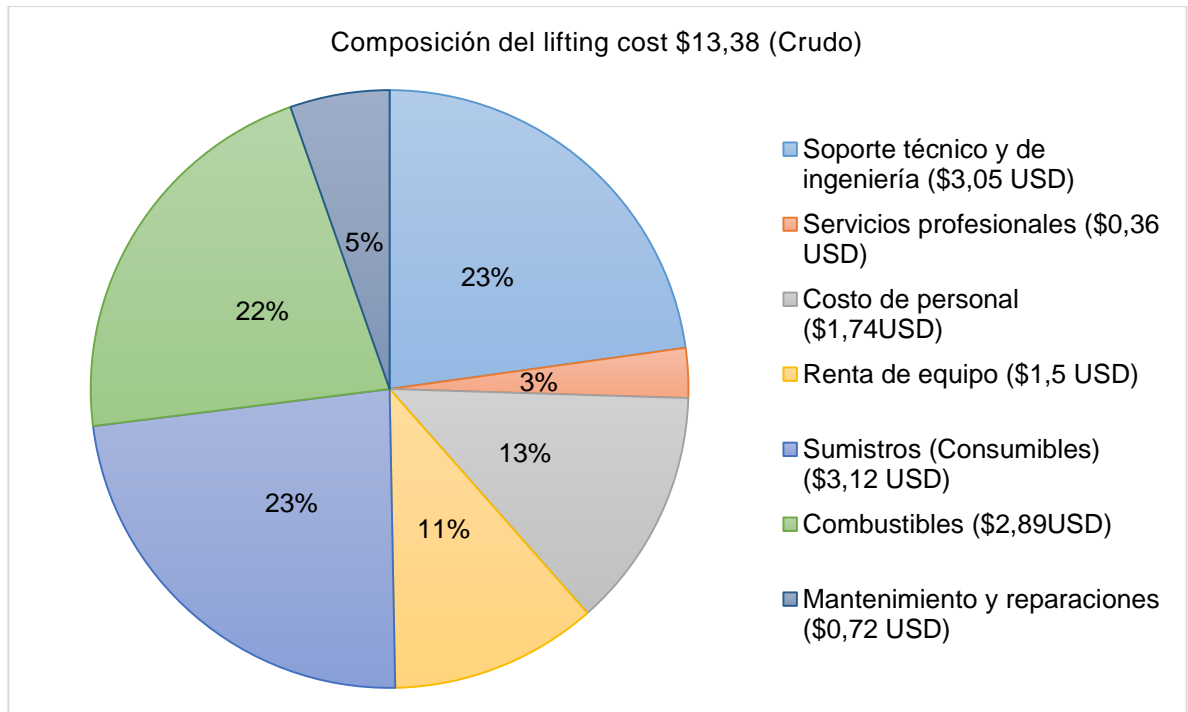


La **Gráfica 25** muestra el límite económico implementando el crudo como combustible; con esta condición el límite llega hasta mayo del 2021 con un lifting cost de \$13,38 USD. En la **Tabla 40** y **Gráfica 27**. Se muestra la composición de este lifting cost donde se puede observar que el combustible tiene un porcentaje del 22 % que corresponde a 2,89 USD del valor total del lifting cost esto quiere decir que con respecto al porcentaje inicial del combustible en el escenario del Diésel que corresponde a un 32% el porcentaje de valor del combustible disminuyó en un 31,25% la composición o participación del combustible en el valor del lifting cost.

Tabla 40. Composición del Lifting cost \$13,38 USD

COMPONENTE	PORCENTAJE (%)
Soporte técnico y de ingeniería (\$3,05 USD)	23
Servicios profesionales (\$0,36 USD)	3
Costo de personal (\$1,74USD)	13
Renta de equipo (\$1,5 USD)	11
Suministros (Consumibles) (\$3,12 USD)	23
Combustibles (\$2,89USD)	22
Mantenimiento y reparaciones (\$0,72 USD)	5

Gráfica 27. Composición del Lifting cost 13,38 USD



En contraste con los otros dos escenarios de combustibles, el crudo es el que propone la disminución del límite económico más óptima. En la Tabla 36 se muestra el porcentaje de reducción del lifting cost respecto al valor de \$15,42USD del escenario actual (13,2%) del valor total del lifting cost.

El crudo propone una disminución del precio del combustible del 41% en comparación al Diésel y una disminución del 7% en comparación al Coesgen®. Aunque el porcentaje no parece significativo, a un largo plazo el crudo prolongaría el límite económico, es decir, la vida rentable del campo tres años más que lo que propone el escenario del Coesgen®.

Desde el punto de vista del porcentaje del combustible en la composición de lifting cost se pudo observar que el Coesgen®. Disminuye en un 28,13% el porcentaje de combustible pasando de 32% a 23% en el caso del Crudo esta disminución es de un 30,25% pasando de 32% a un 22% como se muestra en la tabla 37.

Tabla 41. Reducción de lifting cost en porcentaje

COMBUSTIBLE	PRECIO COMBUSTIBLE USD	LIFTING COST USD	PORCENTAJE REDUCCION LIFTING COST	PORCENTAJE REDUCCION PRECIO DEL COMBUSTIBLE
Diésel	\$4,93	\$15,42	0,0%	0%
Coesgen®	\$3,23	\$13,72	11,0%	34%
crudo	\$2,89	\$13,38	13,2%	41%

Tabla 42. Reducción del porcentaje del lifting cost

COMBUSTIBLE	PRECIO COMBUSTIBLE USD	PORCENTAJE EN LA COMPOSICION DEL LIFTING COST	PORCENTAJE DE REDUCCION DE COMPOSICION DEL COMBUSTIBLE EN EL LIFTING COST	LIFTING COST USD
Diésel	\$4,93	32%	0,0%	\$15,42
Coesgen®	\$3,23	23%	28,13%	\$13,72
crudo	\$2,89	22%	31,25%	\$13,38

Para finalizar se concluye que el combustible que extiende el límite económico de una manera óptima evaluado por la parte técnica es el crudo.

7. EVALUACIÓN DE FINANCIERA DE RESULTADOS

El Campo Zopilote ubicado en el departamento de Casanare a aproximadamente 85 kilómetros hacia el suroccidente de la ciudad de Yopal, se encuentra en estado de producción, sin embargo, el límite económico del mismo se hace cada vez más estrecho. Teniendo en cuenta que el costo de combustible, como fuente de generación eléctrica, representa alrededor del 30% del Lifting Cost, se determinó que el crudo acondicionado y combustible Coesgen®, presentando costos inferiores al combustible actual, podrían contribuir a la extensión del límite económico del campo.

La evaluación financiera fue desarrollada desde la posición de la empresa prestadora de servicios. El tiempo estipulado para la evaluación corresponde a cinco años, representados en el tiempo pronosticado de producción, segmentado en periodos anuales. La empresa realiza todas las operaciones monetarias en dólares, por tal razón, la unidad monetaria de valor constante a utilizar es el Dólar Estadounidense (USD). La compañía establece una Tasa de Interés de Oportunidad del 12% E.A. para la ejecución de sus proyectos. Se realizó análisis de costos de inversión, costos de operación e ingresos. La evaluación se desarrolló por medio del Indicador Financiero Valor Presente Neto, para su respectivo cálculo se tuvo en cuenta el WACC.

El WACC (Weighted Average Cost of Capital) también denominado costo promedio ponderado del capital (CPPC), es la tasa de descuento que se utiliza para descontar los flujos de caja futuros a la hora de valorar un proyecto de inversión. El cálculo de esta tasa es útil teniendo en cuenta tres enfoques distintos: como activo de la compañía, es la tasa que se debe usar para descontar el flujo de caja esperado; desde el pasivo, el costo económico para la compañía de atraer capital al sector; y como inversores, el retorno que estos esperan, al invertir en deuda o patrimonio neto de la compañía (**Ecuación 29**).

Ecuación 29. Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)

$$WACC = K_e \frac{CAA}{CAA + D} + K_d(1 - T) \frac{D}{CAA + D}$$

Fuente: BACCA. Guillermo. Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. Capítulo 9. Fondo Educativo Panamericano. Octava Edición. P. 197

Donde:

WACC: Weighted Average Cost of Capital (Promedio Ponderado del Costo de Capital)

Ke: Tasa de retorno que exige el accionista para el riesgo de esa empresa.

CAA: Capital aportado por los accionistas.

D: Deuda financiera contraída

Kd: Costo de la deuda financiera.

T: Tasa de impuesto a las ganancias

El resultado del WACC siguiendo el anterior procedimiento y según estipulado por la empresa fue del 10,21%.

Fueron estipulados tres escenarios, el primero está asociado al sistema actual de generación de energía, por medio de Diésel. El segundo corresponde al uso de Coesgen® como fuente de alimentación para la generación eléctrica destinada a los sistemas de levantamiento. El tercer escenario corresponde al uso de crudo acondicionado con el mismo propósito.

7.1 ANALISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los costos de inversión corresponden a los desembolsos que realiza la empresa con el propósito de aumentar la eficiencia de sus operaciones.

Sistema actual, Diésel. Corresponde a la inversión que debe realizar la empresa con el propósito de utilizar Diésel como fuente de generación eléctrica. De continuar la compañía bajo el esquema actual, no requiere de ningún tipo de inversión.

Sistema propuesto, Coesgen®. Corresponde a la inversión que debe realizar la empresa con el propósito de utilizar Coesgen como fuente de generación eléctrica. No requiere de ningún tipo de inversión.

Sistema propuesto, Crudo. Corresponde a la inversión que debe realizar la empresa con el propósito de utilizar crudo acondicionado como fuente de generación eléctrica. El costo de inversión únicamente está asociado a la compra del equipo Skid acondicionador de crudo el cual se utiliza para tratar el crudo antes de alimentar el motor del transformador, está compuesto por los siguientes elementos: bombas de transferencia, sistema general de filtración, componentes asociados a química, tubería, factores correspondientes a instrumentación y control, backup, y la instalación en la **Tabla 43** se muestra el valor de la inversión del equipo.

Tabla 43. Inversión inicial, sistema propuesto, crudo

Factor	USD
Skid Acondicionador	204.800
Total	204.800

Fuente: GEP SAS

7.2 ANALISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos de operación corresponden a los costos asumidos por la empresa día a día con el propósito de mantener en funcionamiento el proyecto.

Sistema actual. Corresponde a los costos operativos utilizando Diésel para la generación de energía eléctrica. Los costos de operación están representados en el Lifting Cost, correspondiente a USD 15,42, este incluye soporte técnico y de ingeniería, servicios profesionales, costo de personal, renta de equipo, suministros, combustibles, mantenimiento y reparaciones.

En la **Tabla 44** se presenta los costos asociados al Lifting Cost.

Tabla 44. Costos asociados al Lifting Cost, sistema actual

Factor	(USD/Barril)
Soporte técnico y de ingeniería	3,05
Servicios profesionales	0,36
Costo de personal	1,74
Renta de equipo	1,5
Suministros	3,12
Combustibles	4,93
Mantenimiento y reparaciones	0,72
Total	15,42

Para la proyección del Lifting Cost, se ajustó la tarifa a una tasa de 4,70% anual, equivalente al promedio de la variación porcentual de los últimos años.

En la **Tabla 45** se presenta la proyección del Lifting Cost.

Tabla 45. Costos de operación, sistema actual

Periodo	Tarifa (USD/Bbl)
1	15,42
2	16,14
3	16,9
4	17,7
5	18,53

En la **Tabla 46** se presentan los costos de operación.

Tabla 46. Costos de operación, sistema actual

Periodo	Producción (Bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	USD
1	491956,48	15,42	7'585.968,92
2	477861,35	16,14	7'714.947,25
3	477856,48	16,9	8'077.467,45
4	473140,45	17,7	8'373.644,08
5	468470,98	18,53	8'680.680,93

Sistema propuesto, Coesgen®. Corresponde a los costos operativos utilizando Coesgen® para la generación de energía eléctrica. Los costos de operación están representados en el Lifting Cost, correspondiente a USD 13,72. Éste incluye soporte técnico y de ingeniería, servicios profesionales, costo de personal, renta de equipo, suministros, combustibles, mantenimiento y reparaciones.

En la **Tabla 47** se presenta los costos asociados al Lifting Cost.

Tabla 47. Costos asociados al Lifting Cost

Factor	(USD/Barril)
Soporte técnico y de ingeniería	3,05
Servicios profesionales	0,36
Costo de personal	1,74
Renta de equipo	1,5
Suministros	3,12
Combustibles	3,23
Mantenimiento y reparaciones	0,72
Total	13,72

Para la proyección del Lifting Cost, se ajustó la tarifa a una tasa de 4,70% anual, equivalente al promedio de la variación porcentual de los últimos años.

En la **Tabla 48** se presenta la proyección del Lifting Cost.

Tabla 48. Lifting cost, Coesgen®

Periodo	Tarifa (USD/Bbl)
1	13,72
2	14,36
3	15,04
4	15,75
5	16,49

En la **Tabla 49** se presentan los costos de operación.

Tabla 49. Costos de operación, sistema propuesto, Coesgen®

Periodo	Producción (Bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	USD
1	491956,48	13,72	6'749.642,91
2	477861,35	14,36	6'864.401,83
3	477856,48	15,04	7'186.955,48
4	473140,45	15,75	7'450.479,69
5	468470,98	16,49	7'723.666,82

Sistema propuesto, Crudo. Corresponde a los costos operativos utilizando crudo acondicionado para la generación de energía eléctrica. Los costos de operación están representados en el Lifting Cost, correspondiente a USD 13,38, este incluye los mismos factores del esquema actual.

En la **Tabla 50** se presenta los costos asociados al Lifting Cost.

Tabla 50. Costos asociados al Lifting Cost, sistema propuesto, Crudo

Factor	(USD/Barril)
Soporte técnico y de ingeniería	3,05
Servicios profesionales	0,36
Costo de personal	1,74
Renta de equipo	1,5
Suministros	3,12
Combustibles	2,89
Mantenimiento y reparaciones	0,72
Total	13,38

Para la proyección del Lifting Cost, se ajustó la tarifa a la misma tasa del sistema actual.

En la **Tabla 51** se presenta la proyección del Lifting Cost.

Tabla 51. Lifting Cost, sistema propuesto, Crudo

Periodo	Lifting Cost (USD/Bbl)
1	13,38
2	14,01
3	14,67
4	15,36
5	16,08

En la **Tabla 52** se presentan los costos de operación.

Tabla 52. Costos de operación, sistema propuesto, Crudo

Periodo	Producción (Bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	USD
1	491956,48	13,38	6'582.377,70
2	477861,35	14,01	6'694.292,75
3	477856,48	14,67	7'008.853,08
4	473140,45	15,36	7'265.846,81
5	468470,98	16,08	7'532.264,00

7.3 ANALISIS DE INGRESOS

El ingreso está asociado a la producción de crudo bajo ambos esquemas de generación de energía eléctrica. La producción neta corresponde a la disminución de regalías de la producción total. En la **Tabla 53** se presenta el Régimen de Regalías Escalonado.

Tabla 53. Régimen de Regalías Escalonado, Ley 756 de 2002

Producción diaria promedio mes	Porcentaje
Producción igual o menor a 5.000 BPD	0,08
Producción mayor a 5.000BPD e inferior o igual a 125.000 BPD	X%
$X\% = 8 + (\text{producción KBPD} - 5.000 \text{ BPD}) * 0.10$	
Producción mayor a 125.000 BPD e inferior o igual a 400.000 BPD	0,2

Los pronósticos de producción no varían independientemente del sistema de generación eléctrica. Con base en la producción diaria pronosticada, el porcentaje de regalías equivale a 8%. En la **Tabla 54** se presenta la producción neta.

Tabla 54. Producción neta

Periodo	Producción (Bbl)	Regalías (Bbl)	Producción neta (Bbl)
1	491956,48	39356,51	452599,97
2	477861,35	38228,9	439632,45
3	477856,48	38228,51	439627,96
4	473140,45	37851,23	435289,22
5	468470,98	37477,67	430993,3

La compañía tomó como precio de referencia Brent USD 45/Bbl, correspondiente al valor estipulado en el escenario con mayor pesimismo. En la **Tabla 55** se presentan los ingresos.

Tabla 55. Ingresos

Periodo	Precio Venta (USD/Bbl)	Producción neta (Bbl)	USD
1	45	452599,97	20'366.998,60
2		439632,45	19'783.460,10
3		439627,96	19'783.258,30
4		435289,22	19'588.015,00
5		430993,3	19'394.698,60

7.4 EVALUACION FINANCIERA

La evaluación financiera fue desarrollada por medio del Indicador Financiero Valor Presente Neto (VPN).

VALOR PRESENTE NETO (VPN)

Cuando el VPN es mayor a cero, el proyecto es atractivo para el inversionista ya que los ingresos son mayores a los egresos, entre mayor sea el valor del VPN, hace más atractivo el proyecto, si el VPN es menor a cero, los egresos son mayores a los ingresos y el proyecto no cumple con las expectativas del inversionista y, cuando el VPN es igual a cero, el proyecto es indiferente financieramente para el inversionista. El Valor Presente Neto fue calculado por medio de la **Ecuación 30**.

Ecuación 30. Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN(i) = \sum Fn(1+i)^{-n}$$

Fuente: BACCA. Guillermo. Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. Capítulo 9. Fondo Educativo Panamericano. Octava Edición. p.197

n: Periodo de tiempo

i: Tasa de Inversión de Oportunidad (TIO)

Fn: Flujo neto de caja

Sistema actual. Evaluación financiera para la generación de energía eléctrica utilizando como combustible Diésel.

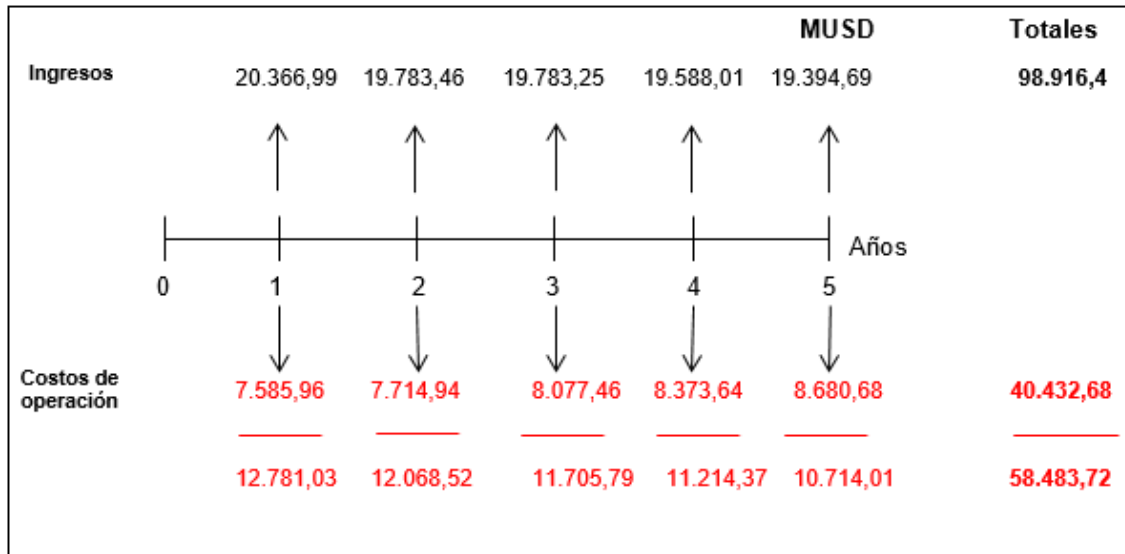
En la **Tabla 56** se presenta el flujo de caja. Los ingresos están afectados por impuestos, correspondientes a las regalías.

Tabla 56. Flujo de caja, sistema actual

Periodo	0	1	2	3	4	5
Inversión	-	-	-	-	-	-
Ingresos antes de impuestos	-	22.138.041,60	21.503.760,80	21.503.541,60	21.291.320,30	21.081.194,10
Ingresos después de impuestos	-	20.366.998,60	19.783.460,10	19.783.258,30	19.588.015,00	19.394.698,60
Egresos	-	7.585.968,92	7.714.947,25	8.077.467,45	8.373.644,08	8.680.680,93
Flujo de caja	-	12.781.029,68	12.068.512,85	11.705.790,85	11.214.370,92	10.714.017,67

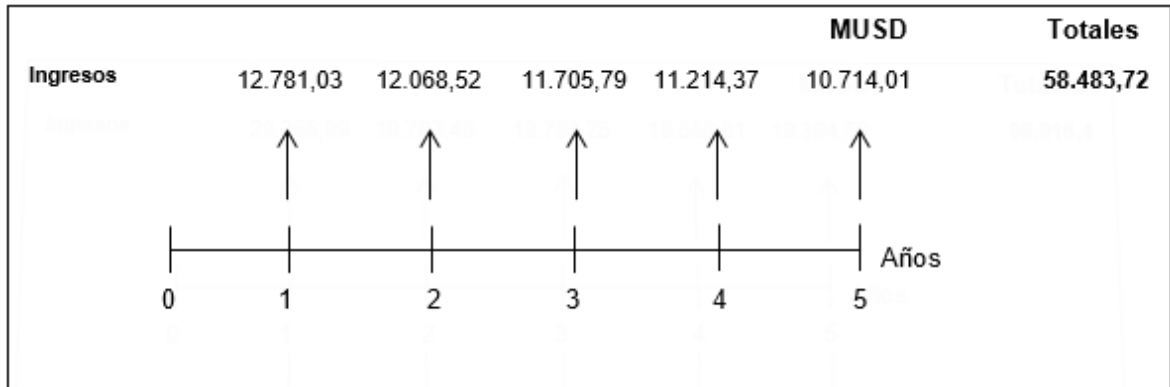
En la **Gráfica 28** se presenta el diagrama del flujo de caja, las flechas en la parte superior de la línea del tiempo representan ingresos mientras los egresos son ubicados en la parte inferior.

Gráfica 28. Diagrama de flujo de caja, sistema actual



En la **Gráfica 29** se presenta el diagrama del flujo de caja neto, la flecha en la parte superior simboliza un periodo de ganancia mientras la flecha en la parte inferior un periodo de pérdida.

Gráfica 29. Diagrama de flujo de caja neto, sistema actual



En la **Ecuación 31** se observa el Valor Presente Neto.

Ecuación 31. Valor Presente Neto, sistema actual

$$\begin{aligned}
 VPN(0,12) &= \frac{12'781.029,68}{(1+0,12)^1} \\
 &+ \frac{12'068.512,85}{(1+0,12)^2} + \frac{11'705.790,85}{(1+0,12)^3} + \frac{11'214.370,92}{(1+0,12)^4} + \frac{10'714.017,67}{(1+0,12)^5} \\
 &= 42'570.885,73
 \end{aligned}$$

Sistema propuesto, Coesgen®. Evaluación financiera para la generación de energía eléctrica utilizando como combustible Coesgen®.

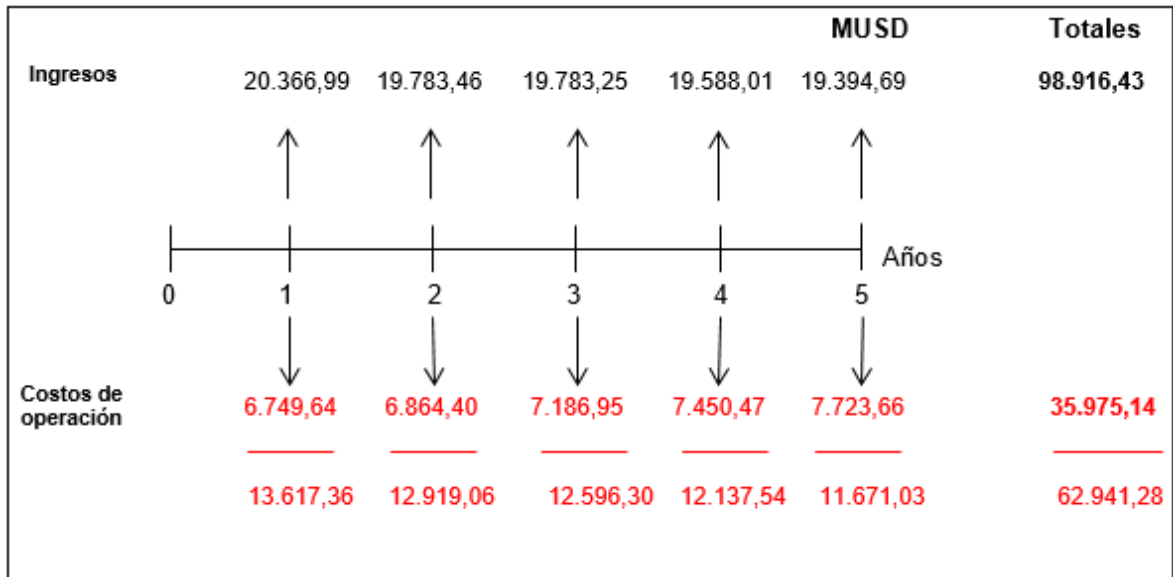
En la **Tabla 57** se presenta el flujo de caja. Los ingresos están afectados por impuestos, correspondientes a las regalías.

Tabla 57. Flujo de caja, sistema propuesto, Coesgen®

Periodo	0	1	2	3	4	5
Inversión	-	-	-	-	-	-
Ingresos antes de impuestos	-	22.138.041,60	21.503.760,80	21.503.541,60	21.291.320,30	21.081.194,10
Ingresos después de impuestos	-	20.366.998,60	19.783.460,10	19.783.258,30	19.588.015,00	19.394.698,60
Egresos	-	6.749.642,91	6.864.401,83	7.186.955,48	7.450.479,69	7.723.666,82
Flujo de caja	-	13.617.355,69	12.919.058,27	12.596.302,82	12.137.535,31	11.671.031,78

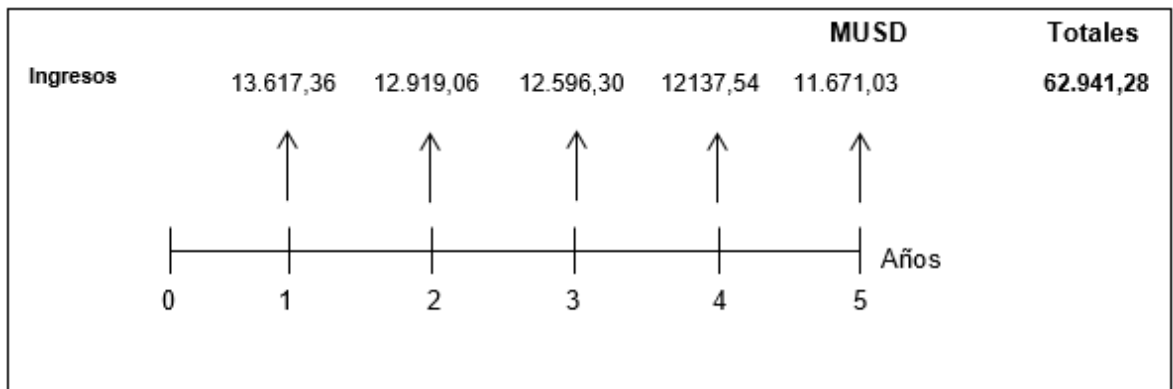
En la **Gráfica 30** se presenta el diagrama del flujo de caja, las flechas en la parte superior de la línea del tiempo representan ingresos mientras los egresos son ubicados en la parte inferior.

Gráfica 30. Diagrama de flujo de caja, sistema propuesto, Coesgen®



En la **Gráfica 31** se presenta el diagrama del flujo de caja neto, la flecha en la parte superior simboliza un periodo de ganancia mientras la flecha en la parte inferior un periodo de pérdida.

Gráfica 31. Diagrama de flujo de caja neto, sistema propuesto, Coesgen®



En el **Ecuación 32** se observa el Valor Presente Neto.

Ecuación 32. Valor Presente Neto, sistema propuesto, Coesgen

$$\begin{aligned}
 VPN(0,12) &= \frac{13'617.355,69}{(1+0,12)^1} + \frac{12'.919.058,27}{(1+0,12)^2} + \frac{12'596.302,82}{(1+0,12)^3} \\
 &\quad + \frac{12'137.535,31}{(1+0,12)^4} + \frac{11'671.031,78}{(1+0,12)^5} \\
 &= 45'759.226,98
 \end{aligned}$$

Sistema propuesto, Crudo. Evaluación financiera para la generación de energía eléctrica utilizando como combustible crudo acondicionado.

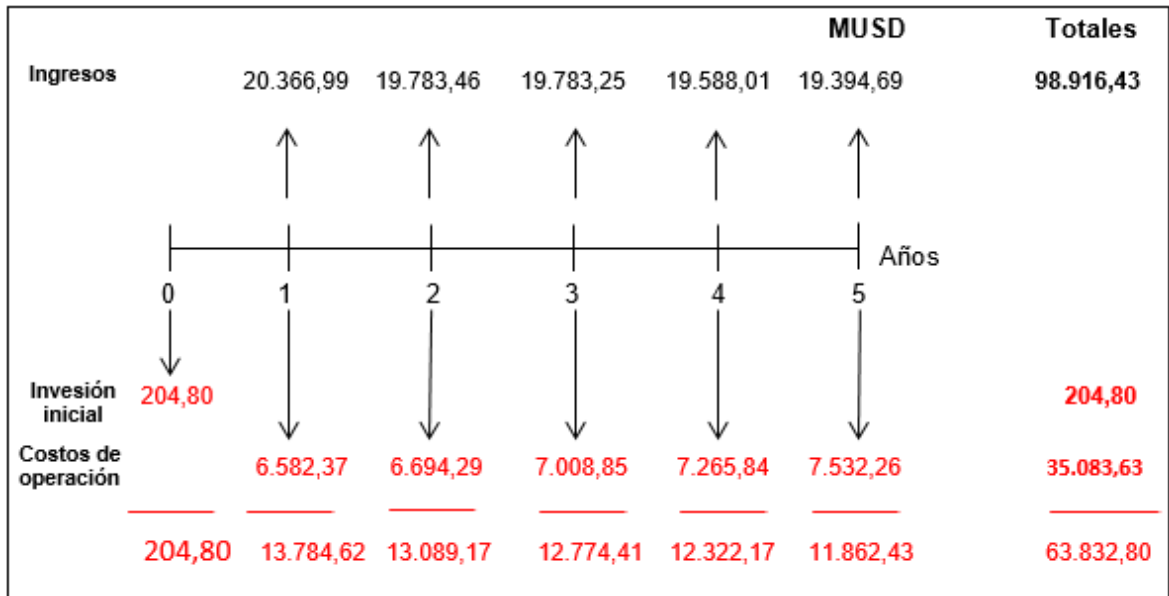
En la **Tabla 58** se presenta el flujo de caja. Los ingresos están afectados por impuestos, correspondientes a las regalías.

Tabla 58. Flujo de caja, sistema propuesto, Crudo

Periodo	0	1	2	3	4	5
Inversión	204.800	-	-	-	-	-
Ingresos antes de impuestos	-	22.138.041,60	21.503.760,80	21.503.541,60	21.291.320,30	21.081.194,10
Ingresos después de impuestos	-	20.366.998,60	19.783.460,10	19.783.258,30	19.588.015,00	19.394.698,60
Egresos	-	6.582.377,70	6.694.292,75	7.008.853,08	7.265.846,81	7.532.264,00
Flujo de caja		13.784.620,90	13.089.167,35	12.774.405,22	12.322.168,19	11.862.434,60

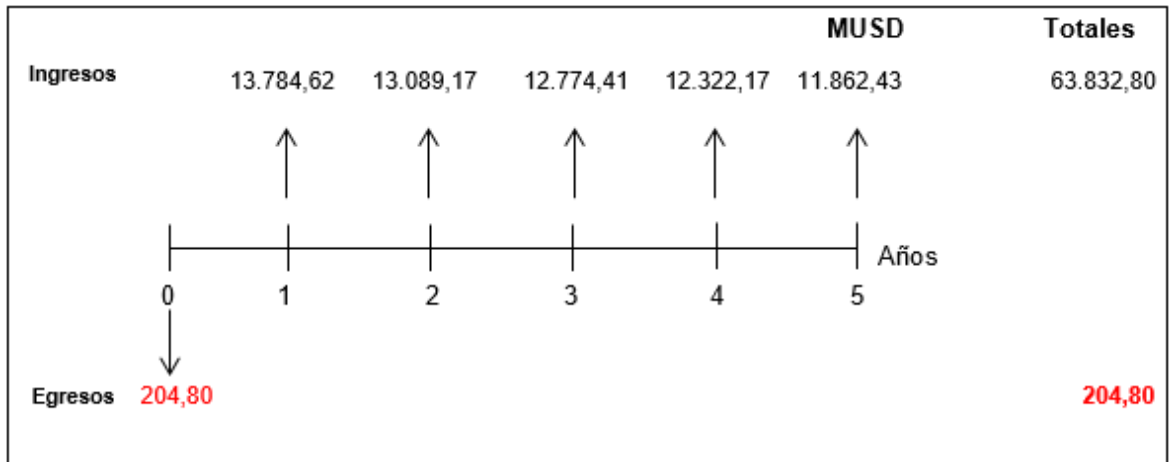
En la **Gráfica 32** se presenta el diagrama del flujo de caja.

Gráfica 32. Diagrama de flujo de caja, sistema propuesto, Crudo



En la **Gráfica 33** se presenta el diagrama del flujo de caja neto.

Gráfica 33. Diagrama de flujo de caja neto, sistema propuesto, Crudo



En el **Ecuación 33** se observa el Valor Presente Neto.

Ecuación 33. Valor Presente Neto, sistema propuesto, Crudo

$$\begin{aligned} VPN(0,12) &= -204.800,00 + \frac{13'784.620,90}{(1+0,12)^1} + \frac{13'089.167,35}{(1+0,12)^2} + \frac{12'774.405,22}{(1+0,12)^3} \\ &\quad + \frac{12'322.168,19}{(1+0,12)^4} + \frac{11'862.434,60}{(1+0,12)^5} \\ &= 46'192.095,24 \end{aligned}$$

CONCLUSIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, la mejor opción es utilizar crudo acondicionado como fuente de generación eléctrica durante el tiempo del proyecto, porque a dólares de hoy, se presenta una ganancia extraordinaria de USD 3'621.219,51 frente al sistema actual, esto se presenta debido a la reducción del Lifting Cost de aproximadamente 7,63%

8. CONCLUSIONES

- Se predijo el límite económico del Campo Zopilote con las condiciones actuales y proponiendo los diferentes escenarios de combustibles se pudo observar que dependiendo del costo del combustible aumenta (para el caso del Diésel) o disminuye (para el caso del Coesgen con un 34% y crudo con un 41%) el lifting cost siendo el factor más influyente en el límite económico del Campo.
- Implementar el crudo como combustible generara una reducción del 41% del costo del galón de combustible para producir un barril con respecto al costo del galón de Diésel y una reducción del 7% con respecto al costo del galón de Coesgen®.
- El Coesgen® reduce el lifting cost a \$13,72 USD, teniendo una disminución de éste del 11%.
- La generación con el combustible Diésel es la alternativa más costosa para el Campo Zopilote haciendo que el campo trabaje a pérdidas y el límite económico sea más estrecho desde el año 2016.
- El Campo Zopilote se encuentra utilizando como combustible para la generación el Diésel, con un lifting cost de \$15,42 USD. Al proponerse el crudo como combustible, el lifting cost se reduce en un 13,2% que corresponde a \$13,38 USD.
- El porcentaje del combustible en la composición de lifting cost se pudo observar que el Coesgen®. Disminuye en un 28,13% el porcentaje de combustible pasando de 32% a 23% en el caso del Crudo esta disminución es de un 30,25% pasando de 32% a un 22%.
- No resulta rentable por la distancia y el tiempo de contrato del Campo Zopilote, el uso de GLP para la generación eléctrica ya que ésta depende de la facilidad con la que se puede suministrar (estar cerca de la fuente) y el tiempo necesario para una inversión considerable (el contrato del bloque Cravoviejo termina este año).
- La prestación del servicio de suministro de energía eléctrica en el campo no se puede realizar por la distancia del campo respecto a la vereda de Algarrobo (lugar hasta llega la línea de energía) y las inversiones exorbitantes que debe hacer GEP SAS para la llegada de las líneas a campo.
- El análisis de la curva de declinación es un método muy útil debido a que se puede aplicar para el estudio del comportamiento de la producción del campo y así determinar que el tipo de declinación es exponencial ($D=0,00082651$) y para

conocer una proyección futura de la producción y por lo tanto, saber hasta dónde es rentable un proyecto.

- Al usar crudo como combustible, para la generación eléctrica, se presenta una ganancia extraordinaria de USD 3'621.219,51 frente al sistema actual (Diésel).

9. RECOMENDACIONES

- Realizar la inversión inicial de la instalación del Skid –o patín – de crudo para acondicionar el aceite y asegurar la calidad de éste antes de ingresar al motor.
- Realizar un estudio de viabilidad financiero de los otros componentes del lifting cost del Campo Zopilote para seguir reduciendo éste y alargar la vida útil.
- Se recomienda hacer la evaluación técnica y financiera para la implementación del gas natural como combustible para la generación eléctrica en los diferentes campos del bloque Cravoviejo
- Evaluar el combustible de los otros campos que componen el bloque Cravoviejo para extender el límite económico de éstos.

BIBLIOGRAFÍA

ABC COLOR. 2011. Energía convencional y no convencional. [En línea] 21 de Marzo de 2011. [Citado el: 11 de Octubre de 2017.] <http://www.abc.com.py/edicion-impresa/suplementos/escolar/energia-convencional-y-no-convencional-234637.html>.

AHMED, Tared. 2001. Reservoir Engineering Handbook. *Oil Well Performance*. Houston : Gulf Professional Publishing, 2001.

BAKER HUGHES. 2017. Artificial lift. [En línea] 2017. [Citado el: 17 de Agosto de 2017.] <https://www.bakerhughes.com/products-and-services/production/artificial-lift>. 2017.

CANADIAN ADVANCED ESP. 2014. Electric Submersible Pumps. [En línea] 2014. [Citado el: 17 de Agosto de 2017.] <http://www.cai-esp.com/products/electric-submersible-pumps/>.

Comparación de metodologías de análisis de declinación de la productividad en pozos. ARAGÓN, Alfonso y IZQUIERDO, Georgina. 2014. 6, Jiutepec : Scielo, Diciembre de 2014, Vol. V. ISSN 207-2422.

COOPERATIVA RURAL DE ELECTRIFICACIÓN. 2005. Cooperativa Rural de Electrificación. [En línea] 29 de abril de 2005. [Citado el: 31 de Marzo de 2018.] <https://www.cre.com.bo/WebCre/empresas/todoenergia.htm>.

DORADO, Jaime. 2014. Recorrido por el mundo de la electricidad. Historia de la electricidad. [En línea] 31 de Agosto de 2014. [Citado el: 17 de Agosto de 2017.] <https://line.do/es/historia-de-la-electricidad/5nh/vertical>.

FRAILE, Jesús. 2008. Principios generales de las máquinas eléctricas. *Máquinas eléctricas*. Madrid : McGRAW-HILL, 2008, pág. 95.

GALLUN, Rebeca y WRIGHT, Charlotte. 2008. Analysis of Oil and Gas Companies' Financial Statements. *Fundamentals of Oil and Gas Accounting*. 5. s.l. : PennWell Corporation, 2008, pág. 717.

HIDROCASANARE. 2008. Hidrocasanare. [En línea] 7 de Octubre de 2008. [Citado el: 11 de Noviembre de 2017.] <http://hidrocasanare.com.co/fuel-oil-4-coegen/>.

IGLESIAS, Adolf. UF0897 Montaje y mantenimiento de máquinas eléctricas rotativas. s.l. : Cano Pina, pág. 8.

INGRAIN. 2012. Cuenca de los Llanos Orientales. Integración geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. [En línea] 2012. [Citado el: 17 de Agosto de

2017.] <http://www.anh.gov.co/Información-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>.

La Orimulsión: Verdades científicas y mentiras políticas. MOMMER, Bernard. 2004. 1, Caracas : Scielo, 2004, Vol. 29. ISSN 0378-1844.

MEXICANOS, PEMEX - PETRÓLEOS. 2013. Glosario. [En línea] 22 de Agosto de 2013. [Citado el: 22 de Febrero de 2018.] <http://www.pemex.com/ayuda/glosario/Paginas/L-O.aspx>.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación: Citas y notas de pie de página. Bogotá: ICONTEC, 2002. 23 p. (NTC 1487)

_____. Documentación: Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Bogotá: ICONTEC, 2008. 41 p. (NTC 1486).

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: El Instituto, 2008, p. 1-2.

_____. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998, p. 2.

PARIS, Magdalena. 2001. Métodos de predicción. *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Maracaibo : Astro Data SA, 2001, pág. 204.

PDVSA - PETRÓLEOS DE VENEZUELA SA. 2003. PDVSA. [En línea] 11 de Octubre de 2003. [Citado el: 22 de Febrero de 2018.] http://www.pdvsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=6536&Itemid=581&lang=es.

RONDA COLOMBIA 2010. Llanos Orientales. Geología del Petróleo. [En línea] [Citado el: 17 de Agosto de 2017.] [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf). Consultado en: 17 de agosto de 2017.

SANTAMARIA, Saúl. 2001. Qué significa el índice de cetano. [En línea] 14 de Abril de 2001. [Citado el: 5 de Agosto de 2017.] <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-555213>.

TWENERGY. 2012. La historia de la energía eléctrica. [En línea] 30 de Marzo de 2012. [Citado el: 2017 de Septiembre de 2017.] <https://twenergy.com/a/la-historia-de-la-energia-electrica-521>.

TX MARINE MESSYSTEME. 2013. Triple X Marine. [En línea] 2 de Julio de 2013. [Citado el: 11 de Noviembre de 2017.] <http://www.triple-x-marine.com/en/>.

UPME - UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. 2013. Cadena del Gas Licuado de Petróleo 2013. [En línea] 1 de Diciembre de 2013. [Citado el: 5 de Septiembre de 2017.] <http://www.sipg.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=sMAANh%2Fv3ak%3D&tabid=38&language=es-CO>.

VEGA, Jaime y VEGA, Saúl. 2014. Electromagnetismo. España : Patria, 2014.

VERA, Jorge. 2015. Curvas de declinación. *Pronósticos de producción en yacimientos naturalmente fracturados*. México DF : Universidad Nacional Autónoma de México, 2015, págs. 16-17.