

**ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA PARA EL
CAMPO PAYOA**

**JORGE ELIECER FORERO GALÁN
JORGE HUMBERTO CAICEDO ORTIZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA**

2016

**ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA PARA EL
CAMPO PAYOA**

**JORGE ELIECER FORERO GALÁN
JORGE HUMBERTO CAICEDO ORTIZ**

**Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de
especialista en evaluación y gerencia de proyectos.**

**Director
NÉSTOR RAÚL ORTIZ PIMIENTO
Ingeniero Industrial**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

A DIOS por iluminar mi carrera profesional y mi vida.

A mis padres y hermanos por su ejemplo de vida y apoyo incondicional.

A Edna por su comprensión y compañía en mi desarrollo profesional y personal.

A La Compañía OS Ingeniería, por su apoyo en este proceso de aprendizaje.

Jorge Eliecer Forero Galán.

DEDICATORIA

A DIOS que ha sido siempre mi guía en la vida personal y profesional.

A mi familia que siempre me ha apoyado en la decisión de estudiar y siempre ha creído en mí.

A Leidy por ser siempre mi compañía incondicional.

A mis maestros porque cada conocimiento impartido me hizo crecer.

A la compañía Montajes Castaño, en especial a la SRA. Marina Cáceres y El SR. Juan Castaño por brindarme la posibilidad de seguir creciendo Profesionalmente.

Jorge Humberto Caicedo Ortiz.

AGRADECIMIENTOS

A todas aquellas personas que hicieron parte de este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander, en especial a la escuela de estudios industriales y empresariales por aportar a mi crecimiento.

Al Ingeniero Baxter Morales, coordinador de proyectos de Campo Payoa, por su disponibilidad y entrega de información importante para la realización de este proyecto.

Al Docente Néstor Ortiz Pimiento por su apoyo y tiempo en la asesoría de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. MARCO DE REFERENCIA.....	18
1.1 RESUMEN SITUACIÓN ACTUAL	18
1.2 HISTORIA DE PETROSANTANDER.....	20
1.3 SUMINISTRO DE ENERGÍA EN LOS CAMPOS DE PETROSANTANDER....	23
2. ESTUDIO TÉCNICO	26
2.1 GENERALIDADES	26
2.2 POTENCIA DE MOTORES.....	27
2.3 OPCIÓN 1, ALIMENTAR EL CAMPO CON UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y ELECTRIFICAR EL CAMPO.....	31
2.3.1 Línea de alimentación a campo Payoa	31
2.3.2 Costo de la línea de transmisión.....	32
2.3.3 Alimentación eléctrica para cada pozo	33
2.3.4 Energía eléctrica necesaria para el funcionamiento.	38
2.4 OPCIÓN 2, ALIMENTAR EL CAMPO CON UN GENERADOR ALIMENTADO CON GAS NATURAL.....	38
2.4.1 Instalación de generador de 1MW.	38
2.4.2 Selección de generador	39
2.4.3 Obras civiles	39
2.4.4 Obras mecánicas	40
2.4.5 Obras eléctricas	40
3. ESTUDIO FINANCIERO	42
3.1 ANÁLISIS DE INGRESOS	42
3.1.1 Ahorro por consumo de gas.....	43

3.1.2 Costo mantenimiento actual motores unidades de bombeo.	48
3.1.3 Ahorro por diferidas	50
3.2 INVERSIÓN	51
3.3 ANÁLISIS DE LOS EGRESOS	52
3.3.1 Electrificación del campo y línea de alimentación al campo	52
3.4 ANÁLISIS DE DEPRECIACIONES	58
3.5 COSTO DE CAPITAL	59
3.6 ESTADO DE RESULTADOS	60
3.7 RESUMEN COMPARATIVO DE LAS DOS OPCIONES	64
4. CONCLUSIONES	65
BIBLIOGRAFÍA.....	66
ANEXOS.....	68

LISTA DE ILUSTRACIONES

	Pág.
Ilustración 1. Distribución de Pozos por método de extracción.....	24
Ilustración 2. Localización Campo Payoa	25
Ilustración 3. Localización Pozos Campo Payoa	26
Ilustración 4. Estado mecánico Pozo PA 02	29
Ilustración 5. Distancia entre Subestación Sabana y campo Payoa	32
Ilustración 6. Plano Distribución de Redes Internas.....	35
Ilustración 7. Balance de Gas Campos Petrosantander.	46

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Producción Pozo Campo Payoa	28
Tabla 2. Potencia Requerida Para Motores	30
Tabla 3. Costo Línea de Trasmisión	33
Tabla 4. Costo Línea de transmisión redes Internas.....	34
Tabla 5. Costo Línea Por Pozo	36
Tabla 6. Costo de reemplazo de motores.	37
Tabla 7. Consumo de energía proyectado.....	38
Tabla 8. Costo Compra e instalación Paquete de Generación	41
Tabla 9. Costo Del Gas Mercado No regulado.	44
Tabla 10. Balance Compresores Campo Payoa.	47
Tabla 11. Costo mano de obra Operación Unidades De Bombeo	49
Tabla 12. Costo Herramienta y equipo Operación Unidades de Bombeo.....	49
Tabla 13. Costo de mantenimiento y repuestos motores cabeza de pozo.....	49
Tabla 14. Barriles Diferidos.....	50
Tabla 15. Inversión Inicial para Opción 1.....	51
Tabla 16. Inversión Inicial Opción 2.	51
Tabla 17. Costo mano de obra mantenimiento red eléctrica.....	52
Tabla 18. Costo herramienta y equipo MTO Red Eléctrica.....	53
Tabla 19. Costo KWH.	54
Tabla 20. Costo Energía Para alimentar Campo Payoa	54
Tabla 21. Costo mano de obra operación para generador 1 MW	55
Tabla 22. Costo por herramienta y equipo	55
Tabla 23. Costo de mantenimiento y repuestos.....	56
Tabla 24. Depreciación para opción 1.	59

Tabla 25. Depreciación para la opción 2.....	59
Tabla 26. Cálculo del WACC	60
Tabla 27. Históricos inflación anual	61
Tabla 28. Flujo de Caja opción 1	62
Tabla 29. Flujo de caja Opción 2.	63
Tabla 30. Resumen comparativo de las dos opciones.....	64

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Generalidades del petróleo	68

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA PARA EL CAMPO PAYOA*

AUTORES: JORGE ELIECER FORERO GALÁN. Ing. Electricista.
JORGE HUMBERTO CAICEDO ORTIZ. Ing. Mecánico**.

PALABRAS CLAVES: Generación, campo petrolero, estudio técnico y financiero, VPN, TIR.

DESCRIPCIÓN:

El presente estudio tiene como finalidad hacer una evaluación técnica y financiera de dos alternativas para alimentar los motores de los pozos del Campo Payoa ubicado el municipio de Sabana de Torres, Santander, el cual es operado por Petrosantander, una de las primeras empresas en explotar hidrocarburos en el país. El trabajo está basado en información de la producción, mantenimiento, paradas de planta, precio del petróleo, gas y energía eléctrica, así como también precios de proyectos de construcción para la industrial donde se calculan los requerimientos técnicos para la construcción de las diferentes alternativas.

La primera de las alternativas consta de alimentar el campo con energía eléctrica desde la Subestación Sabana y comprar la energía a un comercializador y la segunda alternativa consta de alimentar el campo con energía eléctrica generada con un grupo electrógeno alimentada con el gas natural producido en el mismo campo. El comparativo se realizará con base a los costos de inversión de cada una de las dos opciones, así como también los diferentes costos de mantenimiento y operación asociados a los dos alternativas, con lo cual se realizara el flujo de caja y se soportara la conveniencia de cada uno mediante el cálculo de los valores de TIR (tasa interna de retorno) y VPN (valor presente neto) del proyecto.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos. Director Néstor Raúl Ortiz Pimiento – Ingeniero Industrial.

ABSTRACT

TITLE: ANALISIS OF ALTERNATIVES OF ENERGY GENERATION FOR ELECTRICAL FEEDER FOR CAMPO PAYOA*.

AUTHORS: JORGE ELIECER FORERO GALÁN. Ing. Electricista.
JORGE HUMBERTO CAICEDO ORTIZ. Ing. Mecánico**.

KEY WORDS: Generation, oilfield, technical and financial study, NPV, IRR

DESCRIPTION:

The current paper has as goal make a tecnic and financial evaluation of two alternatives to feed the motors in wells of "campo Payoa" located in Sabana de Torres town, this well is operated by Petrosatander, which it is operated by Petrosantander , one of the first companies to exploit hydrocarbons in the country. The work is based on production information , maintenance, shutdowns, oil price , gas and electricity, as well as prices of construction projects for industrial where the technical requirements are calculated for the construction of different alternatives.

The first of the alternatives is to feed the field with electric energy from the substation Sabana and buy the energy to a marketer and the second alternative is to feed the field with electric energy generated with a electric generator that use natural gas produced in the same field. The comparison will be made based on the investment costs of each of the two options , as well as the different costs of maintenance and operation associated with the two alternatives , whereby the cash flow will take place and the convenience of be supported each by calculating the values of IRR (internal rate of return) and NPV (net present value) of the project.

*Word the grade

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos. Director Néstor Raúl Ortiz Pimiento – Ingeniero Industrial.

INTRODUCCIÓN

La economía Colombiana y particularmente la economía del departamento de Santander es bastante dependiente de la extracción y refinación de crudo que se realiza en nuestro territorio, durante algunos años los precios del crudo permanecieron al alza y la principal preocupación de los productores fue aumentar la producción, descuidando en muchos casos la eficiencia de los procesos de producción, esto debido a que el precio lo permitía.

Sin embargo en la actualidad a nivel mundial hace algún tiempo los precios de petróleo han disminuido drásticamente por razones económicas y políticas y Colombia y particularmente Santander no son ajenos a esta realidad, si bien es cierto que esta coyuntura económica disminuye y golpea fuertemente nuestra economía, también es una oportunidad de revisar los procesos productivos mediante el cual se extrae, transporta y refina el crudo a fin de mejorar la eficiencia y lograr permanecer el mercado.

El presente documento pretende realizar una revisión acerca del método mediante el cual se proporciona energía a los sistemas mecánicos de bombeo del campo Payoa ubicado en el municipio de Sabana de Torres y realizar un análisis técnico-económico acerca de otras posibles fuentes de energía con el fin de mejorar la eficiencia económica de los procesos de extracción de crudo en este campo.

1. MARCO DE REFERENCIA

1.1 RESUMEN SITUACIÓN ACTUAL

Para la extracción de petróleo existen diferentes técnicas, las cuales son flujo natural, bombeo por cavidades progresivas, bombeo mecánico, bombeo electro sumergible, levantamiento artificial por gas lift, entre otras, la gran mayoría de ellas operan conectándolas a una máquina rotativa, la cual puede ser un motor de combustión interna o un motor eléctrico.

En la actualidad la industria del petróleo requiere revisar sus costos de producción y optimizar sus procesos constructivos con el fin de mantenerse competitivo y el costo de extracción es uno de los más representativos de la cadena productiva.

El mercado de energía eléctrica en Colombia se maneja en una gran subasta de energía, la cual se realiza hora a hora y es coordinada por XM, las tarifas para los grandes usuarios (usuarios no regulados) son negociadas entre los oferentes y los demandantes, mientras que las tarifas de los usuarios pequeños (usuarios regulados) son dadas de acuerdo a las regulaciones de la CREG (comisión de regulación de energía y gas), en la actualidad el país genera la mayor cantidad de energía con base a energía hidráulica por ser la de menor costo seguida de energía térmica con base a combustibles fósiles como gas, carbón o Diesel. La demanda del país es de 11.000 MWH mientras que la capacidad instalada es de 15.500 MWH. Se espera que en el 2029 aumente la demanda a 14.000 MWH y la oferta con los proyectos actuales a 18.000 MWH, con lo que se espera se tenga garantizada la energía para el consumo del país.

Del total de la generación en Colombia el 33% es generación térmica con gas como insumo, por lo tanto el gas natural es un recurso muy valioso para el suministro de energía eléctrica al país sobre todo en tiempo en los que el clima seco reduce el nivel de los embalses impidiendo obtener la energía hidráulica necesaria.

Actualmente el país cuenta con unas reservas de gas natural de 6,41 trillones de pies cúbicos de las cuales el 88% son reservas probadas, el 8% reservas probables y el 6% a reservas posibles.

Según la UPME la oferta actual del gas natural en Colombia es de 1350 GBTU/día y la demanda del gas natural es de 1100 GBTU/día, lo que indica que actualmente se satisface la demanda del país, se proyecta que para el 2023 la oferta de gas natural en un escenario bajo de oferta y cualquier escenario de demanda el país presentará problemas de abastecimiento desde inicios de 2018, con un escenario medio de demanda se inicia déficit con volúmenes de 150 GBTU/día hasta 480 GBTU/día al año 2013, frente a un escenario medio de oferta y demanda se mantiene el abastecimiento hasta el año 2022. Esto convierte al gas natural en un recurso muy importante a futuro en Colombia, y se debe no solo en el sector petrolero sino en toda la industria mejorar la eficiencia en los procesos productivos que utilizan el gas natural.

El Campo Payoa cuenta actualmente como fuente de energía principal para mover las unidades de bombeo motores de combustión interna alimentados a gas, los cuales debido a su tamaño, estado y tiempo de utilización tienen una baja eficiencia en su conversión de energía térmica a mecánica lo cual afecta el consumo de gas y por ende los costos de extracción de petróleo en el campo.

Uno de los objetivos del presente análisis es disminuir el consumo de gas en el Campo y por consiguiente los costos asociados a la extracción de crudo producto de las ineficiencias en los motores de combustión interna existentes.

Para ampliar la información puede verse el Anexo 1.

1.2 HISTORIA DE PETROSANTANDER¹

La primera empresa petrolera canadiense que hace presencia en Colombia es Petrosantander Colombia Inc., que firmó un contrato especial, en diciembre de 1955, llamado Las Monas. Ese contrato cuenta con 17.419 hectáreas y está localizado en el municipio de Sabana de Torres, departamento de Santander. El contrato Las Monas tiene particular importancia, pues prácticamente fue el precursor del contrato de asociación moderno. En la actualidad, cuenta con los campos Payoa, La Salina, Corazón-Monas, que hoy todavía producen cerca de 3.000 barriles por día de crudo y 22 millones de pies cúbicos de gas, y Aguas Claras, que se encuentra agotado. A diciembre de 1998, se estimaban unas reservas remanentes de 4,27 millones de barriles de crudo y 53,7 gigapies cúbicos de gas, de un aforo inicial de 107 millones de barriles de crudo y 518,3 gigapies cúbicos de gas, es decir, solo existen un 4% y un 10% de las reservas originales, respectivamente. Sin embargo, un potencial de hidrocarburos no explotado puede continuar bajo la operación de Petrosantander, bajo otro tipo de contrato en esta área, como el Contrato de Riesgo Compartido y no revertir a la Nación. La compañía Petrosantander es un consorcio conformado originalmente por las siguientes empresas: Magdalena y Saba (que posee cada una el 30%); Petrosán (que posee el 15%) y Ecopetrol (el 25%).

¹ La presencia de las empresas petroleras canadienses en Colombia

En la actualidad Petrosantander sigue operando los campos Payoa, salinas y corazones con asociación de Ecopetrol el cual tiene un 30 % de participación de los campos.

La mayoría de empresas petroleras del país solo se encarga directamente de la producción y para las demás áreas las maneja por medio de outsourcing enfocándose solo en el área clave para garantizar la rentabilidad de la organización.

Petrosantander es una empresa que a diferencia de muchas se encarga de todas las áreas requeridas para la extracción de hidrocarburos entre estas áreas se encuentra:

- Producción:

Área encargada de la operación de los pozos con el objetivo de mantener y aumentar la producción aplicando los más altos estándares en operación y tratamiento de hidrocarburos.

- Ingeniería:

Área encargada de realizar estudio a los pozos con el fin de diseñar y seleccionar la mejor forma de bombeo y extracción de crudo así como realizar detección temprana de fallas en los pozos.

- Perforación y workover.

Petrosantander cuenta con tres taladros con los cuales esta área es la encargada de realizar la planeación y ejecución de actividades de workover y well service así como de ejecutar las campañas de perforación previamente estudiadas.

- Civil y ambiental

Esta área es la encargada de ejecutar todas las obras civiles necesarias para las campañas de perforación, adecuaciones de vías, alcantarillas, cimentaciones y todo

lo necesario en el campo, además es la encargada de garantizar las políticas ambientales bajo la normativa colombiana realizando: El tratamiento de aguas residuales, reforestación, manejo de residuos, entre otras.

- **Planta de gas**

Esta área es la encargada de operar la planta de gas con la cual se extraen los productos derivados del gas como son: propano, butano, gasolina, así como realizar medición y control de calidad del gas para luego ser entregado a refinería.

- **Mantenimiento**

Esta área es la encargada de garantizar el estado de los equipos mecánicos entre ellos unidades de bombeo, generadores, motores, compresores, automóviles, redes y todo lo que requiera mantenimiento.

Además cuenta con áreas de apoyo o soporte para las otras áreas de la organización como lo son:

- **Bodega de materiales**

La cual se encarga de la administración de materiales, equipos y herramientas necesarios en stock en el campo, así como la custodia y almacenamiento para garantizar tiempos de respuestas más cortos a las necesidades de los demás departamentos.

- **Seguridad Industrial**

Esta área tiene como función divulgar los riesgos inherentes a la operación, así como garantizar los controles y documentación necesaria para la ejecución de los trabajos, garantizando el bienestar de sus trabajadores cumpliendo la legislación nacional en cuanto al tema.

- **Recursos humanos**

Esta área es la encargada de la administración del personal, el transporte, la alimentación, alojamiento, pólizas, seguros, integración, viajes y todo lo necesario a manejo de comunidades.

Debido a que la compañía se encarga de todas las actividades puede manejar un menor costo de extracción o producción por barril con lo cual hace más eficiente y probable su permanencia en el mercado con precios de barril de petróleo bajos.

A pesar de que se es más eficiente; con la actual crisis debido a la caída de los precios del petróleo se deben tomar alternativas con las cuales se puedan disminuir los costos y de esta forma garantizar la continuidad en las operaciones en la industria.

1.3 SUMINISTRO DE ENERGÍA EN LOS CAMPOS DE PETROSANTANDER

En la actualidad Petrosantander maneja una combinación de sistemas de levantamiento de crudo entre los que se encuentran: bombeo mecánico, PCP (bombeo por concavidades progresivas), flujo natural y gas lift dependiendo de la necesidad y diseño de cada pozo.

La mayoría de pozos en los campos de Petrosantander tienen sistema de extracción por bombeo mecánico y PCP, en menor medida por gas lift y de flujo natural y algunos destinados para sistemas de Inyección o cerrados (closed) la distribución se muestra de acuerdo al siguiente gráfico.

Donde:

BM: Bombeo Mecánico

PCP: Bombeo de concavidades progresivas

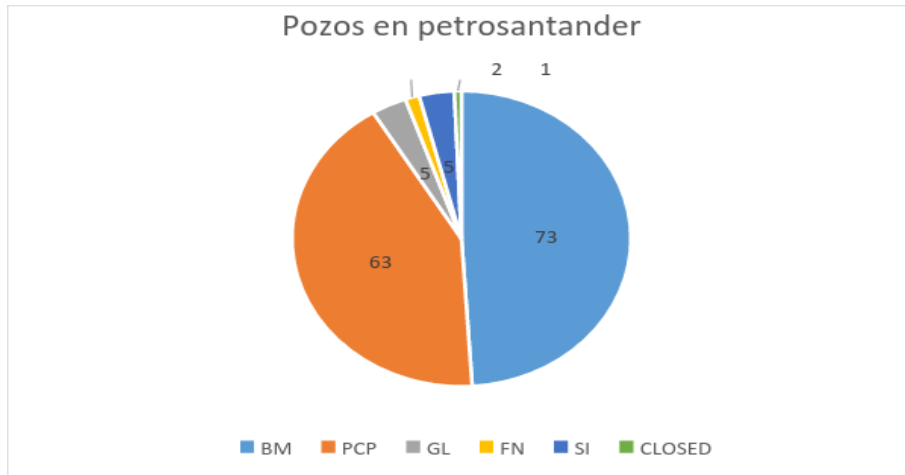
GL: Gas Lift

FN: Flujo natural

SI: Sistema de Inyección

CLOSED: Cerrado

Ilustración 1. Distribución de Pozos por método de extracción



Fuente: Petrosantander

El campo salinas cuenta con un generador de 1MW para el suministro de energía en sus pozos y redes internas para los pozos que tienen motores eléctricos, lo cual lleva a centralizar y disminuir los costos de mantenimiento volviendo el sistema más confiable y fácil de operar, los demás campos Payoa y corazones no cuentan con suministro de energía eléctrica y funcionan con motores a combustión interna alimentados por una red de gas combustible la cual se encuentra por todo el campo.

El objetivo de este estudio es poder analizar la viabilidad técnica y financiera para reemplazar estos motores a combustión por motores eléctricos, con el fin de centralizar el mantenimiento, reducir costos de repuestos, mantenimiento y aumentar la confiabilidad del sistema.

Petrosantander está ubicado a 30 minutos del municipio de sabana de torres Santander.

Ilustración 2. Localización Campo Payoa



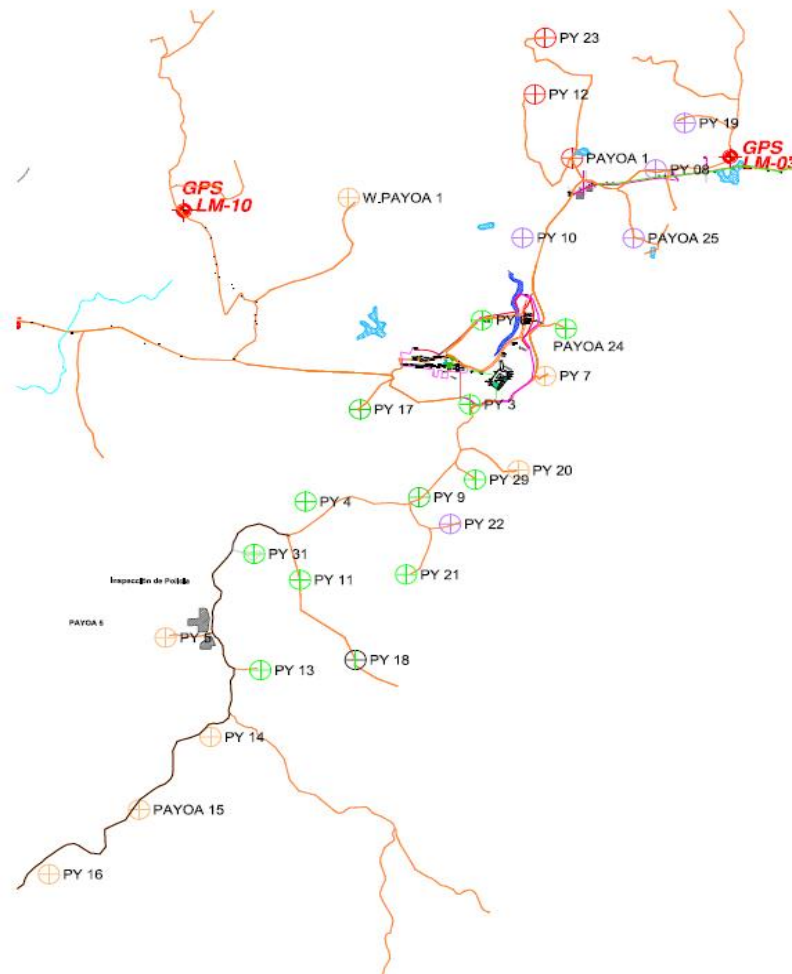
Fuente: Google Earth

2. ESTUDIO TÉCNICO

2.1 GENERALIDADES

El estudio se realizará en el campo Payoa y se cuenta con 26 pozos distribuidos según el plano, los cuales 25 son por bombeo mecánico y 1 de flujo natural.

Ilustración 3. Localización Pozos Campo Payoa



Fuente: Petrosantander

2.2 POTENCIA DE MOTORES

Se requiere calcular la potencia requerida para cada pozo en el campo Payoa para la cual se usara la ecuación suministrada por Lufkin donde:

$$HP = \frac{BPD * DEPTH}{56000}$$

Para determinar la potencia estimada se requieren datos de profundidad y producción de cada pozo del campo Payoa, para lo cual Petrosantander suministra datos de producción de acuerdo a la siguiente tabla:

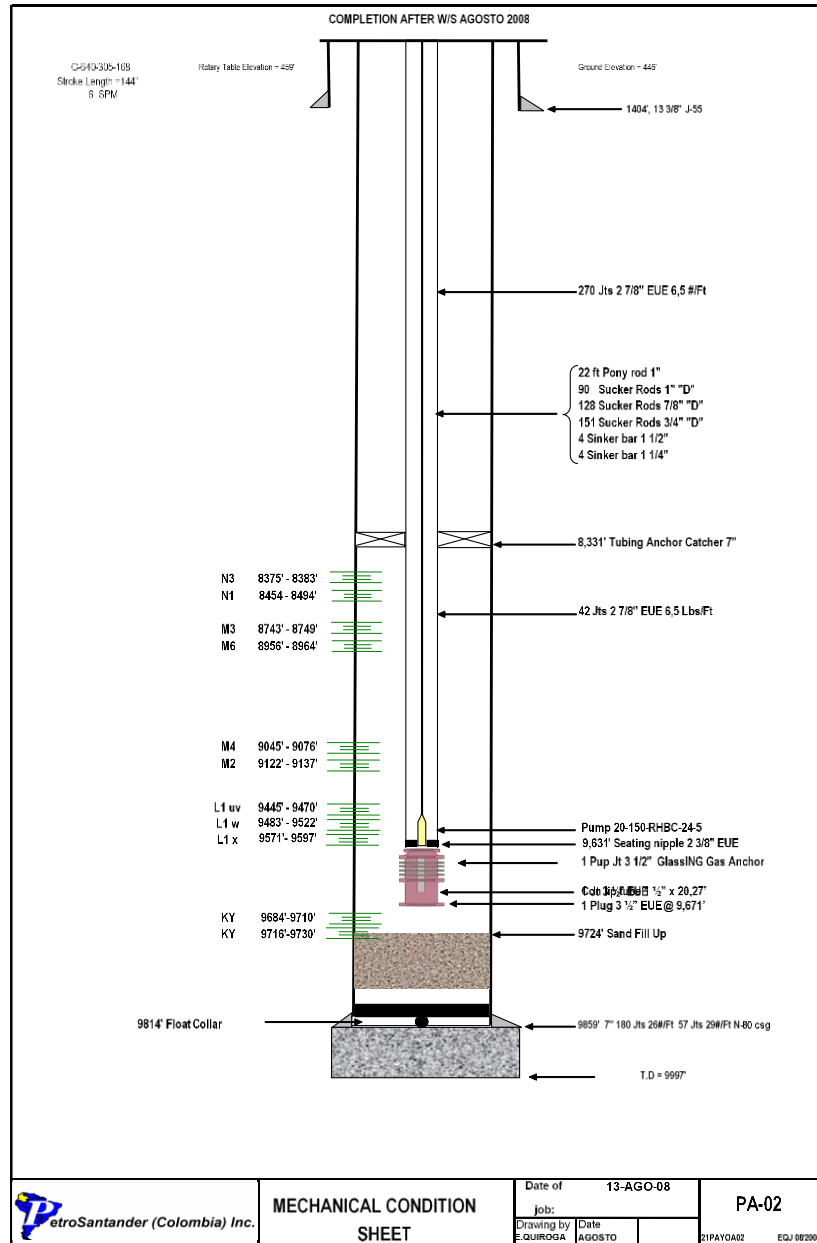
Tabla 1. Producción Pozo Campo Payoa

ENGINEERING DEPARTMENT - LAS MONAS FIELD - LEASE FACTOR													
BLOCK	No.	FORM	ST	BAT	SYS	STATUS	EXPECTED						
							BFPD	BOPD	KSCFD	ANULAR	BWPD	BSW	
PA	BN	01	ESM	S	PA	65	BM	8	8		930	0	0,0
PA	BN	02	LPL	S	PA	65	BM	53	32	5	170	21	39,6
PA	BN	06	PNG	S	PA	65	BM	36	36	10	400	0	0,0
PA	BN	07	LPL	S	PA	65	BM	120	12	2	9	108	90,0
PA	BN	08	ESM	S	PA	25	BM	107	73	14	56	34	31,8
PA	BN	12	PNG	S	PA	65	BM	10	10		388	0	0,0
PA	BN	19	MUP	S	PA	35	BM	42	42	5	12	0	0,0
PA	BN	23	LPL	S	PA	65	BM	24	23		773	1	4,2
PA	BN	24	LPL	S	PA	65	BM	132	10	5	6	122	92,4
PA	BN	25	LPN	S	PA	65	BM	89	40	4	70	49	55,1
PA	BN	27	ESM	S	PA	65	BM	22	3	2	0	19	86,4
PA	BN	30	ESM	S	PA	65	BM	12	11		1026	1	8,3
PA	BN	32	PNG	S	PA	65	BM	14	14		1370	0	0,0
PA	BN	33	PNG	S	PA	35	FN				1667		
PA	BN	38	LPL	S	PA	65	BM	5	4		2124	1	20,0
PA	BN	41	PNG	S	PA	65	BM	28	28		1200	0	0,0
PAYOA NORTH BLOCK TOTAL								702	346	47	10201	356	51
BLOCK	No.	FORM	ST	BAT	SYS	STATUS	EXPECTED PRODUCTION TEST						
							BFPD	BOPD	KSCFD	ANULAR	BWPD	BSW	
PA	BS	04	PNG	S	TK	25	BM	61	60		1130	1	1,6
PA	BS	05	PNG	S	PA	65	BM						
PA	BS	09	ESM	U	PA	25	BM	38	38	10	84	0	0,0
PA	BS	11	LPL	S	PA	35	BM	61	42		383	19	31,1
PA	BS	17	LPL	S	PA	35	BM	9	8	0	820	1	11,1
PA	BS	18	LPL	S	PA	35	BM	31	20	4	12	11	35,5
PA	BS	21	ESM	A	PA	65	BM	45	45	4	11	0	0,0
PA	BS	22	ESM	A	PA	65	BM	140	52	5	18	88	62,9
PA	BS	29	ESM	S	PA	65	BM	17	17	5		0	0,0
PA	BS	31	ESM	S	PA	65	BM	110	88	4	905	22	20,0
PAYOA SOUTH BLOCK TOTAL								512	370	32	3363	142	27,7
TOTAL PAYOA PRODUCTION								1214	716	79	13564	498	

Fuente: Petrosantander

Para determinar la profundidad PSCI suministra estados mecánicos de los pozos donde se puede determinar la profundidad de la bomba con la cual se calcula la potencia eléctrica.

Ilustración 4. Estado mecánico Pozo PA 02



Fuente: Petrosantander

De acuerdo a esta información se tabulan los datos de profundidad y se calcula la potencia requerida para cada pozo y la potencia ajustada con un factor de seguridad de 3 (sugerido por Petrosantander de acuerdo a su Experiencia). Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 2. Potencia Requerida Para Motores

	POZO	PROFUNDIDAD (FT)	BFPD	POTENCIA (HP)	POTENCIA AJUSTADA (HP)
BLOQUE NORTE	PA 01	8240	8	1,18	3,53
	PA 02	9631	53	9,12	27,35
	PA 06	8867	36	5,70	17,10
	PA 07	9998	120	21,42	64,27
	PA 08	8902	107	17,01	51,03
	PA 12	7285	10	1,30	3,90
	PA 19	8230	42	6,17	18,52
	PA 23	7249	24	3,11	9,32
	PA 24	8956	132	21,11	63,33
	PA 25	9764	89	15,52	46,55
	PA 27	8650	22	3,40	10,19
	PA 30	8945	12	1,92	5,75
	PA 32	8235	14	2,06	6,18
	PA 33	8340	0	0,00	0,00
	PA 38	7392	5	0,66	1,98
PA 41	8150	28	4,08	12,23	
BLOQUE SUR	PA 04	8754	61	9,54	28,61
	PA 05	8500	5	0,76	2,28
	PA 09	9796	38	6,65	19,94
	PA 11	9300	61	10,13	30,39
	PA 17	8684	9	1,40	4,19
	PA 18	10616	31	5,88	17,63
	PA 21	8187	45	6,58	19,74
	PA 22	9317	140	23,29	69,88
	PA 29	9115	17	2,77	8,30
PA 31	8956	110	17,59	52,78	
TOTAL			1219	198,32	594,95

Fuente: Los Autores

La potencia requerida para electrificar los pozos actuales del campo es de 600 HP, como es posible que se lleven a cabo campañas de perforación de los próximos 5 años considerando en las cuales es probable que se perfore 2 pozos por año y cada uno de ellos requiera 40 HP en promedio se debe dejar una potencia de reserva de 400 HP adicionales.

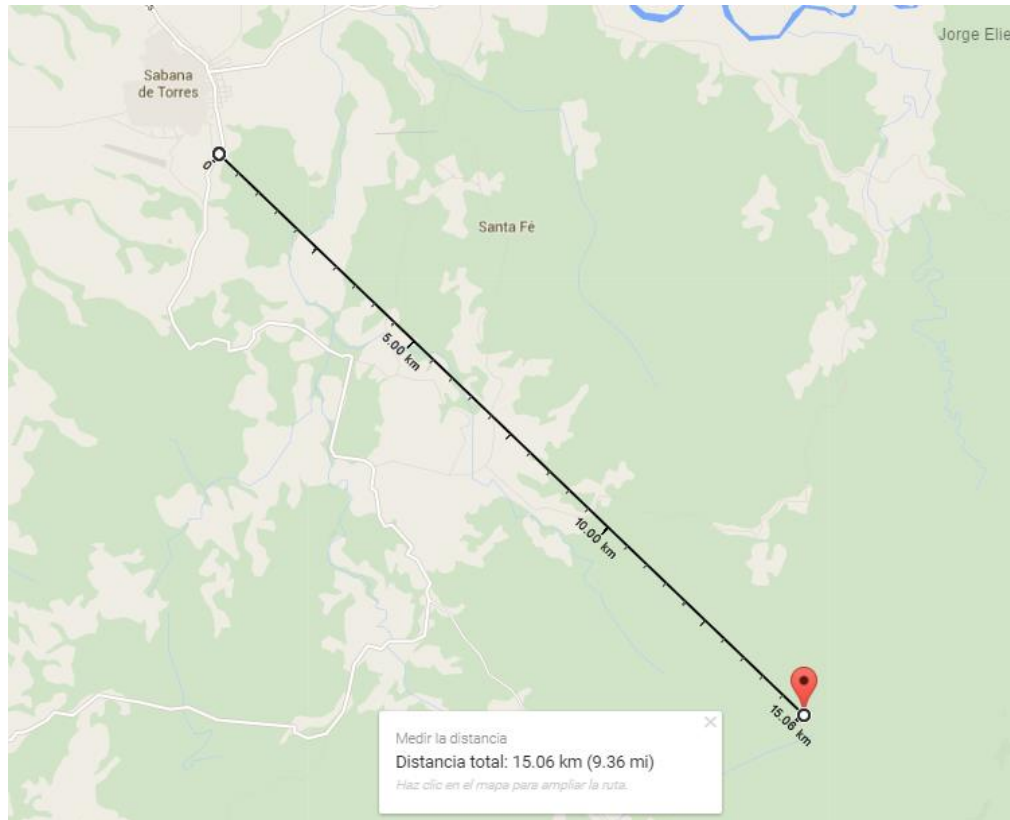
Con los datos anteriores se obtiene que es requerido para el campo una potencia de 1000 HP, lo que para los cálculos eléctricos es equivalente a 1000 kVA.

2.3 OPCIÓN 1, ALIMENTAR EL CAMPO CON UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y ELECTRIFICAR EL CAMPO.

Para alimentar los pozos del campo Payoa por medio de una línea de transmisión se requiere construir una línea de transmisión, así como también construir las redes de electrificación y reemplazar los motores de combustión interna por motores eléctricos.

2.3.1 Línea de alimentación a campo Payoa. Para conectar el campo Payoa al sistema interconectado nacional se requiere hacerlo por su nivel de potencial y energía requerido desde la subestación Sabana, ubicada a las afueras del municipio de Sabana de Torres Santander, según una medición preliminar la distancia entre la subestación Sabana y el campo Payoa es de 15,06 km, como se muestra en la siguiente Ilustración.

Ilustración 5. Distancia entre Subestación Sabana y campo Payoa



Fuente: Google Maps.

Según la norma de la Electrificadora de Santander la alimentación al campo debe realizarse a un nivel de tensión de 34.500 KV, debido a que requiere una potencia de 1000 kVA.

2.3.2 Costo de la línea de transmisión. Una línea de transmisión con un nivel de tensión de 34.500 V en una topología como la del Magdalena medio tiene el siguiente costo:

Tabla 3. Costo Línea de Trasmisión

COSTO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 34,5 KV PARA ALIMENTAR CAMPO PAYOA					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VR UNITARIO	VR TOTAL
1	Suministro, Transporte, ahoyada e hincada de poste de concreto de 14 m kg	UND	54	\$ 6.224.010	\$ 336.096.540
2	Suministro, Transporte e instalación de estructura en disposición bandera en H, tipo retención doble circuito en crucetería de 4 mt para 34,5 kV. Con estructura para cable de guarda.	UND	38	\$ 16.946.207	\$ 643.955.861
3	Suministro, Transporte e instalación de estructura SH 275 en disposición horizontal en H, tipo suspensión en crucetería sencilla de 4mt para 34,5 kV , con derivaciones en estructura R-114	UND	16	\$ 6.750.140	\$ 108.002.232
4	Transporte e instalación de reconector a 34,5 kV.	UND	1	\$ 4.126.444	\$ 4.126.444
5	Reconector 34,5 kV	UND	1	\$ 120.000.000	\$ 120.000.000
6	Instalación de un conductor para línea de guarda.	ML	16000	\$ 2.496	\$ 39.936.000
7	Transporte, Riega, Tendido y Tensionado de un conductor ACSR # 2/0.	ML	48000	\$ 3.393	\$ 162.864.000
8	Suministro, Transporte e instalación de templete directo a tierra para 34,5 kV.	UND	64	\$ 939.829	\$ 60.149.045
9	Suministro, Transporte e instalación de bajantes para puesta a tierra para alta tensión.	UND	27	\$ 880.308	\$ 23.768.316
10	Suministro, Transporte y vaciado de concreto 2500 PSI.	M3	54	\$ 1.569.750	\$ 84.766.500
11	Elaboración de calculos, levantamiento y planos as built de las redes	GL	1	\$ 97.500.000	\$ 97.500.000
12	Conexión y pruebas	UND	1	\$ 12.000.000	\$ 12.000.000
13	Suministro e instalación de transformador 34,5 kV 1 MVA	UND	1	\$ 150.000.000	\$ 150.000.000
14	Suministro e instalación de equipos de medida a 34,5 kV	UND	1	\$ 30.000.000	\$ 30.000.000
				VR TOTAL	\$ 1.873.164.938

Fuente: Los Autores

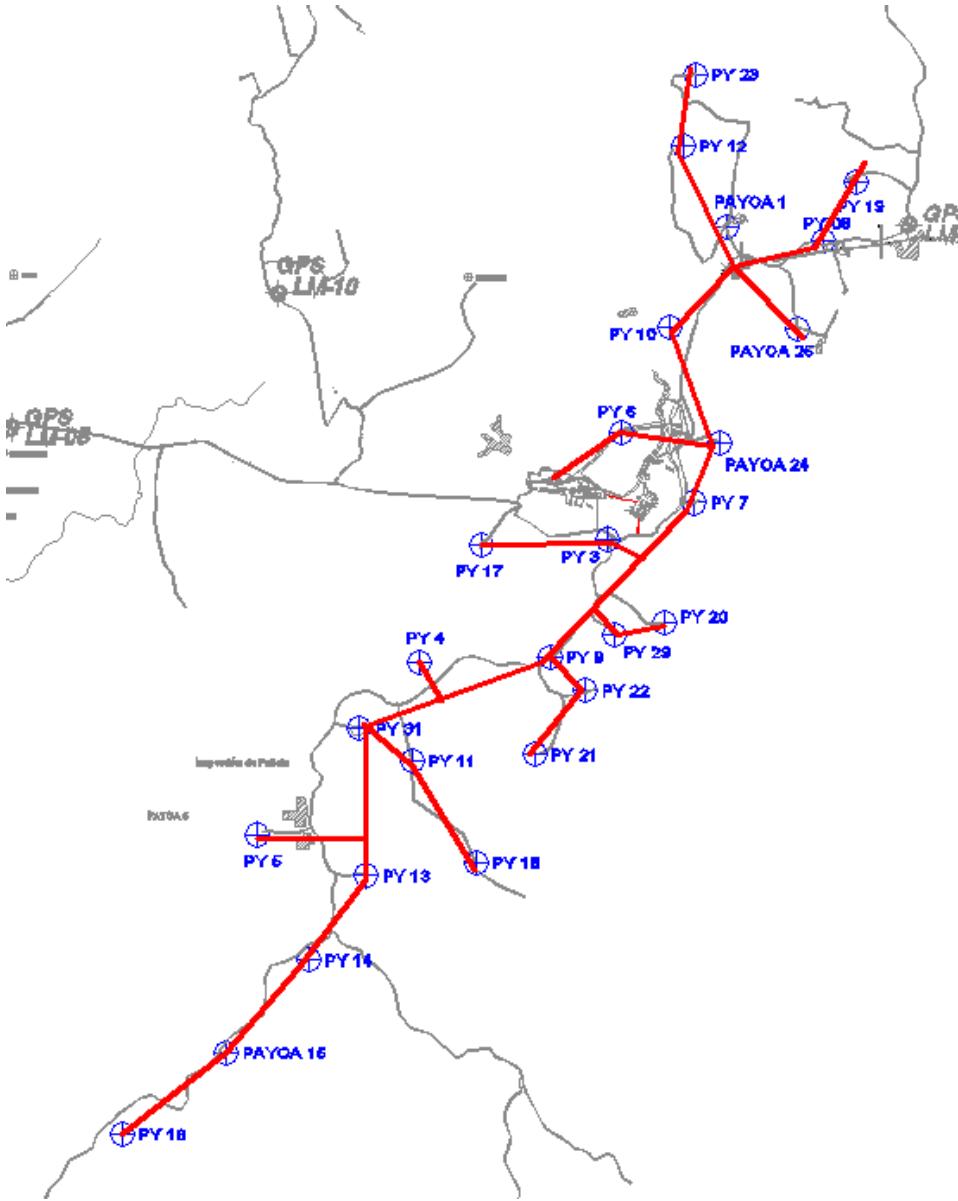
2.3.3 Alimentación eléctrica para cada pozo. Para alimentar cada uno de los pozos con energía eléctrica debe construirse una red de energía eléctrica desde un centro de carga (a donde llega la línea de transmisión desde la subestación Sabana), estas redes tienen una longitud aproximada de 16 kilómetros, a continuación se presentan los costos de estas redes eléctricas:

Tabla 4. Costo Línea de transmisión redes Internas

COSTO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 34,5 KV PARA ALIMENTAR LOS POZOS DE CAMPO PAYOA					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VR UNITARIO	VR TOTAL
1	Suministro, Transporte, ahoyada e hincada de poste de concreto de 14 m kg	UND	54	\$ 6.224.010	\$ 336.096.540
2	Suministro, Transporte e instalación de estructura en disposición bandera en H, tipo retención doble circuito en crucetería de 4 mt para 34,5 kV. Con estructura para cable de guarda.	UND	38	\$ 16.946.207	\$ 643.955.861
3	Suministro, Transporte e instalación de estructura SH 275 en disposición horizontal en H, tipo suspensión en crucetería sencilla de 4mt para 34,5 kV , con derivaciones en estructura R-114	UND	16	\$ 6.750.140	\$ 108.002.232
4	Instalación de un conductor para línea de guarda.	ML	16000	\$ 2.496	\$ 39.936.000
5	Transporte, Riega, Tendido y Tensionado de un conductor ACSR # 2/0.	ML	48000	\$ 3.393	\$ 162.864.000
6	Suministro, Transporte e instalación de templete directo a tierra para 34,5 kV.	UND	64	\$ 939.829	\$ 60.149.045
7	Suministro, Transporte e instalación de bajantes para puesta a tierra para alta tensión.	UND	27	\$ 880.308	\$ 23.768.316
8	Suministro, Transporte y vaciado de concreto 2500	M3	54	\$ 1.569.750	\$ 84.766.500
9	Elaboracion de calculos, levantamiento y planos as	GL	1	\$ 97.500.000	\$ 97.500.000
10	Conexión y pruebas	UND	1	\$ 12.000.000	\$ 12.000.000
VR TOTAL					\$ 1.569.038.494

Fuente: Los Autores

Ilustración 6. Plano Distribución de Redes Internas



Fuente: Petrosantander

Además de las redes que deben construirse para alimentar los campos en cada uno deben construirse una subestación eléctrica de 34.500 V a 440 V, los costos de esta subestación para cada pozo pueden verse a continuación:

Tabla 5. Costo Línea Por Pozo

COSTO DE LÍNEA DE SUBESTACIÓN 34,5 KV - 440 V PARA ALIMENTAR UN POZO					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VR UNITARIO	VR TOTAL
1	Suministro, Transporte, ahoyada e hincada de poste de concreto de 14 m kg	UND	1	\$ 6.224.010	\$ 6.224.010
2	Suministro e instalación de subestación 34,5 kV - 440 V 112,5 kVA	UND	1	\$ 20.500.000	\$ 20.500.000
VR TOTAL					\$ 26.724.010

Fuente: Los Autores

Para cada uno de los campos deben reemplazarse los motores de combustión interna por motores eléctricos en la siguiente tabla puede verse los motores que se requieren para cada uno de los pozos y su respectivo costo.

Tabla 6. Costo de reemplazo de motores.

COSTO NUEVOS MOTORES PARA POZOS DE CAMPO PAYOA				
	POZO	POTENCIA AJUSTADA MOTOR (HP)	POTENCIA MOTOR COMERCIAL (HP)	PRECIO MOTOR + CONTROL
BLOQUE NORTE	PA 01	3,53	4	\$ 4.176.000
	PA 02	27,35	30	\$ 17.400.000
	PA 06	17,1	20	\$ 12.180.000
	PA 07	64,27	75	\$ 38.280.000
	PA 08	51,03	60	\$ 35.148.000
	PA 12	3,9	4	\$ 4.176.000
	PA 19	18,52	20	\$ 12.180.000
	PA 23	9,32	10	\$ 7.248.840
	PA 24	63,33	75	\$ 38.280.000
	PA 25	46,55	50	\$ 30.000.000
	PA 27	10,19	15	\$ 9.900.600
	PA 30	5,75	7,5	\$ 6.497.160
	PA 32	6,18	7,5	\$ 6.497.160
	PA 33	0	0	\$ -
	PA 38	1,98	2	\$ 2.784.000
PA 41	12,23	15	\$ 9.900.600	
BLOQUE SUR	PA 04	28,61	30	\$ 17.400.000
	PA 05	2,28	3	\$ 3.497.400
	PA 09	19,94	20	\$ 12.180.000
	PA 11	30,39	40	\$ 25.056.000
	PA 17	4,19	5	\$ 6.786.000
	PA 18	17,63	20	\$ 12.180.000
	PA 21	19,74	20	\$ 12.180.000
	PA 22	69,88	75	\$ 38.280.000
	PA 29	8,3	10	\$ 7.248.840
	PA 31	52,78	60	\$ 35.148.000
Potencia Total	594,97			
VR Total				\$ 404.604.600

Fuente: Los Autores

2.3.4 Energía eléctrica necesaria para el funcionamiento. Para calcular la energía eléctrica consumida por el campo Payoa se asume que los motores eléctricos funcionan con un factor de carga mecánica de 60% según datos de expertos.

A continuación se presenta el cálculo de la energía requerida eléctrica necesaria para alimentar el campo Payoa:

Tabla 7. Consumo de energía proyectado

CONSUMO DE ENERGÍA PROYECTADO DEL CAMPO PAYOA	
Potencia de los motores (HP)	595
Potencia de los motores (kW)	444
Factor de carga mecánica	0,75
Potencia eléctrica requerida (kW)	332,9
Energía consumida por hora (kWh)	333
Energía consumida por día (kWh)	7989
Energía consumida por año (kWh/año)	2916079

Fuente: Los Autores

2.4 OPCIÓN 2, ALIMENTAR EL CAMPO CON UN GENERADOR ALIMENTADO CON GAS NATURAL

2.4.1 Instalación de generador de 1MW. En esta opción se pretende evaluar la adquisición e instalación de un generador a combustión interna para generar 1 MW y la energización y cambio de motores de los pozos en Payoa.

Para la correcta instalación se requiere tener en cuenta el alistamiento del sitio o lugar para realizar la instalación, las obras civiles necesarias (bloque de inercia, cimentaciones), cubierta y puente grúa para mantenimiento, facilidades para

alimentación de gas combustible, montaje de tableros de control, salida de potencia y tanque para suministro de aceite.

Se requiere que la instalación del generador se realice cerca a las áreas operativas del campo con el fin de controlar la operación y mantenimiento

2.4.2 Selección de generador. Para la selección del generador se tiene en cuenta que debe ser motor Waukesha debido a que la gran mayoría de motores a combustión del campo son de este tipo, y se debe seguir para no aumentar el stock de repuestos ni los costos de mantenimiento en general, además debido a que PSCI instaló generador de 1 MW para campo salinas con el fin de estandarizar los equipos se selecciona el mismo el cual es un motor Waukesha L5794GSI y generador Leroy Somer LS661-03

Para garantizar la generación y las paradas para mantenimiento se debe contar con un generador principal y un generador de stand By.

El generador de stand By será un generador diésel con motor QST30-G4-FR5276, esto solo con el fin de usar como planta de emergencia.

En esta instalación requiere un área de 200 m² (10mx20m) y se deben realizar obras civiles, mecánicas y eléctricas.

2.4.3 Obras civiles. Para la instalación del paquete de generación se requieren las siguientes obras civiles:

- Replanteo y nivelación del terreno
- Construcción de Bloques de Inercia
- Construcción de losa en concreto
- Construcción de cimentación para estructura metálica

- Construcción de canales para manejo de aguas lluvias y aguas aceitosas
- Construcción de Shelter (puente grúa + cubierta)

2.4.4 Obras mecánicas. Para la instalación del paquete de generación se requieren las siguientes obras mecánicas:

- Transporte y montaje de generador
- Construcción de línea para alimentación de gas y Scrubbers
- Construcción y montaje de soportes y exhosto
- Construcción y montaje de tanque para reposición de aceite

2.4.5 Obras eléctricas. Para la instalación del paquete de generación se requieren las siguientes obras mecánicas:

- Construcción de puesta a tierra
- Suministro e instalación de un transformador de 34,5 de 1 MVA
- Suministro e instalación de un reconectador de 34,5 KVA
- Conexión y montaje de tableros de control
- Suministro e instalación de equipos de medición
- Pruebas y puesta en marcha.

A continuación se presenta el cuadro de costos para la instalación del sistema de generación:

Tabla 8. Costo Compra e instalación Paquete de Generación

COSTO DE COMPRA E INSTALACIÓN DE PAQUETE DE GENERACIÓN CAMPO PAYOA					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VR UNITARIO	VR TOTAL
1	Compra de Generador de 1 MW	EA	1	\$ 1.650.000.000	\$ 1.650.000.000
2	Compra de Generador de 1 MW diesel stand by (con sistema By fuel)	EA	1	\$ 350.000.000	\$ 350.000.000
					\$ 2.000.000.000
OBRAS CIVILES					
3	Replanteo y nivelación del terreno	M2	200	\$ 20.000	\$ 4.000.000
4	Excavación Manual en Material Común, incluye transporte hasta 500 m	M3	40	\$ 195.000	\$ 7.800.000
5	Suministro e instalación de Acero de refuerzo Fy: 60000 PSI (4.200 kg/cm2)	kg	3200	\$ 4.800	\$ 15.360.000
6	Suministro e instalación de pernos de anclaje	kg	120	\$ 32.500	\$ 3.900.000
7	Suministro Concreto Clase C (210 kg/cm2 ó 3000 PSI), Para Columnas, vigas , cimentaciones y estructuras aéreas. (Entrepisos y cubiertas)	m3	40	\$ 920.000	\$ 36.800.000
8	Suministro prefabricado y montaje de Estructura Metálica ASTM A-36 (Columnas, vigas, entrepisos, casetas, etc.) incluye suministro de todos los materiales	kg	11000	\$ 13.500	\$ 148.500.000
9	Suministro y montaje de mecanismo para Puente Grúa: Incluye: 2 Trastes, poligastos y Tralles, manuales 10 Ton.	GL	1	\$ 38.000.000	\$ 38.000.000
10	Suministro e Instalación Cubierta metálica acanalada calibre 26	m2	240	\$ 75.000	\$ 18.000.000
11	Suministro e Instalación de Terminales y Caballete	m	20	\$ 68.000	\$ 1.360.000
					\$ 273.720.000
OBRAS MECÁNICAS					
12	Trasporte de Generador desde Puerto hasta Campo Payoa	EA	2	\$ 12.000.000	\$ 24.000.000
13	Montaje de Generador de 1MW	EA	2	\$ 8.000.000	\$ 16.000.000
14	Suministro, prefabricación y montaje de soportes auxiliares y metálicos para tuberías (incluye materiales)	kg	600	\$ 12.500	\$ 7.500.000
15	Prefabricado y montaje de líneas de 2"	kg	800	\$ 18.500	\$ 14.800.000
16	Montaje de equipos y accesorios	kg	150	\$ 10.500	\$ 1.575.000
					\$ 63.875.000
OBRAS ELECTRICAS					
17	Instalación y conexión de tableros de control	UND	2	\$ 10.000.000	\$ 20.000.000
18	Suministro e Instalación de Puesta a Tierra	UND	2	\$ 8.000.000	\$ 16.000.000
19	Suministro e instalación de transformador 34,5 kV 1 MVA	UND	1	\$ 50.000.000	\$ 50.000.000
20	Suministro e instalación de equipos de medida a 34,5 kV	UND	1	\$ 24.000.000	\$ 24.000.000
21	Conexión y pruebas	UND	1	\$ 10.000.000	\$ 10.000.000
					\$ 120.000.000
VR TOTAL					\$ 2.457.595.000

Fuente: Los Autores

3. ESTUDIO FINANCIERO

La Evaluación Financiera consiste en comparar los costos de cada una de las dos opciones con los beneficios que estas generan, con el objeto de decidir cuál de las dos es más viable económicamente.

Los criterios de comparación entre las alternativas serán el valor presente neto (VPN) y TIR (Tasa Interna de Retorno).

El estudio financiero para cada una de las dos alternativas se realizó teniendo en cuenta la inflación, y los impuestos para 10 años, el cual es el tiempo de depreciación de los activos fijos de cada una de las dos alternativas.

Para el estudio se trabaja una tasa de impuestos que para la explotación de productos minerales y energéticos debe llevar al pago de regalías. El Congreso de la Republica, mediante esta ley dio origen al FNR y la Comisión Nacional de Regalías; reguló el derecho del estado a percibir las regalías por la explotación de los recursos energéticos naturales no renovables y estableció las reglas para su liquidación, distribución y utilización, teniendo en cuenta el mineral explotado y el nivel de producción, con esta consideración se estima un 15% de pago de regalías.

3.1 ANÁLISIS DE INGRESOS

Los ingresos para la evaluación del proyecto serán generados por:

- Ahorro en el consumo de gas por mayor eficiencia en el motor del generador con respecto a los motores de las unidades de bombeo

- Ahorro por disminución de personal y repuestos para mantenimiento, se va a considerar todos los gastos actuales de mantenimiento como ahorro y luego se determinaran los gastos requeridos por el generador (Opex)
- Se estimara el ahorro ocasionado por disminución de paradas de equipos lo que provocaba diferidas en la producción.

3.1.1 Ahorro por consumo de gas

3.1.1.1 Costo de gas natural: Para calcular el costo de gas natural se consulta en la CREG los costos de compra del gas natural para el año 2015.

Tabla 9. Costo Del Gas Mercado No regulado.

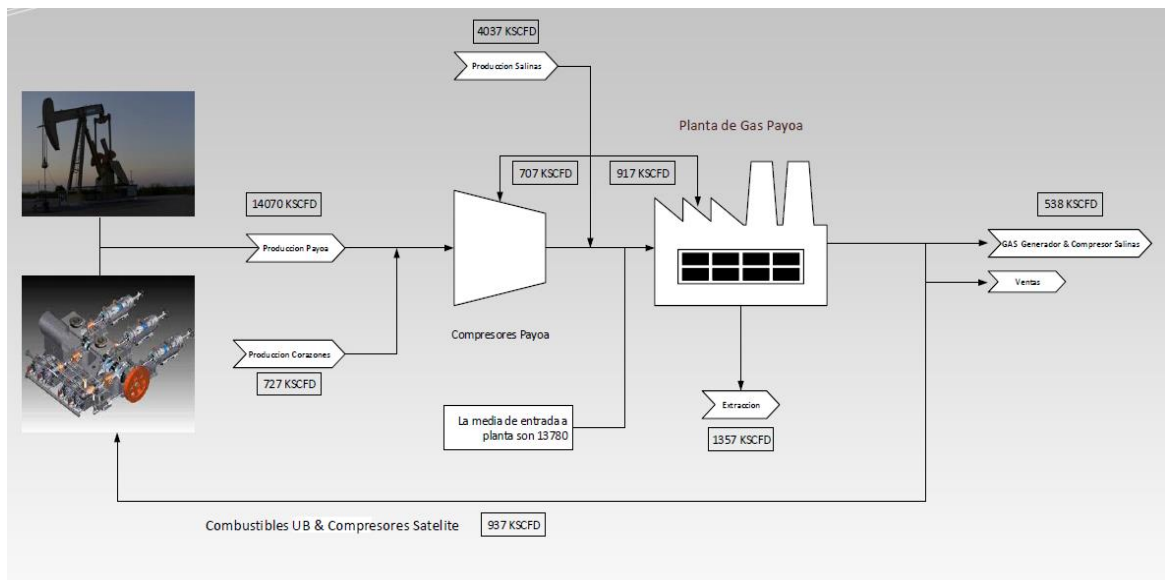
Costo de compra de Gas en el mercado no regulado en Colombia			
Nombre de la Empresa	Mes	Año	Costo de compra G (m)
EDALGAS S.A, E, S, P,	1	2015	\$ 881
GASES DE LA GUAJIRA S,A,, EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	1	2015	\$ 465
GASES DEL CUSIANA S,A, E,S,P	1	2015	\$ 427
GASES DEL CUSIANA S,A, E,S,P	1	2015	\$ 427
GASES DEL CUSIANA S,A, E,S,P	1	2015	\$ 102
GASES DEL SUR DE SANTANDER S,A, E,S,P,	1	2015	\$ 536
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	1	2015	\$ 547
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	1	2015	\$ 547
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	1	2015	\$ 20
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	1	2015	\$ 547
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	1	2015	\$ 167
EDALGAS S,A, E, S, P,	2	2015	\$ 816
GASES DEL CUSIANA S,A, E,S,P	2	2015	\$ 460
GASES DEL CUSIANA S,A, E,S,P	2	2015	\$ 460
GASES DEL CUSIANA S,A, E,S,P	2	2015	\$ 163
GASES DEL SUR DE SANTANDER S,A, E,S,P,	2	2015	\$ 547
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	2	2015	\$ 598
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	2	2015	\$ 598
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	2	2015	\$ 598
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	2	2015	\$ 598
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	2	2015	\$ 598
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	2	2015	\$ 598
EDALGAS S,A, E, S, P,	3	2015	\$ 840
GASES DEL CUSIANA S,A, E,S,P	3	2015	\$ 421
GASES DEL CUSIANA S,A, E,S,P	3	2015	\$ 421
GASES DEL CUSIANA S,A, E,S,P	3	2015	\$ 166
GASES DEL SUR DE SANTANDER S,A, E,S,P,	3	2015	\$ 560
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	3	2015	\$ 616
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	3	2015	\$ 616
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	3	2015	\$ 616
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	3	2015	\$ 616
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	3	2015	\$ 616
EDALGAS S,A, E, S, P,	4	2015	\$ 861
GASES DEL CUSIANA S,A, E,S,P	4	2015	\$ 441
GASES DEL CUSIANA S,A, E,S,P	4	2015	\$ 441
GASES DEL CUSIANA S,A, E,S,P	4	2015	\$ 107
GASES DEL SUR DE SANTANDER S,A, E,S,P,	4	2015	\$ 578
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	4	2015	\$ 636
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	4	2015	\$ 636
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	4	2015	\$ 636
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	4	2015	\$ 636
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	4	2015	\$ 636
EDALGAS S,A, E, S, P,	5	2015	\$ 800
GASES DEL CUSIANA S,A, E,S,P	5	2015	\$ 411
GASES DEL CUSIANA S,A, E,S,P	5	2015	\$ 411
GASES DEL CUSIANA S,A, E,S,P	5	2015	\$ 99
GASES DEL SUR DE SANTANDER S,A, E,S,P,	5	2015	\$ 535
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	5	2015	\$ 588
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	5	2015	\$ 588
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	5	2015	\$ 588
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	5	2015	\$ 588

SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	5	2015	\$	588
EDALGAS S,A, E,S,P,	6	2015	\$	847
GASES DEL CUSIANA S,A, E,S,P	6	2015	\$	414
GASES DEL CUSIANA S,A, E,S,P	6	2015	\$	414
GASES DEL CUSIANA S,A, E,S,P	6	2015	\$	106
GASES DEL SUR DE SANTANDER S,A, E,S,P,	6	2015	\$	420
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	6	2015	\$	605
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	6	2015	\$	605
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	6	2015	\$	605
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	6	2015	\$	605
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	6	2015	\$	605
EDALGAS S,A, E,S,P,	7	2015	\$	858
GASES DEL SUR DE SANTANDER S,A, E,S,P,	7	2015	\$	579
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	7	2015	\$	638
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	7	2015	\$	638
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	7	2015	\$	638
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	7	2015	\$	638
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	7	2015	\$	638
EDALGAS S,A, E,S,P,	8	2015	\$	949
GASES DEL SUR DE SANTANDER S,A, E,S,P,	8	2015	\$	641
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	8	2015	\$	708
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	8	2015	\$	708
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	8	2015	\$	708
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	8	2015	\$	708
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	8	2015	\$	708
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	8	2015	\$	708
EDALGAS S,A, E,S,P,	9	2015	\$	1.025
GASES DEL SUR DE SANTANDER S,A, E,S,P,	9	2015	\$	694
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	9	2015	\$	770
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	9	2015	\$	770
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	9	2015	\$	770
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	9	2015	\$	770
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	9	2015	\$	770
EDALGAS S,A, E,S,P,	10	2015	\$	1.032
GASES DEL SUR DE SANTANDER S,A, E,S,P,	10	2015	\$	699
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	10	2015	\$	778
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	10	2015	\$	778
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	10	2015	\$	778
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	10	2015	\$	778
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	10	2015	\$	778
GASES DEL SUR DE SANTANDER S,A, E,S,P,	11	2015	\$	649
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	11	2015	\$	716
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	11	2015	\$	716
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	11	2015	\$	716
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	11	2015	\$	716
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	11	2015	\$	716
GASES DEL SUR DE SANTANDER S,A, E,S,P,	12	2015	\$	694
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	12	2015	\$	773
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	12	2015	\$	773
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	12	2015	\$	773
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	12	2015	\$	773
SURCOLOMBIANA DE GAS S,A E,S,P	12	2015	\$	773
VALOR PROMEDIO GAS NATURAL POR METRO CUBICO			\$	607
CANTIDAD DE PIES CUBICOS POR METRO CUBICO				35,31
VALOR PROMEDIO GAS NATURAL POR PIE CUBICO			\$	17,20

Fuente: CREG

3.1.1.2 Costo consumo de gas motores actuales: Debido al tipo de motores, al estado mecánico, fecha de fabricación y otros factores que influyen en la eficiencia de la conversión de energía (disminución de la eficiencia) y con datos obtenidos en medición de campo se tiene el balance total del campo.

Ilustración 7. Balance de Gas Campos Petrosantander.



Fuente: Departamento de Proyectos Petrosantander

En esta grafica se obtiene el consumo total del campo Payoa el cual involucra compresores y unidades de bombeo.

Se tiene el balance de compresores del campo y la diferencia entre el consumo total y el consumo de los compresores es el consumo de las unidades de bombeo.

Tabla 10. Balance Compresores Campo Payoa.

UBICACIÓN	REFERENCIA MOTOR	REFERENCIA COMPRESOR	CONSUMO DE GAS (CU.FT)	POTENCIA REQUERIDA (HP)	EFICIENCIA BTU/HP-HR
PAYOA 23-38	L 7042 GSI	4 RDS	166857,14	1000	7300
PAYIA 41-32-33	L 7042 GSI	4 RDS	166857,14	1000	7300
PAYOA 30	DPC 360	AJAX	66640,00	343	8500
PAYOA 41-32-33	DPC 360	AJAX	66640,00	343	8500
PAYOA 01	DPC 230	AJAX	38093,26	230	7246
PAYOA 17	DPC 105	AJAX	21600,00	105	9000
PAYOA 04	DPC 360	AJAX	69942,86	360	8500
PAYOA 31	DPC 105	AJAX	21600,00	105	9000
PAYOA 31	DPC 105	AJAX	21600,00	105	9000
		TOTAL	639830,40	3591	
		TOTAL CAMPO	937000		
		BOMBEO	297169,60		

Fuente: Los autores

EL consumo actual de gas de los pozos (unidades de Bombeo), es de 297,17 KSCFD (Kilo pies cúbicos de gas x día)

El gas de Payoa contiene 1050 BTU / CU.FT (Pie cubico)

Para calcular la energía requerida se tiene:

$$297.170 \text{ CU. FT} * \frac{1050 \text{ BTU}}{1 \text{ CU. FT}} = 312.028.500 \text{ BTU}$$

Esta es la energía requerida para 1 día de servicio de los motores de acuerdo al gas consumido.

La potencia requerida es:

$$\frac{312.028.500 \text{ BTU}}{24 \text{ HORAS}} = 13.001.187 \text{ BTU/HR}$$

Para convertir a HP se tiene que:

$$1 \text{ HP} = 2544 \text{ BTU/HR}$$

Entonces la potencia requerida es:

$$13.001.187 \text{ BTU/HR} * \frac{\text{HP}}{2544 \text{ BTU/HR}} = 5110,53 \text{ HP}$$

Para calcular la potencia se tiene:

$$\text{Potencia Entregada} = 600 \text{ HP}$$

$$\text{Potencia Requerida} = 5110,53 \text{ HP}$$

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Potencia Entregada}}{\text{Potencia Requerida}} * 100 = \frac{600}{5110,53} * 100 = 11,74 \%$$

$$297.170 \text{ CU. FT} * 17,2 \frac{\$}{\text{CU. FT}} = 5'.111.324 \text{ \$/DIA}$$

Por lo tanto el precio del gas consumido al año es:

$$5'.111.324 \frac{\$}{\text{DIA}} * 365 \frac{\text{DIAS}}{\text{AÑO}} = 1.865'.633.260 \text{ \$}$$

3.1.2 Costo mantenimiento actual motores unidades de bombeo. En la actualidad se tienen costos de operación, herramientas y equipo y repuestos para los 24 motores instalados en el campo Payoa como se observa a continuación.

Tabla 11. Costo mano de obra Operación Unidades De Bombeo

COSTO MANO DE OBRA MANTENIMIENTO MOTORES UNIDADES DE BOMBEO												
PERSONAL	CANTIDAD	SALARIO	AUX. TRANSPORTE	Prestaciones de ley.			Aportes a seguridad social					TOTAL MANO DE OBRA
				CESANTIAS (8,33%)	PRIMA (8,33%)	VACACIONES (4,16%)	INTERESES (1%) SALARIO Y AUXILIO DE TRANSPORTE	PENSIÓN (12%)	SALUD (8%)	ARL (1%)	CAJA (4%)	
Supervisor Junior	1	\$ 200.000	\$ 5.724	\$ 16.660	\$ 16.660	\$ 8.320	\$ 2.000	\$ 24.000	\$ 16.000	\$ 2.000	\$ 8.000	\$ 299.364
Tecnico Mecanico	1	\$ 111.017	\$ 4.857	\$ 9.248	\$ 9.248	\$ 4.618	\$ 1.110	\$ 13.322	\$ 8.881	\$ 1.110	\$ 4.441	\$ 167.852
Ayudante Mecanico	1	\$ 104.484	\$ 4.571	\$ 8.704	\$ 8.704	\$ 4.347	\$ 1.045	\$ 12.538	\$ 8.359	\$ 1.045	\$ 4.179	\$ 157.974
Tecnico Electricista	1	\$ 183.300	\$ 4.857	\$ 15.269	\$ 15.269	\$ 7.625	\$ 1.833	\$ 21.996	\$ 14.664	\$ 1.833	\$ 7.332	\$ 273.978
Tecnico Instrumentista	1	\$ 183.300	\$ 4.857	\$ 15.269	\$ 15.269	\$ 7.625	\$ 1.833	\$ 21.996	\$ 14.664	\$ 1.833	\$ 7.332	\$ 273.978
TOTAL DIA		\$ 782.101	\$ 24.866	\$ 65.149	\$ 65.149	\$ 32.535	\$ 7.821	\$ 93.852	\$ 62.568	\$ 7.821	\$ 31.284	\$ 1.173.147
TOTAL AÑO		\$ 285.466.865	\$ 9.076.090	\$ 23.779.390	\$ 23.779.390	\$ 11.875.422	\$ 2.854.669	\$ 34.256.024	\$ 22.837.349	\$ 2.854.669	\$ 11.418.675	\$ 428.198.541

Fuente: Los autores

Tabla 12. Costo Herramienta y equipo Operación Unidades de Bombeo.

COSTO MANO DE OBRA MANTENIMIENTO MOTORES UNIDADES DE BOMBEO					
EQUIPO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	DURACIÓN (años)	COSTO ANUAL
Equipos de protección	Global	1	\$ 8.000.000	5	\$ 1.600.000
Equipo de medición	Global	1	\$ 6.500.000	5	\$ 1.300.000
Herramienta menor mecánico, electrico e instrumentación	Global	1	\$ 7.500.000	5	\$ 1.500.000
Camioneta	Unidad	2	\$ 50.000.000	5	\$ 20.000.000
Combustibles	Global	2	\$ 7.488.000	1	\$ 14.976.000
					\$ 39.376.000

Fuente: Los Autores

Tabla 13. Costo de mantenimiento y repuestos motores cabeza de pozo.

RUTINA 5000 HR PARA MOTOR PROMEDIO EN CABEZA DE POZO			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
FILTRO HIDRAULICO DONALSON	1	32.631,00	32.631,00
X-117-B-14 COLLAR ASSY, F/CLUTCH TWIN DISC MOD. S	1	307.378,00	307.378,00
XA-3204-D GASKET, HEAD, F/ENGINE E-42 AJAX, 42 HP,	1	6.000,00	6.000,00
O-RING SMALL PARA FILTRO CENTRIFUGO TIPO MICROSPIN	1	174.000,00	174.000,00
O-RING PARA FILTRO CENTRIFUGO TIPO MICROSPIN	1	45.200,00	45.200,00
INSERT PAPER PARA FILTRO CENTRIFUGO TIPO MICROSPIN	1	6.200,00	6.200,00
FILTRO DE ACEITE	2	35.450,00	70.900,00
ACEITE PEGASUS 505 A GRANEL, MOBIL	8	19.401,00	155.208,00
TOTAL			797.517,00

Para 24 motores Costo x Hora \$ 19.140.408,00 3.828

Reemplazo 10000 hrs promedio por Motor			
PREMEZCALDO AL 50%-LLC, PRESENTACION BULK DRUM *CONTENEDOR* X 275 GALONES	452.000	Para 24 motores	Costo x Hora
			1.085
		10.848.000	
		Para 24 motores	
TOP OVERHAUL 20000 hrs	12.500.000,00	300.000.000,00	15.000,00
OVERHAUL 40000 hrs	28.500.000,00	684.000.000,00	17.100,00
Costo Mantenimiento MOTORES CABEZA DE POZO HORA		37.013	
Costo Mantenimiento MOTORES CABEZA DE POZO DÍA		888.309	
Costo Mantenimiento MOTORES CABEZA DE POZO AÑO		324.232.843	

Fuente: Los autores

3.1.3 Ahorro por diferidas

Tabla 14. Barriles Diferidos

	POZO	BOPD	BOPH	HORAS PARADA PROMEDIO ANUAL	BO DIFERIDOS
BLOQUE NORTE	PA 01	8	0,33	17	5,67
	PA 02	32	1,33	58	77,33
	PA 06	36	1,50	49	73,50
	PA 07	12	0,50	8	4,00
	PA 08	73	3,04	52	158,17
	PA 12	10	0,42	12	5,00
	PA 19	42	1,75	45	78,75
	PA 23	23	0,96	15	14,38
	PA 24	10	0,42	40	16,67
	PA 25	40	1,67	48	80,00
	PA 27	3	0,13	10	1,25
	PA 30	11	0,46	38	17,42
	PA 32	14	0,58	21	12,25
	PA 33		0,00		0,00
BLOQUE SUR	PA 38	4	0,17	14	2,33
	PA 41	28	1,17	32	37,33
	PA 04	60	2,50	50	125,00
	PA 05		0,00		0,00
	PA 09	38	1,58	6	9,50
	PA 11	42	1,75	19	33,25
	PA 17	8	0,33	31	10,33
	PA 18	20	0,83	65	54,17
	PA 21	45	1,88	69	129,38
	PA 22	52	2,17	61	132,17
PA 29	17	0,71	47	33,29	
PA 31	88	3,67	49	179,67	
TOTAL	716	29,83	856	1290,79	

Fuente: Los autores

Se calcula el valor de ahorro por diferidas según los precios actuales debido a la crisis, con lo que cualquier mejora en el mercado ayudara a incrementar los ingresos del proyecto

$$\text{Ahorro Por diferidas} = \text{BOPD DIF} * \text{TRM} * \text{PRECIO DOLARES}$$

$$\text{Ahorro Por diferidas} = 1290,79 * 3000 * 38 = 147.150.060$$

3.2 INVERSIÓN

El valor de la inversión para cada una de las opciones se obtiene a partir del estudio técnico realizado para cada una de ellas y se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 15. Inversión Inicial para Opción 1.

INVERSIÓN INICIAL	CANTIDAD	VR	VR TOTAL
Costo de línea principal	1	\$ 1.873.164.938	\$ 1.873.164.938
Costo de electrificación del campo	1	\$ 1.569.038.494	\$ 1.569.038.494
Costo de subestaciones para cada pozo	25	\$ 26.724.010	\$ 668.100.250
Costo de motores eléctricos	1	\$ 404.604.600	\$ 404.604.600
		VR TOTAL	\$ 4.514.908.282

Fuente: Los Autores

Tabla 16. Inversión Inicial Opción 2.

INVERSIÓN INICIAL	CANTIDAD	VR	VR TOTAL
Costo del generador a gas	1	\$ 2.457.595.000	\$ 2.457.595.000
Costo de electrificación del campo	1	\$ 1.569.038.494	\$ 1.569.038.494
Costo de subestaciones para cada pozo	25	\$ 26.724.010	\$ 668.100.250
Costo de motores eléctricos	1	\$ 404.604.600	\$ 404.604.600
		VR TOTAL	\$ 5.099.338.344

Fuente: Los Autores

3.3 ANÁLISIS DE LOS EGRESOS

El análisis de egresos considera los costos que requieren el mantenimiento y la operación de cada una de las dos alternativas que se están analizando.

3.3.1 Electrificación del campo y línea de alimentación al campo

3.3.1.1 Costo de mantenimiento: El mantenimiento de las líneas que electrificarán el campo requiere de una cuadrilla de dos obreros y un técnico los cuales serán encargados de recorrer las redes y realizar las podas respectivas las diferentes reparaciones, la cuadrilla se compone de mano de obra y equipos como se muestra en las siguientes tablas:

Tabla 17. Costo mano de obra mantenimiento red eléctrica.

COSTO MANO DE OBRA MANTENIMIENTO RED ELECTRICA												
PERSONAL	CANTIDAD	SALARIO	AUX. TRANSPORTE	Prestaciones de ley.				Aportes a seguridad social				TOTAL MANO DE OBRA
				CESANTIAS (8,33%)	PRIMA (8,33%)	VACACIONE S (4,16%)	INTERESES (1%) SALARIO Y AUXILIO DE	PENSIÓN (12%)	SALUD (8%)	ARL (1%)	CAJA (4%)	
Obrero	2	\$ 104.484	\$ 4.571	\$ 8.704	\$ 8.704	\$ 4.347	\$ 1.045	\$ 12.538	\$ 8.359	\$ 1.045	\$ 4.179	\$ 157.974
Tecnico Electricista Liniero	1	\$ 183.300	\$ 4.857	\$ 15.269	\$ 15.269	\$ 7.625	\$ 1.833	\$ 21.996	\$ 14.664	\$ 1.833	\$ 7.332	\$ 273.978
TOTAL DIA		\$ 392.268	\$ 13.999	\$ 32.676	\$ 32.676	\$ 16.318	\$ 3.923	\$ 47.072	\$ 31.381	\$ 3.923	\$ 15.691	\$ 589.927
TOTAL AÑO		\$ 143.177.820	\$ 5.109.635	\$ 11.926.712	\$ 11.926.712	\$ 5.956.197	\$ 1.431.778	\$ 17.181.338	\$ 11.454.226	\$ 1.431.778	\$ 5.727.113	\$ 215.323.310

Fuente: Los Autores

Tabla 18. Costo herramienta y equipo MTO Red Eléctrica

COSTO DE HERRAMIENTA Y EQUIPO MANTENIMIENTO RED ELÉCTRICA					
EQUIPO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	DURACIÓN (años)	COSTO ANUAL
Motosierra	Unidad	1	\$ 2.000.000	3	\$ 666.667
Equipos de protección	Global	1	\$ 3.000.000	5	\$ 600.000
Equipo de medida	Global	1	\$ 1.500.000	5	\$ 300.000
Herramienta menor	Global	1	\$ 2.500.000	5	\$ 500.000
Camioneta	Unidad	1	\$ 50.000.000	5	\$ 10.000.000
Combustibles	Global	1	\$ 7.488.000	1	\$ 7.488.000
					\$ 19.554.667

Fuente: Los Autores

3.3.1.2 Costo de la energía eléctrica: Por la cantidad de energía que va a requerir el proyecto esta puede ser comprada en el mercado no regulado, para obtener el precio de la energía del mercado no regulado se consulta en la base de datos de XM, los precios tomados son los precios de venta para los municipios de Sabana de Torres, Puerto Wilches y Barrancabermeja en nivel de tensión 3 (34.500 V) el cual el nivel de tensión que tiene la línea de transmisión que se está analizando, los cuales son los más cercanos al campo Payoa, esto con el fin de tener una aproximación más real por el costo que tiene cada kWh en transmisión (valor que cambia dependiendo de la localización de la carga eléctrica).

El ejercicio se realiza para todos los meses del año 2015, ya que el precio de la energía en el mercado no regulado puede cambiar hora a hora y tiene una dependencia alta del clima.

Para el cálculo del precio ponderado por kWh se eliminaron las grandes compras realizadas (mayores a 5 GWh) ya que son valores atípicos.

En la siguiente tabla se calcula el precio del kWh que se va a tomar como base para el estudio:

Tabla 19. Costo KWH.

AÑO	MES	DEMANDA MENSUAL GWh	VALOR PROMEDIO PONDERADO kWh
2014	NOVIEMBRE	3,82916	\$ 277,44
	DICIEMBRE	3,35499	\$ 283,82
2015	ENERO	4,1445	\$ 264,68
	FEBRERO	4,50111	\$ 274,18
	MARZO	5,49968	\$ 290,07
	ABRIL	3,914	\$ 292,99
	MAYO	3,11443	\$ 305,49
	JUNIO	2,93326	\$ 286,29
	JULIO	3,1301	\$ 299,12
	AGOSTO	3,2252	\$ 279,56
	SEPTIEMBRE	2,9105	\$ 342,28
	OCTUBRE	2,805	\$ 325,67
Promedio aritmetico VR kWh			\$ 293,47

Fuente: XM

A continuación se muestra el precio de la energía estimado para alimentar el campo Payoa:

Tabla 20. Costo Energía Para alimentar Campo Payoa

COSTO DE ENERGÍA ANUAL PARA ALIMENTAR	
Energía requerida (kWh)	2916079
Valor kWh	\$ 293,47
Costo Total	\$ 855.768.879

Fuente: Los Autores

3.3.1.3 Costos de operación y mantenimiento de generador a 1 MW: A continuación se muestra los costos de mantenimiento y operación para el generador de 1 MW

Tabla 21. Costo mano de obra operación para generador 1 MW

COSTO MANO DE OBRA MANTENIMIENTO GENERADOR 1 MW												
PERSONAL	CANTIDAD	SALARIO	AUX. TRANSPOR TE	Prestaciones de ley.				Aportes a seguridad social				TOTAL MANO DE OBRA
				CESANTIAS (8,33%)	PRIMA (8,33%)	VACACIONES (4,16%)	INTERESES (1% SALARIO Y AUXILIO DE TRANSPORTE	PENSIÓN (12%)	SALUD (8%)	ARL (1%)	CAJA (4%)	
Supervisor Junior	0,2	\$ 200.000	\$ 5.724	\$ 16.660	\$ 16.660	\$ 8.320	\$ 2.000	\$ 24.000	\$ 16.000	\$ 2.000	\$ 8.000	\$ 299.364
Tecnico Mecanico	0,2	\$ 111.017	\$ 4.857	\$ 9.248	\$ 9.248	\$ 4.618	\$ 1.110	\$ 13.322	\$ 8.881	\$ 1.110	\$ 4.441	\$ 167.852
Ayudante Mecanico	0,2	\$ 104.484	\$ 4.571	\$ 8.704	\$ 8.704	\$ 4.347	\$ 1.045	\$ 12.538	\$ 8.359	\$ 1.045	\$ 4.179	\$ 157.974
Tecnico Electricista	0,2	\$ 183.300	\$ 4.857	\$ 15.269	\$ 15.269	\$ 7.625	\$ 1.833	\$ 21.996	\$ 14.664	\$ 1.833	\$ 7.332	\$ 273.978
Tecnico Instrumentista	0,2	\$ 183.300	\$ 4.857	\$ 15.269	\$ 15.269	\$ 7.625	\$ 1.833	\$ 21.996	\$ 14.664	\$ 1.833	\$ 7.332	\$ 273.978
TOTAL DIA		\$ 156.420	\$ 4.973	\$ 13.030	\$ 13.030	\$ 6.507	\$ 1.564	\$ 18.770	\$ 12.514	\$ 1.564	\$ 6.257	\$ 234.629
TOTAL AÑO		\$ 57.093.373	\$ 1.815.218	\$ 4.755.878	\$ 4.755.878	\$ 2.375.084	\$ 570.934	\$ 6.851.205	\$ 4.567.470	\$ 570.934	\$ 2.283.735	\$ 85.639.708

Fuente: Los autores

Tabla 22. Costo por herramienta y equipo

COSTO HERRAMIENTA Y EQUIPO MANTENIMIENTO GENERADOR 1 MW					
EQUIPO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	DURACIÓN (años)	COSTO ANUAL
Equipos de protección	Global	0,2	\$ 2.000.000	5	\$ 80.000
Equipo de medición	Global	0,2	\$ 6.500.000	5	\$ 260.000
Herramienta menor mecánico, electrico e instrumentación	Global	0,2	\$ 4.500.000	5	\$ 180.000
Camioneta	Unidad	0,2	\$ 50.000.000	5	\$ 2.000.000
Combustibles	Global	0,2	\$ 5.016.000	1	\$ 1.003.200
					\$ 3.523.200

Fuente: Los autores

Tabla 23. Costo de mantenimiento y repuestos.

RUTINA 5000 HR 5794 GSI			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
P/N. 214275A, FILTER, AIR CLEANER, MODELO L5794GSI, GLSE04.	8	459.960,00	3.679.680,00
P/N. 153789, INDICATOR, RESTRICTION, MODELO L5794GSI, GLSE04.	4	91.988,00	367.952,00
P/N. 211830K, ORING, L5794GSI, GLSE04.	6	14.356,00	86.136,00
P/N. 295389E, ORING, L5794GSI, GLSE04.	4	4.457,00	17.828,00
P/N. 489192 O-RING SMALL PARA FILTRO CENTRIFUGO TIPO MICROSPIN PARA, MODELO L5794 GSI, WAUKESHA	1	107.392,00	107.392,00
P/N. 489193 O-RING PARA FILTRO CENTRIFUGO TIPO MICROSPIN, MODELO L5794 GSI, WAUKESHA	1	170.250,00	170.250,00
P/N. 489191 INSERT PAPER PARA FILTRO CENTRIFUGO TIPO MICROSPIN PARA WAUKESHA L5794 GSI	1	26.434,00	26.434,00
P/N 199395B Filtro de Aceite / MODELO L5794GSI	5	197.422,00	987.110,00
ACEITE PEGASUS 505 A GRANEL, MOBIL	190	19.401,00	3.686.190,00
Total			9.128.972,00

Costo x hora
1.825,79

Reemplazo 10000 hrs		Costo x hora
TEKCOOL 2650F, LIQUIDO REFRIGERANTE FUCSIA PREMEZCALDO AL 50%-LLC, PRESENTACION BULK DRUM	6.520.000	652
TOP OVERHAUL 20000 hrs	360.000.000,00	18.000,00
OVERHAUL 40000 hrs	1.050.000.000,00	26.250,00
Costo Mantenimiento L5794 Hora		2.478
Costo Mantenimiento L5794 DÍA		59.467
Costo Mantenimiento L5794 AÑO		21.705.479

Fuente: Petrosantander

Costo del gas

Para calcular el consumo del generador a instalar se tiene según catalogo:

performance data

Intercooler Water Temperature 130°F (54°C)		1200 RPM	1000 RPM
	Power bhp (kW)	1380 (1029)	1150 (858)
	BSFC (LHV) Btu/bhp-hr (kJ/kWh)	7665 (10846)	7496 (10602)
	Fuel Consumption Btu/hr x 1000 (kW)	10578 (3100)	8621 (2527)
emPact Catalyst-Out Emissions	NOx g/bhp-hr (mg/Nm ³ @ 5% O ₂)	0.5 (185)	
	CO g/bhp-hr (mg/Nm ³ @ 5% O ₂)	1.0 (370)	
	NMHC g/bhp-hr (mg/Nm ³ @ 5% O ₂)	0.14 (58)	
	THC g/bhp-hr (mg/Nm ³ @ 5% O ₂)	1.26 (477)	
Engine-Out Emissions	NOx g/bhp-hr (mg/Nm ³ @ 5% O ₂)	13.50 (5011)	14.90 (5508)
	CO g/bhp-hr (mg/Nm ³ @ 5% O ₂)	10.50 (3770)	10.10 (3734)
	NMHC g/bhp-hr (mg/Nm ³ @ 5% O ₂)	0.28 (105)	0.30 (110)
	THC g/bhp-hr (mg/Nm ³ @ 5% O ₂)	1.80 (682)	2.00 (733)
Heat Balance	Heat to Jacket Water Btu/hr x 1000 (kW)	3037 (890)	2512 (736)
	Heat to Lube Oil Btu/hr x 1000 (kW)	470 (138)	372 (109)
	Heat to Intercooler Btu/hr x 1000 (kW)	132 (39)	74 (22)
	Heat to Radiation Btu/hr x 1000 (kW)	674 (198)	605 (177)
	Total Exhaust Heat Btu/hr x 1000 (kW)	2959 (867)	2298 (674)
Inlet/Exhaust System	Induction Air Flow scfm (Nm ³ /hr)	2001 (3014)	1638 (2467)
	Exhaust Flow lb/hr (kg/hr)	8984 (4075)	7355 (3336)
	Exhaust Temperature °F (°C)	1136 (613)	1077 (581)

All data according to full load and subject to technical development and modification.

emPact catalyst-out emissions valid from 100% - 75% load and 1200 rpm to 900 rpm and assume proper engine/catalyst maintenance and manual adjustment as necessary. Consult your local GE Power & Water's representative for system application assistance. The manufacturer reserves the right to change or modify without notice, the design or equipment specifications as herein set forth without incurring any obligation either with respect to equipment previously sold or in the process of construction except where otherwise specifically guaranteed by the manufacturer.

Potencia Entregada= 1029 KW

Potencia Requerida= 3100 KW

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Potencia Entregada}}{\text{Potencia Requerida}} * 100 = \frac{1029}{3100} * 100 = 33,19 \%$$

Debido a que la potencia a entregar es 600 HP se requieren:

$$\text{Potencia Requerida} = \frac{\text{Potencia Entregada}}{\text{Eficiencia}} * 100 = \frac{600}{33,19} * 100 = 1807,77 \text{ HP}$$

Lo cual equivale a:

$$1807,77 \text{ HP} * \frac{2544 \frac{\text{BTU}}{\text{HR}}}{\text{HP}} = 4.598.976 \text{ BTU/HR}$$

Para calcular la energía requerida x día se multiplica x 24 horas

$$4.598.976 \frac{\text{BTU}}{\text{HR}} * 24 \text{ HR} = 110.375.424 \text{ BTU}$$

Y así se calcula el gas requerido para el generador

$$110.375.424 \text{ BTU} * \frac{1 \text{ CU.FT}}{1050 \text{ BTU}} = 105.119 \text{ CU.FT}$$

$$105.119 \text{ CU.FT} * 17,2 \frac{\$}{\text{CU.FT}} = 1808046,8 \$/\text{DIA}$$

Por lo tanto el precio del gas consumido al año es:

$$180.8046,8 \frac{\$}{\text{DIA}} * 365 \frac{\text{DIAS}}{\text{AÑO}} = 659'937.082 \text{ \$}$$

3.4 ANÁLISIS DE DEPRECIACIONES

Depreciaciones:

Los activos fijos se desprecian de acuerdo a los valores establecidos así:

- Equipos y maquinaria: 10 años
- Obras eléctricas y mecánicas: 10 años
- Construcciones: 20 años

En la siguiente tabla se muestra la depreciación de los activos fijos para cada una de las opciones:

Tabla 24. Depreciación para opción 1.

DEPRECIACIÓN PARA OPCIÓN 1				
OPCIÓN 1	VALOR	DEPRECIACIÓN (años)	DEPRECIACIÓN ANUAL	VALOR RESIDUAL
Equipos eléctricos	\$ 4.514.908.282	10	\$ 451.490.828	\$ -
Total depreciación activos fijos			\$ 451.490.828	

Fuente: Los Autores

Tabla 25. Depreciación para la opción 2.

DEPRECIACIÓN PARA OPCIÓN 2				
OPCIÓN 1	Valor	Depreciación (años)	Depreciación anual	Valor residual
Obra civil	\$ 273.720.000	20	\$ 13.686.000	\$ 136.860.000
Obras mecánicas	\$ 63.875.000	10	\$ 6.387.500	\$ -
Obras eléctricas	\$ 120.000.000	10	\$ 12.000.000	\$ -
Equipos electromecánico	\$ 2.000.000.000	10	\$ 200.000.000	\$ -
Costo electrificación del campo	\$ 1.569.038.494	10	\$ 156.903.849	\$ -
Costo de subestaciones para cada pozo	\$ 668.100.250	10	\$ 66.810.025	\$ -
Costo de motores eléctricos	\$ 404.604.600	10	\$ 40.460.460	\$ -
Total depreciación activos fijos			\$ 496.247.834	

Fuente: Los Autores

3.5 COSTO DE CAPITAL

Para el cálculo del costo de capital se utilizará la siguiente metodología

$$K_c = k_l + (k_m - k_l) * \beta$$

Donde:

kl: Rentabilidad libre de riesgo del mercado (%)

km: Rentabilidad del mercado (%)

(km – kl) : Premio por riesgo del mercado

β : Medida del riesgo de la empresa en el mercado específico (relaciona la volatilidad de una acción con la volatilidad del mercado)

Los datos para el cálculo del costo de capital se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 26. Cálculo del WACC

CALCULO DEL WACC		
Dato	Tasa	Fuente
Rendimiento mercado	14%	BVC
BETA	2,3	Damodaran
Interes bonos	7,77%	Banco de la república
Costo capital	22,1%	

Fuente: Los Autores

La tasa de descuento utilizada para el proyecto es del 22,1%.

3.6 ESTADO DE RESULTADOS

Para los estados de resultados de las dos opciones se estima que los precios de la energía, del gas y de los mantenimientos tendrán un aumento anual igual a la inflación, la cual se estima de acuerdo al promedio de los últimos 10 años, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 27. Históricos inflación anual

AÑO	INFLACIÓN
2005	4,85%
2006	4,48%
2007	5,69%
2008	7,67%
2009	2,00%
2010	3,17%
2011	3,73%
2012	2,44%
2013	1,94%
2014	3,66%
2015	6,77%
Promedio	4,22%

Fuente: Banco de la Republica

A continuación se muestra el flujo de efectivo para la opción de alimentar el campo Payoa con una línea de transmisión desde la subestación Sabana.

Tabla 28. Flujo de Caja opción 1

FLUJO DE CAJA OPCIÓN 1 (ALIMENTAR EL CAMPO PAYOA CON LÍNEA DE TRANSMISIÓN DESDE LA SUBESTACIÓN SABANA)											
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Flujos negativos											
Inversión inicial	\$ 4.514.908.282	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo mano de obra mantenimiento		\$ 215.323.310	\$ 224.406.039	\$ 233.871.894	\$ 243.737.035	\$ 254.018.307	\$ 264.733.261	\$ 275.900.191	\$ 287.538.163	\$ 299.667.045	\$ 312.307.546
Costo equipos mantenimiento		\$ 19.554.667	\$ 20.379.518	\$ 21.239.163	\$ 22.135.070	\$ 23.068.767	\$ 24.041.850	\$ 25.055.979	\$ 26.112.885	\$ 27.214.374	\$ 28.362.326
Costo de la energía		\$ 855.768.879	\$ 891.866.766	\$ 929.487.328	\$ 968.694.793	\$ 1.009.556.101	\$ 1.052.141.013	\$ 1.096.522.234	\$ 1.142.775.535	\$ 1.190.979.885	\$ 1.241.217.582
Flujos positivos											
Costo del gas		\$ 1.865.633.260	\$ 1.944.329.063	\$ 2.026.344.398	\$ 2.111.819.289	\$ 2.200.899.666	\$ 2.293.737.616	\$ 2.390.491.639	\$ 2.491.326.923	\$ 2.596.415.622	\$ 2.705.937.153
Mano de obra mantenimiento		\$ 428.198.541	\$ 446.260.734	\$ 465.084.823	\$ 484.702.947	\$ 505.148.598	\$ 526.456.684	\$ 548.663.585	\$ 571.807.212	\$ 595.927.080	\$ 621.064.368
Costo equipos mantenimiento y repuestos		\$ 363.608.843	\$ 378.946.525	\$ 394.931.179	\$ 411.590.094	\$ 428.951.712	\$ 447.045.675	\$ 465.902.875	\$ 485.555.505	\$ 506.037.119	\$ 527.382.685
Ahorro por diferidas		\$ 147.150.060	\$ 147.150.060	\$ 147.150.060	\$ 147.150.060	\$ 147.150.060	\$ 147.150.060	\$ 147.150.060	\$ 147.150.060	\$ 147.150.060	\$ 147.150.060
Depreciacion		\$ 451.490.828	\$ 451.490.828	\$ 451.490.828	\$ 451.490.828	\$ 451.490.828	\$ 451.490.828	\$ 451.490.828	\$ 451.490.828	\$ 451.490.828	\$ 451.490.828
Utilidad antes de impuestos		\$ 2.165.434.676	\$ 2.231.524.887	\$ 2.300.402.903	\$ 2.372.186.319	\$ 2.446.997.690	\$ 2.524.964.740	\$ 2.606.220.583	\$ 2.690.903.944	\$ 2.779.159.404	\$ 2.871.137.640
Impuesto		\$ 649.630.403	\$ 669.457.466	\$ 690.120.871	\$ 711.655.896	\$ 734.099.307	\$ 757.489.422	\$ 781.866.175	\$ 807.271.183	\$ 833.747.821	\$ 861.341.292
Utilidad después impuestos		\$ 1.515.804.273	\$ 1.562.067.421	\$ 1.610.282.032	\$ 1.660.530.423	\$ 1.712.898.383	\$ 1.767.475.318	\$ 1.824.354.408	\$ 1.883.632.761	\$ 1.945.411.583	\$ 2.009.796.348
Costos desembolsables		\$ 451.490.828	\$ 451.490.828	\$ 451.490.828	\$ 451.490.828	\$ 451.490.828	\$ 451.490.828	\$ 451.490.828	\$ 451.490.828	\$ 451.490.828	\$ 451.490.828
Flujos adicionales											
Valor residual activos		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo Neto efectivo	\$ (4.514.908.282)	\$ 1.967.295.102	\$ 2.013.558.249	\$ 2.061.772.860	\$ 2.112.021.251	\$ 2.164.389.211	\$ 2.218.966.146	\$ 2.275.845.236	\$ 2.335.123.589	\$ 2.396.902.411	\$ 2.461.287.176

TIR	45%
Valor presente neto	\$ 3.763.824.167

Fuente: Los Autores

Tabla 29. Flujo de caja Opción 2.

FLUJO DE CAJA OPCIÓN 2 (ALIMENTAR EL CAMPO PAYOA CON GENERADOR ALIMENTADO CON GAS NATURAL)											
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Flujos negativos											
Inversión inicial	\$ 5.099.338.344	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo de operación		\$ 110.868.387	\$ 115.545.017	\$ 120.418.916	\$ 125.498.405	\$ 130.792.156	\$ 136.309.207	\$ 142.058.977	\$ 148.051.283	\$ 154.296.355	\$ 160.804.856
Costo Overhaul		\$ -	\$ -	\$ 360.000.000	\$ -	\$ 1.050.000.000	\$ -	\$ -	\$ 442.608.716	\$ -	\$ -
Costo del gas natural		\$ 659.937.082	\$ 687.774.428	\$ 716.786.004	\$ 747.021.341	\$ 778.532.059	\$ 811.371.957	\$ 845.597.101	\$ 881.265.924	\$ 918.439.323	\$ 957.180.764
Flujos positivos											
Costo del gas		\$ 1.865.633.260	\$ 1.944.329.063	\$ 2.026.344.398	\$ 2.111.819.289	\$ 2.200.899.666	\$ 2.293.737.616	\$ 2.390.491.639	\$ 2.491.326.923	\$ 2.596.415.622	\$ 2.705.937.153
Mano de obra mantenimiento		\$ 428.198.541	\$ 446.260.734	\$ 465.084.823	\$ 484.702.947	\$ 505.148.598	\$ 526.456.684	\$ 548.663.585	\$ 571.807.212	\$ 595.927.080	\$ 621.064.368
Costo equipos mantenimiento y repuestos		\$ 363.608.843	\$ 378.946.525	\$ 394.931.179	\$ 411.590.094	\$ 428.951.712	\$ 447.045.675	\$ 465.902.875	\$ 485.555.505	\$ 506.037.119	\$ 527.382.685
Ahorro por diferidas		\$ 147.150.060	\$ 147.150.060	\$ 147.150.060	\$ 147.150.060	\$ 147.150.060	\$ 147.150.060	\$ 147.150.060	\$ 147.150.060	\$ 147.150.060	\$ 147.150.060
Depreciación		\$ 496.247.834	\$ 496.247.834	\$ 496.247.834	\$ 496.247.834	\$ 496.247.834	\$ 496.247.834	\$ 496.247.834	\$ 496.247.834	\$ 496.247.834	\$ 496.247.834
Utilidad antes de impuestos		\$ 2.530.033.069	\$ 2.609.614.771	\$ 2.332.553.374	\$ 2.778.990.478	\$ 1.819.073.656	\$ 2.962.956.706	\$ 3.060.799.914	\$ 2.720.161.611	\$ 3.269.042.037	\$ 3.379.796.481
Impuesto		\$ 759.009.921	\$ 782.884.431	\$ 699.766.012	\$ 833.697.143	\$ 545.722.097	\$ 888.887.012	\$ 918.239.974	\$ 816.048.483	\$ 980.712.611	\$ 1.013.938.944
Utilidad después impuestos		\$ 1.771.023.149	\$ 1.826.730.340	\$ 1.632.787.362	\$ 1.945.293.335	\$ 1.273.351.559	\$ 2.074.069.694	\$ 2.142.559.940	\$ 1.904.113.128	\$ 2.288.329.426	\$ 2.365.857.536
Costos desembolsables		\$ 496.247.834	\$ 496.247.834	\$ 496.247.834	\$ 496.247.834	\$ 496.247.834	\$ 496.247.834	\$ 496.247.834	\$ 496.247.834	\$ 496.247.834	\$ 496.247.834
Flujos adicionales											
Valor residual activos		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 136.860.000
Flujo Neto efectivo	\$ (5.099.338.344)	\$ 2.267.270.983	\$ 2.322.978.174	\$ 2.129.035.196	\$ 2.441.541.169	\$ 1.769.599.394	\$ 2.570.317.529	\$ 2.638.807.775	\$ 2.400.360.962	\$ 2.784.577.260	\$ 2.998.965.371

TIR Opción 2	44%
Valor presente neto	\$ 4.018.589.154

Fuente: Los Autores

3.7 RESUMEN COMPARATIVO DE LAS DOS OPCIONES

Tabla 30. Resumen comparativo de las dos opciones

RESUMEN COMPARATIVO DOS OPCIONES		
	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2
Inversión Inicial	\$ 4.514.908.282	\$ 5.099.338.344
VPN	\$ 3.763.824.167	\$ 4.018.589.154
TIR	45%	44%

Fuente: Los Autores

4. CONCLUSIONES

- Para analizar cualquier tipo de proyecto es necesario además de realizar un análisis técnico un análisis financiero del mismo, y para ello son de gran utilidad herramientas como el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR).
- Debido a la crisis que está sufriendo el negocio del petrolero es necesario para esta industria optimizar los recursos utilizados en las diferentes etapas productivas para lograr continuar en el mercado.
- Los motores eléctricos son más eficientes energéticamente hablando, esta es la principal razón por la cual las dos alternativas son viables.
- Centralizar la operación de un campo permite disminuir los costos del mantenimiento debido a que reducen la cantidad de equipos que se deben inspeccionar, mantener y reparar.
- A pesar de la actual crisis de la industria petrolera y evaluándola las dos opciones con precios de crisis las dos alternativas son rentables, por lo tanto con cualquier recuperación económica de la industria las dos alternativas serán más atractivas.
- Observando los valores presentes netos y las tasas internas de retorno de cada una de las opciones se puede concluir que los dos proyectos son viables financieramente.
- Los dos proyectos son viables financieramente y sus tasas internas de retorno y valores presente netos son muy similares, siendo del 45% y del 44% respectivamente.
- A mayor sea los requerimientos de potencia del campo es más viable cualquiera de los dos proyectos debido a que aumenta la eficiencia de las máquinas, por lo tanto el kWh es más económico.

BIBLIOGRAFÍA

Bolsa de Valores de Colombia. Disponible en:
<https://www.bvc.com.co/pps/tibco/portalbvc>

Bombeo Mecánico – Diseño. Disponible en:
<http://www.portaldelpetroleo.com/2009/06/bombeo-mecanico-diseno.html>

CASTAÑO VALDERRAMA, Gonzalo, NAVAS CAMACHO, Luisa María, La presencia de las petroleras canadienses en Colombia. Censat Agua Viva – Foe. Colombia 2001

Comisión de Regulación de Energía y Gas. Disponible en: <http://www.creg.gov.co/>

Damodaran online. Disponible en: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ, Carme Ruth, RODRÍGUEZ MÉRIDA, Oscar Mauricio, Estudio técnico y financiero para el aprovechamiento del excedente gas del campo Casabe para la generación de energía de pozos petroleros de ECOPETROL S.A. Bucaramanga, 2014, 103 P. Trabajo de grado (Especialización en evaluación y gerencia de proyectos). Universidad Industrial de Santander, Facultad Fisicomecánicas.

Indicadores energéticos. Disponible en: <http://www.xm.com.co/Pages/Home.aspx>

Método de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible (BES). Disponible en:
<http://www.monografias.com/trabajos63/levantamiento-artificial-bombeo/levantamiento-artificial-bombeo2.shtml>

Métodos de Producción de Petróleo. Disponible en:
<http://perfob.blogspot.com.co/2014/09/metodos-de-produccion.html>

Sistema De Levantamiento Con Gas - Gas Lift. Disponible en: <http://oil-mail.blogspot.com.co/2011/05/sistema-de-levantamiento-con-gas-gas.html>

Unidad de Planeación Minero Energético. Disponible en: <http://www1.upme.gov.co/>

ANEXOS

ANEXO A. Generalidades del petróleo

Para la comprensión del presente documento se requiere conocimientos de aspectos y términos utilizados en la industria petrolera, además de conocimientos técnicos sobre sistemas de bombeo de crudo y de tipos de motores utilizados en la industria petrolera para impulsar los equipos de bombeo.

Hidrocarburos

Los hidrocarburos son compuestos formados por átomos de carbono e hidrógeno. Los hidrocarburos son los componentes principales que conforman el petróleo, algunos ejemplos de hidrocarburos son el metano, el etano, butano, etanol, metanol, etc.

Petróleo

El petróleo es una sustancia compuesta por una mezcla de hidrocarburos, es de color oscuro y generalmente más ligera que el agua, se encuentra en la naturaleza en yacimientos subterráneos formados por las diferentes capas de la corteza terrestre, su destilación produce productos de gran importancia para la industria tales como la gasolina, diésel, además de él se obtienen productos petroquímicos tales como fertilizantes, fungicidas, y diferentes tipos de fibras sintéticas.

Sistema de levantamiento

En los yacimientos de los fluidos están sujetos a la acción de varias fuerzas tales como fuerzas de presión, fricción por viscosidad, gravedad, entre otras. En algunos casos estas fuerzas son suficientes para promover el desplazamiento de los fluidos desde el interior del pozo hasta la superficie, cuando esto sucede se dice que el pozo fluye naturalmente, cuando esto no sucede se requiere utilizar un sistema que

mediante aplicación de fuerzas ajenas al pozo extrae el fluido, estos sistemas se denomina levantamiento artificial. Existen varios tipos de sistemas de levantamiento, tales como bombeo mecánico, bombeo electro sumergible, bombeo de cavidad progresiva, para estos sistemas de bombeo en todos los casos se requiere de un motor en algunos casos eléctrico o de combustión interna para proporcionar la energía requerida para extraer el fluido.

Barril de petróleo

El barril de petróleo se define como la unidad de medida de volumen aceptada internacionalmente como estándar para el petróleo, un barril equivale a 42 galones o 159 litros.

Gas natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso compuesta principalmente por metano, etano, y en una menor proporción por gases más pesados como butano y pentano. Se utiliza para la convertirlo en calor y puede ser utilizado también para mover un motor de combustión interna.

Energía eléctrica

La energía eléctrica es la forma de energía que se resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos lo que permite establecer una corriente eléctrica. La energía eléctrica puede ser convertida en gran cantidad de formas diferentes de energía tales como lumínica, térmica, magnética, mecánica, entre otras.

Combustibles

Un combustible es un material capaz de liberar energía térmica cuando se oxida de forma violenta. Existen combustible sólidos como madera o carbón, combustibles líquidos como gasolina, diésel y combustibles gaseosos como gas natural.

Motor de combustión interna

Un motor de combustión interna es una máquina que transforma la energía que se libera al explotar el combustible al interior de un cilindro en energía rotativa, existen motores de combustión interna que funcionan con diferentes combustibles tales como gasolina, diésel o gas natural.

Motor eléctrico

Un motor eléctrico es una máquina que transforma la energía eléctrica en energía mecánica rotativa mediante la interacción de campos magnéticos generados por bobinados en su interior. Son utilizados ampliamente en la industria y pueden ser utilizados para mover todo tipo de máquinas que requieren un motor.

MARCO DE CONTEXTUAL

Composición del petróleo

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos los cuales son compuestos orgánicos formados por hidrógeno y carbono. El petróleo tiene colores que van desde el amarillo pálido, marrón con reflejos verdosos hasta el negro oscuro, posee un fuerte olor similar al kerosén o al de la gasolina.

Formación del petróleo

El petróleo se encuentra bajo la tierra en diferentes regiones distribuidas en diferentes partes del planeta, estas cuencas reciben el nombre de Cuencas Sedimentarias. Las cuencas sedimentarias están formadas por capas o estratos dispuestos unos sobre otros, desde el más antiguo al más reciente, y cada estrato tiene una constitución diferente a los demás.

El petróleo se empezó a formar hace varios millones de años, a partir de la materia orgánica procedente de animales y plantas que se depositó en el fondo del océano junto con sedimentos, este material en presencia de altas presiones y temperaturas se transformó en petróleo. Posteriormente el petróleo se desplaza a la roca almacén

esta roca se caracteriza por ser porosa y formada por pliegues, quedando atrapado en ella.

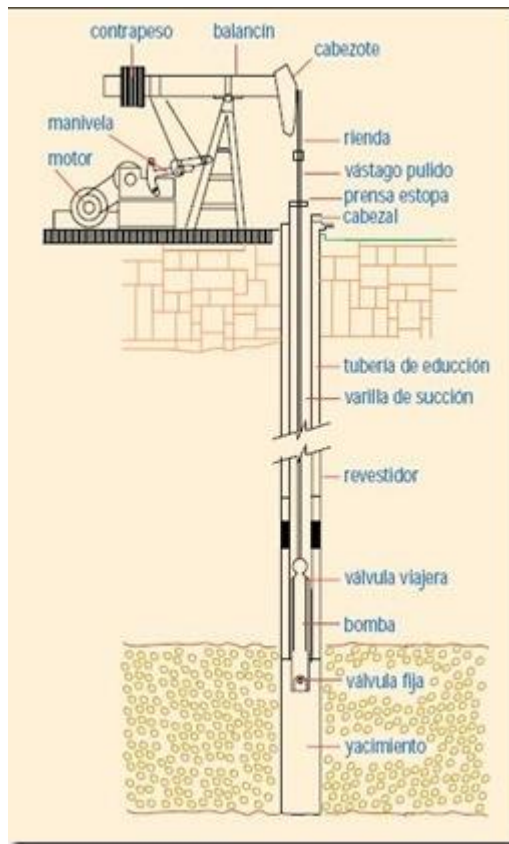
Perforación y Extracción

Una vez se detecta un sitio donde posiblemente exista petróleo se realiza una perforación desde la superficie a ella, en algunos casos la presión del pozo es tal que el crudo sube a la superficie por medio de un flujo natural, en caso contrario debe instalarse un sistema de bombeo mecánico extraer el petróleo del pozo a la superficie.

Tipos de levantamiento artificial para extracción de petróleo.

Bombeo mecánico

Es el método de levantamiento artificial más usado a nivel mundial, este consiste en una bomba ubicada en el subsuelo de acción recíproca, esta bomba consiste en un pistón dentro de un barril con válvulas de entrada y salida de flujo, y pueden ser de acción simple o de acción doble, la bomba se alimenta con energía producida a través de una sarta de cabillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, el cual transfiere movimiento a un sistema de engranajes y un balancín, tal como se muestra en el siguiente esquema:



Bombeo Mecánico – Diseño. Disponible en: Fuente:
<http://www.portaldelpetroleo.com/2009/06/bombeo-mecanico-diseno.html>

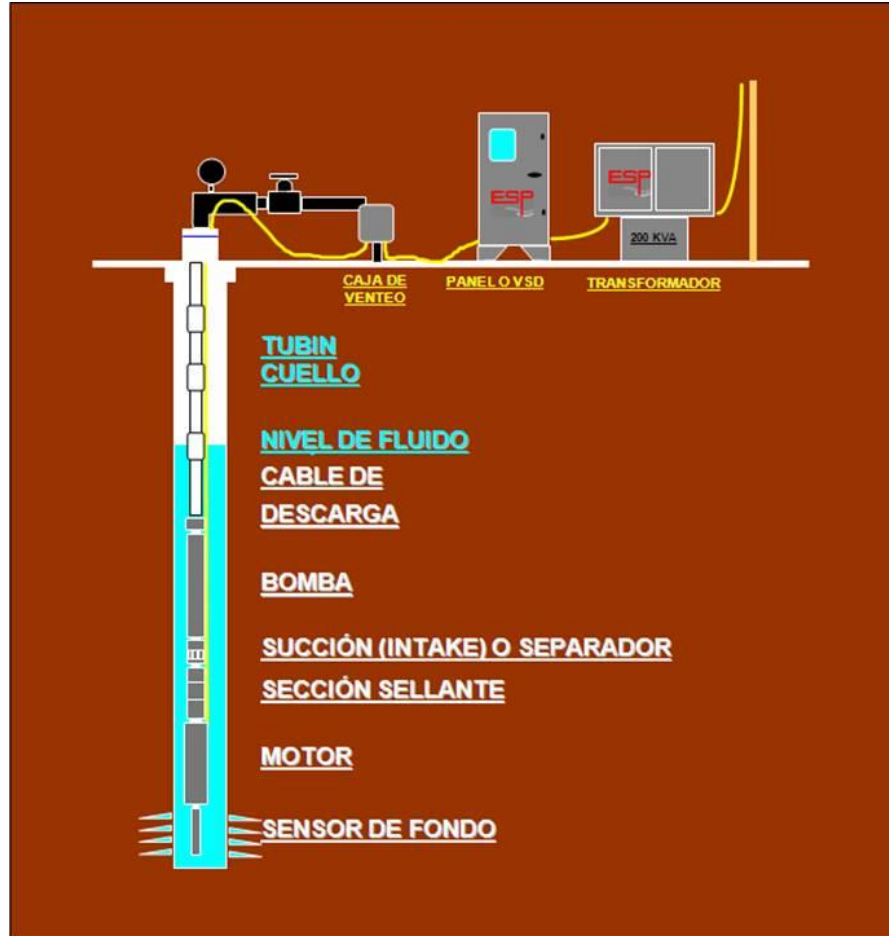
Bombeo electro sumergible (BES)

El bombeo electro sumergible es un sistema de levantamiento artificial aplicado para desplazar volúmenes de crudo con eficiencia y economía, es utilizado cuando se presentan los siguientes casos:

Alto índice de productividad, baja presión en el fondo, alta relación de agua - petróleo y baja relación gas-líquido.

El sistema de bombeo electro sumergible se basa en la utilización de bombas centrífugas de subsuelo ubicada en el fondo del pozo, las cuales son accionadas por motores eléctricos.

En el siguiente diagrama puede verse los componentes del sistema de bombeo electro sumergible.



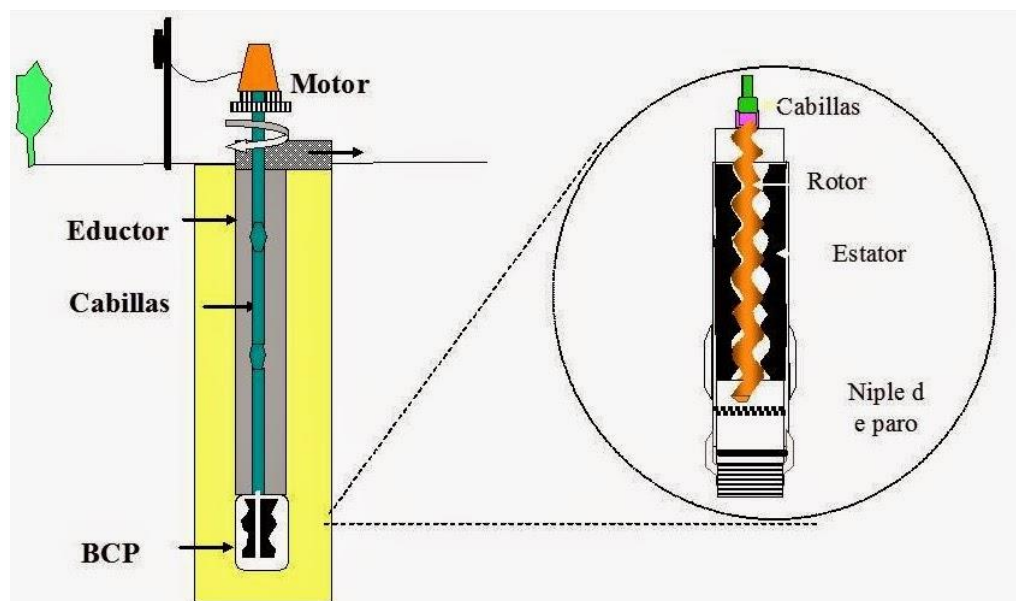
Fuente: Bombeo Mecánico – Diseño. Disponible es:
Fuente:<http://www.monografias.com/trabajos63/levantamiento-artificial-bombeo/levantamiento-artificial-bombeo2.shtml>

Bombeo de cavidades progresivas (PCP)

El bombeo por cavidades progresivas consta de dos hélices, una dentro de la otra, el estator con una hélice interna doble y el rotor con una hélice externa simple. Cuando el rotor se inserta dentro del estator se forman dos cadenas de cavidades progresivas bien delimitadas y aisladas. A medida que el rotor gira, estas cavidades se desplazan a lo largo del eje de la bomba desde la admisión en el extremo inferior

hasta la descarga en el extremo superior, transportando de este modo el fluido del pozo hasta la tubería de producción.

El sistema de bombeo por cavidades progresivas es impulsado por un motor ubicado en la superficie, el cual puede ser eléctrico o de combustión interna, los componentes del sistema de bombeo por cavidades progresivas pueden verse en el siguiente diagrama:

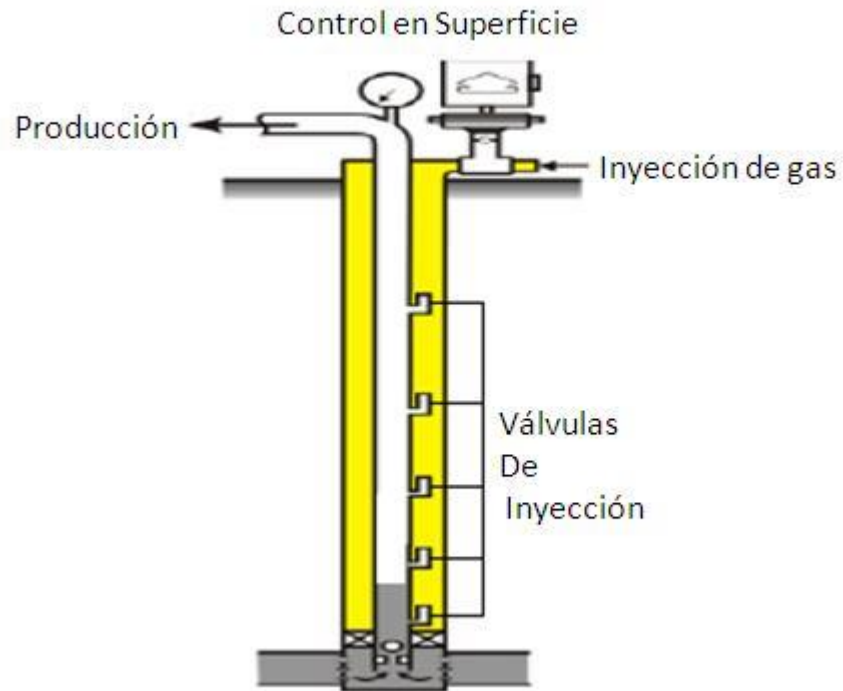


Fuente: Métodos de Producción de Petróleo. Disponible en: <http://perfob.blogspot.com.co/2014/09/metodos-de-produccion.html>

Levantamiento Artificial por gas lift

El levantamiento artificial por inyección de gas es un método de producción que utiliza gas comprimido a alta presión como fuente externa de energía. El gas inyectado en un punto de la columna de fluidos en la tubería de producción. El gas inyectado tiene como propósito aligerar o desplazar la columna de fluidos, reduciendo su peso. De esta manera, la energía del yacimiento será suficiente para transportar los fluidos desde el fondo hasta la superficie. Los componentes de

sistema de levantamiento por inyección de gas pueden verse en el siguiente diagrama:



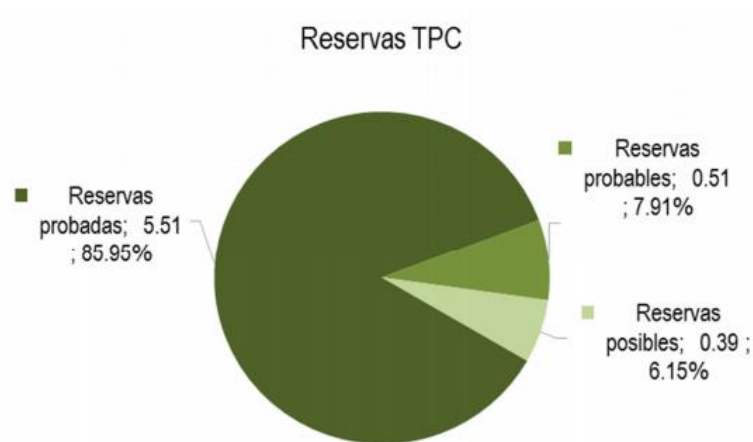
Fuente: Sistema De Levantamiento Con Gas - Gas Lift. Disponible en: <http://oil-mail.blogspot.com.co/2011/05/sistema-de-levantamiento-con-gas-gas.html>

SITUACIÓN ACTUAL DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA (2)

Reservas de gas natural

A diciembre 31 de 2013, el país contabilizó un volumen total de reservas de gas natural de 6.41 TPC (Trillones de pies cúbicos) de las que el 86% correspondió a reservas probadas equivalentes a 5.51 TPC, el 8% a las reservas probables con 0.51 TPC y el 6% posibles con 0.39 TPC. Las reservas probadas se encuentran

ubicadas principalmente en la cuenca de los Llanos Orientales con un 50% del total, seguidas por la cuenca de la Guajira que representan el 31% el restante 19% están localizadas en las cuencas del Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio, Valle Superior y Catatumbo . Las reservas probables se ubican en los Llanos Orientales y el Valle Inferior del Magdalena con una participación relativa de 37% y 34% respectivamente. Finalmente el 58% de las reservas posibles se encuentran en el Valle Inferior del Magdalena, el 18% en el Valle Medio del Magdalena y el 15% en la cuenca de los Llanos Orientales. La gráfica No 1 presenta la disponibilidad de las reservas totales de Colombia a 31 de diciembre de 2013.

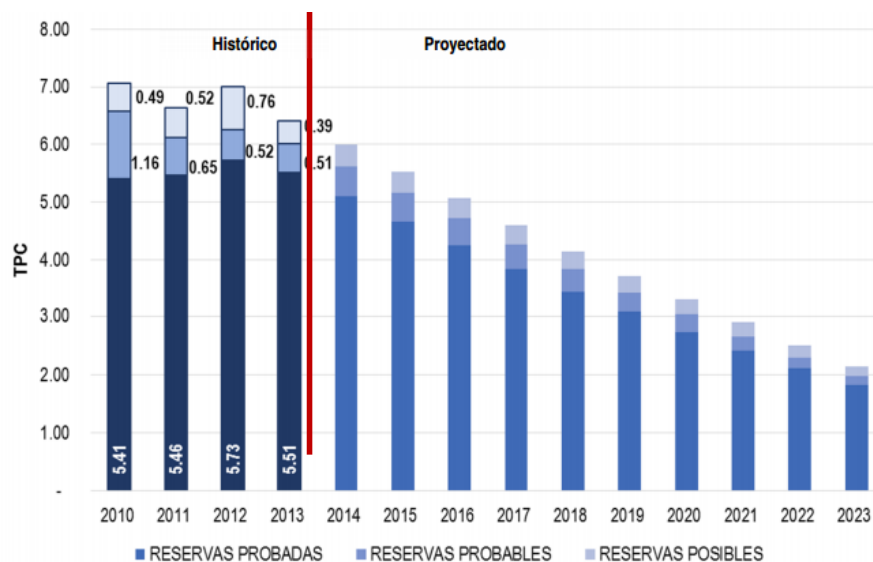


Fuente: Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023 UPME

En la siguiente gráfica se observa el comportamiento de las reservas los últimos años y una proyección del comportamiento de las mismas, sin considerar nuevos descubrimientos. La estimación fue realizada a partir de las curvas de producción esperadas, según la información de los productores a la ANH, donde se señala una disminución importante en las reservas probadas. Los resultados indican que en los últimos años las reservas totales han disminuido así: en el año 2012, las reservas probables disminuyeron en un 20% volumen que se incorporó a las reservas probadas aumentándolas en un 5%, el valor restante correspondieron a reservas

extraídas. En el año 2013 el volumen total de reservas disminuyó con respecto al anterior en un 4%, 3% y 48% en reservas probadas, probables y posibles respectivamente, cifras que confirman que durante el año 2013 en Colombia no ocurrieron descubrimientos de gas natural.

Evolución de la reservas de gas natural



Fuente: Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023 UPME

Escenarios de oferta

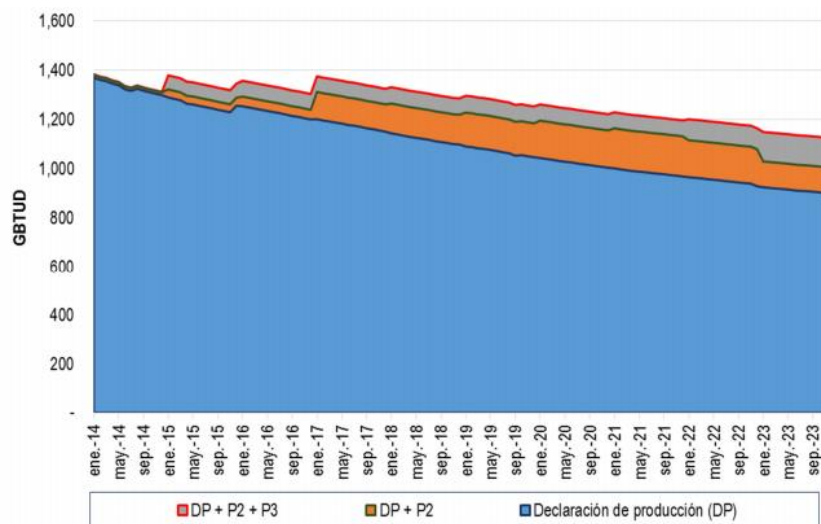
Para el análisis se incluyeron tres escenarios de oferta, que estiman la situación de corto, mediano y largo plazo (10 años es el periodo de análisis). El primer escenario es normativo y los otros dos consideran la perspectiva sobre reservas de gas natural y disponibilidad complementaria de gas natural, mediante un esquema de suministro proveniente del mercado externo.

Conforme con lo definido por el Decreto 2100 de 2011, y con los lineamientos generales para la realización del Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural,

el escenario base de oferta de gas natural corresponde a la última declaración de producción nacional e importación por parte de agentes. Sobre éste se considerarán otros escenarios, resultado de la incorporación de reservas probables, reservas posibles y de la construcción de una planta de regasificación en la Costa Atlántica.

En la siguiente gráfica se presenta un escenario conformado por la oferta nacional de gas natural, (declaración de producción (DP), las reservas probables y las reservas posibles). Bajo éste escenario, se esperaría una máxima producción en los meses enero de 2015 y enero de 2017 con 1.380 GBTUD y 1.375 GBTUD respectivamente y posteriormente se espera un comportamiento conforme a la declinación normal de los campos productores alcanzando los 1.116 GBTUD al final del periodo de análisis.

Declaración de producción, reservas probables y posibles.



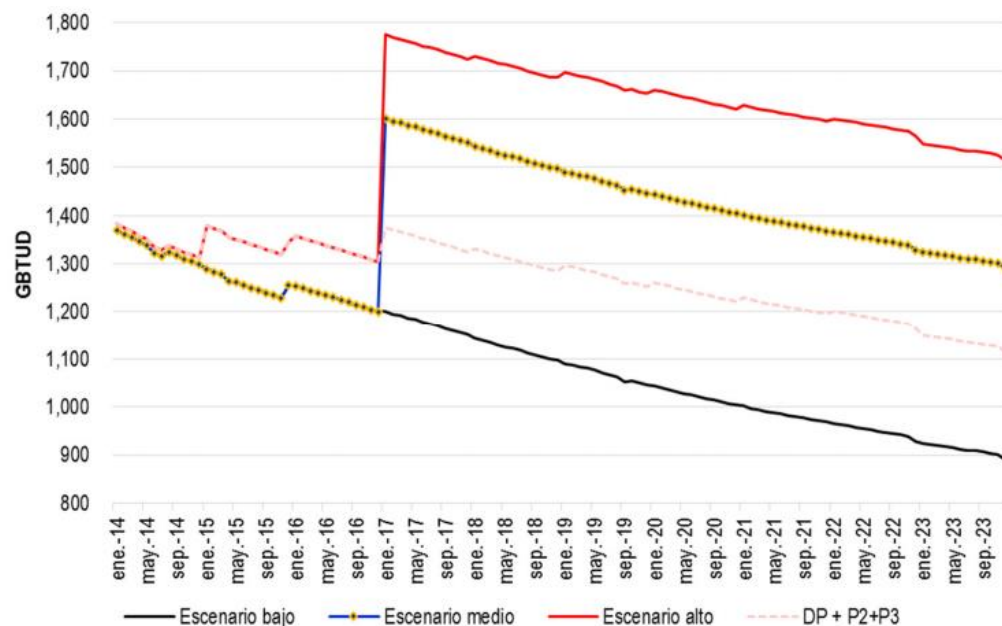
Fuente: Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023 UPME

Adicionalmente a la oferta nacional, en el año 2013, el país tomó la decisión de disponer de una nueva fuente de suministro, debido al déficit en el balance oferta demanda estimado con las declaraciones de producción y la demanda del escenario

medio determinado por UPME. Esta fuente supletoria corresponde a la instalación de una planta de regasificación ubicada en inmediaciones de la ciudad de Cartagena con una capacidad de 400 MPCD, volumen que hará parte de la oferta en los escenarios planteados e ingresará a partir de enero de 2017.

En la siguiente gráfica, se presentan los tres escenarios evaluados (escenario bajo de oferta, escenario medio de oferta y escenario alto de oferta) y adicionalmente se incluye una combinación de los perfiles de producción de los tres tipos de reservas, situación intermedia entre los escenarios bajo y medio.

Escenarios de oferta de gas natural.



Fuente: Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023 UPME

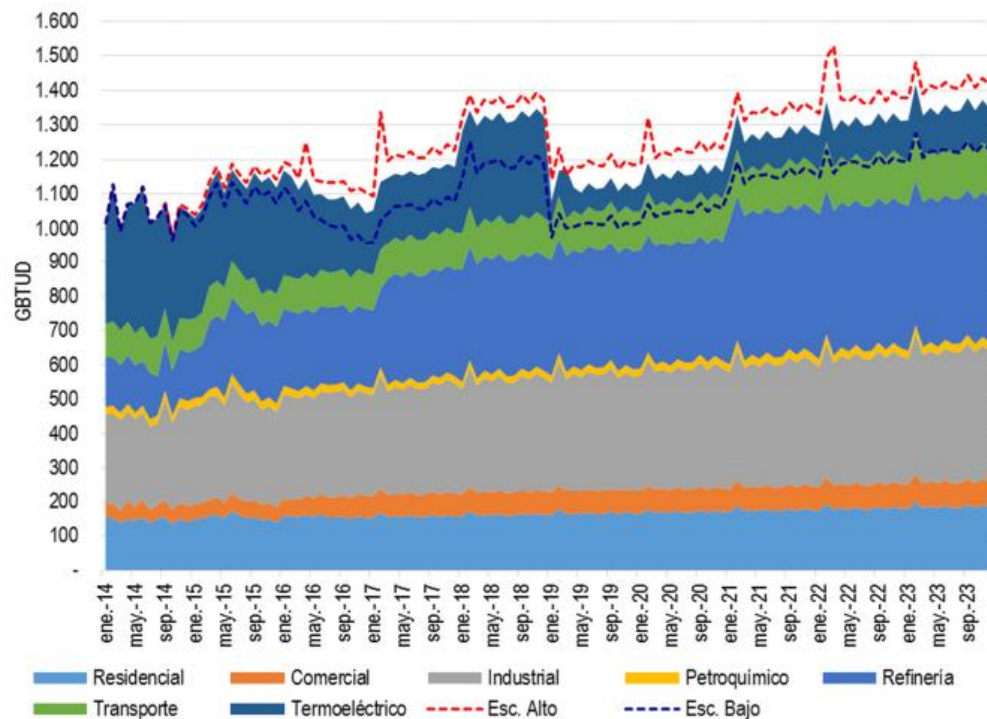
Demanda nacional de gas natural

La demanda nacional está constituida por sectores de consumo y organizada por regiones. Para efectos de éste ejercicio de balance, las regiones se simplifican en dos: Costa Atlántica e Interior del país, buscando explicar situaciones de escasez que eventualmente puedan presentarse y que no son ocasionadas por la

infraestructura de transporte. Sectorialmente se consideraron los siguientes segmentos: residencial, comercial, industrial, termoeléctrico, petroquímico, transporte (GNV) y refinería que a su vez considera demanda de Ecopetrol para proyectos de generación eléctrica en los Llanos Orientales.

La siguiente gráfica presenta la estimación de demanda sectorial de gas natural del país. Se especifica que las áreas corresponden al escenario medio de demanda y las líneas punteadas hacen referencia a los escenarios alto y bajo de demanda.

Escenarios de demanda de gas natural.



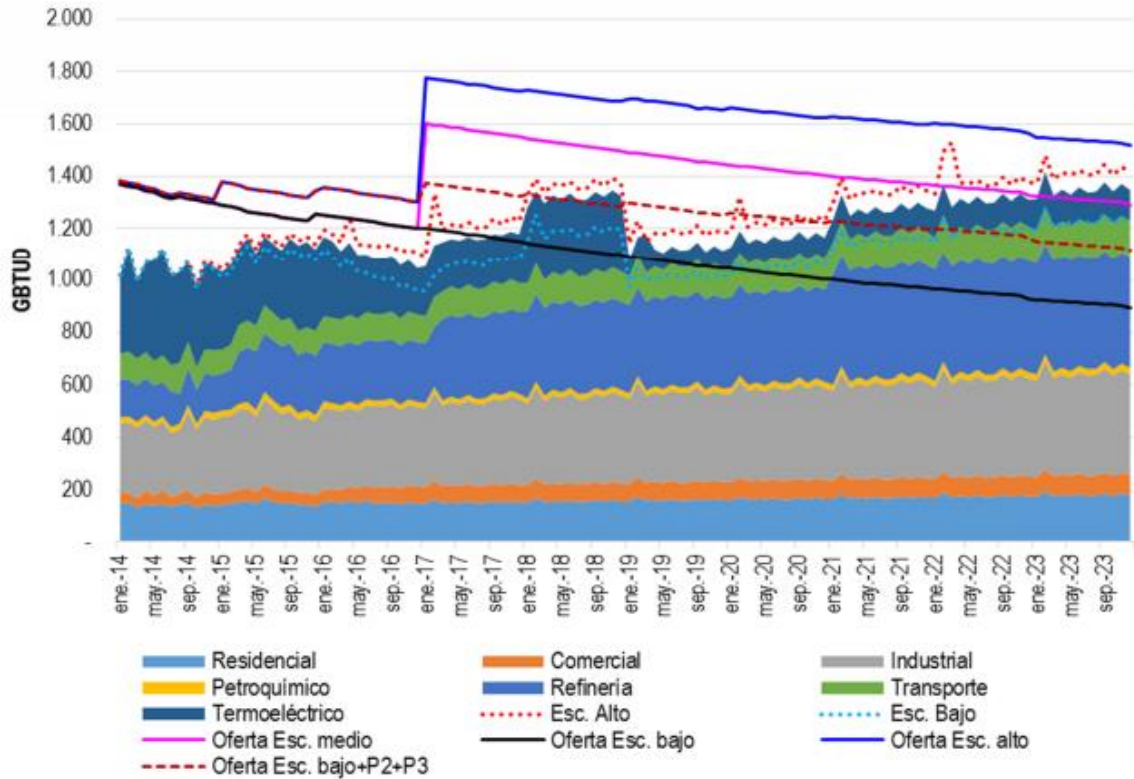
Fuente: Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023 UPME

Para el periodo de análisis (2014-2023), el escenario medio tiene un crecimiento promedio anual del 3.03%, el escenario alto de 3.55% y el escenario bajo del 1.97%. Los sectores que determinan los crecimientos son principalmente el sector térmico, las refinerías y el sector industrial.

Balance nacional

En la siguiente gráfica se observan cuatro escenarios de oferta y tres escenarios de demanda a partir de los cuales se determina la fecha en la que se puede presentar insuficiencia en la atención de la demanda de gas y el valor de la misma. Son diversos los resultados obtenidos dependiendo del escenario de oferta y demanda escogido. Los resultados señalan que en el escenario bajo de oferta y de demanda se logra abastecimiento del país hasta enero de 2018, el escenario medio de oferta hasta el año 2022 y con el escenario alto de oferta no se presentan faltantes en la atención de la demanda. Vale la pena mencionar que el ingreso de las reservas probables y posibles (escenario de oferta punteado en la gráfica 16 puede mantener el abastecimiento de gas natural hasta 2020 con unos pequeños déficits a finales de 2018 y comienzos de 2019. Sin embargo, bajo los escenarios de precios de petróleo actuales, los desarrollos de estas reservas pueden verse comprometidos. Para identificar las fechas y los volúmenes de los diferentes déficits, se realiza la combinatoria de los escenarios y se muestran en la gráfica, donde se presenta una amplia gama de posibilidades de abastecimiento que deben ser considerados, pues todos tienen probabilidad de ocurrencia, para lo cual debe analizarse factores que puedan afectar la disponibilidad real del gas, independientemente de que en este ejercicio no se analice en detalle los efectos que sobre el abastecimiento puede generar la insuficiencia en algunos puntos de la red de transporte.

Balance nacional de gas natural



Fuente: Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023 UPME

Los resultados mostrados en la gráfica evidencian que:

1. En un escenario bajo de oferta y frente a cualquier escenario de demanda (alto, medio, bajo) el país presentará problemas de abastecimiento desde inicios de 2018. Con un escenario medio de demanda se inicia déficit con volúmenes de 150 GBTUD hasta 480 GBTUD al final del periodo.
2. Frente a un escenario medio de oferta y medio de demanda se mantiene el abastecimiento hasta el año 2022.

Situación actual de la energía eléctrica en Colombia (3)

Proyecciones de la demanda de energía eléctrica a largo plazo (anual)

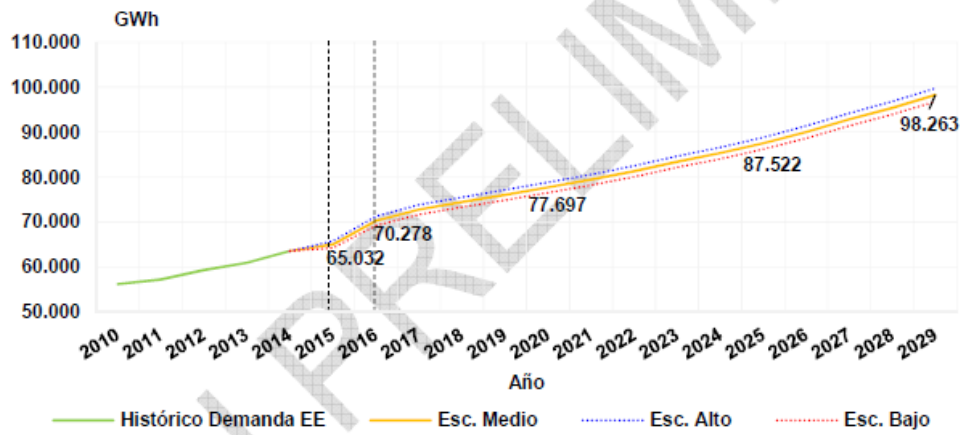
Las proyecciones de energía a largo plazo fueron estimadas por la UPME (Unidad de planeación minero energética) de acuerdo con la carga declarada en las solicitudes de conexión de los GCE (Grandes Consumidores de Energía), los atrasos o adelantos presentados en su entrada. Los valores de la demanda de energía eléctrica y de potencia máxima para Rubiales se recalcularon como consecuencia de análisis de expertos.

Por otra parte, se reporta la entrada para el cuarto trimestre del GCE “Sociedad Portuaria Puerto nuevo”, la cual desde el año 2011, PRODECO solicitó para el año 2012 la conexión de una nueva demanda al Sistema de Transmisión Nacional (STN), la cual está asociada al desarrollo de un nuevo puerto para la exportación de carbón. El proyecto está ubicado en el municipio de Ciénaga en el departamento de Magdalena. El valor de la carga es de 40 MW con un factor de potencia de 0.97 en atraso y un perfil de carga constante en todos los periodos de demanda.

La demanda proyectada de energía eléctrica puede verse en la siguiente gráfica.

³ Plan de expansión de referencia Generación-Transmisión 2015-2029 UPME

Escenarios de la proyección de demanda de energía eléctrica (GWh – año).



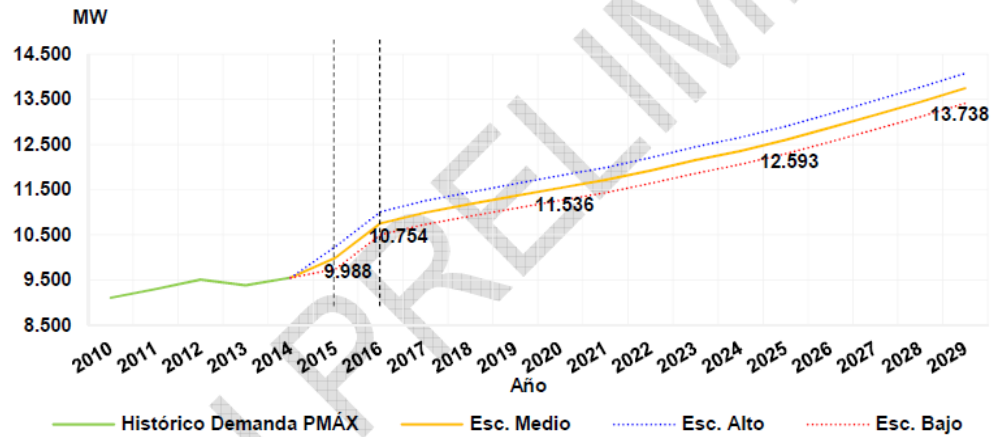
Fuente: Plan de expansión de referencia Generación-Transmisión 2015-2029 UPME

Proyecciones de la demanda de potencia eléctrica a largo plazo (anual)

El análisis de los requerimientos de capacidad instalada para mantener los márgenes de seguridad que deberían estar disponibles y para los niveles de confiabilidad, forman parte de los análisis de expansión de la infraestructura de generación y transmisión, que se realizan en el marco de los Planes de expansión correspondientes.

La demanda proyectada de potencia eléctrica puede verse en la siguiente gráfica.

Escenarios de la proyección de demanda de potencia máxima (MW – año)

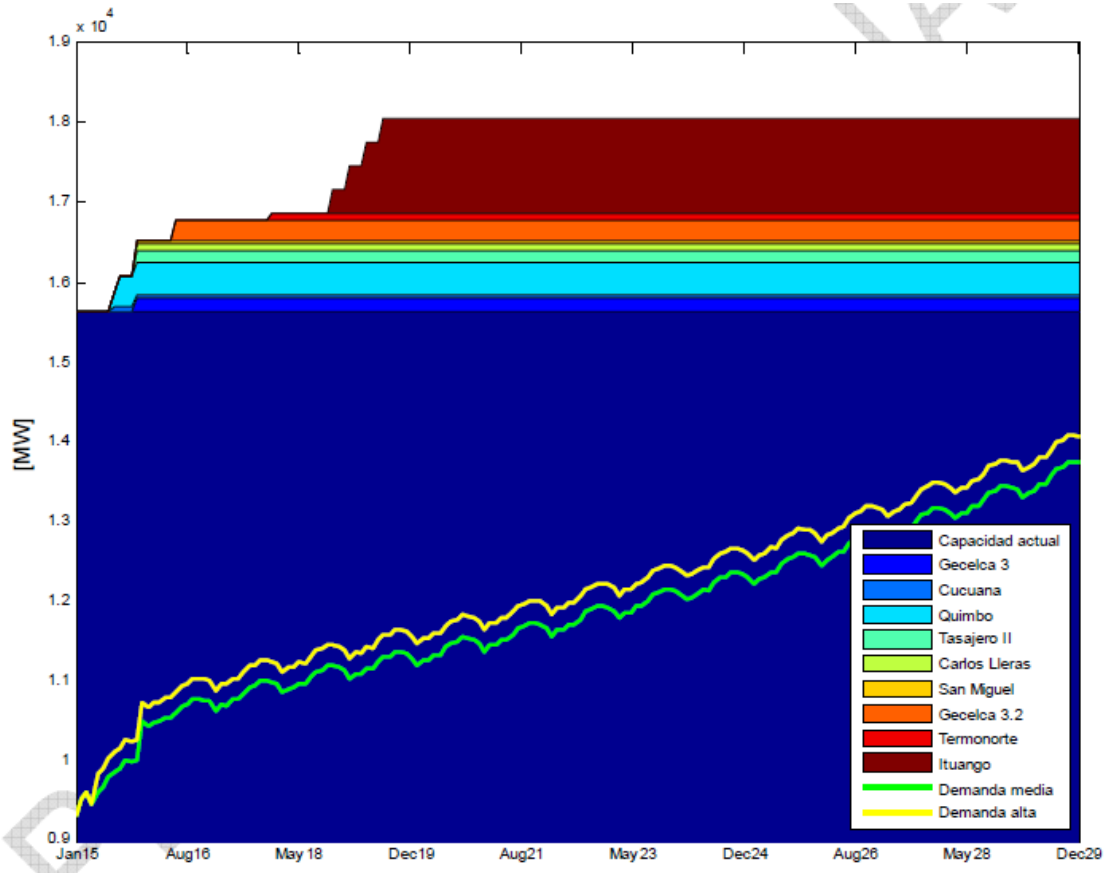


Fuente: Plan de expansión de referencia Generación-Transmisión 2015-2029 UPME

Comparación de la capacidad instalada y demanda de potencia

Según la revisión realizada por la UPME de los requerimientos de capacidad del sistema para la atención de la demanda de potencia (sin interconexiones internacionales). Respecto a la evolución de la capacidad instalada, sólo se consideran los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, es decir, no se tiene en cuenta la segunda etapa del proyecto Ituango. La siguiente gráfica permite comparar la posible evolución del pico de potencia de la demanda, con la capacidad disponible actual y futura del parque generador, lo anterior para los escenarios altos y medio de la proyección de demanda del mes de julio de 2015. La gráfica presenta la capacidad efectiva neta, es decir, no se considera la afectación de la misma por los índices de indisponibilidad de las plantas de generación.

Proyección de demanda de potencia eléctrica y capacidad instalada



Fuente: Plan de expansión de referencia Generación-Transmisión 2015-2029 UPME

De la gráfica anterior se puede concluir que en todos los escenarios de demanda, alto y medio, la capacidad instalada es superior a los requerimientos de potencia que el sistema exige.