

**ESTUDIO DE ALTERNATIVAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS
ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO
ACORDIONERO.**

ERICK JONATHAN SANABRIA GOMEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2017

**ESTUDIO DE ALTERNATIVAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS
ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO
ACORDIONERO.**

ERICK JONATHAN SANABRIA GÓMEZ

**Trabajo de Grado para optar al título de
Especialista en Ingeniería del gas.**

DIRECTOR

**Manuel Enrique Cabarcas Simancas
Magister en ingeniería química**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2017

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

1. GAS NATURAL.....	13
1.2 CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL.....	14
1.3 GAS NATURAL EN COLOMBIA	14
1.3.1. Reservas de Gas Natural.....	14
1.3.2. Producción de gas natural.....	17
2. CONDICIONES DEL CAMPO ACORDIONERO	18
2.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	19
2.3 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	20
2.4 PRODUCCIÓN DE GAS EN CAMPO ACORDIONERO	21
2.4.1. Caracterización del Gas	23
2.5 OFERTA Y DEMANDA ENERGETÍCA EN CAMPO ACORDIONERO	23
2.5.1 Proyección de producción Gas.	25
2.5.2 Demanda de Potencia.....	27
2.5.3 Generación de potencia con el Gas producido.	29
3. MODELO DE EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL APROVECHAMIENTO DE GAS PARA EL CAMPO ACORDIONERO	32
3.1 ALTERNATIVAS PARA EL APROVECHAMIENTO DE GAS.....	32
3.1.1 Bases de cálculo.	34
3.1.2 Alternativa 1 - Generación diésel con quema del 100% de gas de pozo. .	36
3.1.3 Alternativa 2 - Generación diésel con venta del 100% de gas de pozo a gasoducto.	37
3.1.4 Alternativa 3 - Generación diésel con venta del 100% gas en cabeza de pozo. 38	
3.1.5 Alternativa 4 - Generación diésel con venta de energía eléctrica al SIN...39	
3.1.6 Alternativa 5 - Autogeneración con gas y venta de energía eléctrica de excedentes al SIN.....	40
3.1.7 Alternativa 6 - Autogeneración con gas y venta de gas excedente al gasoducto.	42

3.1.8	Alternativa 7 - Autogeneración con gas y venta del gas excedente en cabeza de pozo.....	43
3.2	ANÁLISIS DE RESULTADOS	44
3.2.1	Flujos de caja.	44
3.2.2	Mejores Alternativas.....	46
4.	RECOMENDACIONES.....	48
5.	CONCLUSIONES	49
	BIBLIOGRAFIA	

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Evolución de reservas de Gas Natural	15
Gráfica 2. Comportamiento de reservas Gas Natural - Histórico	16
Gráfica 3. Producción Gas Natural - Colombia	17
Gráfica 4. Perfil de producción del campo Acordionero	19
Gráfica 5. Proyección de Gas en el campo Acordionero	26
Gráfica 6. Escenarios de GOR en el campo Acordionero	27
Gráfica 7. Proyección de Potencia.....	28
Gráfica 8. Potencia mínima a instalar	29
Gráfica 9. Oferta Vs Demanda.....	30
Gráfica 10. Alternativas de suministro de Gas	32
Gráfica 11. Árbol de alternativas para el aprovechamiento de Gas	33
Gráfica 12. Alternativa N°1	36
Gráfica 13. Alternativa N°2	37
Gráfica 14. Alternativa N°3	38
Gráfica 15. Alternativa N°4	39
Gráfica 16. Alternativa N°5	41
Gráfica 17. Alternativa N°6	42
Gráfica 18. Alternativa N°7	43
Gráfica 19. Resultados de flujos de caja.....	44

LIISTA DE TABLAS

Tabla 1. Composición típica del Gas Natural	13
Tabla 2. Clasificación del Gas Natural por composición	14
Tabla 3. Estado actual de pozos Acordionero	20
Tabla 4. Cromatografía de Gas - Acordionero	23
Tabla 5. Proyección de Producción del campo Acordionero.....	24
Tabla 6. Potencia disponible	29
Tabla 7. Bases de cálculo - Variables económicas.....	34
Tabla 8. Base de cálculo - Cifras de OPEX	35
Tabla 9. VPN de Egresos - Alternativa N°1	36
Tabla 10. VPN Egresos - Alternativa N°2	38
Tabla 11. VPN Egresos - Alternativa N°3	39
Tabla 12. VPN Egresos - Alternativa N°4	40
Tabla 13. VPN de egresos - Alternativa N°5.....	41
Tabla 14. VPN egresos - Alternativa N°6.....	42
Tabla 15. VPN Egresos - Alternativa N°7	43
Tabla 16. Resumen de Evaluación	45
Tabla 17. Mejores cinco Alternativas.	46

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Cromatografía de gas del campo Acordionero.

Anexo B. Alternativa 1 - Generación diésel con quema del 100% de gas de pozo.

Anexo C. Alternativa 2 - Generación diésel con venta del 100% de gas de pozo a gasoducto.

Anexo D. Alternativa 3 - Generación diésel con venta del 100% gas en cabeza de pozo.

Anexo E. Alternativa 4 - Generación diésel con venta de energía eléctrica al SIN.

Anexo F. Alternativa 5 - Autogeneración con gas y venta de energía eléctrica de excedentes al SIN.

Anexo G. Alternativa 6 - Autogeneración con gas y venta de gas excedente al gasoducto.

Anexo H. Alternativa 7 - Autogeneración con gas y venta del gas excedente en cabeza de pozo.

NOTA: Ver archivos en la carpeta "ANEXOS"

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE ALTERNATIVAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO A LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO ACORDIONERO*

AUTORES: ERICK JONATHAN SANABRIA GOMEZ**

PALABRAS CLAVES: Gas Natural, Generación eléctrica, Quema de gas, Campo Acordionero.

DESCRIPCIÓN:

Es común en la industria de los hidrocarburos la quema del Gas Natural, ya que operativamente es la forma más tradicional de eliminar los excedentes de gas asociados a la producción de petróleo en los campos en producción, y más cuando los volúmenes del recurso no son significativos o sin beneficio comercial; sin embargo la legislación colombiana (Ministerio de Minas y Energía) mediante el Artículo 52 de la Resolución 181495 del 02 de septiembre del 2009, indica que se prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmósfera.

En la búsqueda de dar cumplimiento a la normatividad colombiana y del aprovechamiento energético de los recursos disponibles en el campo Acordionero, y teniendo en cuenta factores ambientales, de confiabilidad energética y optimización de presupuesto frente a las tarifas de combustible diésel y Red Eléctrica Nacional; se genera la necesidad de evaluar diferentes soluciones de suministro de energía eléctrica y uso adecuado del gas producido que cumplan con el requerimiento actual y la proyección de demanda según el plan estratégico de desarrollo de la compañía.

Este trabajo tiene como objetivo realizar un estudio de alternativas para el aprovechamiento del gas natural asociado del campo Acordionero, el cual se utiliza en menor cuantía para calentamiento de crudo y tratamiento, los volúmenes excedentes son quemados en TEA sin beneficio alguno.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingeniería de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ing. Manuel Enrique Cabarcas Simancas, M.Sc. Magister en ingeniería de hidrocarburos.

ABSTRACT

TITLE: STUDY OF ALTERNATIVES FOR THE USE OF GAS ASSOCIATED TO THE PRODUCTION OF WELLS OF THE ACORDIONERO FIELD.*

AUTHORS: ERICK JONATHAN SANABRIA GOMEZ**

KEYWORDS: Natural Gas, Electric Generation, Gas Burning, Acordionero Field.

DESCRIPTION:

Natural gas burning is common in the hydrocarbon industry, as it is operationally the most traditional way of eliminating the gas surpluses associated with oil production in the field of production, and more so when the resource volumes are not significant Or without commercial benefit; However, Colombian legislation (Ministry of Mines and Energy) through Article 52 of Resolution 181495 of September 2, 2009, indicates that the burning, waste or emission of gas into the atmosphere is prohibited.

In the pursuit of compliance with Colombian regulations and energy use of the resources available in the Acordionero field, and taking into account environmental factors, energy reliability and budget optimization against diesel fuel tariffs and Red Eléctrica Nacional; The need to evaluate different solutions of electric power supply and adequate use of the produced gas that meet the current requirement and the projection of demand according to the strategic development plan of the company is generated.

This work aims to perform a study of alternatives for the use of the natural gas associated with the Acordionero field, which is used in a smaller amount for heating of crude oil and treatment, the surplus volumes are burned in TEA without any benefit.

* Specialization Monograph

** Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Ing. Manuel Enrique Cabarcas Simancas. M.Sc. Hydrocarbon engineering

INTRODUCCIÓN

En la actualidad el Gas Natural se considera como una de las principales fuentes de energía, utilizada tanto para uso doméstico como para uso industrial y comercial. Es un recurso natural no renovable; se considera como una solución energética ecológica porque su combustión es limpia, y por lo tanto es un tipo de energía más amable con el medio ambiente ya que no genera cantidades de dióxido de carbono a la atmosfera, a diferencia de los combustibles tradicionales como la gasolina o ACPM. El Gas Natural es un recurso mucho más accesible en términos económicos y esto hace que las opciones de uso en la industria sean diversas y amplias; así como su comercialización, uso en la generación eléctrica, el sector residencial y transporte.

La quema del Gas Natural es común en la industria de los hidrocarburos, ya que operativamente es la forma más habitual de eliminar los excedentes de gas asociados a la producción de petróleo en los campo en producción, y más cuando los volúmenes no son significativos y aparentemente poco comerciales; sin embargo la legislación colombiana (Ministerio de Minas y Energía), mediante el Artículo 52 de la Resolución 181495 del 02 de septiembre del 2009 indica que se prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmosfera.

En la búsqueda de dar cumplimiento a la normatividad colombiana y del aprovechamiento energético de los recursos disponibles en el campo Acordionero y teniendo en cuenta factores ambientales, de confiabilidad energética y optimización de presupuesto frente a las tarifas de combustible diésel y Red Eléctrica Nacional; se genera la necesidad de evaluar diferentes soluciones de suministro de energía eléctrica y uso adecuado del gas producido que cumplan con el requerimiento actual y la proyección de demanda según el plan estratégico de desarrollo de la compañía.

En este trabajo de monografía se describirá el desarrollo y evaluación de las diferentes alternativas para el uso y aprovechamiento del Gas Natural producido en el campo Acordionero mostrando los beneficios a nivel de costos que trae el aprovechamiento del gas y que adicionalmente llevará a la compañía a alinearse con la próxima normativa ambiental que busca evitar la quema de gas. Adicional se planteará la evaluación técnica de diferentes alternativas para el uso adecuado del gas actualmente quemado en TEA y finalmente se realizará la selección de la opción que más se ajuste a los requerimientos de la operación, mediante un análisis de costo/beneficio.

1. GAS NATURAL

Energético natural de origen fósil, que se encuentra normalmente en el subsuelo continental o marino. Se formó hace millones de años cuando una serie de organismos descompuestos como animales y plantas, quedaron sepultados bajo lodo y arena, en lo más profundo de antiguos lagos y océanos. En la medida que se acumulaba lodo, arena y sedimento, se fueron formando capas de roca a gran profundidad. La presión causada por el peso sobre éstas capas más el calor de la tierra, transformaron lentamente el material orgánico en petróleo crudo y en gas natural. El gas natural se acumula en bolsas entre la porosidad de las rocas subterráneas. Pero en ocasiones, el gas natural se queda atrapado debajo de la tierra por rocas sólidas que evitan que el gas fluya, formándose lo que se conoce como un yacimiento.

El gas natural se puede encontrar en forma "asociado", cuando en el yacimiento aparece acompañado de petróleo, o gas natural "no asociado" cuando está acompañado únicamente por pequeñas cantidades de otros hidrocarburos o gases. (Ver Tabla 1.)

La composición del gas natural incluye diversos hidrocarburos gaseosos, con predominio del metano, por sobre el 90%, y en proporciones menores etano, propano, butano, pentano y pequeñas proporciones de gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno.¹

Tabla 1. Composición típica del Gas Natural

Componente	Fórmula	Gas No Asociado	Gas Asociado
Metano	CH ₄	95-98 %	60-80 %
Etano	C ₂ H ₆	1-3 %	10-20 %
Propano	C ₃ H ₈	0.5-1 %	5-12 %
Butano	C ₄ H ₁₀	0.2-0.5 %	2-5 %
Pentano	C ₅ H ₁₂	0.2-0.5 %	1-3 %
Dióxido de	CO ₂	0-8 %	0-8 %
Nitrógeno	N ₂	0-5 %	0-5 %
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	0-5 %	0-5 %
Otros	A, He, Ne, Xe	trazas	trazas

¹ Tomado de <http://www.innergy.cl/quees.htm>

1.2 CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL

- Gas amargo: Contiene derivados del azufre (ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros)
- Gas dulce: Libre de derivados del azufre, se obtiene generalmente al endulzar el gas amargo utilizando solventes químicos o físicos, o adsorbentes
- Gas húmedo: Contiene cantidades importante de hidrocarburos más pesados que el metano, es el gas asociado
- Gas seco: Contiene cantidades menores de otro hidrocarburos, es el gas no asociado²

Tabla 2. Clasificación del Gas Natural por composición

Denominación Estándar	Gas Dulce Seco	Gas Amargo Seco	Gas Dulce Húmedo	Gas Amargo Húmedo
Componente	Gas No Asociado		Gas Asociado	
Etano	<10%	<10%	>10%	>10%
H ₂ S	<1%	>1%	<1%	>1%
CO ₂	<2%	>2%	<2%	>2%

1.3 GAS NATURAL EN COLOMBIA

1.3.1. Reservas de Gas Natural. En general las reservas son clasificadas, según el nivel de certidumbre asociado a las proyecciones y son categorizadas con base en la madurez del proyecto y caracterizadas conforme con su estado de desarrollo y producción. Por tanto, las reservas están compuestas por reservas probadas, cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de

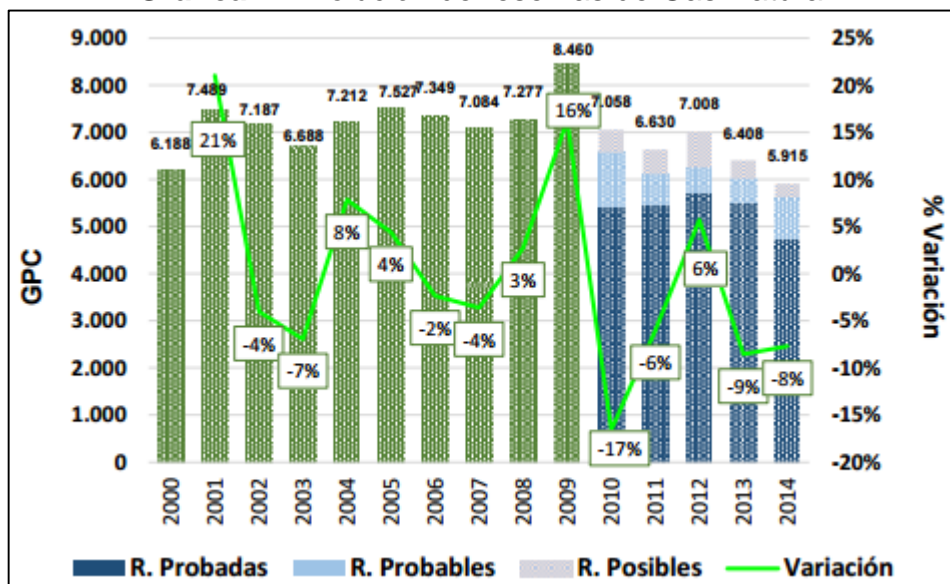
²

Tomado de <http://profesores.fib.unam.mx/l3prof/Carpeta%20energ%EDa%20y%20ambiente/Gas%20Natural.pdf>

evaluación, mientras las reservas probables y posibles pueden estar basadas en condiciones económicas futuras.

Las reservas totales de gas natural a diciembre 31 de 2014, conforme con la información suministrada por la ANH, están compuestas por las reservas probadas, probables y posibles y en total alcanzaron los 5.914,96 GPC¹. Las primeras lograron un volumen de 4.758,51 GPC, las reservas probables llegaron a 866,41 GPC y las posibles fueron de 290,03 GPC.

Gráfica 1. Evolución de reservas de Gas Natural



Fuente: ANH, 2014

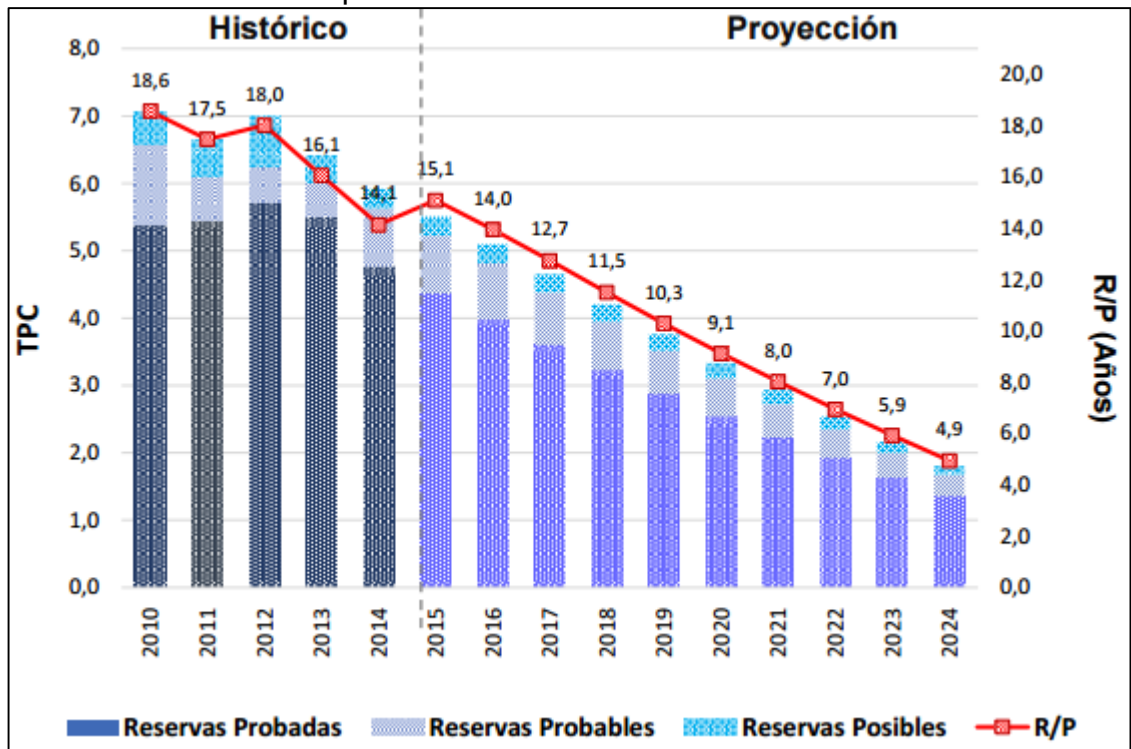
En la Gráfica 1, se observa la evolución de las reservas totales de gas natural en el país, en volumen y en tasa de variación. En el último quinquenio, el país ha reclasificado reservas dándose un nivel de incorporación neto de reservas de gas natural con registros negativos, exceptuando el Año 2012 en el cual ocurrió un aumento del 6% en las reservas con respecto al año 2011.

En 2013 ocurrió una disminución del 9% frente al año inmediatamente anterior y entre el 2013 y el 2014 se presentó una reducción del 8% pasando de valores totales de 6.40 GPC en el 2013 a 5.91 GPC en el 2014. Lo que muestra una constante disminución, con lo cual los resultados no muestran niveles satisfactorios, al tiempo que la actividad exploratoria decayó en 2015 por razón de

los bajos precios de los hidrocarburos y la crisis que se desató en las grandes empresas petroleras.

Las reservas probadas remanentes están concentradas en tres cuencas principalmente, Llanos Orientales que comprende el 58% de las totales, la Guajira que contiene el 23% y le siguen en su orden Valle Inferior con 12% y Valle Medio con 2,5%. Las reservas probables y posibles, se localizan mayoritariamente en las mismas tres cuencas donde se concentraron las probadas; la mayor cantidad de reservas probables se presenta en la cuenca de la Guajira y equivalen a 35,7%, en tanto que las posibles se reparten entre el Valle Interior con 47,7% y 39,3% en Llanos Orientales.

Gráfica 2. Comportamiento de reservas Gas Natural - Histórico



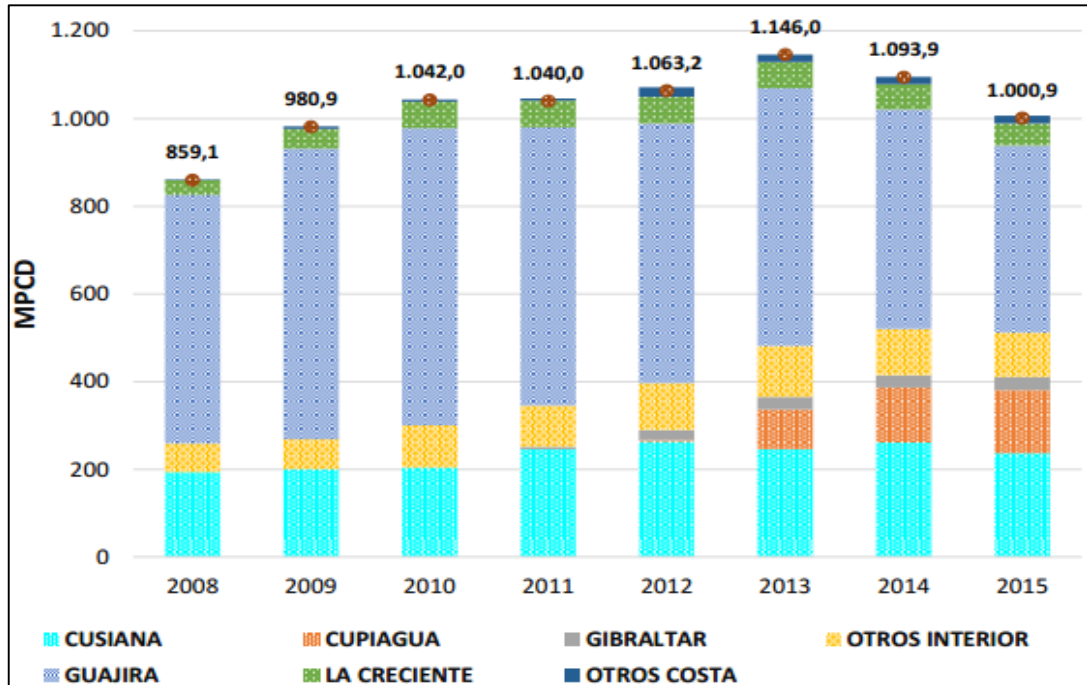
Fuente: ANH, 2014

La Gráfica 2, presenta la distribución de las reservas probadas, probables y posibles. Los valores de los años 2010 al 2014 corresponden a las reservas certificadas y reportadas a la ANH. Desde 2015 en adelante corresponde a las reservas de 2014 descontando los volúmenes que las empresas operadoras de los campos esperan producir y no incluye incorporación de reservas nuevas. Para

el año 2014 se calcula una relación reservas producción de 14 años y si se mantiene la tasa de producción del año 2014 durante el periodo de análisis, la relación reservas producción se reduce a 5 años en el 2024.³

1.3.2. Producción de gas natural. La producción de gas natural ha venido disminuyendo, es así como en el año 2013 el país mantuvo una producción promedio de 1.146 MPCD, siendo la mayor producción diaria realizada en los últimos 8 años y en el año 2014 se presentó una disminución en el promedio diario de 4,54% lo que significó niveles de 1,094 MPCD; en tanto 2015 la disminución fue del 8,5% significando una producción próxima a los 1.000 MPCD promedio de gas natural producido en el país.

Gráfica 3. Producción Gas Natural - Colombia



Fuente: ANH, 2014

En la Gráfica 3, se puede observar como los campos Cusiana y Cupiagua han ido aumentando sus aportes, en el año 2015 aportaron el 38,1% de la oferta Nacional frente al 42,6% aportado por la Guajira, cual ha ido disminuyendo de manera sostenida.⁴

³ UPME, Balance de Gas Natural en Colombia 2016-2025, p-4

⁴ UPME, Balance de Gas Natural en Colombia 2016-2025, p-5

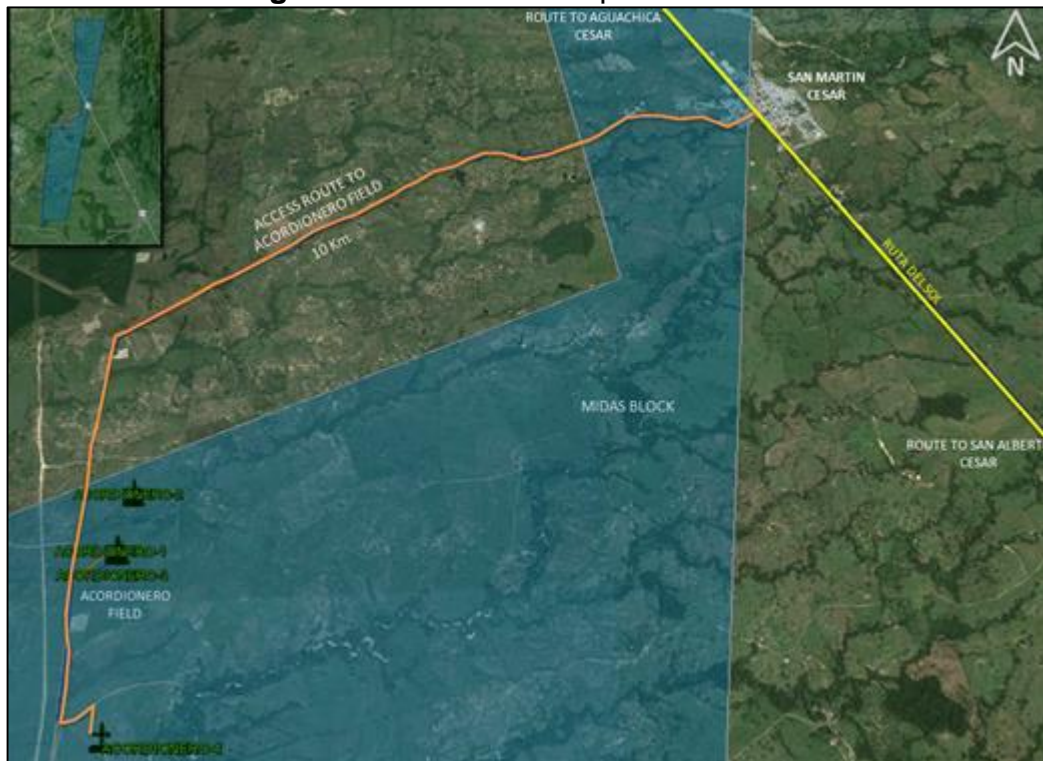
2. CONDICIONES DEL CAMPO ACORDIONERO

El campo Acordionero está ubicado en el centro del Bloque Midas y hace parte del contrato E&P Midas, en la Cuenca Valle Medio del Magdalena, municipio San Martín en el departamento del Cesar.

Este campo actualmente se encuentra bajo la modalidad de pruebas extensas y está conformado por cuatro (4) pozos en la Formación Lisama,

En cuanto al acceso por vía terrestre (ver Figura 1), la principal referencia de ubicación es el municipio de San Martín (Cesar) sobre la vía Ruta del Sol que conduce de Bucaramanga o Barrancabermeja a la costa Atlántica, a partir de la cabecera municipal de San Martín y por la calle 17 que se desprende del hotel El Gallineral hacia el occidente es la entrada principal de los pozos Acordionero.

Figura 1. Ubicación Campo Acordionero



Fuente: Petróleos del Norte, 2015

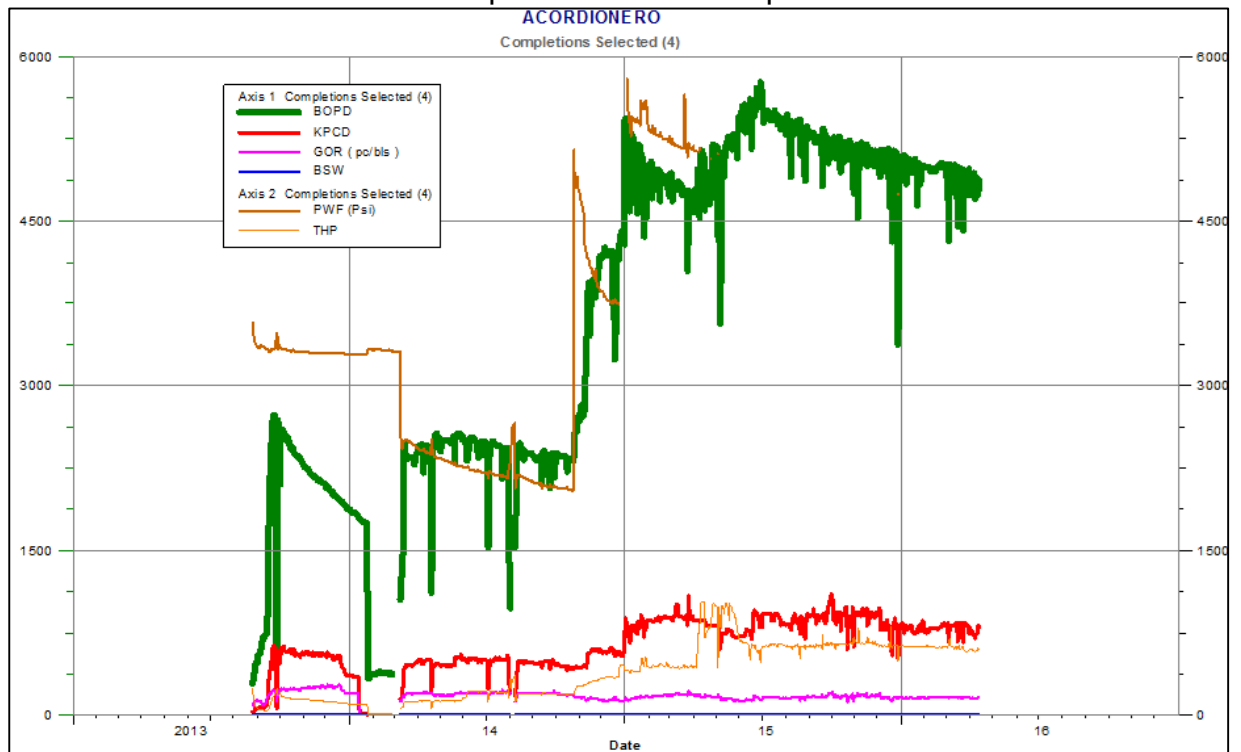
2.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El campo Acordionero inició producción en el mes de septiembre de 2013 con el pozo Acordionero -1, se observó un excelente potencial de producción por lo que a mediados del año 2014 se perforó y completó con éxito el pozo Acordionero – 2.

Una vez se verificó la presencia de hidrocarburos móviles en el yacimiento, se decide perforar y completar el pozo de avanzada Acordionero – 3 en el mes de octubre de 2014.

Posteriormente se continuó con la campaña de perforación y para el año 2015 se perforó el pozo exploratorio Acordionero – 4. Finalmente el perfil de producción del campo se presenta en la Grafico 4 y en la Tabla 3 se detalla el estado actual de los pozos.

Gráfica 4. Perfil de producción del campo Acordionero



Fuente: Petróleos del Norte, 2015

2.4 PRODUCCIÓN DE GAS EN CAMPO ACORDIONERO

Desde la fecha de la solicitud de quema regulada a la Agencia nacional de Hidrocarburos (ANH) a la actualidad, se ha trabajado en la utilización del gas producido por los pozos del campo Acordionero pasando desde 0 KPCD⁵ aprovechados a 180 KPCD distribuidos entre generación y funcionamiento de equipos.

Actualmente el campo Acordionero produce en promedio 800 KPCD, gas que es direccionado al tren de tratamiento de la estación distribuyéndose de la siguiente forma:

- Caldera (Figura 3): Equipo para generación de vapor de agua para el calentamiento de crudo mediante la utilización cíclica de serpentines en tanques de producción y de intercambiadores de calor situados en la salida del manifold. Trabaja @ 100 BHP =+3450 Lb-Vp/Hr. Consumo inicial actual para funcionamiento de 60 KPCD, según condiciones de producción se ajustara, tendiendo a incrementar el consumo.

Figura 3. Caldera



- Tratador Térmico (Figura-4): Con capacidad para el tratamiento de 4000 BFPD, 100 KPCD. Equipo para calentamiento de fluidos de producción,

⁵ KPCD: Mil pies cúbicos día, Unidad de medida de gas.

rompe emulsión agua - crudo. Consumo actual para funcionamiento de 60 KPCD, según condiciones de producción se ajustara a futuro, tendiendo a incrementar el consumo.

Figura 4. Tratador Térmico - Acordionero



- Generador de energía eléctrica a gas: Actualmente también se genera un consumo por generación de energía eléctrica de aproximadamente 60 KPCD, a $\frac{1}{4}$ de carga, este equipo aún se encuentra en pruebas, se estima llegar a un consumo de 160 KPCD.

De esta forma se llega a un total actual consumido de ~ 180 KPCD lo que equivale a un aproximado de 20%, optimizando la utilización de este recurso.

Los demás 620 KPCD producidos por los diferentes pozos del campo Acordionero son separados y enviados a la tea dispuesta para la quema de este remanente.

2.4.1.1. Caracterización del Gas. Cromatografía. Los volúmenes excedentes de gas son enviados (600 KPCD) a Tea para ser quemados bajo previa autorización de la entidad gubernamental (ANH). Para la caracterización respectiva, se realizó muestreo a la salida del scrubber del campo, y respectivo análisis de cromatografía a condiciones de superficie: 18 Psia y 102°F de temperatura. (Anexo 1). Validando los resultados se puede evidenciar que el Gas de Acordionero se caracteriza por su alto % de metano y bajo % de componentes pesados (Etano, propano); características típicas de un gas Asociado. El poder calorífico neto del gas es de 1110.7 BTU/Ft³.

Tabla 4. Cromatografía de Gas - Acordionero

Cromatografía Gas - Acordionero			
Componente		Mole%	Weight%
CO2	Carbon Dioxide	0,63	1,35
N2	Nitrogen	0,41	0,56
C1	Methane	85,91	67,44
C2	Ethane	4	5,88
C3	Propane	4,56	9,84
iC4	i-Butane	0,91	2,60
nC4	n-Butane	1,69	4,80
iC5	i-Pentane	0,52	1,85
nC5	n-Pentane	0,51	1,80
C6	Hexanes	0,39	1,66
C7	Heptanes	0,28	1,29
C8	Octanes	0,14	0,63
C9	Nonanes	0,04	0,25
C10	Decanes	0,01	0,05
C11	Undecanes	0	0,00
C12+	Dodecanes plus	0	0,00
Total		100	100

Fuente: Petróleos del Norte, 2015

2.5 OFERTA Y DEMANDA ENERGÉTICA EN CAMPO ACORDIONERO

Para aterrizar el ejercicio de flujo de caja, y así poder determinar la viabilidad de las alternativas a evaluar, fue necesario proyectar la producción de gas y necesidades energéticas del campo en el tiempo, en este caso se estimaron a cinco (5) años. Estos datos fueron suministrados por el departamento de producción y yacimientos de Petronorte.

Tabla 5. Proyección de Producción del campo Acordionero

Fecha	Producción de Crudo (BOPD)	Producción de Gas (kpcd)	Producción de fluidos (BFPD)	GOR (pc/BI)
jun-15	5.040	827	5.068	164
jul-15	5.040	827	5.068	164
ago-15	5.040	827	5.068	164
sep-15	5.040	827	5.068	164
oct-15	5.040	827	5.068	164
nov-15	5.040	827	5.068	164
dic-15	4.883	801	4.910	164
ene-16	4.730	777	4.756	164
feb-16	4.582	753	4.607	164
mar-16	4.439	729	4.463	164
abr-16	5.301	962	5.326	181
may-16	5.142	934	5.166	182
jun-16	6.187	1.022	6.215	165
jul-16	6.028	994	6.055	165
ago-16	5.873	968	5.899	165
sep-16	5.723	942	5.748	165
oct-16	5.577	917	5.601	164
nov-16	6.585	1.003	6.612	152
dic-16	6.438	978	6.464	152
ene-17	6.680	1.022	6.958	153
feb-17	6.581	1.006	7.158	153
mar-17	6.484	990	7.428	153
abr-17	6.390	975	8.060	153
may-17	7.397	1.065	9.874	144
jun-17	7.297	1.050	10.968	144
jul-17	8.326	1.302	12.070	156
ago-17	8.228	1.284	12.076	156
sep-17	9.182	1.367	13.166	149
oct-17	9.077	1.349	13.356	149
nov-17	8.974	1.331	13.582	148
dic-17	8.873	1.314	13.983	148
ene-18	9.673	1.526	14.840	158
feb-18	9.567	1.507	14.814	158
mar-18	9.463	1.489	14.823	157
abr-18	9.594	1.530	15.284	159
may-18	10.510	1.613	16.657	153
jun-18	10.417	1.598	17.212	153
jul-18	11.125	1.679	18.307	151
ago-18	11.026	1.664	18.751	151
sep-18	12.001	1.763	20.537	147
oct-18	11.894	1.747	20.540	147

Fecha	Producción de Crudo (BOPD)	Producción de Gas (kpcd)	Producción de fluidos (BFPD)	GOR (pc/BI)
nov-18	12.687	1.818	21.517	143
dic-18	12.572	1.801	21.891	143
ene-19	13.308	1.867	22.547	140
feb-19	13.185	1.850	22.343	140
mar-19	13.166	1.853	22.314	141
abr-19	13.045	1.836	22.112	141
may-19	13.725	1.896	22.715	138
jun-19	13.597	1.879	22.590	138
jul-19	14.220	1.934	23.134	136
ago-19	14.086	1.916	22.922	136
sep-19	13.953	1.898	22.711	136
oct-19	13.821	1.880	22.504	136
nov-19	13.691	1.863	22.297	136
dic-19	14.262	1.913	22.794	134
ene-20	14.125	1.895	22.582	134
feb-20	14.065	1.896	22.560	135
mar-20	13.930	1.879	22.351	135
abr-20	13.797	1.861	22.143	135
may-20	13.664	1.844	21.937	135
jun-20	13.534	1.826	21.734	135
jul-20	13.404	1.809	21.532	135
ago-20	13.276	1.792	21.332	135
sep-20	13.149	1.776	21.134	135
oct-20	13.023	1.759	20.938	135
nov-20	12.898	1.743	20.744	135
dic-20	12.775	1.726	20.551	135

Fuente: Petróleos del Norte, 2015

2.5.1 Proyección de producción Gas. Basado en las cifras de producción, se estimaron tres (3) escenarios de producción de gas del campo Acordionero (Alto, medio y bajo). Los datos fueron determinados bajo declinación logarítmica para llegar a un GOR⁶ (Ecuación 1) objetivo desde el año 2015-2020. (Ver Gráfica 6).

⁶ GOR: La relación Gas - Aceite inicial (Gas Oil Ratio) indica que tanto gas hay por cada barril de crudo, todo en condiciones estándar (60°F, 14,7psi).

Ecuación 1. GOR

$$GOR = \frac{Q_o R_s + Q_g}{Q_o}$$

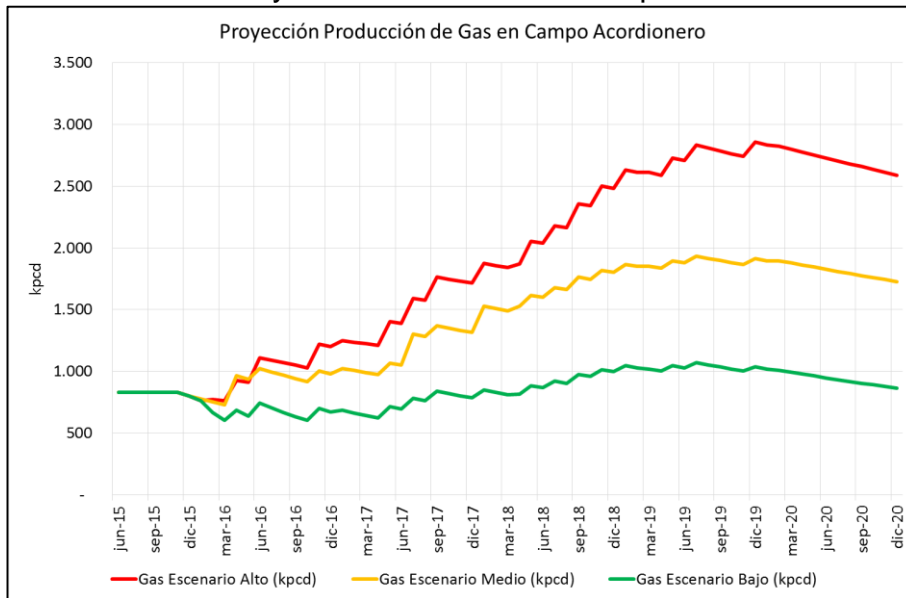
Donde GOR es la relación Gas-Petróleo, scf/STB:

R_s = solubilidad del gas, scf/STB

Q_g = caudal de gas libre, scf/day

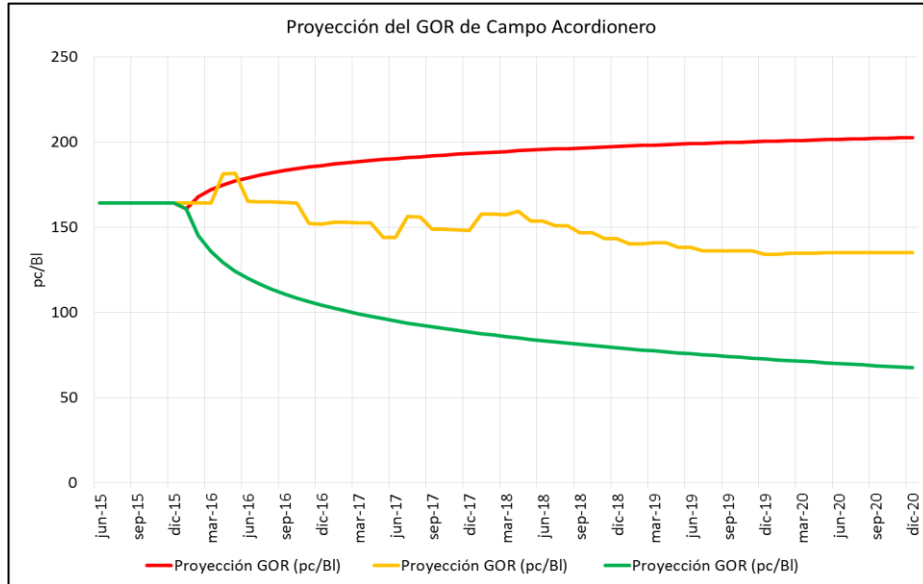
Q_o = caudal del crudo, STB/day

Gráfica 5. Proyección de Gas en el campo Acordionero



Fuente: Petróleos del Norte, 2015

Gráfica 6. Escenarios de GOR en el campo Acordionero



Fuente: Petróleos del Norte, 2015

2.5.2 Demanda de Potencia. La definición de Autogeneración según la Ley 1715 del 13 de mayo de 2014, se define como: Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente para atender sus propias necesidades. En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin.

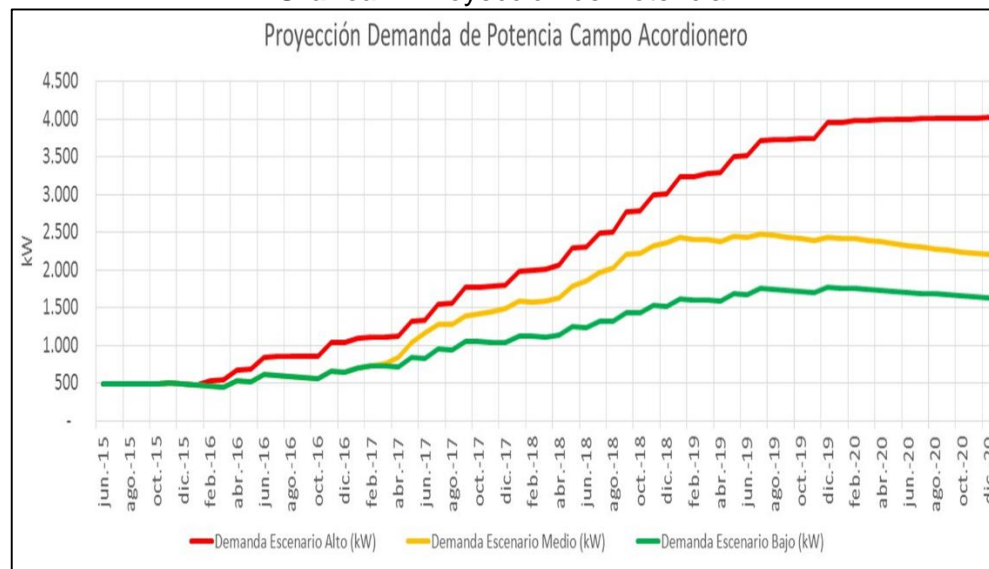
En el campo Acordionero no se tiene la figura de auto generador, por el contrario el suministro energético se realiza mediante el uso de generadores diesel. Los datos de referencia de la canasta energética del campo se expresan a continuación:

- Producción Actual: 4.803 BOPD.
- Demanda de Potencia Actual: 515 kW
- Suministro de energía actual: Generación Diesel
- Back up energético: Generador Diesel.
- Gasto en ACPM Actual: 31.230 gal/Mes.
- Costo Unitario por Alquiler Diésel: 111 COP/kWh.
- Costo Unitario por Combustible: 674 COP/kWh.
- Costo por kWh Actual: $111 + 674 = 785$ COP/kWh.

Las necesidades energéticas a lo largo en el tiempo son una variable vital para la evaluación de las diferentes alternativas en el aprovechamiento del gas producido en el campo Acordionero; por tal motivo la demanda energética también se proyectó a cinco (5) años bajo los escenarios: Alto, medio y bajo; de acuerdo a la cantidad de pozos que se contemplan perforar, la producción de estos mismos, los requerimientos a nivel de diseños de subsuelo y superficie, producción de agua, facilidades para la inyección de agua; entre otras condiciones que generan sensibilidad para el dimensionamiento de un sistema de autogeneración.

La demanda de potencia se determina por escenarios de fluidos y se calcula teniendo en cuenta los procesos de extracción de fluidos, separación de fluidos, transferencia de agua, inyección de agua y cargue de crudo. En el Grafico 7. Se exponen los requerimientos de potencia que se pueden llegar a tener en los próximos cinco (5) años, basados en la proyección de producción y crecimiento del campo.

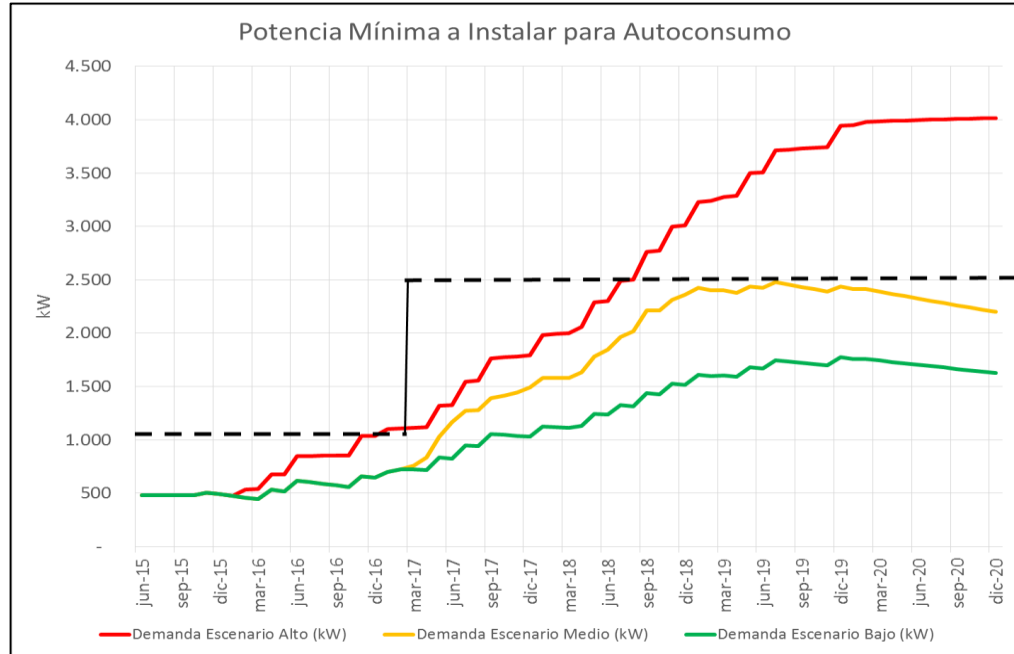
Gráfica 7. Proyección de Potencia.



Fuente: Petróleos del Norte, 2015

Teniendo en cuenta la demanda de potencia esperada del campo, se propone una primera aproximación para la disponibilidad de potencia mínima a instalar para cubrir las necesidades de producción del campo (escenario medio). Esta capacidad se verá reflejada en la valoración de cada una de las alternativas que se tengan.

Gráfica 8. Potencia mínima a instalar



Fuente: Petróleos del Norte, 2015

2.5.3 Generación de potencia con el Gas producido. Una vez identificada la demanda energética del campo Acordionero en los próximos cinco años, el paso a seguir es calcular y establecer los escenarios de potencia generada a partir del gas producido y caracterización del mismo. Las curvas de generación se realizaron partiendo del siguiente concepto:

Tabla 6. Potencia disponible

CONCEPTO	VALOR	UNIDAD
Producción de gas	1.000	pc
Poder calorífico del gas	1.111	BTU/pc

Energía contenida en el gas	1	MBTU
Conversión de energía	3.412	BTU/kWh
Heat Rate (30%)	11.373	BTU/kWh
Energía a producir (100%)	326	kWh/Día
Potencia (100%)	14	kW
Energía a producir (30%)	98	kWh/Día
Potencia (30%)	4	kW

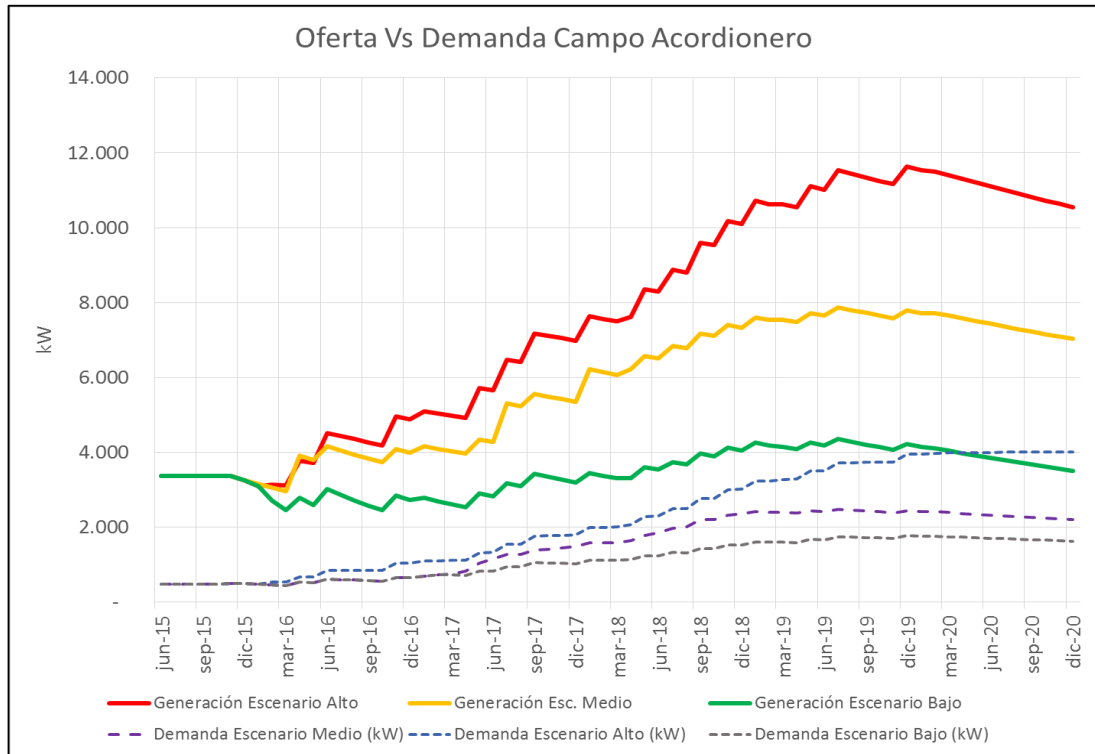
Ecuación 2. Potencia Generada

$$Potencia\ Generada\ (kW) = \frac{PGP * PC * 30\ días}{Conversion\ de\ Energía} * \frac{Eficiencia\ esperada}{24\ Horas}$$

PGP = Producción de Gas Proyectado (alto, medio, bajo)
 PC = Poder calorífico

Partiendo del concepto anteriormente expuesto, se generaron los diferentes escenarios de potencia generada, y se cruzó con la demanda energética del campo. (Ver Gráfico 9). Donde se evidencia que en el escenario medio de producción de gas, la oferta disponible cubre la demanda requerida.

Gráfica 9. Oferta Vs Demanda



Fuente: Petróleos del Norte, 2015

De acuerdo a las sensibilidades realizadas, se puede observar que para los tres (3) escenarios de oferta y demanda, la disponibilidad de gas va ser suficiente para

cubrir las necesidades energéticas. Para fines de aterrizar las bases de cálculo y dimensionamientos de equipos a instalar o comprar, se partirá del escenario medio; donde el pico de demanda es de 2.477 KW (Julio de 2019), la generación sería de 7.768 KW, bajo una producción de 1.934 KPCD.

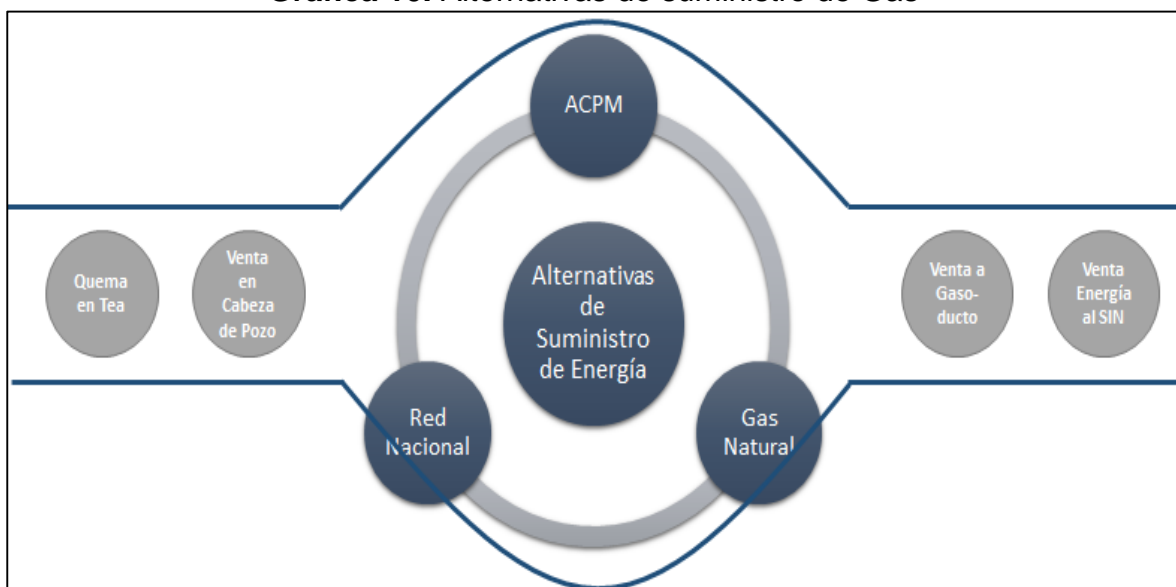
3. MODELO DE EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA EL APROVECHAMIENTO DE GAS PARA EL CAMPO ACORDIONERO

En este capítulo se describirá la dinámica utilizada en la evaluación de las diferentes alternativas para el aprovechamiento del gas que se está quemando en el campo Acordionero; incluyendo los diferentes escenarios de producción de gas y demanda energética proyectada con el crecimiento del campo. Para el desarrollo de la metodología aplicada se contrató a la compañía de consultoría: ESEI “Energía Sostenible Eficiente e innovadora”, responsable de la emisión de las bases de cálculo y cifras contables; anexos de la monografía.

3.1 ALTERNATIVAS PARA EL APROVECHAMIENTO DE GAS

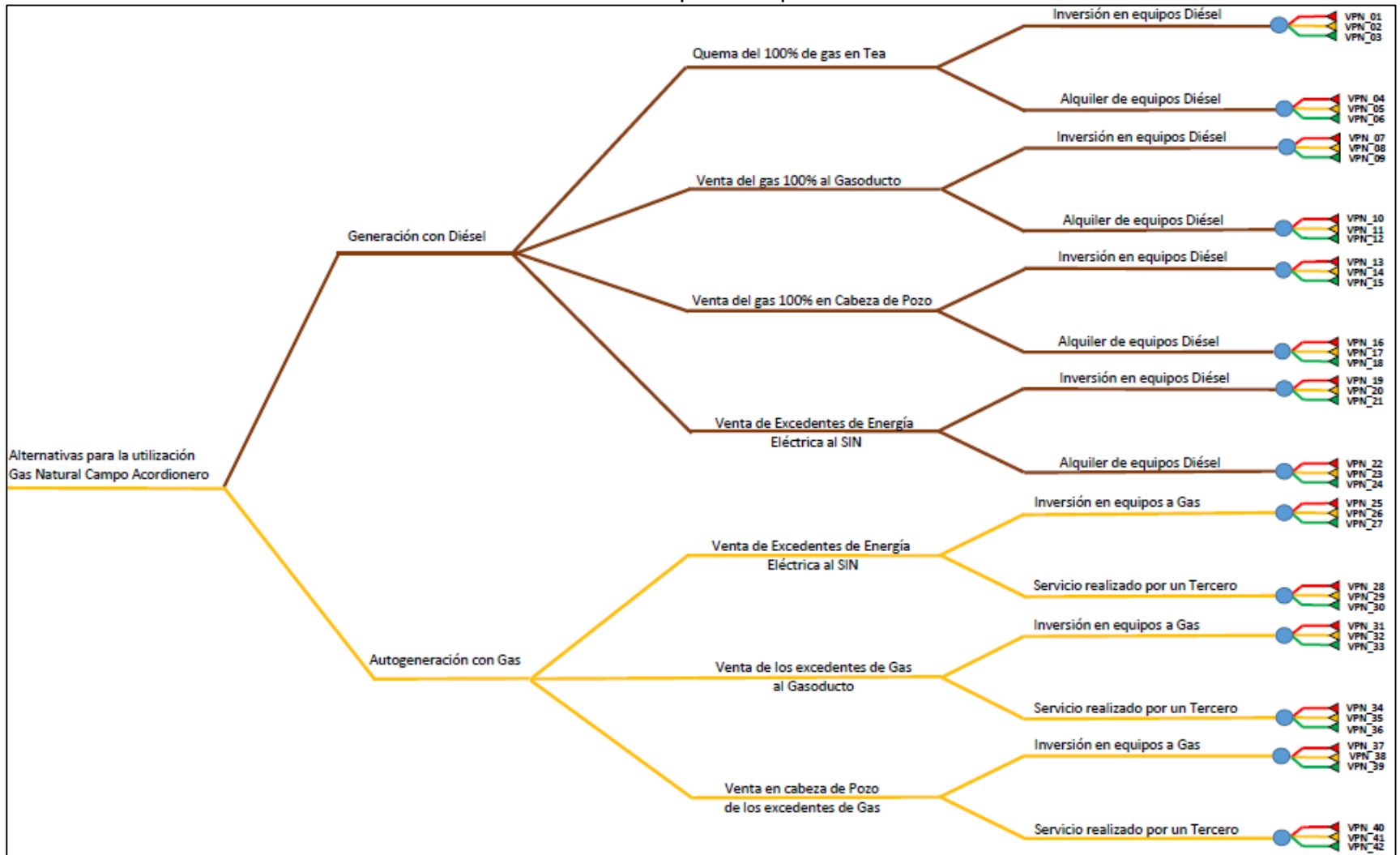
Una vez cuantificada la oferta y demanda del gas producido, se delimita la canasta energética que se va a tener en cuenta para el campo Acordionero; serán combustibles como Gas Natural y ACPM, y se tendrán en cuenta las diferentes alternativas de interconexión: Quema en TEA, Venta en cabeza de pozo, Venta a gaseoducto y venta al sistema interno nacional (SIN).

Gráfica 10. Alternativas de suministro de Gas



Fuente: Petróleos del Norte, 2015

Gráfica 11. Árbol de alternativas para el aprovechamiento de Gas



Fuente: Petróleos del Norte, 2015

3.1.1 Bases de cálculo. El objetivo de este apartado es mostrar las bases de cálculo utilizadas en el desarrollo de este modelo; incluyendo las variables para la evaluación económica (TIR, TMR, OPEX, CAPEX) para cada caso. El proyecto se visualizó a un periodo de cinco (5) años. Ver Tabla 7 y Tabla 8.

Tabla 7. Bases de cálculo - Variables económicas

NOMBRE DEL PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	FUENTE
Tasa interna de retorno anual	13,00%	% Anual	ESEI
Tasa interna de retorno mensual	1,02%	% Mensual	ESEI
Tasa Representativa del Mercado (TRM 2015-2016)	2.700	COP/USD	ESEI
Tasa Representativa del Mercado (TRM 2017-2020)	2.500	COP/USD	ESEI
Horizonte del proyecto	5	Años	ESEI
PODER CALORÍFICO DE LOS COMBUSTIBLES			
Poder calorífico del ACPM	138.000	BTU/gal	ESEI
Poder calorífico del Gas de pozo	1.111	BTU/pc	PETRONORTE
COSTOS Y PRECIOS UNITARIO DE LOS COMBUSTIBLES			
Costo unitario del ACPM	7.800	COP/gal	PETRONORTE
Precio Gas de Pozo Autogeneración	0,50	USD/MBTU	ESEI
Precio Gas de Pozo Quemado en Tea	0,36	USD/MBTU	ESEI
Precio de venta Gas de Pozo a TGI	4,50	USD/MBTU	ESEI
Precio de venta Gas en Cabeza de Pozo	1,25	USD/MBTU	ESEI
COSTO DE EQUIPOS DE GENERACIÓN			
Costo de inversión Motogenerador Diésel	300.000	USD/MW	ESEI
Costo de inversión Motogenerador Gas	800.000	USD/MW	ESEI
Costo alquiler Motogenerador Diésel	41.175.000	COP/Mensual x 1,5MW	PETRONORTE
Costo equivalente Servicio Gen Diésel	111	COP/kWh	ESEI
Costo servicio Motogenerador Gas	200	COP/kWh	ESEI
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE GENERACIÓN			
Costo O y M Motogenerador Diésel (1.000) mes	7.200.000	COP/Mes	ESEI
Costo O y M Motogenerador Diésel (2.500) mes	18.000.000	COP/Mes	ESEI
Costo O y M Motogenerador Diésel (1.000) día	240.000	COP/día	ESEI
Costo O y M Motogenerador Diésel (2.500) día	600.000	COP/día	ESEI
Costo O y M Motogenerador Gas (4.000) mes	43.200.000	COP/Mes	ESEI
Costo O y M Motogenerador Gas (7.000) mes	75.600.000	COP/Mes	ESEI
Costo O y M Motogenerador Gas (4.000) día	1.440.000	COP/día	ESEI
Costo O y M Motogenerador Gas (7.000) día	2.520.000	COP/día	ESEI
OTRAS INVERSIONES			
Inversión en conexión al SIN (Conexión pórtico entrada, salida y línea) distancia 2 km.	300.000	USD	ESEI
Inversión en derivación TGI, equipos de medición y verificación	300.000.000	COP	ESEI
Inversión en Punto de entrada TGI	200.000.000	COP	ESEI
Equipos de medición y verificación de calidad	100.000.000	COP	ESEI
Inversión en Compresores	850.000	USD	ESEI
Costo tubería 4" Gasoducto 700 metros	70.000	USD	ESEI
Costo Planta de tratamiento de gas	1.000.000	USD	ESEI
Costo Operación y mantenimiento Planta de tratamiento de gas	1%	%	ESEI
Tarifa de Operación y mantenimiento de la Red de conexión al SIN	5	COP/kWh	ESEI
EFICIENCIAS Y OTRAS VARIABLES			
Eficiencia Esperada Motogenerador Diésel localizado	28%	% Efectivo	ESEI
Eficiencia Esperada Motogenerador a Gas centralizado	30%	% Efectivo	ESEI
Conversión Energía	3.412	BTU/kWh	ESEI
Precio de Venta de Excedentes Energía	250	COP/kWh	ESEI
Distancia Acordionero 2 al Gasoducto	0,7	km	ESEI

Fuente: Petróleos del Norte, 2015

Tabla 8. Base de cálculo - Cifras de OPEX

Costo Opex Generador Diésel 500 (kW)				
Cantidad utilizada por año	Ítem	Valor Unitario	Valor Total	Unidades
2	Cambio de Aceite	325.000	650.000	COP
2	Cambio Filtro de Aceite	95.000	190.000	COP
1	Cambio Filtro de Combustible	100.000	100.000	COP
2	Cambio Filtro de Aire	75.000	150.000	COP
1	Cambio de refrigerante y mantenimiento líquido refrigerante	960.000	960.000	COP
1	Operador por año	33.000.000	33.000.000	COP
2	Mano de Obra (Mantenimiento)	4.075.000	8.150.000	COP
	TOTAL AÑO		43.200.000	COP
	TOTAL MES		3.600.000	COP
	TOTAL DÍA		120.000	COP

Costo Opex Generador Diésel 1.000 (kW)				
Cantidad utilizada por año	Ítem	Valor Unitario	Valor Total	Unidades
	TOTAL AÑO		86.400.000	COP
	TOTAL MES		7.200.000	COP
	TOTAL DÍA		240.000	COP

Costo Opex Generador Diésel 2.500 (kW)				
Cantidad utilizada por año	Ítem	Valor Unitario	Valor Total	Unidades
	TOTAL AÑO		216.000.000	COP
	TOTAL MES		18.000.000	COP
	TOTAL DÍA		600.000	COP

Costo Opex Generador GAS 500 (kW)				
Cantidad utilizada por año	Ítem	Valor Unitario	Valor Total	Unidades
2	Cambio de Aceite	487.500	975.000	COP
2	Cambio Filtro de Aceite	142.500	285.000	COP
1	Cambio instalación eléctrica y bujías	390.000	390.000	COP
2	Cambio Filtro de Aire	110.000	220.000	COP
1	Cambio de refrigerante y mantenimiento líquido refrigerante	1.205.000	1.205.000	COP
1	Operador por año	49.500.000	49.500.000	COP
2	Mano de Obra (Mantenimiento)	6.112.500	12.225.000	COP
	TOTAL AÑO		64.800.000	COP
	TOTAL MES		5.400.000	COP
	TOTAL DÍA		180.000	COP

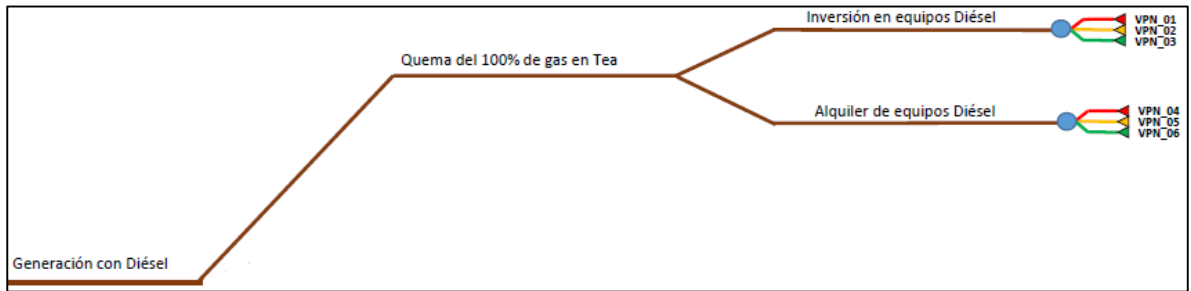
Costo Opex Generador Gas 4.000 (kW)				
Cantidad utilizada por año	Ítem	Valor Total	Unidades	
	TOTAL AÑO	518.400.000	COP	
	TOTAL MES	43.200.000	COP	
	TOTAL DÍA	1.440.000	COP	

Costo Opex Generador Gas 7.000 (kW)				
Cantidad utilizada por año	Ítem	Valor Total	Unidades	
	TOTAL AÑO	907.200.000	COP	
	TOTAL MES	75.600.000	COP	
	TOTAL DÍA	2.520.000	COP	

Fuente: Petróleos del Norte, 2015

3.1.2 Alternativa 1 - Generación diésel con quema del 100% de gas de pozo.
 En esta alternativa se presentan dos escenarios: La operadora realiza una inversión para la compra de equipos o se estiman recursos para el alquiler de los mismos.

Gráfica 12. Alternativa N°1



En el Anexo B, se describen los cálculos realizados para obtener las estimaciones de OPEX y CAPEX en cinco (5) años. Si la generación del campo se realizará mediante el uso de generadores Diesel con quema del 100% del gas producido; bajo el la opción de alquiler o compra, y en los escenarios alto, medio y bajo en demanda energética.

En esta evaluación se determinó que el VPN de egresos para un escenario medio de producción, en modalidad de compra de equipos es de 16 MUSD, y en la opción de alquiler sería de 17 MUSD. Ver Tabla 9.

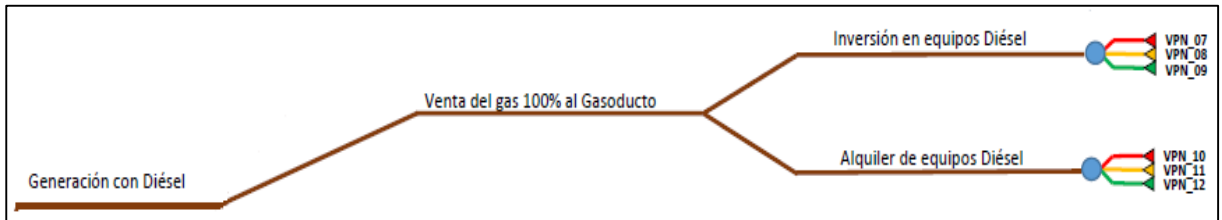
Tabla 9. VPN de Egresos - Alternativa N°1

Alternativa 1: con Inversión Equipos Diésel					
Escenario	Unidad	OPEX	CAPEX	Costo Gas	Total
VPN de egresos Escenario Alto	MUSD	14,50	0,75	1,04	16,28
VPN de egresos Escenario Medio	MUSD	14,50	0,75	0,80	16,04
VPN de egresos Escenario Bajo	MUSD	14,50	0,75	0,50	15,74
Alternativa 1: con Alquiler Equipos Diésel					
Escenario	Unidad	OPEX	CAPEX	Costo Gas	Total
VPN de egresos Escenario Alto	MUSD	16,76	-	1,04	17,80

VPN de egresos Escenario Medio	MUSD	16,76	-	0,80	17,56
VPN de egresos Escenario Bajo	MUSD	16,76	-	0,50	17,25

3.1.3 Alternativa 2 - Generación diésel con venta del 100% de gas de pozo a gasoducto. En esta alternativa se presentan dos escenarios: La operadora realiza una inversión para la compra de equipos o se estiman recursos para el alquiler de los mismos.

Gráfica 13. Alternativa N°2



En el Anexo C, se describen los cálculos realizados para obtener las estimaciones de OPEX y CAPEX en cinco (5) años; si la generación del campo se realizará mediante el uso de generadores Diesel con venta del 100% del gas producido al gaseoducto; bajo la opción de alquiler o compra, y en los escenarios alto, medio y bajo en demanda energética. Lo relevante de esta opción, es la inclusión de los ingresos equivalente por la venta de volúmenes de gas en el flujo de caja.

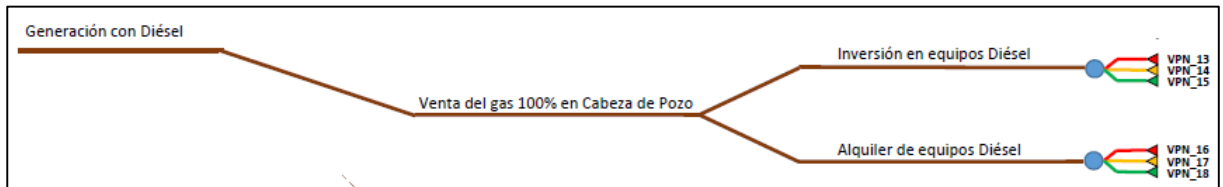
En esta evaluación se determinó que el VPN de egresos para un escenario medio de producción, en modalidad de compra de equipos es de 7,92 MUSD, y en la opción de alquiler sería de 9,43MUSD. Ver Tabla 10.

Tabla 10. VPN Egresos - Alternativa N°2

Alternativa2: con Inversión Equipos Diésel					
Escenario	Unidad	OPEX	CAPEX	Ingreso por venta de Gas	Total
VPN de egresos Escenario Alto	MUSD	14,98	2,78	12,81	4,95
VPN de egresos Escenario Medio	MUSD	14,98	2,78	9,84	7,92
VPN de egresos Escenario Bajo	MUSD	14,98	2,78	6,13	11,63
Alternativa2: con Alquiler Equipos Diésel					
Escenario	Unidad	OPEX	CAPEX	Ingreso por venta de Gas	Total
VPN de egresos Escenario Alto	MUSD	17,24	2,03	12,81	6,46
VPN de egresos Escenario Medio	MUSD	17,24	2,03	9,84	9,43
VPN de egresos Escenario Bajo	MUSD	17,24	2,03	6,13	13,14

3.1.4 Alternativa 3 - Generación diésel con venta del 100% gas en cabeza de pozo. En esta alternativa se presentan dos escenarios: La operadora realiza una inversión para la compra de equipos Diesel y la estimación de recursos para el alquiler de los mismos.

Gráfica 14. Alternativa N°3



En el Anexo D, se describen los cálculos realizados para obtener las estimaciones de OPEX y CAPEX en cinco (5) años; si la generación del campo se realizará mediante el uso de generadores Diesel con venta del 100% del gas producido al gaseoducto en cabeza de pozo; bajo la opción de alquiler o compra, y en los escenarios alto, medio y bajo en demanda energética. Lo relevante de esta opción, es la inclusión de los ingresos equivalente por la venta de volúmenes de

gas en cabeza de pozo en el flujo de caja. En esta evaluación se determinó que el VPN de egresos para un escenario medio de producción, en modalidad de compra de equipos es de 12,51 MUSD, y en la opción de alquiler sería de 14,02 MUSD. Ver Tabla 11.

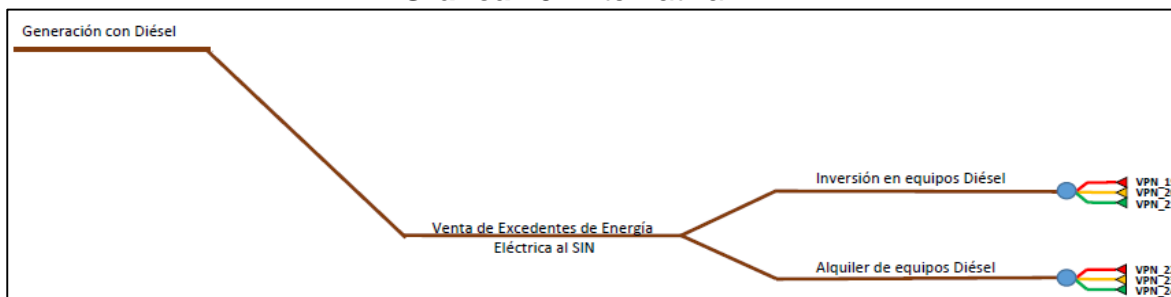
Tabla 11. VPN Egresos - Alternativa N°3

Alternativa3: con Inversión Equipos Diésel					
Escenario	Unidad	OPEX	CAPEX	Ingreso Gas por venta en cabeza	Total
VPN de egresos Escenario Alto	MUSD	14,50	0,75	3,56	11,69
VPN de egresos Escenario Medio	MUSD	14,50	0,75	2,73	12,51
VPN de egresos Escenario Bajo	MUSD	14,50	0,75	1,70	13,54
Alternativa3: con Alquiler Equipos Diésel					
Escenario	Unidad	OPEX	CAPEX	Ingreso Gas por venta en cabeza	Total
VPN de egresos Escenario Alto	MUSD	16,76	-	3,56	13,20
VPN de egresos Escenario Medio	MUSD	16,76	-	2,73	14,02
VPN de egresos Escenario Bajo	MUSD	16,76	-	1,70	15,06

3.1.5 Alternativa 4 - Generación diésel con venta de energía eléctrica al SIN.

En esta alternativa se presentan dos escenarios: La operadora realiza una inversión para la compra de equipos Diesel y la estimación de recursos para el alquiler de los mismos.

Gráfica 15. Alternativa N°4



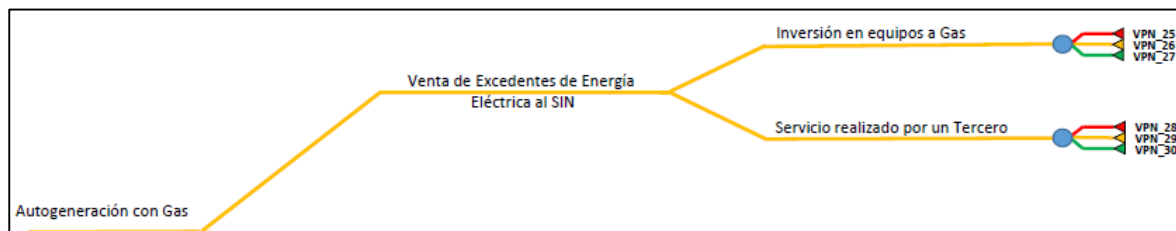
En el Anexo E, se describen los cálculos realizados para obtener las estimaciones de OPEX y CAPEX en cinco (5) años; si la generación del campo se realizará mediante el uso de generadores Diesel con venta de energía excedente al sistema interconectado Nacional (SIN); bajo la opción de alquiler o compra, y en los escenarios alto, medio y bajo en demanda energética. Lo relevante de esta opción, es la inclusión de los ingresos equivalente por la venta de volúmenes excedentes al SIN en el flujo de caja. En esta evaluación se determinó que el VPN de egresos para un escenario medio de producción, en modalidad de compra de equipos es de 1,75 MUSD, y en la opción de alquiler sería de 15,14 MUSD. Ver Tabla 12.

Tabla 12. VPN Egresos - Alternativa N°4

Alternativa4: con Inversión Equipos a Diésel					
Escenario	Unidad	OPEX	CAPEX	Ingreso Excedente	Total
VPN de egresos Escenario Alto	MUSD	17,44	3,45	20,51	0,38
VPN de egresos Escenario Medio	MUSD	17,14	3,45	18,83	1,75
VPN de egresos Escenario Bajo	MUSD	16,58	3,45	11,70	8,34
Alternativa4: con Servicio Disponibilidad de Potencia a Diésel					
Escenario	Unidad	OPEX	CAPEX	Ingreso Excedente	Total
VPN de egresos Escenario Alto	MUSD	38,28	0,30	20,51	18,07
VPN de egresos Escenario Medio	MUSD	33,67	0,30	18,83	15,14
VPN de egresos Escenario Bajo	MUSD	31,47	0,30	11,70	20,07

3.1.6 Alternativa 5 - Autogeneración con gas y venta de energía eléctrica de excedentes al SIN. En esta alternativa se presentan dos escenarios: La operadora realiza una inversión para la compra de equipos a GAS y la estimación de costos si la operación se asigna a un tercero.

Gráfica 16. Alternativa N°5



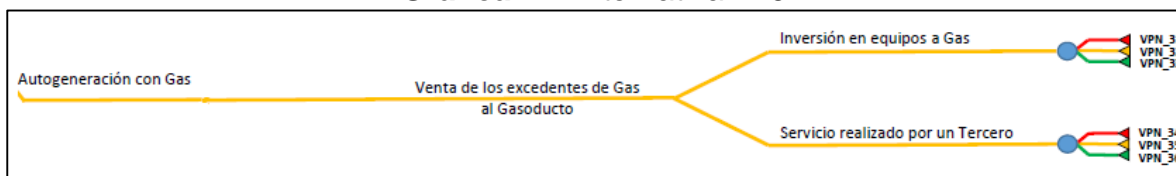
En el Anexo F, se describen los cálculos realizados para obtener las estimaciones de OPEX y CAPEX en cinco (5) años; si la generación del campo se realizará mediante el uso de generadores a GAS con venta de energía excedente al sistema interconectado Nacional (SIN); bajo la opción de alquiler o compra, y en los escenarios alto, medio y bajo en demanda energética. Lo relevante de esta opción, es la inclusión de los ingresos equivalente por la venta de volúmenes excedentes al SIN en el flujo de caja. En esta evaluación se determinó que el VPN de egresos para un escenario medio de producción, en modalidad de compra de equipos es de (-) 4,71 MUSD, y en la opción de alquiler sería de 1,49 MUSD. Ver Tabla 13.

Tabla 13. VPN de egresos - Alternativa N°5

Alternativa 5: con Inversión Equipos a Gas					
Escenario	Unidad	OPEX	CAPEX	Ingresos por venta de Excedente	Total
VPN de egresos Escenario Alto	MUSD	2,96	6,70	18,65	- 9,00
VPN de egresos Escenario Medio	MUSD	2,33	6,70	13,73	- 4,71
VPN de egresos Escenario Bajo	MUSD	1,88	6,70	6,53	2,05
Alternativa 5: con Servicio Disponibilidad de Potencia a Gas					
Escenario	Unidad	OPEX	CAPEX	Ingresos por venta de Excedente	Total
VPN de egresos Escenario Alto	MUSD	18,02	0,30	18,65	- 0,33
VPN de egresos Escenario Medio	MUSD	14,92	0,30	13,73	1,49
VPN de egresos Escenario Bajo	MUSD	14,45	0,30	6,53	8,21

3.1.7 Alternativa 6 - Autogeneración con gas y venta de gas excedente al gasoducto. En esta alternativa se presentan dos escenarios: La operadora realiza una inversión para la compra de equipos a GAS y la estimación de costos si la operación se asigna a un tercero.

Gráfica 17. Alternativa N°6



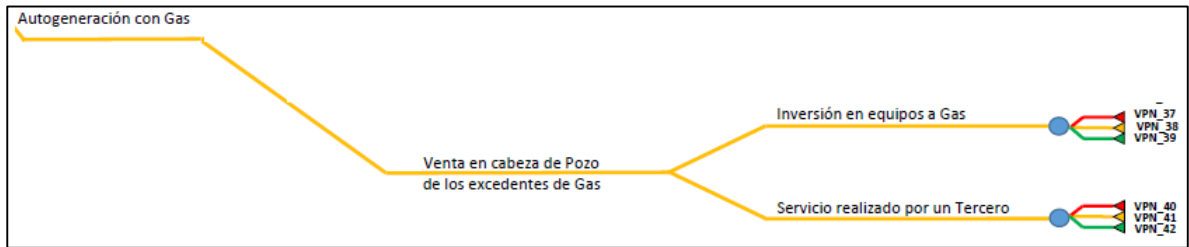
En el Anexo G, se describen los cálculos realizados para obtener las estimaciones de OPEX y CAPEX en cinco (5) años; si la generación del campo se realizará mediante el uso de generadores a GAS con venta de gas al gaseoducto; bajo la opción de alquiler o compra, y en los escenarios alto, medio y bajo en demanda energética. Lo relevante de esta opción, es la inclusión de los ingresos equivalente por la venta de volúmenes al gaseoducto en el flujo de caja. En esta evaluación se determinó que el VPN de egresos para un escenario medio de producción, en modalidad de compra de equipos es de 3,22 MUSD, y en la opción por un tercero sería de 9,38 MUSD. Ver Tabla 14.

Tabla 14. VPN egresos - Alternativa N°6

Alternativa 6: con Inversión Equipos a Gas					
Escenario	Unidad	OPEX	CAPEX	Ingreso por Venta a gaseoducto	Total
VPN de egresos Escenario Alto	MUSD	1,95	8,43	10,13	0,25
VPN de egresos Escenario Medio	MUSD	1,95	8,43	7,17	3,22
VPN de egresos Escenario Bajo	MUSD	1,95	8,43	3,45	6,93
Alternativa 6: con Servicio Disponibilidad de Potencia a Gas					
Escenario	Unidad	OPEX	CAPEX	Ingreso por Venta a gaseoducto	Total
VPN de egresos Escenario Alto	MUSD	14,52	2,03	10,13	6,42
VPN de egresos Escenario Medio	MUSD	14,52	2,03	7,17	9,38
VPN de egresos Escenario Bajo	MUSD	14,52	2,03	3,45	13,10

3.1.8 Alternativa 7 - Autogeneración con gas y venta del gas excedente en cabeza de pozo. En esta alternativa se presentan dos escenarios: La operadora realiza una inversión para la compra de equipos a GAS y la estimación de costos si la operación se asigna a un tercero.

Gráfica 18. Alternativa N°7



En el Anexo H, se describen los cálculos realizados para obtener las estimaciones de OPEX y CAPEX en cinco (5) años; si la generación del campo se realizará mediante el uso de generadores a GAS con venta de excedentes de gas en cabeza de pozo; bajo la opción de alquiler o compra, y en los escenarios alto, medio y bajo en demanda energética. Lo relevante de esta opción, es la inclusión de los ingresos equivalente por la venta de volúmenes al gaseoducto en el flujo de caja. En esta evaluación se determinó que el VPN de egresos para un escenario medio de producción, en modalidad de compra de equipos es de 5,08 MUSD, y en la opción por un tercero sería de 10,81 MUSD. Ver Tabla 15.

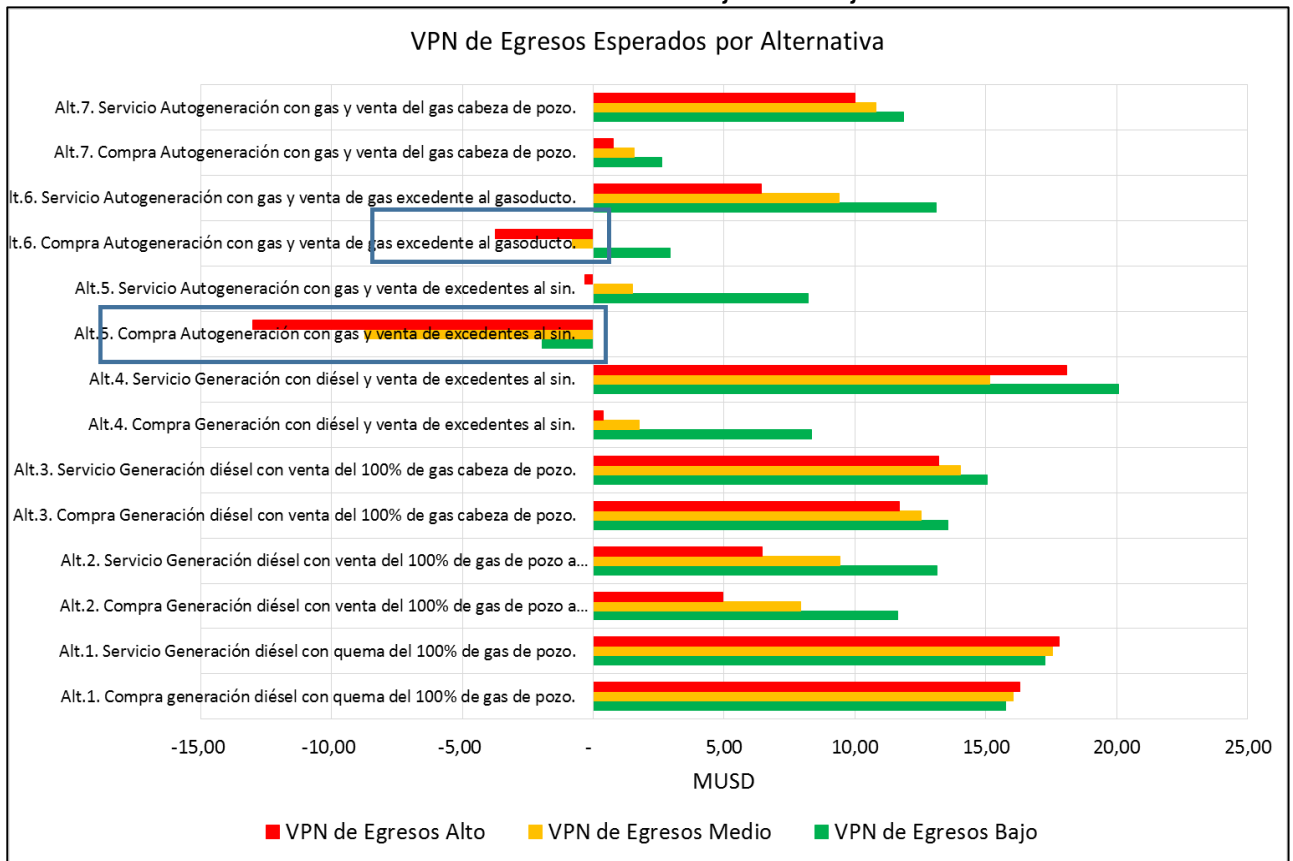
Tabla 15. VPN Egresos - Alternativa N°7

Alternativa 7: con Inversión Equipos a Gas					
Escenario	Unidad	OPEX	CAPEX	Ingreso por venta en cabeza de pozo	Total
VPN de egresos Escenario Alto	MUSD	1,47	5,60	2,81	4,26
VPN de egresos Escenario Medio	MUSD	1,47	5,60	1,99	5,08
VPN de egresos Escenario Bajo	MUSD	1,47	5,60	0,96	6,11
Alternativa 7: con Servicio Disponibilidad de Potencia a Gas					
Escenario	Unidad	OPEX	CAPEX	Ingreso por venta en cabeza de pozo	Total
VPN de egresos Escenario Alto	MUSD	12,80	-	2,81	9,99
VPN de egresos Escenario Medio	MUSD	12,80	-	1,99	10,81
VPN de egresos Escenario Bajo	MUSD	12,80	-	0,96	11,84

3.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.2.1 Flujos de caja. Bajo la metodología de VPN de egresos utilizada, se elaboraron los diferentes flujos de caja, contemplando los escenarios de OPEX, CAPEX e ingresos de ventas de gas excedentes de las alternativas propuestas en MUSD. Las cuales se pueden ver resumidas en el Grafico 19.

Gráfica 19. Resultados de flujos de caja.



Fuente: Petróleos del Norte, 2015

De acuerdo a los resultados obtenidos en los flujos de caja, se evidencia que la alternativa que genera mayor OPEX es el suministro de energía mediante el uso de generadores Diesel quemando el 100% del gas producido en la Tea, seguido por el suministro de ACPM y venta de excedentes al SIN, dejando como alternativa con menor OPEX el suministro de energía mediante la central de gas con venta de volúmenes excedentes al SIN. Ver Tabla 16.

De igual forma se concluye que la generación con Diesel no es la mejor opción para el aprovechamiento de los recursos en el campo Acordionero; debido a los altos valores de OPEX, asociado principalmente al costo de ACPM.

Tabla 16. Resumen de Evaluación

RESUMEN DE EVALUACIÓN (MUSD)			
ALTERNATIVA	VPN de Egresos Alto	VPN de Egresos Medio	VPN de Egresos Bajo
Alt.1. Compra generación diésel con quema del 100% de gas de pozo.	16,28	16,04	15,74
Alt.1. Servicio Generación diésel con quema del 100% de gas de pozo.	17,80	17,56	17,25
Alt.2. Compra Generación diésel con venta del 100% de gas de pozo a gasoducto.	4,95	7,92	11,63
Alt.2. Servicio Generación diésel con venta del 100% de gas de pozo a gasoducto.	6,46	9,43	13,14
Alt.3. Compra Generación diésel con venta del 100% de gas cabeza de pozo.	11,69	12,51	13,54
Alt.3. Servicio Generación diésel con venta del 100% de gas cabeza de pozo.	13,20	14,02	15,06
Alt.4. Compra Generación con diésel y venta de excedentes al SIN.	0,38	1,75	8,34
Alt.4. Servicio Generación con diésel y venta de excedentes al SIN.	18,07	15,14	20,07
Alt.5. Compra Autogeneración con gas y venta de excedentes al SIN.	- 9,00	- 4,71	2,05
Alt.5. Servicio Autogeneración con gas y venta de excedentes al SIN.	- 0,33	1,49	8,21
Alt.6. Compra Autogeneración con gas y venta de gas excedente al gasoducto.	0,25	3,22	6,93
Alt.6. Servicio Autogeneración con gas y venta de gas excedente al gasoducto.	6,42	9,38	13,10
Alt.7. Compra Autogeneración con gas y venta del gas cabeza de pozo.	4,26	5,08	6,11
Alt.7. Servicio Autogeneración con gas y venta del gas cabeza de pozo.	9,99	10,81	11,84
Mínimo por escenario	- 9,00	- 4,71	2,05
Maximo por escenario	18,07	17,56	20,07

Fuente. Petróleos del Norte, 2015

3.2.2 Mejores Alternativas. A continuación, se exponen las mejores cinco (5) alternativas; donde se puede evidenciar que la alternativa con mayor rentabilidad en relación a los años de proyección, inversión inicial y retornos equivalentes, es la numero 5; ya que el valor de ingresos por venta de volúmenes excedentes es superior, y compensa el OPEX y CAPEX invertidos.

En un segundo lugar se encuentra la alternativa N°6 (Compra Autogeneración con gas y venta de gas excedente al gasoducto.); ya que en los escenarios de alta y media demanda energética alcanzan a generar retornos por ventas de excedentes, sin embargo, los costos por CAPEX son elevados en comparación de la alternativa N°5.

Como tercera opción se encuentra la alternativa N° 7 (Compra Autogeneración con gas y venta del gas cabeza de pozo); sin embargo es menos atractiva que las opciones N°5 y 6, porque los retornos generados por venta de volúmenes excedentes son inferiores; debido principalmente a los bajos precios del gas en cabeza de pozo.

Definitivamente los escenarios que involucren renta y/o pago por el servicio de generación; dejan de ser atractivos en tiempos de mediano y largo plazo, ya que los costos por OPEX no alcanzan a ser compensados por los ingresos obtenidos por la venta de excedentes.

Tabla 17. Mejores cinco Alternativas.

MEJORES CINCO ALTERNATIVAS SEGÚN METODOLOGÍA						
Alternativa	Escenario	CAPEX (MUSD)	OPEX (MUSD)	Venta de Excedente (MUSD)	Total	
Alt.6. Compra Autogeneración con gas y venta de gas excedente al gasoducto.	Alto	4,43	1,95	- 10,13	6,39	
	Medio	4,43	1,95	- 7,17	6,39	
	Bajo	4,43	1,95	- 3,45	6,39	
Alt.7. Compra Autogeneración con gas y venta del gas cabeza de pozo.	Alto	2,10	1,47	- 2,81	3,57	
	Medio	2,10	1,47	- 1,99	3,57	
	Bajo	2,10	1,47	- 0,96	3,57	
Alt.5. Compra Autogeneración con gas y venta de excedentes al SIN.	Alto	2,70	2,96	- 18,65	5,66	
	Medio	2,70	2,33	- 13,73	5,03	
	Bajo	2,70	1,88	- 6,53	4,58	
Alt.6. Servicio Autogeneración con gas y venta de gas excedente al gasoducto.	Alto	2,03	14,52	- 10,13	16,55	
	Medio	2,03	14,52	- 7,17	16,55	
	Bajo	2,03	14,52	- 3,45	16,55	

MEJORES CINCO ALTERNATIVAS SEGÚN METODOLOGÍA					
Alternativa	Escenario	CAPEX (MUSD)	OPEX (MUSD)	Venta de Excedente (MUSD)	Total
Alt.7. Servicio Autogeneración con gas y venta del gas cabeza de pozo.	Alto	-	12,80	- 2,81	12,80
	Medio	-	12,80	- 1,99	12,80
	Bajo	-	12,80	- 0,96	12,80

4. RECOMENDACIONES

Continuar con el suministro que se tiene actualmente hace que el campo a evaluar sea menos rentable y genere a diario sobre costos asociados al consumo de ACPM y quema de gas en TEA.

Durante la evaluación realizada se obtuvieron siete (7) alternativas para la autogeneración del campo Acordionero, de las cuales cinco (5) están enfocadas al aprovechamiento de gas quemado en TEA.

Después de realizar la evaluación económica de las alternativas de suministro de energía y aprovechamiento de gas de pozo, la alternativa que trae un mayor beneficio para la operadora es la Autogeneración con gas de pozo y venta de energía eléctrica excedente al SIN. En el Escenario Bajo de Demanda de Potencia esta alternativa no sólo satisface las necesidades energéticas del campo, si no también, trae un beneficio por venta de excedentes al SIN. Esta alternativa representa un ahorro de 14,88 MUSD en cinco años con respecto a la situación actual, en el escenario medio.

Para la implementación de la alternativa elegida, la operadora deberá realizar una inversión en equipos de generación a gas, interconectar el campo al SIN y construir la red de distribución interna del campo Acordionero. Estas inversiones ascienden a un valor de 21.000 MCOP.

5. CONCLUSIONES

Mediante el análisis realizado se identificó que las alternativas basadas en consumo de ACPM y renta de servicio, son las menos viables en términos de beneficio costo; debido a los incrementos que se obtiene en relación al OPEX.

La alternativa que trae un mayor beneficio para la operadora es la Autogeneración con gas de pozo y venta de energía eléctrica excedente al SIN, en el Escenario Bajo de Demanda de Potencia.

La alternativa seleccionada representa un ahorro de 14,88 MUSD en 5 años con respecto a la situación actual, en el escenario medio.

La operadora deberá realizar una inversión en equipos de generación a gas para interconectar el campo al SIN y construir la red de distribución interna del campo Acordionero. Estas inversiones ascienden a un valor de 21.000 MCOP.

BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Información de reservas [En línea] [Fecha de consulta: 28 de Junio del 2016]
<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-participaciones/Paginas/Sistema-Integrado-de-Reservas.aspx>

DAVID, Juan, PET - M - 012 manual de operaciones Acordionero v2, UNIÓN TEMPORAL MIDAS, 2016.

McCain, W.D. Jr.: The Properties of Petroleum Fluids, 2da edición, PennWell Publishing Co., Tulsa, OK (1989).

PETRONORTE. Cuenca del Valle Medio del Magdalena CVMM. [En línea] [Fecha de consulta: 4 de Junio del 2016]
<http://www.petronorte.com/es/operaciones/cuenca-del-valle-medio-del-magdalena-cvmm>

UNIÓN TEMPORAL MIDAS, Solicitud de prórroga de permiso de quema de gas – Campo Acordionero, 2016. 1-5-p.

UNIÓN TEMPORAL MIDAS, ITA-AÑO-2015-EP MIDAS – Campo Acordionero, 2015. 32-p.

UNIÓN TEMPORAL MIDAS, MODELO APROVECHAMIENTO GAS PETRONORTE _ 20151109, 2016. 1-20-p.