

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DEL USO DE GAS
NATURAL PRODUCIDO EN EL CAMPO LOS ÁNGELES.**

ALBA VIVIANA ANDRANGO PEREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA
2017**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DEL USO DE GAS
NATURAL PRODUCIDO EN EL CAMPO LOS ÁNGELES.**

ALBA VIVIANA ANDRANGO PEREZ

**Monografía presentada como requisito para optar al título de
Especialización en Ingeniería del gas.**

**Director:
MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCAS
Magister en ingeniería Química**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA
2017**

DEDICATORIA

A Dios por permitirme seguir mis estudios dándome todos los medios para hacerlo, dándome fuerza y dedicación.

A mis amados e incondicionales padres y hermanos quienes han sido mi guía y ejemplo para luchar de manera inalcanzable a realizar mis sueños y propósitos.

A I.H quien me ha levantado cada vez que siento flaquear y me llena de motivos para seguir luchando cada día.

VIVIANA ANDRANGO.

AGRADECIMIENTOS

Muchas gracias a las personas que me han ayudado de alguna forma a continuar esta monografía y poder culminar mis estudios.

A Diego Bustamante de Gran Tierra quien ha confiado en mí y me proporciono la información que requería para continuar.

A Ingrid Natalia Bermeo quien me ayudó en proporcionarme la información necesaria.

A mis ex compañeros de trabajo de Petronorte quienes me apoyaron a continuar este proyecto.

A todos mis compañeros de la especialización, grandes personas, excelentes profesionales. Por todo su apoyo!

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES.....	19
1.1. GAS NATURAL.....	19
1.1.1. Clasificación.	19
1.1.1.1. Según su composición	19
1.1.1.2. Según su origen.....	20
1.2. GENERALIDADES CAMPO ANGELES	21
1.2.1 Sistemas de levantamiento artificial	23
1.2.1.1. Bombeo Mecánico.....	23
1.3. GENERALIDADES FACILIDADES DE PRODUCCIÓN CAMPO LOS ÁNGELES...26	
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	28
2.1. ACTUALIDAD ENERGÉTICA DEL CAMPO ÁNGELES	28
2.1.3. Problemas operativos.....	30
3. GAS DEL CAMPO ÁNGELES.....	34
3.1. PROYECCIONES PARA CAMPO ÁNGELES.....	35
3.1.1.1. Calculo de Índice de intensidad energética.....	36
3.1.1.2. Cálculo proyección de demanda de potencia.	37
3.1.1.3. Proyección de la producción de gas.....	38
3.1.1.5. Potencia que se puede generar con el gas producido.....	40
3.2. PLANTEAMIENTO DEL SISTEMA ACTUAL IDEAL	43
4. ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA	45
4.2. FLUJO DE CAJA DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS.....	47
4.2.1. Alternativa 1: suministro de energía central SIN y quema del 100% de gas en la tea.	48
4.2.1.1. Ingreso de datos base Alternativa 1.	48
4.2.1.2. Datos calculados alternativa 1	49

4.2.2. Alternativa 2: Suministro de energía central ACPM y quema del 100% del gas en la tea.	50
4.2.2.1. Datos calculados alternativa 2	50
4.2.3. Alternativa 3: Suministro de energía central Gas y quema del excedente del gas en tea	52
4.2.3.1. Datos calculados alternativa 3	52
4.2.4. Alternativa 4: suministro de energía central en GLP y quema 100% del gas en Tea. 53	
4.2.4.1. Datos calculados alternativa 4.	54
5. ANÁLISIS DE LOS FLUJOS DE CAJA.....	56
6. CONCLUSIONES.....	59
7. RECOMENDACIONES	60
BIBLIOGRAFIA.....	61

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación Campo Los Ángeles	21
Figura 2. Distribución de pozos Campo Ángeles	22
Figura 3. Sistema de bombeo mecánico convencional.....	24
Figura 4. Unidad Rotaflex	25
Figura 5. Unidad Progressive Cavity Pump (PCP).....	26

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Producción año 2015 Campo Los Ángeles	27
Tabla 2. Pérdidas de producción promedio año 2015.....	28
Tabla 3. Cromatografía Gas Ángeles.....	34
Tabla 4. Parámetros utilizados para proyecciones del campo Ángeles	36
Tabla 5. Calculo de índices de intensidad	36
Tabla 6. Datos de referencia para cálculos.....	40
Tabla 7. Costos y precios unitarios de combustibles y equipos de generación	47
Tabla 8. VPN suministro de energía central SIN y quema del 100% de gas en la tea operadora y tercero.....	49
Tabla 9. Suministro de energía central ACPM y quema del 100% del gas en la tea operadora y tercero.....	52
Tabla 10. Suministro de energía central Gas y quema del excedente del gas en tea operadora y tercero.....	53
Tabla 11. Suministro de energía central en GLP y quema 100% del gas en Tea operadora y tercero.....	55

LISTA DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfica 1. Potencia Activa total medida Campo Ángeles. 2015	29
Gráfica 2. Diagrama suministro de energía Campo Ángeles Actual.	30
Gráfica 3. Situación actual deseada del sistema energético.....	31
Gráfica 4. Total de diferidas año 2015.	32
Gráfica 5. Total de diferidas año 2015.	33
Gráfica 6. Declinación de Producción Campo Ángeles.....	35
Gráfica 7. Proyección Demanda de Potencia Campo Ángeles.	37
Gráfica 8. Proyección producción de gas en campo Ángeles.	39
Gráfica 9. Proyección del GOR Campo Ángeles.	40
Gráfica 10. Potencia que se puede generar	41
Gráfica 11. Demanda vs Oferta Escenario Alto	41
Gráfica 12. Demanda vs Oferta Escenario Medio.....	42
Gráfica 13. Demanda vs Oferta Escenario Bajo	42
Gráfica 14. Sistema ideal del suministro de energía.....	44
Gráfica 15. Alternativas de suministro de energía	45
Gráfica 16. Árbol de alternativas energéticas	46
Gráfica 17. Alternativa 1.	48
Gráfica 18. Alternativa 2.	50
Gráfica 19. Alternativa 3.	52
Gráfica 20. Alternativa 4.	54

Gráfica 21. Resumen alternativas escenario alto.....56

Gráfica 22. Resumen alternativas escenario medio.....57

Gráfica 23. Resumen alternativas escenario medio.....58

LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1. Extracción de Crudo.....	37
Ecuación 2. Transporte de crudo.....	37
Ecuación 3. Cálculo del GOR	39
Ecuación 4. Potencia generada	41
Ecuación 5. Energía contenida de Gas Escenario alto.	48
Ecuación 6. Costo de quema en gas Escenario alto.....	48
Ecuación 7. Diferidas por interconexión escenario alto.	48
Ecuación 8. Suministro de demanda SIN energía	49
Ecuación 9. Disponibilidad inmediata de potencia a pagar.....	49
Ecuación 10. Energía comprometida a pagar	49
Ecuación 11. Servicio por generación equivalente CAPEX	49
Ecuación 12. Costos por Operación y mantenimiento	50
Ecuación 13. Costos por Operación y mantenimiento semestral.....	50
Ecuación 14. Costos por Operación y mantenimiento anual	51
Ecuación 15. Energía requerida en ACPM al 100%	51
Ecuación 16. Energía requerida en ACPM al 35%	51
Ecuación 17. Galones de ACPM requeridos mensual	51
Ecuación 18. Gasto de ACPM mensual.....	51
Ecuación 19. Disponibilidad mínima de potencia a pagar.....	51
Ecuación 20. Energía comprometida a pagar	51

Ecuación 21. Servicio generación equivalente de CAPEX	51
Ecuación 22. Diferidas por energía SIN	52
Ecuación 23. Energía requerida en gas 100%.....	53
Ecuación 24. Energía requerida en gas 35%.....	53
Ecuación 25. Pies cúbicos requeridos mensuales	53
Ecuación 26. Suministro de demanda SIN energía	53
Ecuación 27. Costo de gas quemado en la TEA.....	53
Ecuación 28. Costo de gas quemado en la TEA.....	54
Ecuación 29. Diferidas por Diesel central	54
Ecuación 30. Diferidas por red central	54
Ecuación 31. Suministro de demanda SIN energía.....	54

INDICE DE ANEXOS

ANEXO A. Alternativa 1: suministro de energía central SIN y quema del 100% de gas en la tea.

ANEXO B. Alternativa 2: Suministro de energía central ACPM y quema del 100% del gas en la tea.

ANEXO C. Suministro de energía central Gas y quema del excedente del gas en tea.

ANEXO D. Alternativa 3: suministro de energía central en GLP y quema 100% del gas en Tea

Archivo: Anexos en CD

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DEL USO DE GAS NATURAL PRODUCIDO EN EL CAMPO LOS ÁNGELES*

AUTOR: ALBA VIVIANA ANDRANGO PEREZ**

PALABRAS CLAVE: Gas anular, autoconsumo, alternativas de uso del gas.

Actualmente el Campo Los Ángeles consta de 14 pozos con unidades de bombeo mecánicas. El Campo funciona bajo la red energética ESSA (red nacional de energía), esta situación hace que el campo sea susceptible a las caídas de la red energética ocasionando las paradas de los pozos y por ende la producción diferida. Dicha situación puede atribuirse a diversas condiciones ajenas a la operadora, como factores relacionados a la infraestructura del proveedor o por factores climáticos propios de la región como tormentas eléctricas, fuertes lluvias, etc.

Actualmente parte del gas producido por los pozos es quemado a la TEA y venteado a la atmosfera, esto se debe a que no existe una facilidad para el aprovechamiento de éste recurso.

De seguir con ésta situación, la pérdida de éste recurso energético se seguirá llevando a cabo por falta de estudios que validen su uso en beneficio de la operadora, como lo podría ser la autogeneración de las unidades de bombeo o uso del gas anular para generación a gas. Por lo tanto, continuará la diferida de la producción por las paradas del Campo que se presenten, se verán afectados los sistemas eléctricos de las unidades de bombeo y de los sistemas de fondo ocasionados por las paradas; por ende el aumento de Horas/hombre empleadas para la reparación de las unidades de bombeo. Los escenarios anteriores mencionados resultarán en un aumento del lifting cost del campo.

En la presente monografía se plantean cuatro alternativas para hacer uso del gas anular producido en el Campo, se realizar tres proyecciones para tener en cuenta un nivel alto, medio y bajo, de producción y generación para establecer los valores de CAPEX y OPEX de cada una de las alternativas y poder realizar la selección que más beneficio le otorgue a la compañía.

* Monografía de Especialización.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Manuel Cabarcas Simancas, Magister en Ingeniería Química.

SUMMARY

TITLE: TECHNICAL-ECONOMIC STUDY OF VIABILITY OF THE USE OF NATURAL GAS PRODUCED IN LOS ANGELES FIELD*

AUTOR: ALBA VIVIANA ANDRANGO PEREZ**

KEY WORDS: Gas annular, self-consumption, alternatives of gas use.

At present the Los Angeles Field consists of 14 wells with mechanical pumping units. The Field operates under the ESSA energy (National energy network), this situation makes the field susceptible to failures when the national energy network fails, causing well stops and therefore deferred production. This situation can be attributed to different conditions other than the operator, such as factors related to the infrastructure of the supplier or climatic factors typical of the region such as thunderstorms, heavy rains, etc.

Currently part of the gas produced by the wells is burned to the flare and/or vented to the atmosphere, this is because there is no facility for the use of this resource.

If this situation continues, the loss of this energy resource will continue to be carried out due to the lack of studies that validate its use for the benefit of the operator, such as the auto generation of the pumping units or the use of the annular gas for gas generation. Therefore, the deferred production will continue for the field stops that occur, will affect the electrical systems of the pumping units and the sub-surface systems caused by the stops; Therefore there will be an increase of Hours / man employed for the repair of the pumping units. The above mentioned scenarios will result in an increase of the lifting cost of the field.

In this monograph four alternatives are proposed to make use of the annular gas produced in the field, three projections are made: high, medium and low scenario of production and generation to establish the values of CAPEX and OPEX of each one of the alternatives, in this way the company will be able to make the selection that gives the most benefit to the company

* Specialization Monograph.

** Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director: Manuel Cabarcas Simancas, Magister en Ingenieria Quimica.

INTRODUCCIÓN

En la presente monografía se propone realizar un análisis cuantitativo y cualitativo del gas producido por el Campo, de ésta manera se hará una determinación de la viabilidad técnico-económica de los requerimientos operativos para el uso del mismo en el ámbito energético del Campo y realizar un análisis costo-beneficio para la implementación de un sistema donde se use dicho gas.

Se define la problemática actual del campo Ángeles donde las fallas constantes por los cortes de energía afectan la producción del campo y por lo tanto los equipos en los pozos. Ésta situación acarrea a que la compañía tenga considerables pérdidas económicas elevando los costos asociados a mantenimiento del Campo.

Se realizan diversas proyecciones sobre la producción del gas y crudo del campo, la energía que se requerirá en un futuro, y la energía que podría producir el campo por medio del gas que éste produce. De esta manera, se establecen cuatro alternativas encaminadas a solucionar la problemática actual, y planteando los diversos costos asociados.

De esta forma se logra establecer un panorama técnico-económico para que la compañía seleccione la mejor alternativa posible.

1. GENERALIDADES

1.1. GAS NATURAL

Se le denomina al gas natural un conjunto de hidrocarburos gaseosos el cual se encuentra principalmente compuesto por metano, con una proporción superior al 70%, este se puede obtener en fase gaseosa (gas natural no asociado) o en solución con el petróleo crudo dentro de los yacimientos (gas natural asociado).

Según la Comisión de Regulación de Energía y Gas lo define como una mezcla de gases de gran poder calorífico que se formó en las entrañas de la tierra a través de los años. El principal componente de esta mezcla es el metano. Los demás componentes, en pequeñas cantidades, son otros gases como el etano, dióxido de carbono (CO₂) y vapor de agua, principalmente. También en pequeñas cantidades se puede encontrar la presencia de gases inertes, tales como anhídrido carbónico, nitrógeno y, en algunos casos ácido sulfhídrico, oxígeno e hidrógeno.

Se considera al gas natural como una energía rentable de precio competitivo y eficiente como combustible, dicha energía se utiliza en diversos sectores tanto industriales como carburante, generación de electricidad y en el sector doméstico para estufas, calentadores etc. Adicional a los diversos usos a nivel industrial y doméstico, se considera como el combustible de origen fósil más limpio existente, por lo cual se encuentra en ventaja con las otras fuentes energéticas.¹

El gas entregado para disposición final ya sea como materia prima o combustible tiene una composición distinta a la inicialmente encontrada en boca de pozo, ya que debe cumplir ciertas especificaciones de calidad determinadas por los entes reguladores que deben cumplir los agentes productores que comercialicen o hagan uso de dicho gas.

1.1.1. Clasificación. El gas natural puede clasificarse de dos formas: origen o composición.

1.1.1.1. Según su composición:

- Gas ácido o agrio: Gas que contiene más de 1 gramo de H₂S por 100 pies cúbicos estándar de gas. Casi siempre mucho mayor. Según las condiciones

¹ PETROLEOS DE VENEZUELA, Ministerio del poder popular para la energía y el petróleo, Internet: (<http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pespectostecnicos/gasnatural/queeselgas.html>) [Fecha de consulta: 19 de Septiembre 2016]

requeridas por la CREG el contenido total de H₂S máximo es de 6 mg/m³ (Sistema internacional) y 0.25 grano/100 PCS (Sistema Ingles).²

- Gas dulce: Gas que contiene menos de 1 gramo de H₂S por 100 pies cúbicos estándar de gas.
- Gas rico: Gas que contiene una cantidad de compuestos más pesados que el etano, alrededor de 0.7 galones de C₃+ por 1000 pies cúbicos estándar de alimento a una torre absorbadora.
- Gas pobre: Un gas que contiene muy poca cantidad de propano y de compuestos más pesados que el propano, o el gas efluente de una unidad de absorción.
- Gas seco (dry gas o lean gas): Son hidrocarburos en estado gaseoso compuestos casi exclusivamente por metano (generalmente más del 90 por ciento). Puede provenir directamente de yacimientos de gas, caso en el cual se le denomina también Gas no- asociado (nonassociated gas), o sea hidrocarburos gaseosos que ocurren como gas libre en el yacimiento, o también puede provenir de plantas de gasolina natural, donde el gas húmedo (condensado de gas) ha sido despojado (stripped) de sus productos más pesados en forma líquida.
- Gas húmedo (wet gas): Son hidrocarburos en estado gaseoso, en cuya composición aún predomina un alto porcentaje de metano (generalmente 75-90 %), aunque las cantidades relativas de los componentes más pesados son mayores que en el caso de gas seco. Gas húmedo es más o menos equivalente a condensado de gas (gas condensate) fluido existente en yacimientos denominados yacimientos de condensado de gas (gas condensate reservoir) o simplemente yacimientos de condensado (condensate reservoirs).

1.1.1.2. Según su origen

- Gas asociado: Es el hidrocarburo gaseoso el cual se encuentra disuelto en el petróleo del yacimiento a condiciones iniciales de presión y temperatura el líquido se encuentra saturado de gases los cuales se desprenden a medida que avanza el proceso de extracción del mismo. La CREG lo define como “Es todo gas o vapor, innatos en la formación y producidos en un yacimiento clasificado como de petróleo. Igualmente lo es todo gas que se extraiga de la capa de gas de un yacimiento de petróleo.”
- Gas no Asociado o Gas libre (free gas): Cuando determinada cantidad de gas se introduce a un yacimiento de petróleo, cierta cantidad puede entrar en solución

² COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS, Resolución No 054 de 2007, Republica de Colombia Ministerio de minas y energía, Bogotá, Colombia, 2007

en el petróleo y cierta cantidad permanece como gas. El gas que existe como tal en el yacimiento, se le denomina gas libre.³

1.2. GENERALIDADES CAMPO ANGELES

El Campo Ángeles se encuentra ubicado el bloque Tisquirama B el cual se encuentra localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en jurisdicción de los municipios de Aguachica y Río de Oro del departamento del Cesar, con un área de 4,376 hectáreas. El campo principal es el campo los Ángeles el cual es un anticlinal que está erosionado al tope por la discordancia del mioceno, el reservorio principal son las arenas inferiores de la Formación Lisama con propiedades petrofísicas que las hacen buenos yacimientos. Existen dos compartimentos independientes los cuales corresponden a los campos Tronos y Querubín.⁴

Figura 1. Ubicación Campo Los Ángeles



Fuente: Manual de operaciones Campo Ángeles, 2015

Actualmente el Campo tiene en total 15 pozos pertenecientes al Campo Ángeles y 2 ubicados en la misma área perteneciente al Campo Querubín, (los dos campos operan con la misma fuente de energía ESSA). El campo maneja dos sistemas de

³ COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS, Resolución No 054 de 2007, Republica de Colombia Ministerio de minas y energía, Bogotá, Colombia, 2007

⁴ PETRONORTE, Operaciones Valle Medio Magdalena, [Fecha de consulta 04 de Junio del 2016] <http://www.petronorte.com/es/operaciones/cuenca-del-valle-medio-del-magdalena-cvmm>

levantamiento artificial; bombeo mecánico convencional con diferentes sistemas de superficie (Unidad convencional y Rotaflex) y bombeo de cavidades progresivas (PCP).

Figura 2. Distribución de pozos Campo Ángeles



Fuente: Manual de operaciones Campo Ángeles, 2015

1.2.1 Sistemas de levantamiento artificial. Los sistemas de levantamiento artificial usados en el campo Ángeles son los que se mencionan a continuación:

1.2.1.1. Bombeo Mecánico. Este sistema de levantamiento utiliza una fuente de poder proveniente de la superficie controlando un arreglo de fondo (bomba). Una unidad de bombeo en superficie crea un movimiento reciprocante a través de un arreglo de sarta de varillas conectada a la bomba de subsuelo. La bomba contiene un pistón y un juego de válvulas convirtiendo este movimiento reciprocante en un movimiento de fluido vertical hacia la superficie.⁵

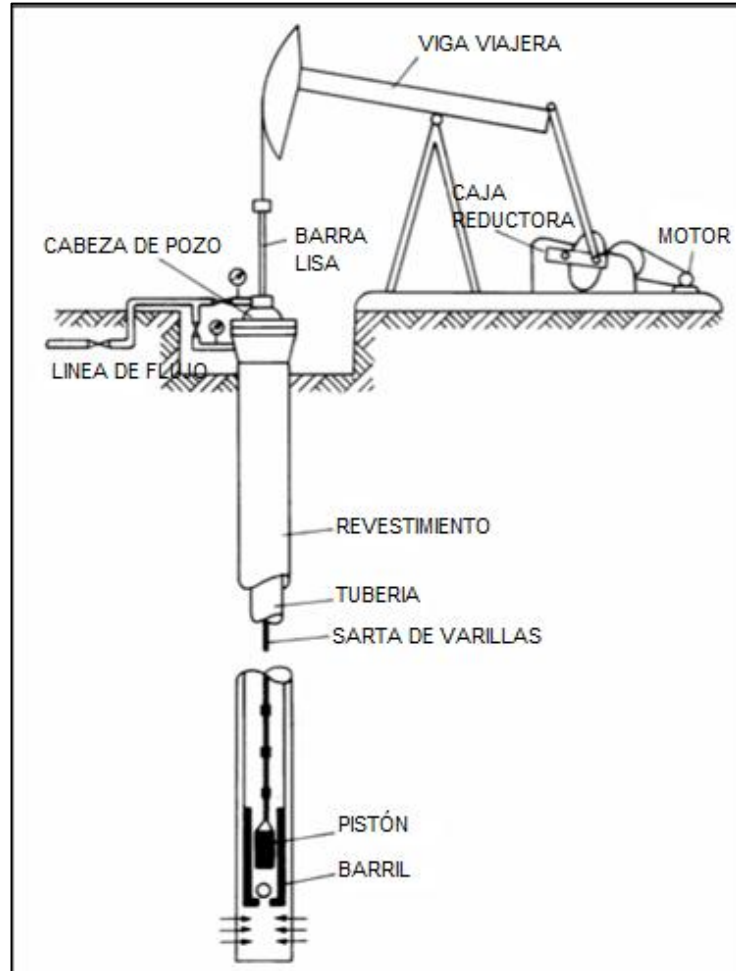
➤ **Unidad convencional.** Siendo unos de los sistemas de levantamiento artificial más común y antiguo, el cual consiste principalmente en una bomba des subsuelo de acción reciprocante abastecida por energía, la cual proviene de un motor eléctrico o de combustión interna.

El bombeo mecánico es un procedimiento simple de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie, el cual tiene su principal aplicación en la extracción de crudos pesados y extra pesados, pero también se llega a utilizar en la producción de crudos medianos y livianos⁶.

⁵ SCHLUMBERGER, Oilfield Glossary [En línea] <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/sucker_rod_pump.aspx > Fecha de Consulta 04 de Junio del 2016]

⁶ TAKÁCS, Gábor. Sucker-Rod Pumping Handbook: Production Engineering Fundamentals and Long –Stroke Rod Pumping, Hungary, 2015.

Figura 3. Sistema de bombeo mecánico convencional



Fuente: Gábor Takács, 37 p., 1993.

- **Rotaflex.** Se trata de una unidad de largo recorrido para bombeo mecánico, compuesto por un juego de poleas donde mediante el movimiento de una banda se realiza el movimiento recíprocante de la bomba de subsuelo. Este tipo de unidad se usa preferiblemente para manejo de altos volúmenes y velocidades bajas las cuales favorecen el llenado completo del barril lo cual permiten tener alta eficiencia de bombeo.

Figura 4. Unidad Rotaflex



Fuente: Manual Weatherford Rotaflex Long-Stroke Pumping Unit

- **PCP (Progressive Cavity Pump).** O bombeo de cavidades progresivas, es un sistema compuesto de un rotor dentro de un elastómero, el cual mediante el giro generado por un motor en superficie a través de los lóbulos existentes entre el rotor y el elastómero se logra producir en superficie.

Este es el sistema que tiene mayor afectación cuando ocurren los cortes de energía debido al tiempo de backspin, tiempo de recuperación de columna de fluido y tiempo de arranque para poner en marcha nuevamente la producción. Debido al alto contenido de sedimento de algunos de los pozos, se genera la ruptura del rotor en el momento del arranque del pozo, esto genera sobrecostos en operación de workover, compra de bomba nueva e instalación.

Figura 5. Unidad Progressive Cavity Pump (PCP)



Fuente: tomado de www.weatherford.com

1.3. GENERALIDADES FACILIDADES DE PRODUCCIÓN CAMPO LOS ÁNGELES

El campo se encuentra ubicado a 2 Km del corregimiento Morrison con cercanía a la finca Santa Helena. En la estación Los Ángeles consta de los siguientes equipos:

- Dos (2) separadores verticales bifásicos (Líquido y gas) de color blanco uno (1) conectado a la línea general (DS - 401), y el otro a la línea de prueba (DS - 402).
- Una (1) bomba de inyección de química (P - 501).
- Un (2) tratador térmico de color blanco (FA - 101 / HT - 002), usados para disminuir la viscosidad del crudo y romper la emulsión crudo - agua que reciben los fluidos provenientes de la línea general y la de prueba respectivamente.
- Un (1) Scrubber de color naranja (DS - 201).
- Una (1) tea.
- Líneas de drenaje, cuya función es recoger las aguas lluvias ⁷

Dentro de los sistemas para control y medición del gas durante la extracción, después de ser ventilado a la atmosfera el gas que se encuentra en el anular, se

⁷ PETRONORTE, Manual de Operaciones Los Ángeles y Querubín. 7ma ed. San Martin: Petronorte, 2015. 18 p.

mide el gas asociado al crudo mediante el instrumento placa orificio Daniel en el separador y posteriormente pasa a la TEA para su respectiva quema.

Dentro de los controles a realizar durante la producción de los campos, es necesario realizar seguimiento al desarrollo del yacimiento mediante sobre las características, volúmenes y componentes del fluido producido. Para determinar lo anteriormente mencionado, se requiere realizar muestreos, prueba de laboratorios donde se determinaran propiedades como densidad, salinidad, % BS&W, Grados API, viscosidad, etc. Así mismo, análisis composiciones del petróleo y gas.

Se realizan medidas periódicas mediante el patín de medición de gas a pozos cuya producción es más considerable.

1.3.1. Pruebas de Producción. Las pruebas de producción se realizan una vez al mes siempre y cuando la operación lo permita, se inician las re pruebas de los pozos con mayor. Esta actividad se realiza mediante el accionamiento de la diferentes válvulas presentes en los manifold, en donde se debe garantizar que el pozo en prueba se aislé completamente de los demás, mientras se efectúa su cuantificación.

En la **Tabla 1.** Se observa la cantidad de gas producido en el año 2015 de 36 KPC.

Tabla 1. Producción año 2015 Campo Los Ángeles

Pozo	Producción Gross Año 2015			Producción Promedia 2015			Acumulados @ 31-12-15		
	Aceite	Agua	Gas	Aceite	Agua	Gas	Aceite	Agua	Gas
	BO	BW	KPC	BOPD	BWPD	KPCD	BO	BW	KPC
LANG-3	6,121	33.0	2,280.4	17.0	0.1	6.3	854,400	3,348	51,721
LANG-5	4,175	27.8	2,270.8	12.5	0.1	6.8	1,091,767	1,891	62,567
LANG-6	10,160	1,980.4	582.5	29.3	5.7	1.7	1,327,263	7,823	53,163
LANG-8	40	16.1	48.0	26.7	10.8	32.0	350,783	76,303	19,223
LANG-9	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	130,828	1,731	1,884
LANG-10	25,273	75.5	1,491.2	74.1	0.2	4.4	497,683	2,111	14,876
LANG-11	32,624	222.6	1,462.6	91.5	0.6	4.1	272,634	1,541	14,643
LANG-12	16,244	65.3	3,429.3	52.6	0.2	11.1	59,840	779	6,952
LANG-13 ST	14,296	28.4	4,506.9	40.6	0.1	12.8	66,917	619	9,099
LANG-14	22,768	159.8	2,298.5	65.8	0.5	6.6	240,914	2,718	10,155
LANG-15	19,098	145.5	2,685.0	53.0	0.4	7.5	208,800	2,532	11,589
LANG-16	13,982	140.9	4,911.5	45.0	0.5	15.8	107,740	8,753	9,111
LANG-17	30,300	121.5	2,757.8	93.6	0.4	8.5	130,271	873	9,808
LANG-18	115,431	429.6	5,421.8	326.7	1.2	15.3	458,326	2,589	17,375
LANG-20	19,453	189.1	2,270.7	94.0	0.9	11.0	19,453	189	2,271
TOTAL	329,964	3,635.4	36,417.1	1,022.7	21.6	144.0	5,854,943*	114,528*	295,083*

Fuente: Petronorte, ITA 2015.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El campo Los Ángeles se encuentra interconectado al SIN por medio de una red a nivel de 34,5 kV de la empresa ESSA, desde la subestación San Martín.

El campo comprende nueve localizaciones y una producción estimada de 815 BOPD. La demanda de potencia actual del campo se encuentra alrededor de 330 kW (Medido por ESEI).

La operación del campo depende principalmente de la red nacional, el cual si la energía de la red nacional falla, Petronorte deberá realizar el cambio de fuente manualmente a Generación Diésel. Esto genera paradas de los pozos traducidas en producción diferida, a su vez altos costos consumo de Diésel el cual se estima un costo de energía cercano a 700 COP/kWh.

Para el año 2015 el panorama de pérdidas de producción promedio fue:

Tabla 2. Pérdidas de producción promedio año 2015

PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN AÑO 2015	
Producción Diferida (BPOD/Mes)	729
Valor equivalente (USD/Mes)	\$ 36.465
Pérdida de producción esperada anual (USD/AÑO)	\$ 437.580

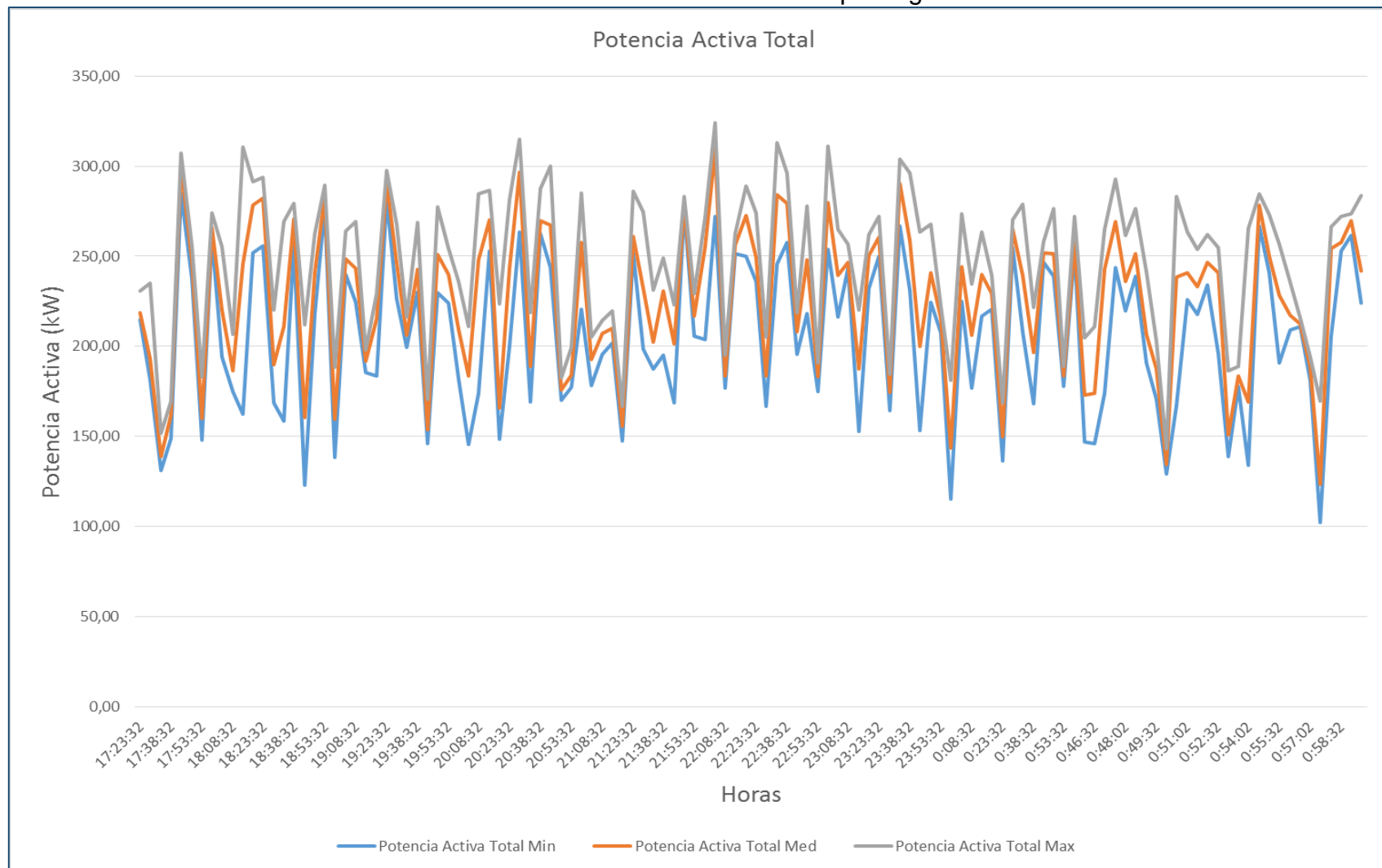
2.1. ACTUALIDAD ENERGÉTICA DEL CAMPO ÁNGELES

Actualmente, según mediciones realizadas se tiene el siguiente panorámico energético en el campo.

2.1.1. Potencia Activa del campo. Representa en realidad la “potencia útil”, o sea, la energía que realmente se aprovecha cuando ponemos a funcionar un equipo eléctrico y realiza un trabajo. Por ejemplo, la energía que entrega el eje de un motor cuando pone en movimiento un mecanismo o maquinaria, la del calor que proporciona la resistencia de un calentador eléctrico, la luz que proporciona una lámpara, etc.

Por otra parte, la “potencia activa” es realmente la “potencia contratada” en la empresa eléctrica y que nos llega a la casa, la fábrica, la oficina o cualquier otro lugar donde se necesite a través de la red de distribución de corriente alterna. La potencia consumida por todos los aparatos eléctricos que utilizamos normalmente, la registran los contadores o medidores de electricidad que instala dicha empresa para cobrar el total de la energía eléctrica consumida cada mes.

Gráfica 1. Potencia Activa total medida Campo Ángeles. 2015

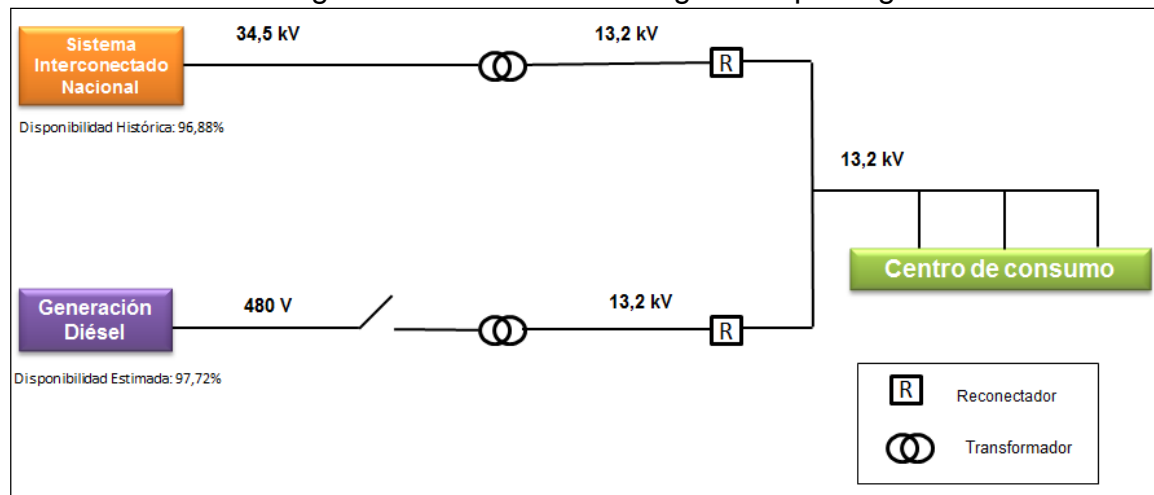


Fente: Informe Consumo Petronorte 2015)

Se observa en la **Gráfica 1**. La medición realizada en el campo Ángeles durante 7 horas donde se observa el comportamiento de la potencia activa del campo. Ésta sería el reflejo fluctuación que se presenta en la red nacional de manera constante, llegando a picos de 300 kW y picos bajos de hasta 130 Kw.

2.1.2 Actualidad sistema de energía Campo Ángeles. En la **Gráfica 2**. Se observa el diagrama actual del sistema de suministro de energía en el campo Los Ángeles.

Gráfica 2. Diagrama suministro de energía Campo Ángeles Actual.



Fuente: Informe ESEI, 2015

El SIN está como suministro principal de energía hacia el centro de consumo donde pasa por un transformador donde reduce el voltaje a 13,2 kV. En caso que ocurra el corte energético por parte de la SIN, entra a trabajar el generador a diésel el cual proporciona 480 kV, se realiza la puesta en marcha del sistema de manera manual cuyo voltaje pasa por un transformador para reducirlo a 13,2 kV hacia el centro de consumo.

2.1.3. Problemas operativos. Éste cambio manual genera tiempos de respuesta demorados para el arranque del pozo, debido a esto se tienen tiempos extras de recuperación ya que sus características dificultan la puesta en marcha, dichas características son:

- Pozos con alto contenido de arena
- Crudo de 13-15 °API

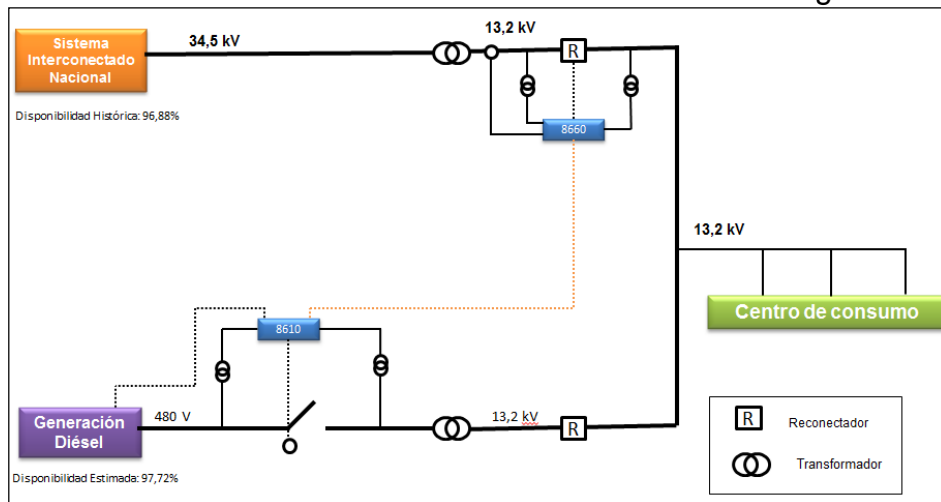
Estas características generan diversos problemas operacionales como:

2.1.3.1. Asentamiento de la arena en el fondo de la bomba. A continuación se mencionan posibles escenarios de problemas operativos.

- Si es rod pump, existe la posibilidad que la arena al decantarse se acumule entre el gauge del pistón y el barril. Entre más tiempo se demore el arranque mayor cantidad de arena se depositará.
- Decantación de la arena en el fondo de la bomba tipo PCP, se tendrá dificultad en el momento del arranque.
- Para los dos casos; en condiciones críticas, en el momento que se da arranque a la unidad, la fuerza que debe ejercer para romper la inercia podrá ocasionar ruptura de la varilla debido a la fuerza de tensión (en el caso de rod pump) o rompimiento por torsión y tensión (en caso de la PCP).
- Como ya ha ocurrido antes, esto ha generado ingreso por parte del equipo de workover para proceder a operación de pesca de varilla, limpieza de fondo, reemplazo de varillas afectadas (10 por encima y 10 por debajo de la zona de ruptura) y en caso extremo de afectación por ésta parada, cambio de la bomba.

2.1.4. Sistema de energía deseado actualmente. La situación actual deseada en el Campo es lograr que la transferencia de las fuentes de generación actuales se haga de manera automática. Para ello, se cuentan con equipos de sincronismo que alertan una vez exista alguna falla en la red nacional y enciendan, de manera automática, la operación con Generación Diésel como se observa en el **Gráfico 3**.

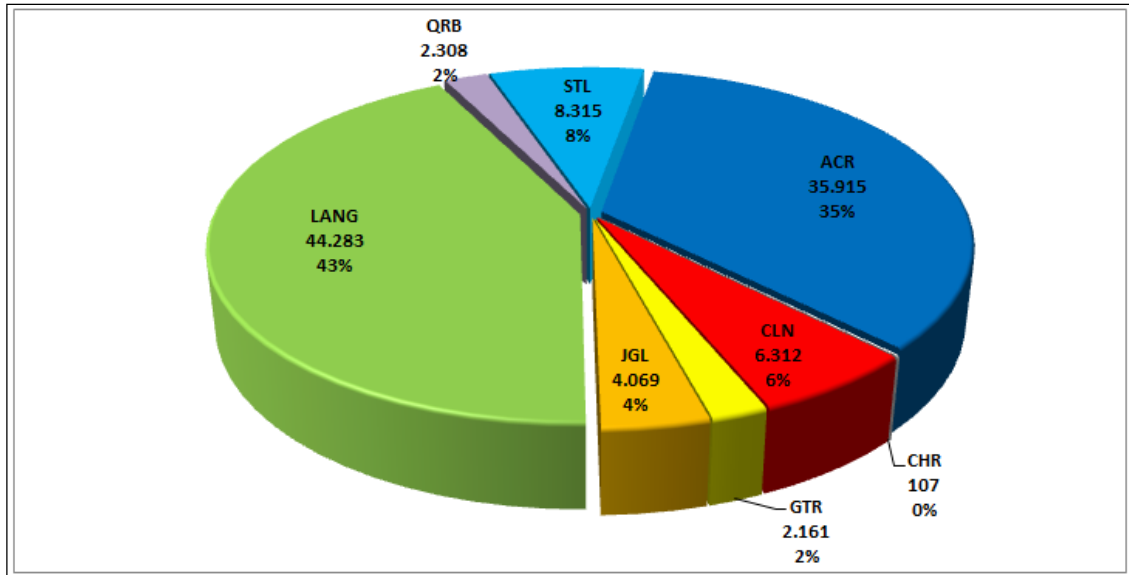
Gráfica 3. Situación actual deseada del sistema energético



Fuente: Informe ESEI, 2015

2.1.5. Diferidas de producción. Según el informe de diferidas del año 2015, como se observa en el **Gráfico 4**. El Campo Ángeles tuvo el mayor porcentaje de diferidas de todos los campos de la compañía operadora.

Gráfica 4. Total de diferidas año 2015.

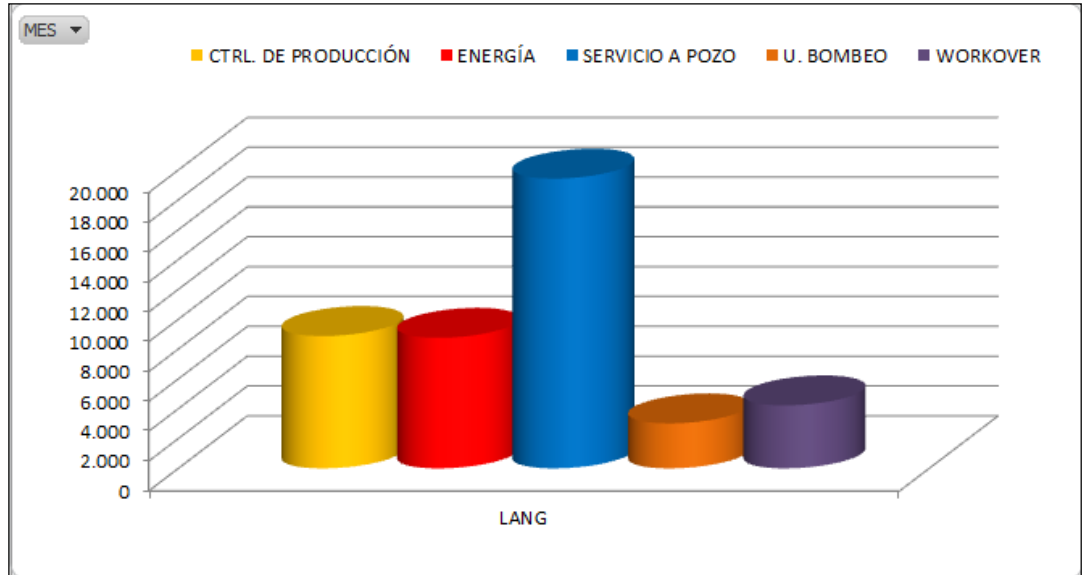


Fuente: Informe de Diferidas 2015, Petronorte.

El Campo Ángeles tuvo un total de 44.283 Bls diferidos por diversos motivos entre los cuales está por fallas de energía. La principal falla que se presenta según el **Gráfico 4**, es por ingreso del equipo de workover. Generalmente estos ingresos del equipo se debe a que posterior a la falla por energía eléctrica ocurre la falla de los sistemas.

Sin embargo, dentro de las estadísticas solamente se especifican paradas por fallas eléctricas, las cuales se ven representadas en una pérdida anual de 8.752 Barriles de crudo para el año 2015.

Gráfica 5. Total de diferidas año 2015.



Fuente: Informe de Diferidas 2015, Petronorte.

3. GAS DEL CAMPO ÁNGELES

Se realiza la medida del gas del campo en la salida del scrubber presente en la estación, obteniendo los siguientes resultados en la cromatografía.

Según la cromatografía mostrada en la **Tabla 3**. El gas un gas seco asociado, no tiene componentes pesados, el metano compone esta mezcla en gran proporción con uno 94,82%. Ésta cromatografía es tomada en la salida de scrubber y la temperatura de salida para la muestra fue de 102 °F a una presión de 28 psig, el gas va con dirección a la TEA. Según las condiciones de presión y temperatura de superficie las condiciones del gas según se observa en la cromatografía su tratamiento es sencillo por lo cual no requiere pasar por un proceso de deshidratación o endulzamiento para su uso. El poder calorífico neto del gas es de 945, 3 BTU/Ft3.

Tabla 3. Cromatografía Gas Ángeles.


 CORE LABORATORIES			
COMPANY: PETRONORTE FILE: 1503148			
Compositional Analysis of estación Los Ángeles / Salida Scrubber to C12+			
Sampling Date		28 - Junio - 2015 / 13:25 Hrs.	
Sampling Location		Estación Los Angeles	
Cylinder Number		COL052	
Sample Description		Saida Scrubber	
Sampling Conditions		28.0 psig @ 102.0°F	
Component		Mole %	Weight %
CO ₂	Carbon Dioxide	0.81	1.53
N ₂	Nitrogen	1.58	2.52
C ₁	Methane	94.82	88.49
C ₂	Ethane	1.01	1.73
C ₃	Propane	0.75	1.88
iC ₄	i-Butane	0.14	0.46
nC ₄	n-Butane	0.22	0.72
iC ₅	i-Pentane	0.15	0.63
nC ₅	n-Pentane	0.10	0.42
C ₆	Hexanes	0.16	0.81
C ₇	Heptanes	0.24	1.36
C ₈	Octanes	0.18	0.93
C ₉	Nonanes	0.05	0.43
C ₁₀	Decanes	0.01	0.09
C ₁₁	Undecanes	0.00	0.00
C ₁₂₊	Dodecanes plus	0.00	0.00
Totals :		100.00	100.00
Note: 0.00 means less than 0.005.			

Tabla 4. (Continuación)

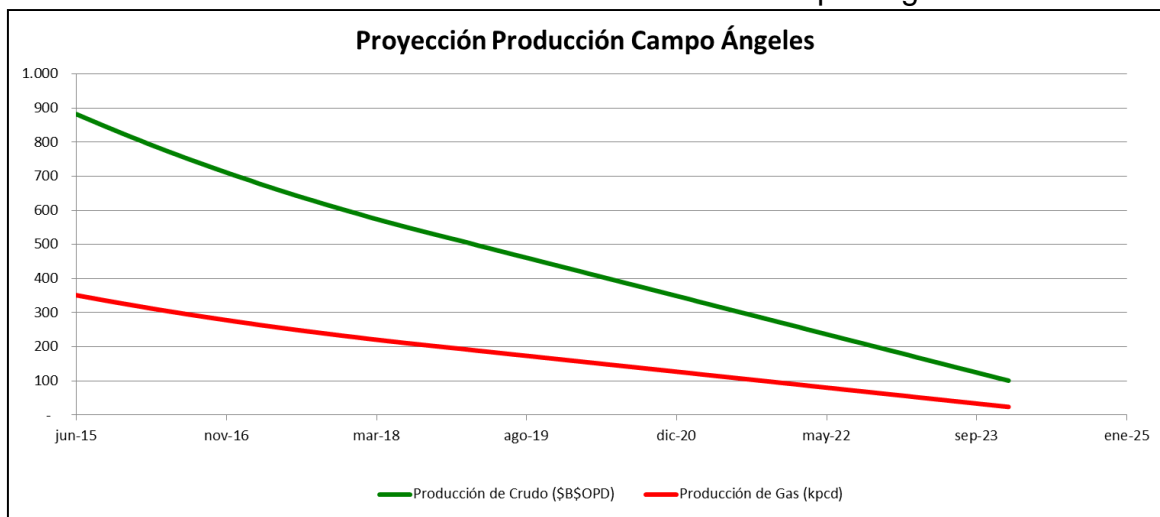
Calculated Residue Properties		Mole Weight (g mol ⁻¹)	Density (g cm ⁻³ at 60°F)
C ₇₊	Heptanes plus	99.8	0.7518
C ₁₀₊	Decanes plus	134.0	0.7780
C ₁₂₊	Dodecanes plus	-	-
Calculated Whole Gas Properties			
Gas Gravity		0.6072	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
Whole Sample Mole Weight		17.580	g mol ⁻¹
Ideal Gas Density		0.7400	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value		1048.0	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value		945.3	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Pseudo Critical Press.		664.00	psia
Pseudo Critical Temp.		353.80	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z		0.997754	@ 14.65 psia & 60°F
GPM (80% Propane)		0.6605	Gal/1000 PC
GPM (100% Propane)		0.7016	Gal/1000 PC
Additional Information			
Real Gross Calorific Value		1050.3	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Real Net Calorific Value		947.4	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F

3.1. PROYECCIONES PARA CAMPO ÁNGELES

Para conocer cuál será el prospecto de gas que se producirá en el campo según sus características y la depletación que tendrá con el tiempo, se realiza el análisis de proyección del campo el cual será de gran importancia en el momento de tomar decisiones en cuanto al proyecto que se ejecutará, si los equipos que se obtengan será tipo renta o venta y demás implicaciones presupuestales.

Con la data de producción del Campo en BOPD/Mes como se observa en la **Gráfica 6**. Y basados en una declinación exponencial del mismo se tienen los datos proyectados al año 2024, año en el cual se alcanza el límite económico del mismo.

Gráfica 6. Declinación de Producción Campo Ángeles



Fuente: Departamento de Yacimientos Petronorte

Para obtener los datos proyectados se establecen los parámetros de la **Tabla 4**.

Tabla 5. Parámetros utilizados para proyecciones del campo Ángeles

NOMBRE DEL PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	FUENTE
PODER CALORÍFICO DE LOS COMBUSTIBLES			
Poder calorífico del ACPM	138.000	BTU/gal	EMPRESA SERVICIOS
Poder calorífico del Gas de pozo	945	BTU/pc	PETRONORTE
Poder calorífico del GLP Cusiana	47.051	BTU/kg	EMPRESA SERVICIOS

A continuación, se calcula la proyección de la demanda de potencia para el Campo Ángeles, proyectado en tres escenarios: escenario alto, medio y bajo teniendo en cuenta la depletación del campo.

3.1.1. Proyección de demanda de potencia. Para calcular la demanda de potencia que tendrá el campo desde el 2015 hasta el 2024 se establecen los siguientes parámetros:

3.1.1.1. Calculo de Índice de intensidad energética. La intensidad energética indica la energía necesaria para obtener una unidad de producción (consumo específico) o comparan la energía real consumida por un proceso productivo y el consumo teórico que se esperaba que hubiese tenido para realizar la misma actividad de haber seguido un patrón de consumo de referencia, es independiente del volumen de actividad o producción. Se mide en GJ/ (Unidad de producción). Indica “como se consume la energía”⁸

Tabla 6. Calculo de índices de intensidad

CÁLCULO ÍNDICES DE INTENSIDAD ENERGÉTICA INICIALES		
Producción	870	-
Energía	7.632	-
IIE	8,772	0,120

Para el dato de producción, mediante el área de yacimientos se define 870 BOPD como el escenario medio de producción de crudo asociado al campo. Para el campo de energía se establece que 7632 Kw día es la demanda de potencia que se podrían presentar al interior del campo, donde se seleccionó el peor escenario y es la energía necesaria para suplir las necesidades al interior del campo mensual. Para este estudio se contempla el consumo de energía para el proceso de extracción de crudo y transporte de crudo. Teniendo en cuenta que no hay producción de agua asociada.

⁸ Guía ARPEL, Índices de energía en la industria del petróleo y gas, 2013. 2 p.

Se define que el Índice de Intensidad Energética inicial será de 8.772 Kw/Blis para la extracción de crudo y de 0.120 Kw/Blis. Se asume que este índice permanecerá constante en el tiempo, considerando que no se tendrán nuevos pozos y no habrá cambio que afecte el consumo del campo.

3.1.1.2. **Cálculo proyección de demanda de potencia.** Basados en la data de producción por mes promedio que se tiene, se realiza el siguiente cálculo para obtener en kW la energía que necesitaré para extraer el crudo mes a mes.

Ecuación 1. Extracción de Crudo

$$\text{Extracción de Crudo (kW)} = \frac{\text{Produccion (Barriles de crudo por mes)} * IIE_{CRUDO}}{24 \text{ Hrs}}$$

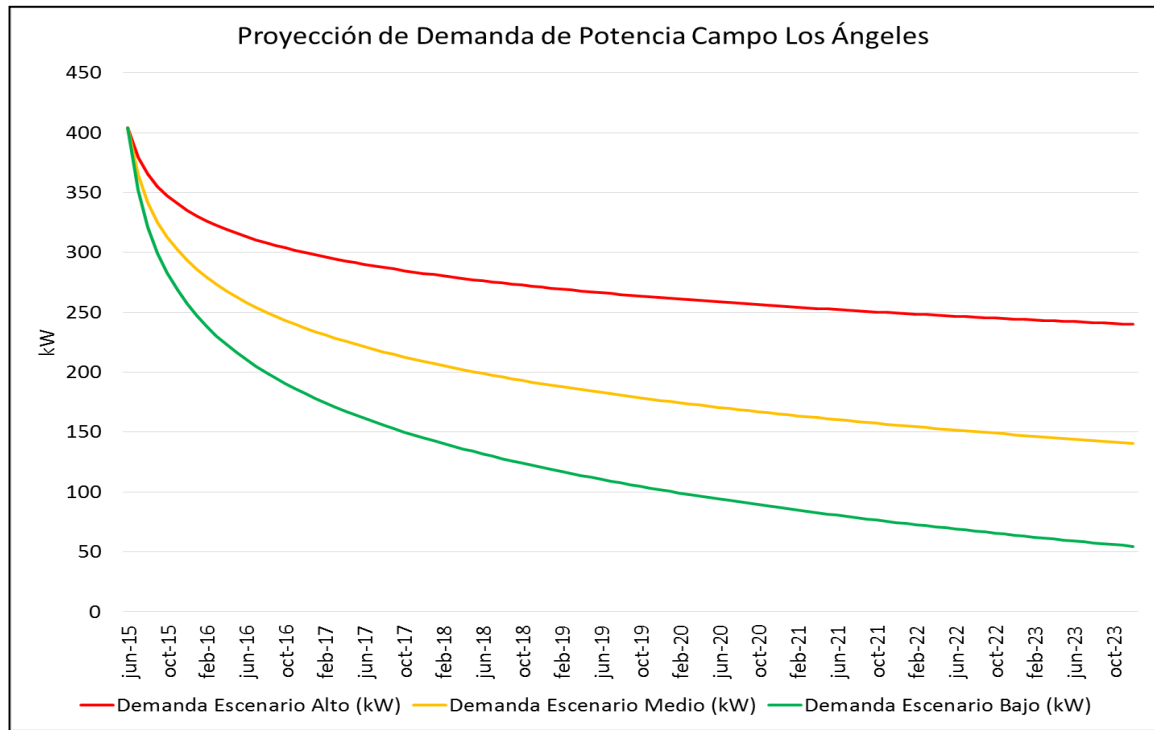
Se realiza el mismo cálculo para la estimación de demanda de potencia para el transporte de crudo en Kw.

Ecuación 2. Transporte de crudo

$$\text{Transporte de crudo (kW)} = \frac{\text{Producción (Barriles de crudo por mes)} * IIE_{Transp}}{24 \text{ Hrs}}$$

Para tener un panorama completo de la demanda de potencia en el campo, se estiman tres escenarios diferentes basados en la producción actual. Y se obtiene la siguiente **Gráfica 7**.

Gráfica 7. Proyección Demanda de Potencia Campo Ángeles.



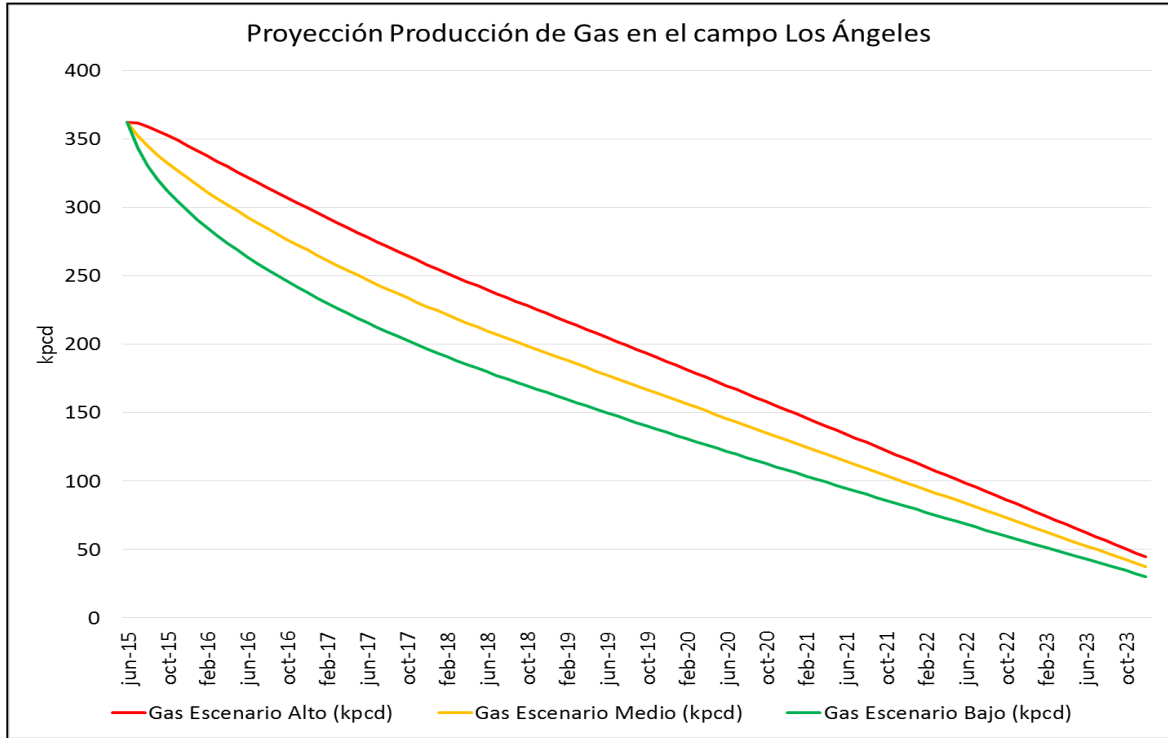
Se observa que considerando un escenario de demanda bajo la potencia mínima requerida para el año 2023 sería por debajo de los 60 kW. En cambio, para un escenario alto de demanda el campo requeriría de hasta 250 kW mensual para continuar operando para el año 2023.

Basados en esta demanda de potencia del campo proyectada hasta el año 2023 se procede a calcular la disponibilidad del gas para el uso del mismo.

3.1.1.3. Proyección de la producción de gas. A continuación, se calcula el gas producido del campo proyectado hasta el año 2023 y el GOR. Posteriormente se calcula la potencia que éste gas va a generar proyectado hasta el 2023 mediante el uso de los resultados de la cromatografía en el numeral 3.

A partir de la información suministrada se realiza la gráfica del comportamiento del gas producido en el campo Ángeles proyectado hasta el año 2023 contemplado en 3 escenarios como se observa en la **Gráfica 8**.

Gráfica 8. Proyección producción de gas en campo Ángeles.



3.1.1.4. Cálculo del GOR. Como lo define el autor Tarek Hamet⁹, define el “Gas Oil Ratio” el total del caudal de gas, ya sea como gas libre o gas en solución dividido por el caudal de crudo expresado en SCF/STB. Se calcula así:

Ecuación 3. Cálculo del GOR

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

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

Rs = solubilidad del gas, scf/STB

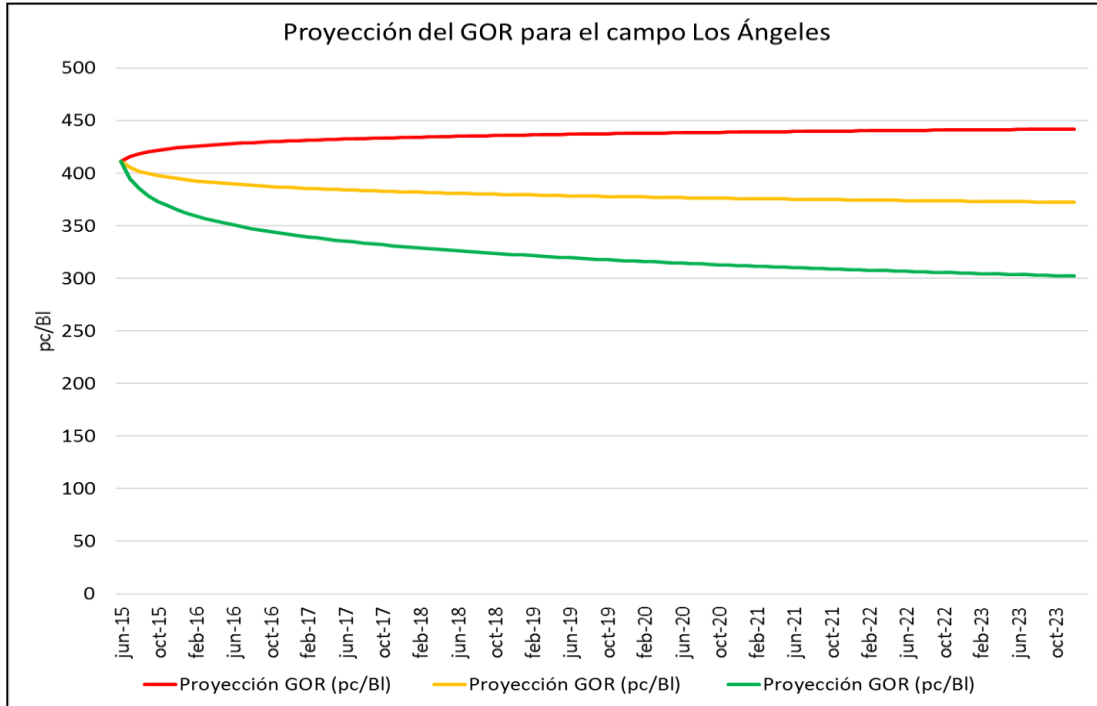
Qg = caudal de gas libre, scf/day

Qo = caudal del crudo, STB/day

A partir de esta ecuación y los datos obtenidos, se calcula el GOR a lo largo del tiempo. Se calculan los tres escenarios posibles en el campo, alto, medio y bajo. Se obtienen los resultados de la **Gráfica 9**.

⁹ AHMET TAREK, Reservoir Engineering Handbook, Second Edition, Houston Texas, 2000.

Gráfica 9. Proyección del GOR Campo Ángeles.



3.1.1.5. Potencia que se puede generar con el gas producido. Teniendo ya los datos de la potencia requerida por el campo y gas disponible para su uso proyectado hasta el año 2023 y contemplando tres escenarios, se calcula la potencia que se podrá generar con este caudal y la calidad del gas producido.

Teniendo en cuenta los cálculos de producción de gas en los tres escenarios mencionados en el numeral 3.1.1.3 se realiza el cálculo de la potencia que se puede generar con la producción de gas esperada hasta el año 2023. Para estos cálculos se establecen los siguientes datos en la tabla 6:

Tabla 7. Datos de referencia para cálculos.

DATOS DE REFERENCIA	
Poder calorífico del gas (B/ft3)	945.3
Conversión energía (BTU/kWHR)	3412
Eficiencia esperada (%) ¹⁰	30

¹⁰ Este valor es establecido por la empresa que brinda las opciones de conversión de energía

Ecuación 4. Potencia generada

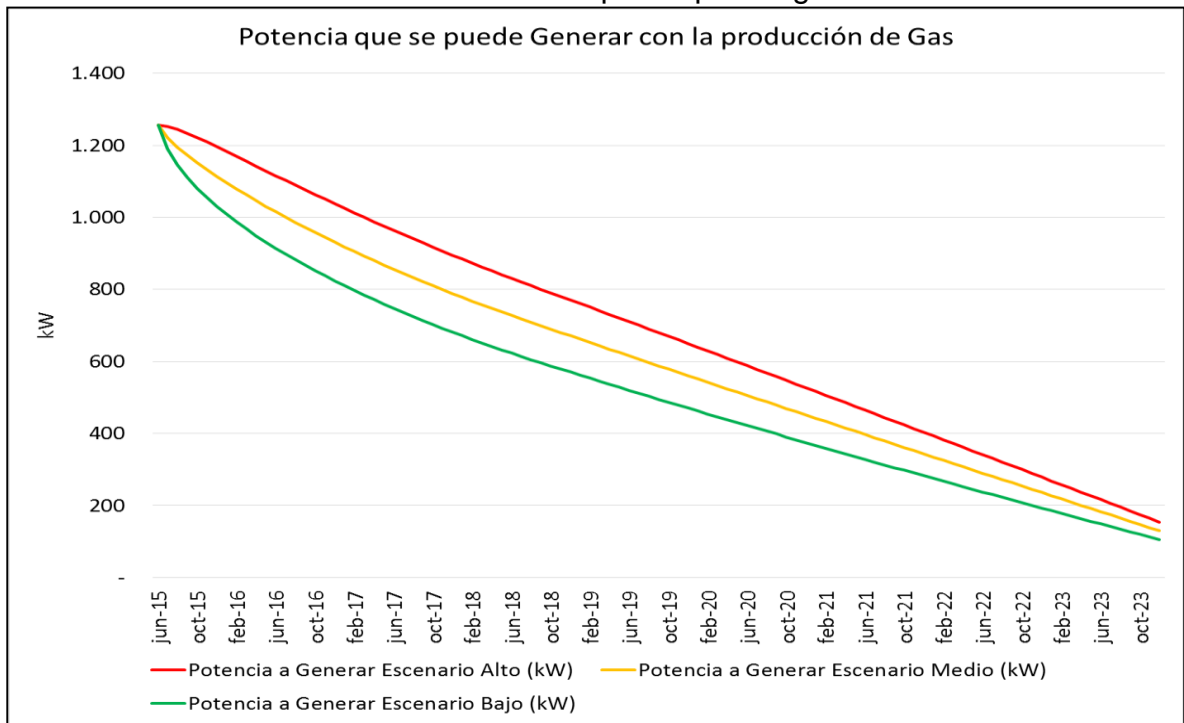
$$\text{Potencia Generada (kW)} = \frac{PGP * PC * 30 \text{ días}}{\text{Conversion de Energía}} * \frac{\text{Eficiencia esperada}}{24 \text{ Horas}}$$

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

PC = Poder calorífico

Se realiza este cálculo para los tres escenarios, de esta manera obtenemos los resultados de potencia que se puede generar con el gas producido en el Campo en la **Gráfica 10**.

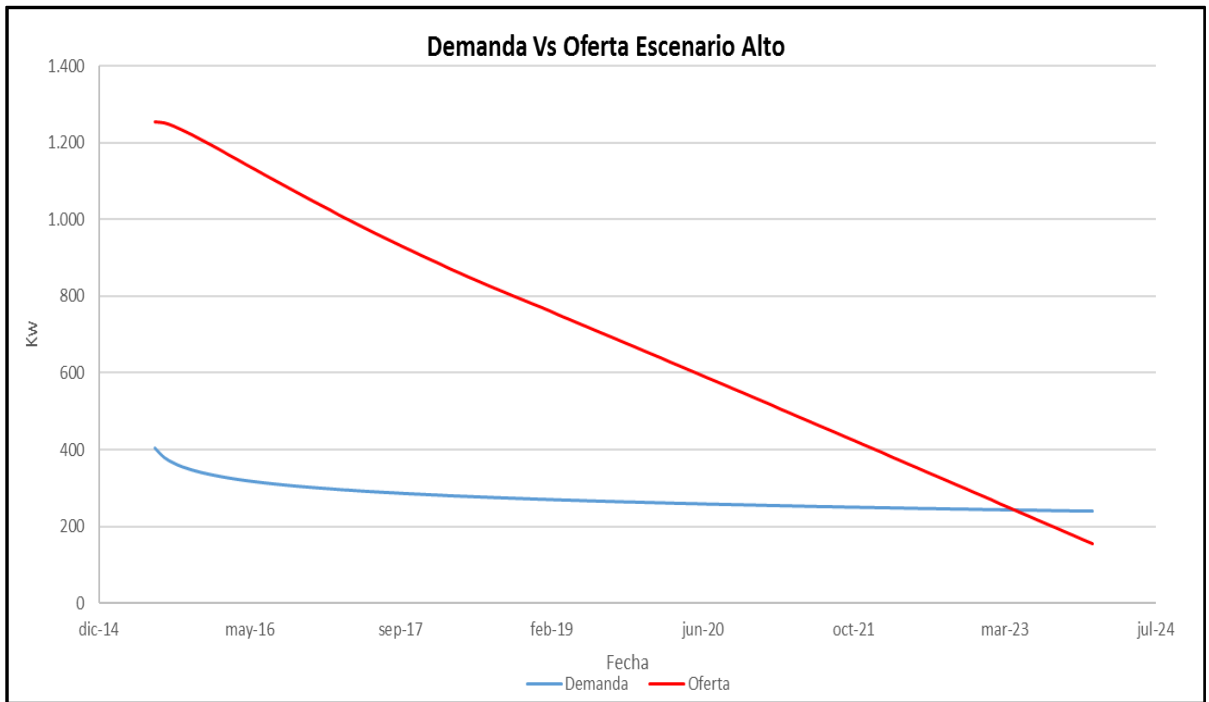
Gráfica 10. Potencia que se puede generar



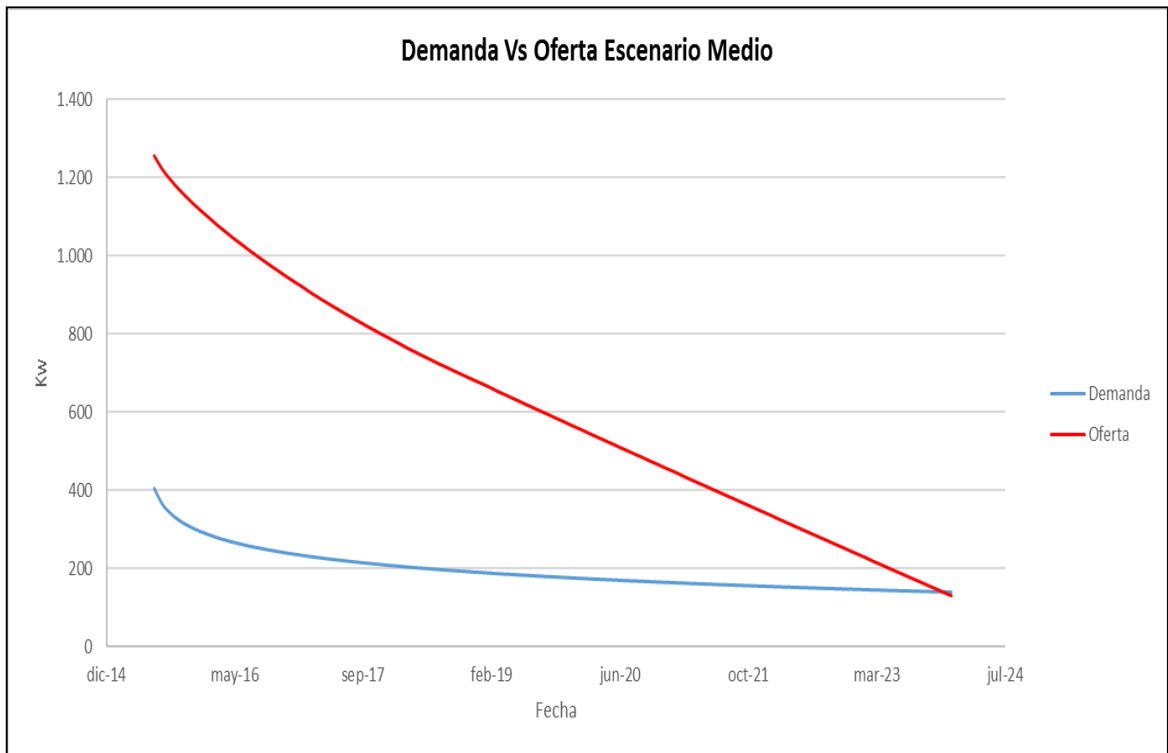
Observamos que, en un escenario de alta producción de gas, siendo optimista, se pueden generar al final de la vida útil de campo 170 Kw, y siendo un escenario pesimista casi 150 Kw.

Para observar mejor como se comportaría la demanda de potencia vs la potencia generada por el gas para los tres escenarios se tienen las siguientes gráficas explicativas a continuación:

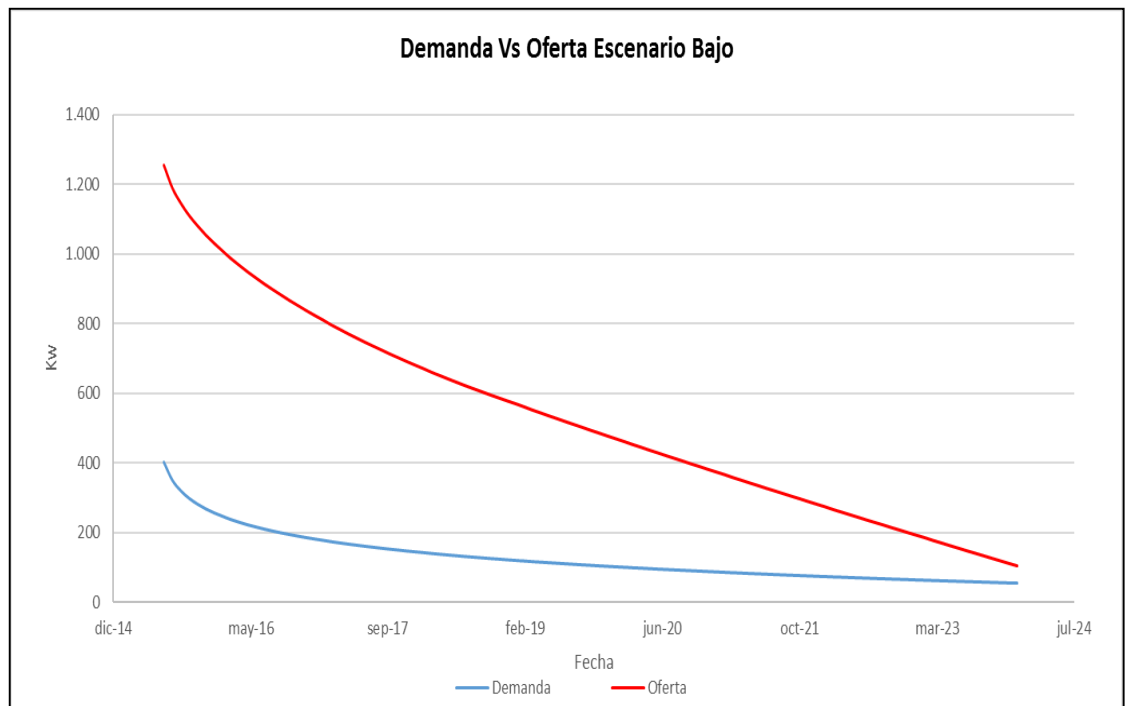
Gráfica 11. Demanda vs Oferta Escenario Alto



Gráfica 12. Demanda vs Oferta Escenario Medio



Gráfica 13. Demanda vs Oferta Escenario Bajo



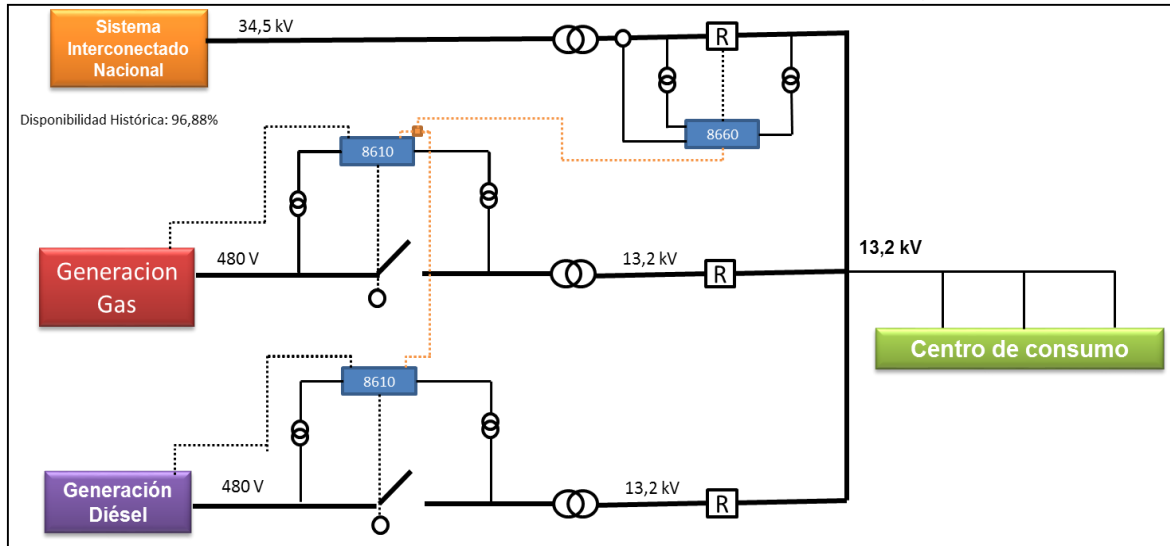
Para los tres escenarios propuestos, la oferta de gas disponible según: propiedades específicas del gas, caudal, poder calorífico proyectado a 6 años es viable su uso, cumpliendo la demanda de potencia que requiere el campo para continuar funcionando.

3.2. PLANTEAMIENTO DEL SISTEMA ACTUAL IDEAL

Según los resultados mencionados en los numerales anteriores, se plantea cómo debería ser el suministro ideal del campo Ángeles cumpliendo con la demanda de energía y evitando las fallas constantes del sistema de la red nacional como se observa en la **Gráfica 14**.

La situación ideal del sistema comprende una minimización del tiempo en el cual el sistema se encuentra por fuera, por lo cual se debe asegurar una continuidad en el sistema. Para ello, se recomienda implementar una fuente principal de Generación con Gas y tener en sincronismo la red nacional. Adicional a esto, se tendrá la contingencia adicional de operación con Diésel que se encenderá una vez falle la Generación a Gas.

Gráfica 14. Sistema ideal del suministro de energía



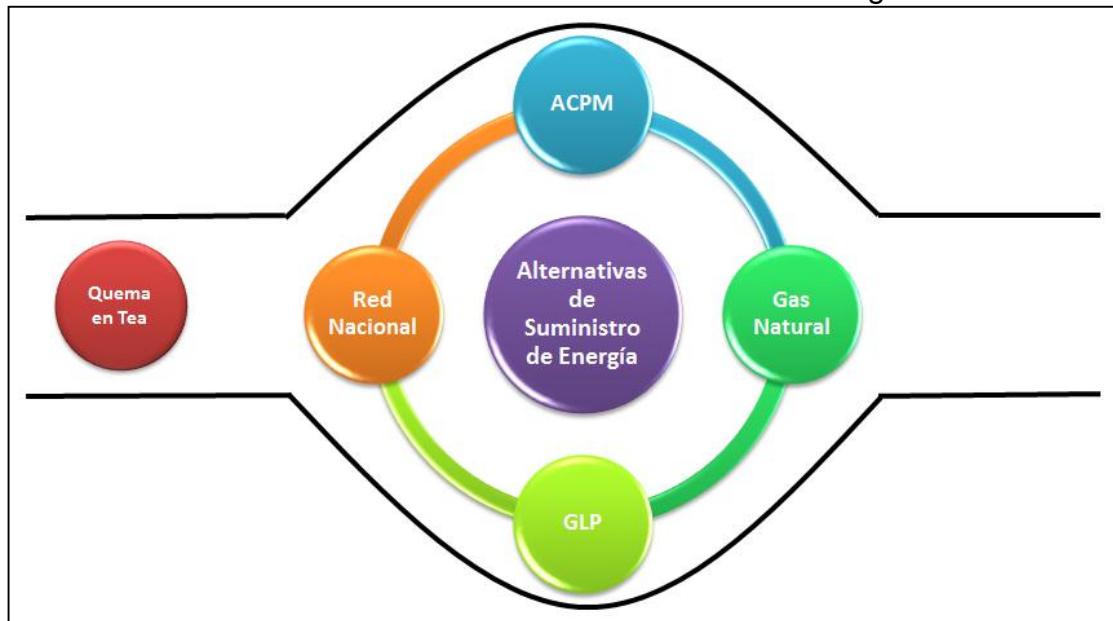
Fuente: Informe ESEI, 2015

Al establecer éste sistema se reducirían los tiempos de respuesta en cuanto la red nacional falle, y reduciría considerablemente los costos asociados a estas pérdidas de producción debido a las paradas de los pozos, disminuyendo costos pasando de 400 mil dólares anuales por pérdidas de producción a 72 mil dólares al año (paradas por mantenimiento, etc.)

4. ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA

Conociendo la cantidad de gas que se tiene proyectado que el pozo produzca y la potencia que generaría, se establecen varias alternativas para su uso en una canasta energética descrita en la **Gráfica 15**.

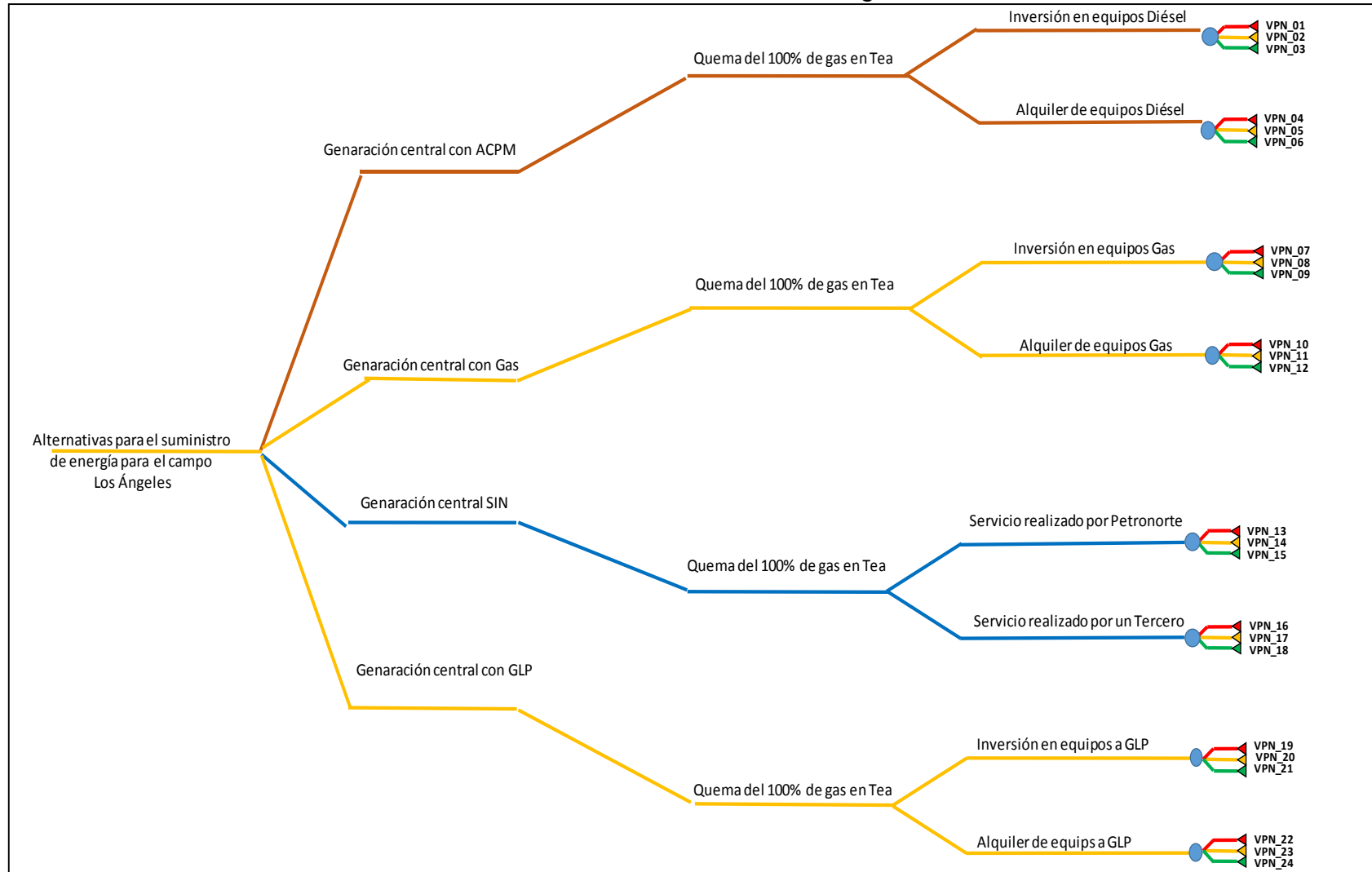
Gráfica 15. Alternativas de suministro de energía



Para el campo Ángeles, según los panoramas establecidos en el numeral 2, se establecen las posibles opciones del suministro de energía apropiados para la demanda del campo y la necesidad de minimizar los costos asociados debido a las paradas de producción.

Se evalúan cada una de las alternativas según el grado de inversión que la empresa operadora debería tener y el aprovechamiento del nuevo sistema a proponer como se observa en el **Gráfico 16**. En este árbol de alternativas se desglosan los egresos que tendría la compañía operadora para poner en funcionamiento cualquiera de las 4 alternativas propuestas y según cada egreso se calculará un VPN bajo tres escenarios (alto, medio y bajo).

Gráfica 16. Árbol de alternativas energéticas



Fuente: Informe ESEI, 2015

4.2. FLUJO DE CAJA DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS

Para realizar los cálculos proyectados de cada uno de las alternativas se establecen las siguientes bases de cálculo y parámetros de evaluación en la **Tabla 6**. A continuación.

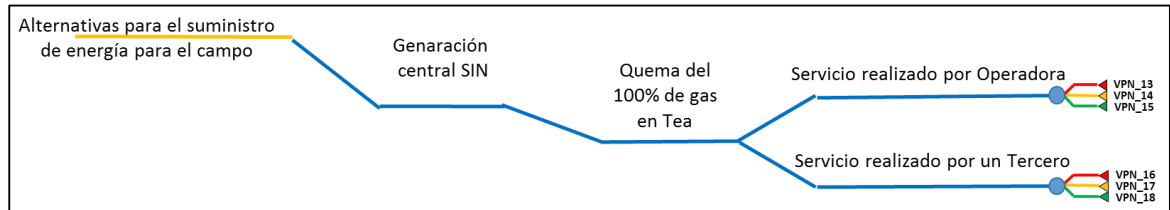
Tabla 8. Costos y precios unitarios de combustibles y equipos de generación

NOMBRE DEL PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	FUENTE
Costo de oportunidad de Petronorte	13%	% Anual	EMPRESA SERVICIOS
Costo de oportunidad mensual Petronorte	1,02%	% Mensual	EMPRESA SERVICIOS
Tasa de Cambio Esperada	2.700	COP/USD	EMPRESA SERVICIOS
Tasa Interna de Retorno Tercero	13,90%	% Anual	CREG
Tasa Interna de Retorno Mensual Tercero	1,09%	% Mensual	CREG
PODER CALORÍFICO DE LOS COMBUSTIBLES			
Poder calorífico del ACPM	138.000	BTU/gal	EMPRESA SERVICIOS
Poder calorífico del Gas de pozo	945	BTU/pc	PETRONORTE
Poder calorífico del GLP Cusiana	47.051	BTU/kg	EMPRESA SERVICIOS
COSTOS Y PRECIOS UNITARIOS DE LOS COMBUSTIBLES			
Costo unitario del ACPM	7.900	COP/gal	EMPRESA SERVICIOS
Precio Gas de Pozo Quemado en Tea	0,36	USD/MBTU	EMPRESA SERVICIOS
Precio Gas de Pozo Autogeneración	0,50	USD/MBTU	EMPRESA SERVICIOS
Costo unitario GLP Cusiana	800	COP/kg	SUI
Costo unitario del Crudo Los Ángeles	49	USD/BI	Bloomberg
Precio de venta Gas en Cabeza de Pozo	1,25	USD/MBTU	EMPRESA SERVICIOS
Precio Suministro de Energía Nivel 3	277	COP/kWh	EMPRESA SERVICIOS
COSTO DE EQUIPOS DE GENERACIÓN			
Costo de inversión Motogenerador Diésel	300.000	USD/MW	EMPRESA SERVICIOS
Costo de inversión Motogenerador Gas	800.000	USD/MW	EMPRESA SERVICIOS
Costo Inversión Tanque GLP (5.000 gal)	30.000.000	COP	EMPRESA SERVICIOS
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE GENERACIÓN			
Operador Generador	6.000.000	COP/Mes	EMPRESA SERVICIOS
Cambio de Aceite - 1 MW Diésel	5.215.440	COP/6Meses	EMPRESA SERVICIOS
Cambio Refrigerante - 1 MW Diésel	2.388.642	COP/Año	EMPRESA SERVICIOS
Cambio de Aceite - 400 kW Gas	9.819.240	COP/6Meses	EMPRESA SERVICIOS
Cambio Refrigerante - 400 kW Gas	3.283.112	COP/Año	EMPRESA SERVICIOS
EFICIENCIAS Y OTRAS VARIABLES			
Eficiencia esperada Diésel Central	35%	% Efectivo	EMPRESA SERVICIOS
Eficiencia esperada Gas Central	30%	% Efectivo	EMPRESA SERVICIOS
Conversión Energía	3.412	BTU/kWh	EMPRESA SERVICIOS
Costo transporte de GLP	90	COP/kg	EMPRESA SERVICIOS
Días de Almacenamiento	3	Días	EMPRESA SERVICIOS
Localizaciones de Consumo Local	5	Localizaciones	EMPRESA SERVICIOS
Disponibilidad Mínima a Pagar Generación	80%	% Efectivo	EMPRESA SERVICIOS
DIFERIDAS			
Disponibilidad Generación Diésel Central	99,00%	% Efectivo	EMPRESA SERVICIOS
Disponibilidad Generación Gas Central	99,00%	% Efectivo	EMPRESA SERVICIOS
Disponibilidad Línea de Interconexión	96,88%	% Efectivo	EMPRESA SERVICIOS
O&M Redes			
O&M Red de distribución interna - Semestr	42	MCOP	EMPRESA SERVICIOS
O&M Red de interconexión -Semestra	40,31	MCOP	EMPRESA SERVICIOS

Informe ESEI, 2015

4.2.1. Alternativa 1: suministro de energía central SIN y quema del 100% de gas en la tea. Esta alternativa se divide en dos opciones: suministro de energía central SIN con servicio realizado por la empresa operadora o puede ser suministrado el servicio por un tercero como se observa en la Gráfica 17.

Gráfica 17. Alternativa 1.



Informe ESEI, 2015

Se realizan los cálculos basados en las proyecciones realizadas en el capítulo 3 considerando un escenario alto, medio y bajo. A continuación, se explicarán los cálculos realizados para los datos de los flujos de caja.

4.2.1.1. Ingreso de datos base Alternativa 1.

$$\text{Días} = \text{Número de días al mes} \left[\frac{\text{días}}{\text{mes}} \right]$$

$$\text{Horas al mes} = \text{días del mes} * 24 \text{ horas} \left[\frac{\text{horas}}{\text{mes}} \right]$$

$$\text{Producción de crudo (PC)} = \text{volúmen de crudo proyectado [BOPD]}$$

$$\text{Producción esperada de gas en pozo (PG)} = \text{volúmen de gas proyectado [KPCD]}$$

Ecuación 5. Energía contenida de Gas Escenario alto.

$$\text{Energía contenida producción de gas (EG)} = \frac{\text{Días} * 1000 * \text{PG} * \text{Poder Calorífico}}{1000000} \left[\frac{\text{MBTU}}{\text{Mes}} \right]$$

Ecuación 6. Costo de quema en gas Escenario alto

$$\text{Costo de quema en tea gas (CQT)} = \text{EG} * \text{Precio de gas de pozo quemado en tea}$$

Ecuación 7. Diferidas por interconexión escenario alto.

$$\begin{aligned} & \text{Diferidas por Interconexión (DI)} \\ & = \frac{\text{Costo unitario crudo LANG} * PC * \text{Días} * (1 - \% \text{Disponibilidad línea de interconexión})}{1000000} \end{aligned}$$

4.2.1.2. Datos calculados alternativa 1.

$$\text{Demanda de potencia LANG (DPL)} = \text{Potencia proyectada [kW]}$$

$$\text{Energía demandada en 1 mes (ED)} = \text{DPL} * \text{Horas al mes} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{Mes}} \right]$$

Ecuación 8. Suministro de demanda SIN energía

$$\begin{aligned} & \text{Suministro de demanda SIN energía (SINse)} \\ & = \frac{\text{ED} * \text{Precio de suministro energía Nivel 3}}{1000000} \text{ [MCOP]} \end{aligned}$$

Ecuación 9. Disponibilidad inmediata de potencia a pagar

$$\begin{aligned} & \text{Disponibilidad mínima de potencia a pagar (DMp)} \\ & = \text{Disponib. potencia a instalar} \\ & * \text{Disponib. mínima a pagar por generación [kW]} \end{aligned}$$

Ecuación 10. Energía comprometida a pagar

$$\text{Energía comprometida a pagar (ECp)} = \text{DMp} * \text{Horas al mes [kWh]}$$

Ecuación 11. Servicio por generación equivalente CAPEX

$$\begin{aligned} & \text{Servicio por generación equivalente CAPEX} \\ & = \frac{\text{ECp} * \text{Tarifa a servicio por Generacion}}{1000000} \end{aligned}$$

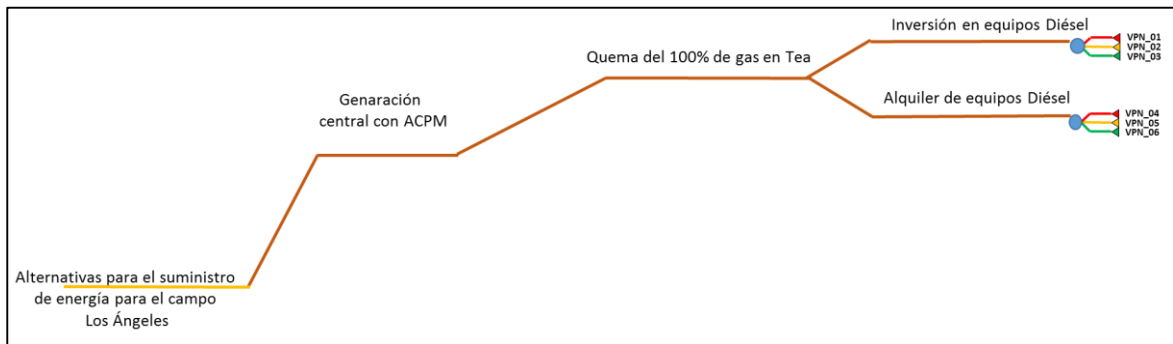
Realizando los cálculos realizados arriba se pretende conocer el CAPEX, OPEX, gastos por diferidas e ingresos si los hubiesen para determinar según el factor económico que opción es más viable.

Tabla 9. VPN suministro de energía central SIN y quema del 100% de gas en la tea operadora y tercero.

VPN DE EGRESOS BIFUEL QUEMA COMPLETO	CAPEX	OPEX	Diferidas	Ingresos	Total
VPN de egresos Escenario Alto (MUSD)	-	2,16	1,43	-	2,16
VPN de egresos Escenario Medio (MUSD)	-	1,86	1,43	-	1,86
VPN de egresos Escenario Bajo (MUSD)	-	1,60	1,43	-	1,60
VPN DE EGRESOS BIFUEL QUEMA SERVICIO	CAPEX	OPEX	Diferidas	Ingresos	Total
VPN de egresos Escenario Alto (MUSD)	-	1,32	1,43	-	1,32
VPN de egresos Escenario Medio (MUSD)	-	1,02	1,43	-	1,02
VPN de egresos Escenario Bajo (MUSD)	-	0,76	1,43	-	0,76

4.2.2. Alternativa 2: Suministro de energía central ACPM y quema del 100% del gas en la tea. Para ésta alternativa se presentan dos opciones: adquisición de equipos por parte de la empresa operadora o alquiler de los equipos con un ente contratista.

Gráfica 18. Alternativa 2.



Fuente: Informe ESEI, 2015

Se realizan los cálculos basados en las proyecciones realizadas en el capítulo 3 considerando un escenario alto, medio y bajo. A continuación, se explicarán los cálculos realizados para los datos de los flujos de caja.

4.2.2.1. Datos calculados alternativa 2

Ecuación 12. Costos por Operación y mantenimiento

$$O\&M\ Diesel (O\&M_D) = \frac{Operador\ del\ generador}{1000000} [MCOP]$$

Ecuación 13. Costos por Operación y mantenimiento semestral

O&M_D Semestral

$$= \frac{\text{Operador del generador} \left[\frac{COP}{Mes} \right] + \text{Cambio de aceite} \left[\frac{COP}{6\text{meses}} \right]}{1000000} [MCOPs]$$

Ecuación 14. Costos por Operación y mantenimiento anual

O&M_D Anual

$$= \frac{\text{Operador del generador} \left[\frac{COP}{Mes} \right] + \text{Cambio de aceite} \left[\frac{COP}{6\text{meses}} \right] + \text{Cambio refrigerante} \left[\frac{COP}{Año} \right]}{1000000} [MCOPa]$$

Ecuación 15. Energía requerida en ACPM al 100%

$$\text{Energía requerida en ACPM 100\% (ER}_{ACPM100\%}) = \frac{ED * \text{Conversión Energía}}{1000000} \left[\frac{MBTU}{Mes} \right]$$

Ecuación 16. Energía requerida en ACPM al 35%

$$\text{Energía requerida en ACPM 35\% (ER}_{ACPM35\%}) = \frac{ER_{ACPM100\%}}{\text{Eficiencia esperada Diesel Central}} \left[\frac{MBTU}{Mes} \right]$$

Ecuación 17. Galones de ACPM requeridos mensual

$$\text{Galones de ACPM Requeridos al mes (GalR)} = \frac{ER_{ACPM35\%} * 1000000}{\text{Poder calorífico ACPM}} \left[\frac{Gal}{Mes} \right]$$

Ecuación 18. Gasto de ACPM mensual

$$\text{Gasto de ACPM (G}_{ACPM}) = \frac{\text{GalR} * \text{Costo unitario del ACPM}}{1000000} \left[\frac{MCOP}{Mes} \right]$$

Ecuación 19. Disponibilidad mínima de potencia a pagar

$$\begin{aligned} \text{Disponibilidad mínima de potencia a pagar (Dmp)} \\ = \text{Disponib. potencia a instalar} \\ * \text{Disponib. mínima a pagar por generación [kW]} \end{aligned}$$

Ecuación 20. Energía comprometida a pagar

$$\text{Energía comprometida a pagar (ECp)} = Dmp * \text{Horas al mes [kWh]}$$

Ecuación 21. Servicio generación equivalente de CAPEX

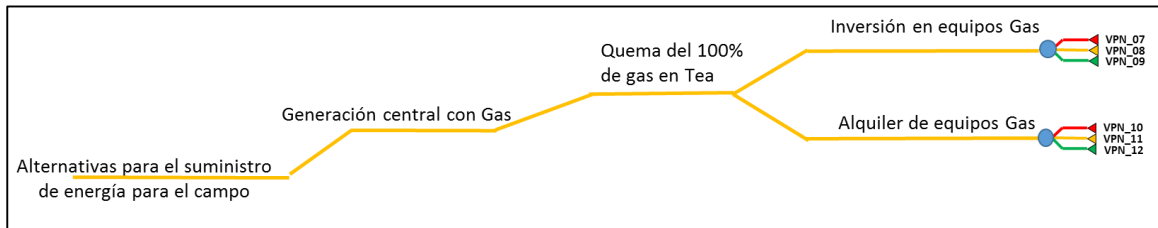
$$\text{Servicio por generación equivalente CAPEX} = \frac{ECp * \text{Tarifa a servicio por Generación}}{1000000} [MCOP]$$

Tabla 10. Suministro de energía central ACPM y quema del 100% del gas en la tea operadora y tercero.

VPN DE EGRESOS BIFUEL QUEMA COMPLETO	CAPEX	OPEX	Diferidas	Ingresos	Total
VPN de egresos Escenario Alto (MUSD)	-	3,25	0,46	-	3,25
VPN de egresos Escenario Medio (MUSD)	-	2,65	0,46	-	2,65
VPN de egresos Escenario Bajo (MUSD)	-	2,13	0,46	-	2,13
VPN DE EGRESOS BIFUEL QUEMA SERVICIO	CAPEX	OPEX	Diferidas	Ingresos	Total
VPN de egresos Escenario Alto (MUSD)	-	2,57	0,46	-	2,57
VPN de egresos Escenario Medio (MUSD)	-	1,97	0,46	-	1,97
VPN de egresos Escenario Bajo (MUSD)	-	1,45	0,46	-	1,45

4.2.3. Alternativa 3: Suministro de energía central Gas y quema del excedente del gas en tea. Para esta alternativa se presentan dos opciones a evaluar, que la empresa operadora realice inversión de equipos de gas o que los equipos sean alquilados mediante un tercero.

Gráfica 19. Alternativa 3.



Fuente: Informe ESEI, 2015

Se realizan los cálculos basados en las proyecciones realizadas en el capítulo 3 considerando un escenario alto, medio y bajo. A continuación, se explicarán los cálculos realizados para los datos de los flujos de caja.

4.2.3.1. Datos calculados alternativa 3

Ecuación 22. Diferidas por energía SIN

$$\text{Diferidas por energía SIN} = \frac{\text{Costo unitario crudo LANG} * PC * \text{dias} * (1 - \% \text{Disponibilidad línea de interconexión})}{1000000} [MUSD]$$

Ecuación 23. Energía requerida en gas 100%

$$\text{Energía requerida en gas 100\% } (ER_{gas100\%}) = \frac{ED * \text{Conversión Energía}}{1000000} \left[\frac{MBTU}{Mes} \right]$$

Ecuación 24. Energía requerida en gas 35%

$$\text{Energía requerida en gas 30\% } (ER_{gas30\%}) = \frac{ER_{gas100\%}}{\text{Eficiencia esperada central (30\%)}} \left[\frac{MBTU}{Mes} \right]$$

Ecuación 25. Pies cúbicos requeridos mensuales

$$\text{Pies cubicos de gas requeridos al mes} = \frac{ER_{gas30\%} * 1000000}{\text{Poder calorifico del gas del pozo}} \left[\frac{Ft^3}{Mes} \right]$$

Ecuación 26. Suministro de demanda SIN energía

$$\text{Suministro de demanda SIN energía } (SINse) = \frac{ED * \text{Precio de suministro energía Nivel 3}}{1000000} [MCOP]$$

Ecuación 27. Costo de gas quemado en la TEA

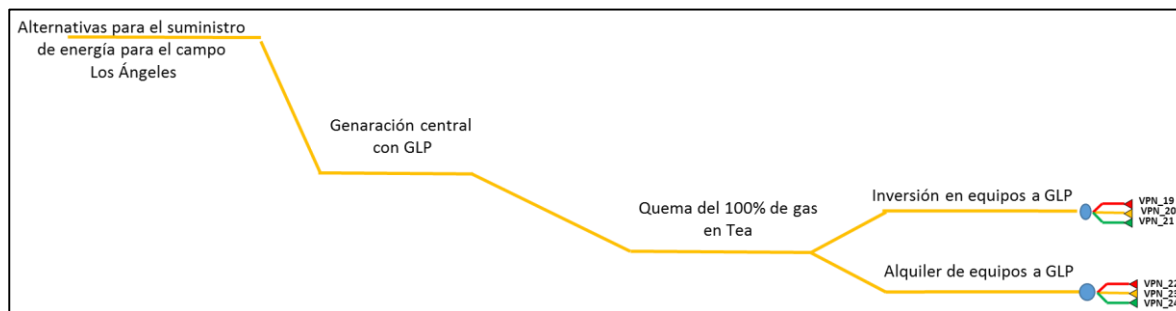
$$\text{Costo de gas quemado en TEA} = (EG - ER_{gas30\%}) * \text{Precio gas quemado en Tea} [USD]$$

Tabla 11. Suministro de energía central Gas y quema del excedente del gas en tea operadora y tercero.

VPN DE EGRESOS BIFUEL QUEMA COMPLETO	CAPEX	OPEX	Diferidas	Ingresos	Total
VPN de egresos Escenario Alto (MUSD)	0,32	1,22	0,66	-	1,54
VPN de egresos Escenario Medio (MUSD)	0,32	1,18	0,66	-	1,50
VPN de egresos Escenario Bajo (MUSD)	0,32	1,16	0,66	-	1,48
VPN DE EGRESOS BIFUEL QUEMA SERVICIO	CAPEX	OPEX	Diferidas	Ingresos	Total
VPN de egresos Escenario Alto (MUSD)	-	1,16	0,66	-	1,16
VPN de egresos Escenario Medio (MUSD)	-	1,12	0,66	-	1,12
VPN de egresos Escenario Bajo (MUSD)	-	1,10	0,66	-	1,10

4.2.4. Alternativa 4: suministro de energía central en GLP y quema 100% del gas en Tea. Para esta alternativa se presentan dos opciones a evaluar, que la empresa operadora realice inversión de equipos de GLP o que los equipos sean arrendados mediante un tercero.

Gráfica 20. Alternativa 4.



Fuente: Informe ESEI, 2015

Se realizan los cálculos basados en las proyecciones realizadas en el capítulo 3 considerando un escenario alto, medio y bajo. A continuación, se explicarán los cálculos realizados para los datos de los flujos de caja.

4.2.4.1. Datos calculados alternativa 4.

Ecuación 28. Costo de gas quemado en la TEA

$$\text{Costo de quema en tea gas (CQT)} = EG * \text{Precio de gas de pozo quemado en tea} [\text{USD}]$$

Ecuación 29. Diferidas por Diesel central

$$\begin{aligned} & \text{Diferidas por Diesel central (Ddiesel)} \\ & = \frac{\text{Costo unitario crudo LANG} * \text{Días} * PC * (1 - \% \text{Disponibilidad generacion Diesel central})}{1000000} [\text{MUSD}] \end{aligned}$$

Ecuación 30. Diferidas por red central

$$\begin{aligned} & \text{Diferidas por red central (DRed)} \\ & = \frac{\text{Costo unitario crudo LANG} * \text{Días} * PC * (1 - \% \text{Disponibilidad por interconexion})}{1000000} [\text{MUSD}] \end{aligned}$$

Ecuación 31. Suministro de demanda SIN energía

$$\text{Suministro de demanda SIN energía (SINse)} = \frac{ED * \text{Precio de suministro energía Nivel 3}}{1000000} [\text{MCOP}]$$

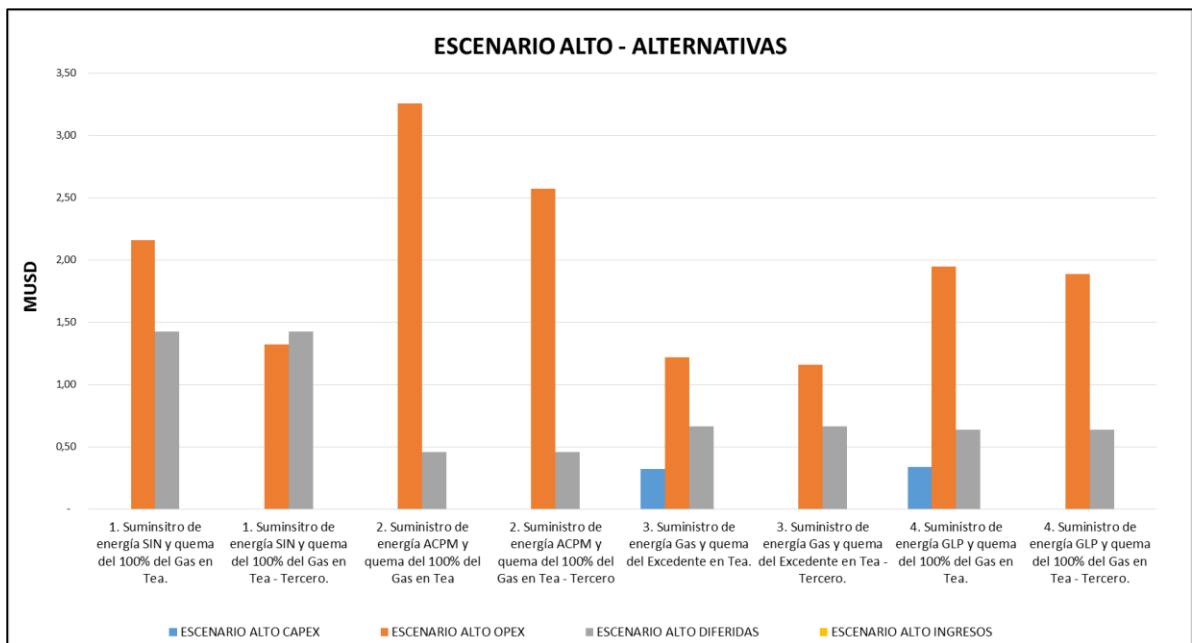
Tabla 12. Suministro de energía central en GLP y quema 100% del gas en Tea operadora y tercero.

VPN DE EGRESOS BIFUEL QUEMA COMPLETO	CAPEX	OPEX	Diferidas	Ingresos	Total
VPN de egresos Escenario Alto (MUSD)	0,34	1,95	0,64	-	2,29
VPN de egresos Escenario Medio (MUSD)	0,34	1,71	0,64	-	2,05
VPN de egresos Escenario Bajo (MUSD)	0,34	1,50	0,64	-	1,84
VPN DE EGRESOS BIFUEL QUEMA SERVICIO	CAPEX	OPEX	Diferidas	Ingresos	Total
VPN de egresos Escenario Alto (MUSD)	-	1,89	0,64	-	1,89
VPN de egresos Escenario Medio (MUSD)	-	1,65	0,64	-	1,65
VPN de egresos Escenario Bajo (MUSD)	-	1,44	0,64	-	1,44

5. ANÁLISIS DE LOS FLUJOS DE CAJA

A continuación se presenta el análisis de los flujos de caja sobre las 4 alternativas propuestas según el OPEX, CAPEX, diferidas e ingresos posibles generados resumidos en la siguiente **Gráfica 21**.

Gráfica 21. Resumen alternativas escenario alto



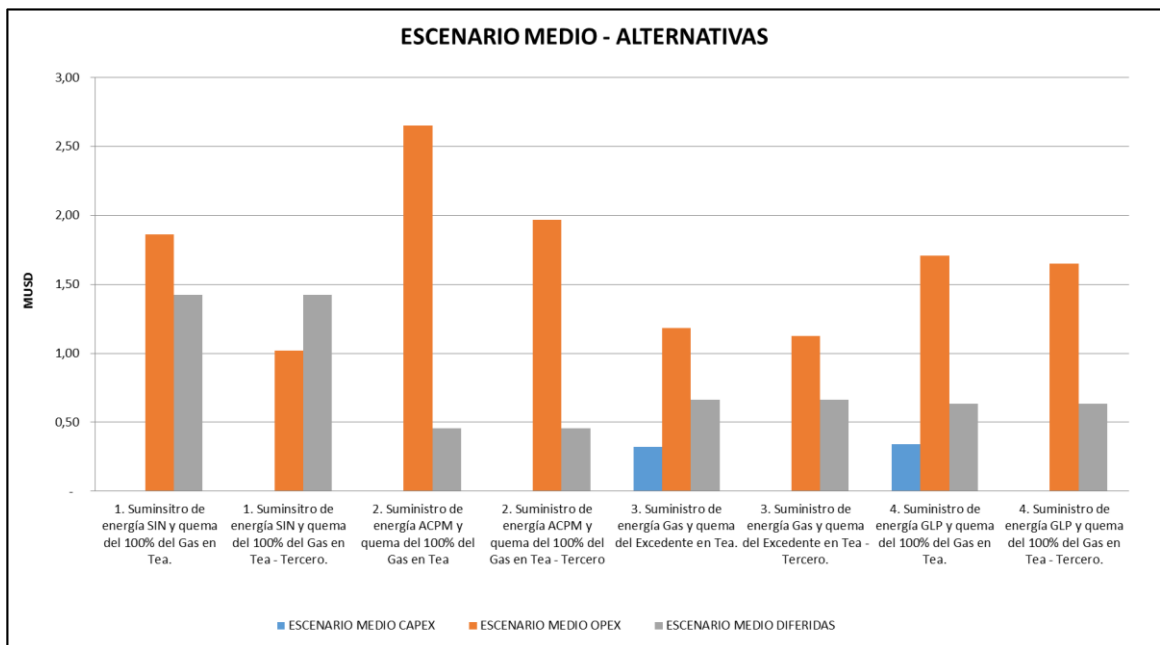
Según los resultados obtenidos en el flujo de caja, se tiene que la alternativa que genera mayor gastos en OPEX es el suministro de ACPM quemando el 100% del gas producido en la Tea, seguido por el suministro de energía mediante la red SIN con operación propia de la operadora o mediante un tercero, luego la alternativa que continua en orden por valor de OPEX es el de suministro de energía mediante GLP ya sea con equipos adquiridos por la operadora o alquilados, dejando como alternativa con menor OPEX el suministro de energía mediante la central de gas con quema del gas restante a la Tea, sin embargo, la opción con más bajo OPEX es teniendo los equipos rentados.

La opción que más costos asociados tiene es la opción 1, la cual es la que se tiene actualmente (suministro de energía con la red SIN).

Las únicas dos alternativas donde hay un valor de CAPEX es la alternativa 5 y 7, la cual es suministro de energía mediante una central de gas o GLP respectivamente, esto se debe a si la empresa operadora desea manejar sus propios equipos previamente debe adquirirlos.

A continuación, se observa en la **Gráfica 22** el comportamiento de variables en el escenario medio.

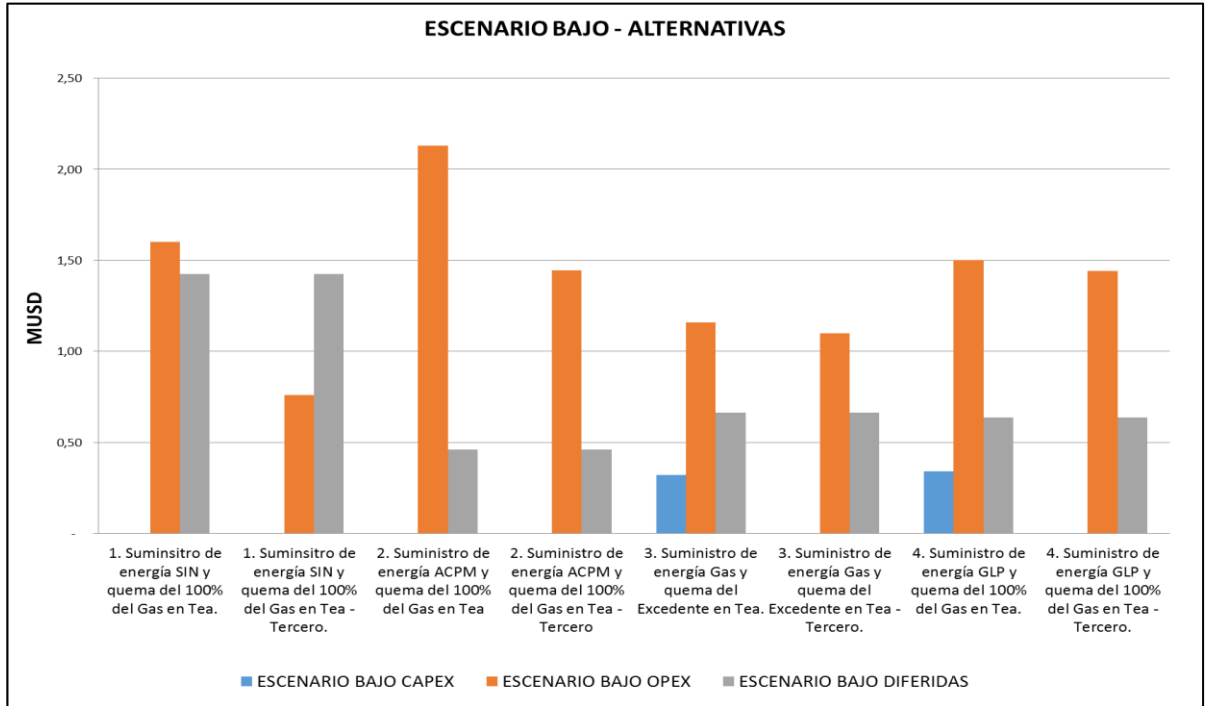
Gráfica 22. Resumen alternativas escenario medio



En este caso, la alternativa 2 sigue siendo la que mayor OPEX representa para las alternativas presentadas ascendiendo a un costo de 2.6 MUSD para la compañía, de esta forma esta alternativa deja de ser rentable para las operaciones del campo.

Finalmente, se tiene la **Gráfica 23**. Representando el caso menos optimista con baja proyección de producción de gas.

Gráfica 23. Resumen alternativas escenario medio



Donde en el peor de los casos, aun el OPEX que se debe tener en cuenta para la alternativa menos rentable debe ser de aproximadamente más de 2MUSD

6. CONCLUSIONES

- Según la declinación de producción del campo simulada por el área de yacimientos, el campo alcanza su límite económico en el año 2024, donde éste ya deja de ser rentable. Debido a esto, la evaluación de las alternativas para el uso del gas del campo fue solamente proyectada hasta este tiempo (6 años).
- Se plantean las alternativas más válidas para el uso del gas en el campo, en cuanto a las facilidades que se tienen planteadas hasta el momento y en búsqueda de la menor inversión posible manteniendo la rentabilidad del campo.
- Continuar con el suministro que se tiene actualmente hace que el campo a evaluar sea menos rentable y genere a diario costos asociados al consumo de ACPM y las diferidas de producción que se tienen casi a diario.
- El gas asociado que se produce en el campo al ser un gas seco sin mayores componentes pesados que retirar, hace que su adecuación para alguna alternativa de generación propia sea más viable.
- 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 compañía en el campo, es la generación de energía eléctrica central con Gas a través de un tercero y quema de los excedentes Gas Natural en Tea.

7. RECOMENDACIONES

- Teniendo en cuenta la depletación del campo, y según las necesidades requeridas por el campo, la mejor alternativa a seleccionar sería el de obtener energía mediante un tercero.
- Para conocer el estado del gas, se recomienda tomar una cromatografía extendida para determinar presencia de agua, HS2 y demás elementos que puedan afectar su tratamiento y garantizar que no necesite algún proceso adicional para su uso.
- Medir de manera continua la producción de gas mediante el patín de medición, de esta manera se obtendrá un valor más preciso en cuanto a producción por pozo.
- Mientras se determina la alternativa a seleccionar, el estado actual ideal del sistema debe garantizarse con el sincronismo planteado, de esta forma se busca minimizar las pérdidas de producción debido a paradas.
- Buscar mediante nuevas tecnologías, la instalación de un dispositivo que ayude a éste tipo de fallas debido a las paradas del sistema y reduzca el tiempo de backspin de las unidades PCP.

BIBLIOGRAFIA

AHMET TAREK, Reservoir Engineering Handbook, Second Edition, Houston Texas, 2000.

AMEIDA TELLEZ, Luis Jesús. “Análisis Técnico-Económico Para El Uso Del Gas Campo Escuela Colorado Uis-Ecopetrol” Monografía para optar por el título de Especialista en Evaluación y gerencia de proyectos, Biblioteca UIS – 2013.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Resolución No 054 de 2007, Republica de Colombia Ministerio de minas y energía, Bogotá, Colombia, 2007.

E. BORRAS, Brucat. “Gas Natural, Características, Distribución Y Aplicaciones Industriales”, Editores Técnicos Asociados S.A. Maigon, Barcelona, España, 1987.

GUIA ARPEL, Índices de energía en la industria del petróleo y gas, 2013. 2 p.

GUZMAN VILLEGAS, Andrés Felipe. “Evaluación técnico económica para el aprovechamiento de gas del CPR Espinal (Estación Matachín Norte y Matachín Sur). Monografía para optar por el título de Especialista en Ingeniería del gas, Biblioteca UIS – 2015.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION, Normas de presentación para trabajos de grado. NTC-1486. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC, 2008.

PETROLEOS DE VENEZUELA, Ministerio del poder popular para la energía y el petróleo, Internet: (<http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pespectostecnicos/gasnatural/queesलगas.html>) [Fecha de consulta: 19 de Septiembre 2016]

PETRONORTE, Operaciones Valle Medio Magdalena, [Fecha de consulta 04 de Junio del 2016] <http://www.petronorte.com/es/operaciones/cuenca-del-valle-medio-del-magdalena-cvmm>

PETRONORTE, Manual de Operaciones Los Ángeles y Querubín. 7ma ed. San Martín: Petronorte, 2015. 18 p.

PETRONORTE, Informe de Diferidas, Gerencia de producción, 2015.

PLAN DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL, Ministerio de Minas y Energía, Bogotá D.C, Abril, 2016.

SCHLUMBERGER, Oilfield Glossary [En línea]
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/sucker_rod_pump.aspx > Fecha de
Consulta 04 de Junio del 2016].

TAKÁCS, Gábor. Sucker-Rod Pumping Handbook: Production Engineering
Fundamentals and Long –Stroke Rod Pumping, Hungary, 2015. 32-45 p.