

Evaluación de estrategias de comercialización, ante precios fluctuantes, para diversos hidrocarburos producidos en el contrato carare las monas.

German Darío Ortiz Ascencio

Trabajo de grado para optar al título de Magister en Gerencia de Negocios

Director:

Carlos Enrique Vecino Arenas

Ph.D. in Management

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Estudios Industriales y Empresariales

Maestría en Gerencia de Negocios

Bucaramanga

2019

Contenido

	Pág.
Introducción	15
1. Planteamiento y Justificación	16
1.1 Planteamiento.....	16
1.2 Justificación.	17
2. Objetivos	20
2.1 Objetivo general.....	20
2.2 Objetivos específicos	20
4. Marco de Referencia	21
4.1 Antecedentes	21
4.2 Marco Teórico.....	24
5. Plan de trabajo.....	27
6. Cronograma de trabajo.....	29
7. Presupuesto	30
8. Impacto	30
9. Análisis de mercado	31
9.1 Marco PESTEL	31
9.1.1 Político	31
9.1.2 Económico	33

9.1.3 Social.....	34
9.1.4 Tecnológico.....	34
9.1.5 Ecológico	35
9.1.6 Legal	36
9.2 Cinco Fuerzas de Porter	36
9.2.1 Poder de negociación de los Clientes.....	36
9.2.2 Poder de negociación de los proveedores.	39
9.2.3 Nuevos competidores entrantes	39
9.2.4 La amenaza de bienes sustitutos	40
9.2.5 Nivel de intensidad de la competencia.....	41
9.3 Clientes	42
9.3.1 Comercializadoras de GLP	44
9.3.2 Compañías Operadoras de Crudo Pesado	46
9.3.3 Refinerías	49
9.3.3 Otros Mercados.....	52
10. Análisis técnico	55
10.1 Capacidad de producción del campo	57
10.2 Proceso de producción	58
10.2.1 Flujo de yacimiento.....	58
10.2.2 Producción en el pozo.....	58
10.2.3 Recolección.....	59
10.2.4 Separación de Gas.....	59
10.2.5 Almacenamiento.	59

10.2.6 Transporte	59
10.3 Planta de Gas.....	60
10.4 Propuesta de instalación de la torre desisobutanizadora.....	61
10.4.1 Componentes incluidos en la instalación de la torre desbutanizadora.....	62
10.4.2 Layout Planta de Gas	63
10.5 Inversión Inicial	64
11. Análisis financiero	64
11.1 Estructura Financiera del Proyecto.	65
11.1.1 Precios actuales.....	66
11.1.2 Precios posibles.....	67
11.1.3 Información de Producción.....	69
11.1.4 Cálculo del Opex y Capex del proyecto.	69
11.1.5 Calculo del flujo de inversión.	71
11.2 Cálculos de Flujos de caja.....	71
11.2.1 Variables a considerar.....	72
11.2.2 Calculo de la depreciación.	73
11.2.3 Calculo WACC.	74
11.3 Flujo de caja estado actual (Escenario 1).....	76
11.4 Flujo de caja clientes nuevos (Escenario 2).....	80
11.5 Flujo de caja con proyecto (Escenario 3).....	84
11.6 Flujo de caja consolidado (Escenario 4).	89
11.7 Evaluación financiera.....	95
11.7.1 Evaluación financiera Esc 1 con Esc 3.	95

11.7.2 Escenario 1 vs Escenario 2 y 3 juntos. (Consolidado).....	95
11.8 Análisis de Sensibilidad.....	96
11.8.1 Escenario 1: Precios Pesimistas Vs Producción Pesimista.....	97
11.8.2 Escenario 2: Precios Pesimistas Vs Producción Optimista	97
11.8.3 Escenario Precios Optimista Vs Producción Pesimista	98
11.8.4 Precios Optimista Vs Producción Optimista.....	98
12. Plan de Marketing basado estrategia B2B para la puesta en marcha.....	99
12.1 Diseño del portafolio de productos	100
12.2 Formación en ventas para personal de planta.	100
12.3 Plan de formación en ventas	101
12.4 Plan de visitas al cliente empresarial.	101
12.5 Participación en eventos relacionados con el sector.	102
13. Conclusiones.....	103
Referencias bibliográficas.....	105

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Histórico de precios de petróleo Brent	17
Figura 2. Referencia de precios de petróleo Platts.	19
Figura 3. Cronograma de Trabajo	29
Figura 4. Comparación Primera, Segunda, Tercera, Cuarta, Quinta y Sexta Medición	32
Figura 5. Historial Precio del Petróleo	33
Figura 6. Historial de Demanda de GLP en Colombia	37
Figura 7. Porcentaje de Crudos Pesados en la Producción del País	39
Figura 8. Historial de la Oferta Nacional de GLP por fuente	41
Figura 9. Distancia del Campo Payoa a Campo Rubiales.....	47
Figura 10. Distancia del Campo Payoa a Campo caño Limón.....	48
Figura 11. Distancia desde Campo Payoa a Campo Castilla Norte	48
Figura 12. Distancia desde Campo Payoa a Campo Castilla	49
Figura 13. Distancia de Payoa a la Refinería de Barranca	50
Figura 14. Distancia de Payoa a Refinería de Cartagena	51
Figura 15. Distancia de Payoa a la Refinería de Orito	51
Figura 16. Distancia de Payoa a Retycol.....	53
Figura 17. Distancia de Payoa a Ajover Cartagena.....	54
Figura 18. Distancia de Payoa a Ajover Madrid	54

<i>Figura 19.</i> Diagrama etapas de Producción de Petróleo.....	60
<i>Figura 20.</i> Layout Planta de Gas	63

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Plan de trabajo.</i>	27
Tabla 2. <i>Presupuesto.</i>	30
Tabla 3. <i>Comercializadores de GLP según la CREG.</i>	38
Tabla 4. <i>Empresas que declararon producción de GLP.</i>	42
Tabla 5. <i>Comercializadores Mayorista de GLP según la CREG</i>	44
Tabla 6. <i>Precios Máximos regulados por Ecopetrol de GLP de abril a mayo 14 del 2018.</i>	45
Tabla 7. <i>Posibles Clientes para la venta de GLP por Dilución.</i>	46
Tabla 8. <i>Refinerías en Colombia</i>	50
Tabla 9. <i>Precio del Iso-Butano</i>	52
Tabla 10. <i>Precio del Butano y Propano.</i>	55
Tabla 11. <i>Clasificación del Petróleo</i>	56
Tabla 12. <i>Comportamiento del petróleo por su número de Carbonos</i>	56
Tabla 13. <i>Producción de GLP PetroSantander</i>	57
Tabla 14. <i>Componentes del proyecto de instalación</i>	62
Tabla 15. <i>Maquinaria y Equipo</i>	64
Tabla 16. <i>Precios actuales</i>	66
Tabla 17. <i>Precios posibles</i>	67
Tabla 18. <i>Costo de importación.</i>	68

Tabla 19. <i>Costos de Transporte</i>	68
Tabla 20. <i>Cálculos de producción 1° Sem 2018.</i>	69
Tabla 21. <i>Cálculo del valor referencia de OPEX y CAPEX</i>	70
Tabla 22. <i>Calculo del OPEX y CAPEX con proyecto.</i>	71
Tabla 23. <i>Inversión torre desisobutanizadora</i>	71
Tabla 24. <i>Maquinaria y Equipo a 31 de agosto 2018.</i>	73
Tabla 25. <i>Factores claves para el cálculo de la depreciación</i>	73
Tabla 26. <i>Flujo de caja estado actual</i>	76
Tabla 27. <i>Flujo de caja clientes nuevos</i>	80
Tabla 28. <i>Flujo de caja con proyecto</i>	84
Tabla 29. <i>Flujo de caja consolidado</i>	89
Tabla 30. <i>Resultados de la Evaluación financiera 1.</i>	95
Tabla 31. <i>Resultados de la Evaluación financiera 2.</i>	96
Tabla 32. <i>Escenario Precio Pesimista vs Producción Pesimista</i>	97
Tabla 33. <i>Escenario Precio Pesimista vs Producción Optimista</i>	97
Tabla 34. <i>Escenario Precios optimistas vs Producción pesimista</i>	98
Tabla 35. <i>Escenario Precios optimistas vs Producción optimista</i>	98

Apéndices

Apéndice A. S&P Global. Reporte Platts

Apéndice B. C3 y C4. Core Lab

Apéndice C. Caracterización del Crudo

Apéndice D. Cotización Planta de Gas.

Apéndice E. Layout planta de gas.

Apéndice F. Orden de Compra Disolvente BP. Boca de Pozo.

Apéndice G. Brochure de Productos.

Resumen

Título: Evaluación de estrategias de comercialización, ante precios fluctuantes, para diversos hidrocarburos producidos en el contrato carare las monas*.

Autor: German Dario Ortiz Ascencio**

Palabras Clave: Propano, Butano, IsoButano, Pentano (Gasolina natural).

Descripción:

PetroSantander (Colombia) es una empresa operadora de un campo maduro de hidrocarburos ubicado en Sabana de Torres – Santander. Actualmente la empresa tiene un contrato de asociación especial para operar dicho bloque y su principal característica es que tiene la operación hasta el término económico del campo. En este bloque se produce petróleo y gas rico, y de este gas se obtiene: propano, butano y gasolina natural (pentano). Este trabajo consiste en explorar nuevos clientes para la compañía, puesto que actualmente solo vende a Ecopetrol y a la Empresa A. Este modelo tan reducido de clientes y la falta de una investigación de mercados, ha hecho que la empresa hasta ahora se esté interesando en vender sus subproductos del gas a otras industrias que pagan a un mejor precio el producto. Así mismo, el subproducto butano, contiene un 40% de Isobutano, un subproducto de un precio más elevado en el mercado a comparación del butano normal. Actualmente la empresa está vendiendo este butano normal con ese gran porcentaje de Isobutano a una tarifa de butano normal, es por esto que en el presente trabajo se realiza la evaluación de la compra de una torre desisobutanizadora para obtener este producto y empezar a venderlo en el mercado a la gran variedad de clientes con diferentes usos industriales que emplean este subproducto.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, Escuela de Estudios Industriales y Empresariales, Maestría en Gerencia de Negocios. Director: Carlos Enrique Vecino Arenas

Abstract

Title: Evaluation of marketing strategies, with fluctuating prices, for various hydrocarbons produced in the carare las monas contract*.

Author: German Dario Ortiz Ascencio**

Keywords: Propane, Butane, IsoButane, Pentane (natural gasoline).

Description:

PetroSantander (Colombia) is an operating company of a mature hydrocarbon field located in Sabana de Torres - Santander. Currently the company has a special association contract to operate this block and its main characteristic is that it has the operation until the economic term of the field. This block produces oil and rich gas, and from this rich gas the Company obtains: propane, butane and pentane (natural gasolina). This work consists of exploring new clients for the company, because at the moment it only sells to Ecopetrol and Company A. With this small amount of clients and the lack of market investigation, has made that the company until now is interested in selling its byproducts of gas to other industries that pay at a better price for the product. In addition, the butane by-product contains 40% Isobutane, a by-product of a higher price in the market compared to normal butane. Currently the company is selling this normal butane with that large percentage of Isobutane at a normal butane rate, this is why in the present work the evaluation of the purchase of isobutane process tower is done to obtain this product and start selling it in the market to a great variety of clients with different industrial uses that use this by-product.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, Escuela de Estudios Industriales y Empresariales, Maestría en Gerencia de Negocios. Director: Carlos Enrique Vecino Arenas

Introducción

PetroSantander (Colombia) Inc. es una subsidiaria de una empresa internacional especializada en la operación de campos maduros de hidrocarburos. Actualmente tiene presencia en 4 países: Colombia, Rumania, Brasil y Estados Unidos, siendo Colombia la operación más importante en términos económicos.

En Colombia, la compañía inició operación desde el año 1995, cuando por medio de un contrato de asociación especial con Ecopetrol, tomó la operación del contrato Carare Las Monas, el cual se desarrolla en el municipio de Sabana de Torres – Santander.

En el contrato Carare Las Monas, se encuentran distribuidas las zonas de producción Payoa, Salinas y Corazones como principales campos productores del contrato, en donde se produce petróleo y gas rico, el cual después de un procesamiento se extraen derivados como: propano, butano y gasolina natural (pentano). En estas tres zonas, hay 134 pozos activos en donde se extraen los componentes anteriormente descritos, y son llevados a una batería principal por medio de líneas de transporte de hidrocarburos, en donde a través de tratamientos térmicos, físicos y químicos, se logran las calidades necesarias para vender los productos.

PetroSantander (Colombia) Inc. produce 5 hidrocarburos los cuales se describen a continuación: petróleo, gas (rico) y del gas rico se extraen el propano, butano y la gasolina natural (pentano). Actualmente la compañía vende estos productos a Ecopetrol S.A. (compañía de hidrocarburos del estado) y a la Empresa A (compañía mayorista de distribución de gases derivados del petróleo “GLP”).

El actual esquema de clientes de PetroSantander (Colombia) Inc. ha permanecido estático a través de los años, situación que genera una seguridad en las ventas, pero también genera una oportunidad de buscar nuevos clientes con los que se puedan alcanzar mejores precios de venta de algunos de los hidrocarburos producidos.

Es por esto que se hace valioso realizar un análisis comercial, técnico y financiero de las estrategias comerciales de PetroSantander (Colombia) Inc. buscando mejorar el precio de venta de sus productos, y así optimizar la operación con acciones diferentes a los recortes tradicionales de costos y gastos que se han empleado tradicionalmente en la industria después de la caída del precio de petróleo.

1. Planteamiento y Justificación

1.1 Planteamiento.

Debido a la caída de los precios del petróleo y el nuevo escenario que tienen las compañías petroleras, se hace necesario idear estrategias que permitan hacer el negocio rentable y viable, adicional o diferente a los tradicionales cortes de costos y gastos de las operaciones. Las caídas del petróleo a lo largo de la historia y haciendo énfasis en la más reciente que inició en el año 2014, recuerdan a las empresas que se dedican al sector Oil and Gas que la mejor manera para prepararse para una crisis de precios, no es solamente tener bajos costos y gastos, sino unas estrategias comerciales que permitan sacarle el mayor beneficio a los hidrocarburos producidos.



Figura 1. Histórico de precios de petróleo Brent

Nota. Tomado de: (Investing, s.f.)

En la actualidad y desde hace años, los clientes que compran la producción de PetroSantander (Colombia) Inc, han sido los mismos (Ecopetrol y Empresa A). Con este portafolio de clientes tan reducido, se generan amenazas para la empresa teniendo en cuenta que en cualquier momento los clientes actuales pueden dejar de comprar los hidrocarburos, situación que dejaría a la empresa en una posición complicada, ya que en el peor de los escenarios sería necesario cerrar el campo por tener producción sin la posibilidad de que sea comprada.

1.2 Justificación.

Cualquier ajuste dentro de una empresa de hidrocarburos, normalmente genera impactos económicos significativos dado que los volúmenes de los productos son altos.

Teniendo en cuenta el anterior párrafo, se identifican algunas alternativas para la comercialización de los hidrocarburos que se listan a continuación:

1. Venta de gasolina natural a un tercero diferente de Ecopetrol.
2. Obtención de iso-butanos para venta a un tercero.

Cada alternativa de las anteriormente descritas, ofrece un beneficio económico para PetroSantander (Colombia) Inc., para ilustrar el caso se expone la alternativa 1, en la cual la compañía debe realizar un trámite ante el ministerio de justicia y el ministerio de minas y energía, para obtener un permiso de venta de la gasolina natural.

Una vez realizado este trámite, se puede vender el producto a un tercero, el cual pagaría el producto aproximadamente 8 dólares por encima del actual precio de venta del barril de petróleo. El promedio de producción diaria de gasolina natural es de 270 barriles por día, generando una utilidad adicional de seis \$ 6.480.000 pesos colombianos por día.

El precio que actualmente Ecopetrol reconoce a PetroSantander (Colombia) Inc. por el crudo es de Vasconia – 2USD. Hoy 22 de febrero de 2018, el precio está en 60.590 USD.

CRUDE PRICE ASSESSMENTS

CANADIAN SPOT CRUDE ASSESSMENTS, FEB 21

(PGA pages 230 & 232)	C\$/cu m	Mid	Change
Lloyd Blend	AALR000 265.95-266.11	266.026	-2.819
Mixed Sweet	AALR700 440.62-440.78	440.697	+0.096
Light Sour Blend	AALR200 446.19-446.35	446.267	+0.100
Midale	AAUC000 425.90-426.05	425.975	+0.084
Condensates	AALS000 491.94-492.10	492.024	+0.135
Syncrude Sweet Prem.	AAS000 494.73-494.89	494.809	+0.136
WCS	AAP000 262.76-262.92	262.843	-2.822
Cold Lake	AAS2Y00 252.42-252.58	252.498	-2.830

Spread vs Canada Basis

	\$/barrel	Mid	Change
Lloyd Blend	AALR000 33.42-33.44	33.430	-0.380
Mixed Sweet	AALR000 55.37-55.39	55.380	-0.030
Light Sour Blend	AALR000 56.07-56.09	56.080	-0.030
Midale	AAUC000 53.52-53.54	53.530	-0.030
Condensates	AALS000 61.82-61.84	61.830	-0.030
Syncrude Sweet Prem.	AAS000 62.17-62.19	62.180	-0.030
WCS	AAP000 33.02-33.04	33.030	-0.380
Cold Lake	AAS2X00 31.72-31.74	31.730	-0.380

*Canada Basis: see explanation at <http://www.platts.com/>

LATIN AMERICA CRUDE (\$/barrel), FEB 21 (PGA page 280)

	FOB Crude	Mid	Change	Diff to WTI strip	Diff to Futures Brent strip	Diff to Dated Brent strip
Oriente	PCAG000 58.85-58.89	58.870	+0.035	PCAG000 -1.650	AAXB000 -5.020	AAXB000 -5.080
Vasconia	PCAG100 60.57-60.61	60.590	+0.005	PCAG000 -0.930	AAXB000 -4.300	AAXB000 -4.360
Honcadór	AAQT000 58.52-58.56	58.540	+0.005	AAQT000 -2.880	AAXB000 -8.350	AAXB000 -8.410
Escalante	PCAG000 61.67-61.71	61.690	+0.105	PCAG000 0.170	AAXB000 -3.200	AAXB000 -3.260
Loreto	PCAG000 56.00-56.04	56.020	+0.885	PCAG000 -5.500	AAXB000 -8.870	AAXB000 -8.930
Mesa 30	AAIT000 59.97-60.01	59.990	+0.005	AAIT000 -1.530	AAXB000 -4.900	AAXB000 -4.960
Santa Barbara	AAIT000 61.30-61.34	61.320	+0.185	AAIT000 -0.200	AAXB000 -3.570	AAXB000 -3.630
Marlim	AAIT000 58.62-58.66	58.640	+0.005	AAIT000 -2.880	AAXB000 -6.250	AAXB000 -6.310
Napo	AAAC000 54.85-54.89	54.870	+0.535	AAAC000 -6.650	AAXB000 -10.020	AAXB000 -10.080
Castilla Blend	AAVE000 55.62-55.66	55.640	+0.005	AAVE000 -5.880	AAXB000 -9.250	AAXB000 -9.310
Magdalena	AAAF000 55.67-55.71	55.690	+0.005	AAAF000 -5.830	AAXB000 -9.200	AAXB000 -9.260
Latin America WTI strip	AAAB000	61.520	-0.065			
Latin America Futures Brent strip	AAAB000	64.890	+0.005			
Latin America Dated Brent strip	AAAB000	64.950	+0.050			

DAILY OPEC BASKET PRICE (\$/barrel) (PGA page 207)

	Change
20Feb	AAE000 62.810 -0.080

The daily OPEC basket price represents an index of the following 11 grades: Algeria's Saharan Blend, Indonesia's Minas, Iranian Heavy, Iraq's Basra Light, Kuwait's Export, Libya's Es Sider, Nigeria's Bonny Light, Qatar's Marine, Saudi Arabia's Arab Light, Murban of the UAE and Venezuela's BCF 1P.

CRUDE OIL POSTINGS

US (\$/barrel) (PGA page 280)	Effective date	Effective date	Effective date	Effective date
WTI	PSA0F09 58.25*	21FEB18	PSA0I09 58.50*	20FEB18
WTS	PSA0D09 56.10	21FEB18	PSA0E09 58.84	20FEB18
LLS	PSA0B09 56.75	21FEB18	PSA0F09 57.50	20FEB18
Ok, Swt.	PSA0L09 58.25	21FEB18	PSA0G09 58.00	21FEB18
Kansas	PSA0P09 48.60	21FEB18	PSA0H09 50.98	20FEB18
Wyo. Swt.	PSA0Q09 55.35	21FEB18		
Eugene Island	AALB000 53.75	21FEB18		
Eagle Ford			PSA0J09 58.00	21FEB18
Eagle Fd Cond			PSA0K09 57.00	21FEB18
WTI	PSA0F09 58.30*	21FEB18	AAUQ000 58.25	21FEB18
WTS	PSA0D09 57.02	21FEB18		
LLS	PSA0B09 57.05	21FEB18		
Ok, Swt.	PSA0L09 58.10	21FEB18		
Kansas			PSA0M09 58.00	21FEB18
Wyo. Swt.			PSA0N09 53.75	21FEB18
Eugene Island			PSA0O09 54.05	21FEB18
Eagle Ford			PSA0P09 47.55	21FEB18
Eagle Fd Cond				

*P-S WTI is a crude oil postings-based index as of 8:30 p.m. local New York time. Posted prices by the following companies are used in the index: Phillips66, Plains, Sunoco, Shell, and Valero. Postings available at presstime. Companies listed are representative of key crude oil purchasers.

Figura 2. Referencia de precios de petróleo Platts.

Nota. Tomad de: S&P Global Platts, a division of S&P Global, p. 24.

Con la implementación de las estrategias anteriores y las demás que se puedan diseñar en el transcurso del presente trabajo, se puede mejorar la competitividad y sostenibilidad de la compañía. Al estar operando un campo respecto al sector maduro, es importante que tantos los costos y gastos como los precios de venta sean competitivos.

2. Objetivos

2.1 Objetivo general

Realizar una evaluación de estrategias de comercialización, para diversos hidrocarburos producidos en el contrato Carare Las Monas.

2.2 Objetivos específicos

- Realizar un análisis de mercado de PetroSantander (Colombia) Inc.
- Ejecutar un análisis técnico sobre los hidrocarburos producidos en el contrato Carare Las Monas.
- Realizar un análisis financiero sobre los hidrocarburos producidos en el contrato Carare Las Monas.
- Planear la puesta en marcha para la venta de hidrocarburos a nuevos clientes identificados.

4. Marco de Referencia

4.1 Antecedentes

En PetroSantander (Colombia) Inc. no existe un antecedente de un trabajo similar al presente, sin embargo, se encontraron algunos trabajos de temas similares de otras compañías, producto de la necesidad que se tuvo en el momento de la caída del petróleo.

A continuación, se listan 3 trabajos:

Estudio de gestión de campos maduros y su relevancia ante la coyuntura actual de la industria.

Escobar Rogelio. (2017) Gestión de campos maduros y su relevancia ante la coyuntura actual de la industria de los hidrocarburos generada por la caída de los precios del petróleo. Monografía Especialista en Gerencia de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga

Caso de estudio en donde se plantea la importancia que toman los campos maduros de producción de hidrocarburos, debido a la actual coyuntura de precios de petróleo.

Conclusiones:

- La identificación de la etapa en la que se encuentra un campo es de vital importancia para la definición del planteamiento del esquema de gestión de explotación.
- La selección de un campo maduro para reactivarlo dependerá del gerenciamiento de su contrato, de las condiciones regulatorias y del apoyo de las directivas de la organización.

- La implementación de un sistema de gestión facilita la identificación de las variables que influyen en la explotación de un campo permitiendo encontrar el modelo de explotación más eficiente.
- Para lograr la reactivación de un campo se necesita el trabajo de un grupo interdisciplinario que pueda abordar los diferentes aspectos que hacen parte de la explotación de hidrocarburos. Un enfoque integrado sumado a las competencias de cada integrante del grupo permitirá llegar a los mejores planteamientos.
- El uso de tecnologías distintas y nuevas pueden ayudar al cumplimiento del objetivo de reactivación o rejuvenecimiento de un campo. Su implementación estará sujeta a la necesidad, capacidad de ajuste al cambio y a la conveniencia para el campo.
- La metodología permite identificar alternativas que podrían aumentar las reservas y el factor de recobro que no necesariamente están relacionadas con la perforación de pozos.
- Un buen gerenciamiento que involucre el área financiera permitirá evaluar la variación de gastos y la ejecución de inversiones (Escobar Cardona, 2017).

Estudio de estrategias de comercialización de crudo para la empresa Grantierra Energy Colombia.

Torres Uriel. (2016). Propuesta de estrategias de comercialización de crudo para la empresa Grantierra Energy Colombia. Trabajo de grado para título de especialista en gerencia de hidrocarburos.

Conclusiones:

- Las variaciones en precios obedecen a factores geopolíticos que son difíciles de predecir y controlar localmente; sin embargo, un conocimiento adecuado de la geopolítica global permite prever el comportamiento del mercado.

- La situación actual del mercado de transporte de tracto camión permite obtener tarifas competitivas por dos factores básicos que son la actual TRM y la disponibilidad de camiones en el país, se debe hacer un análisis juicioso para comparar opciones logísticas considerando los puntos de cargue y descargue del país. (Torres Serrano, 2016)

Estudio de aplicación de modelos de competitividad en áreas administrativas de una empresa de servicios de hidrocarburos.

Rey Cesar Danilo. (2016). Aplicación del modelo de competitividad de Porter a las áreas administrativas de una empresa de servicios de hidrocarburos. Trabajo de grado en gerencia de hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga

Conclusiones:

- Por la situación en que pasa la industria petrolera, la sostenibilidad de las diferentes empresas participantes del sector, se rige por una variable esencial como lo es la competitividad. Esta competitividad no es solo externa a la compañía sino interna. El nivel interno de competitividad es el primer valor que podrá dar fuerza a las empresas para luchar contra un externo cada vez más duro.
- . Si bien, la solución a corto plazo es el control financiero, para poder garantizar una sostenibilidad de una empresa de servicios en el sector de hidrocarburos, es necesario buscar alternativas de crecimientos en otros sectores, diferenciación de servicios ofrecidos por la compañía y un excelente reconocimiento; que tanto en soporte a lo operación o comercial debería ser un objetivo primordial (Rey Rey, 2016).

4.2 Marco Teórico

Plan de negocios. El plan de negocio es un documento que identifica, describe y analiza una oportunidad de negocio, examina su viabilidad técnica, económica y financiera, y desarrolla todos los procedimientos y estrategias necesarias para convertir la citada oportunidad en un proyecto empresarial concreto. (Vega Garcia, 2004)

Según Vega Garcia (2004) la elaboración de un plan de negocio cubre dos objetivos en concreto

- Permite al promotor de una oportunidad de negocio realizar un exhaustivo estudio de mercado que le aporte la información requerida para llevar acabo un correcto posicionamiento de su proyecto y para determinar con bastante certeza su viabilidad.
- Sirve como tarjeta de presentación de los emprendedores y del proyecto ante terceras personas, bancos, inversores institucionales y privados.

Análisis del entorno. La empresa opera en un entorno que, en forma directa, la condiciona. Ese marco de referencia o condiciones de entorno deben ser leídas y analizadas día tras día por el empresario para poder implementar las acciones requeridas para enfrentar esa realidad. (Varela, 2008, pág. 210)

La información del entorno incluye la relacionada con los otros siete componentes y también con factores de tipo económico, político, legal, tributario, ambiental, social, cultural, etc., que, de una forma u otra, afectan el devenir de la empresa. (Varela, 2008, pág. 210)

Este análisis de entorno incluye un análisis sectorial y un análisis de macromercado para realizar el análisis de macromercado se utiliza la metodología de Marco PESTEL de sus siglas en ingles Political, Economic, Soco-cultural, Technological, Enviroment and legal. “El cual tiene dos

funciones básicas: La primera es identificar el ambiente en el cual opera la compañía, La segunda es proveer información la cual permite a la compañía predecir situaciones y circunstancias que se pueden encontrar en el futuro”. (Dočkalíková & Kashi, 2014, pág. 337)

El modelo de las 5 fuerzas de Porter el cual establece un marco que debe tener una empresa para evaluar sus objetivos y recursos a cinco fuerzas que rigen la competencia industrial. Estas fuerzas son:

- 1 Amenaza de los nuevos competidores
- 2 Rivalidad entre competidores
- 3 Poder de negociación de los proveedores
- 4 Poder de negociación de los clientes
- 5 Amenazas de servicios y productos sustitutivos

Análisis del Mercado. El objetivo central de este análisis es determinar: la existencia real de clientes para los productos o servicios que se van a producir, la disposición de los clientes a pagar el precio establecido, la determinación de la cantidad demandada, la aceptación de las formas de pago, la validez de los mecanismos de mercadeo y venta previstos, la identificación de los canales de distribución que se van a usar, la identificación de las ventajas y desventajas competitivas, el entorno económico y social del sector económico en el cual se va a actuar, los comportamientos del consumidor, los mecanismos de promoción, los planes estratégicos y las tácticas de mercadeo, con el propósito de elaborar una proyección de ventas válida. (Varela, 2008, pág. 330)

Según Varela (2008) en su libro innovación empresarial arte y ciencia en la creación de empresas los componentes básicos del análisis de mercado son:

- Análisis del sector y de la compañía.
- Análisis del mercado propiamente dicho.

- Plan de mercadeo.

Análisis financiero. El autor Valera Rodrigo en su libro innovación empresarial (2008) nos define que el objetivo central del análisis financiero es determinar las necesidades de recursos financieros, las fuentes y las condiciones de ellas, y las posibilidades de tener acceso real a dichas fuentes. El otro propósito es el análisis de la liquidez de la organización y la elaboración de proyecciones financieras. Para ampliar estos propósitos se deben cumplir con las siguientes etapas:

Flujo de Caja. Permite determinar las necesidades reales de capital en los distintos momentos de desarrollo de la empresa. El flujo de caja compara los ingresos efectivamente recibidos y los egresos efectivamente pagados. Con base en el flujo de caja se pueden determinar los momentos en los cuales los aportes de los socios y/o los préstamos de los intermediarios financieros son absolutamente necesarios para mantener una posición de caja final, al menos igual al colchón de efectivo. (Varela, 2008, pág. 372)

Estado de resultados. Es un cuadro que muestra las utilidades producidas por la empresa en cada período de análisis. Básicamente, compara ingresos con costos y gastos en un período fiscal de la empresa. Adicionalmente, produce, como resultado, el valor de los impuestos de renta. (Varela, 2008, pág. 373)

Balance. El balance muestra el estado de las diversas cuentas al final de cada ciclo tributario. Los datos para éste se toman, en lo fundamental, del flujo de caja, del estado de resultados y de algunos de los cuadros realizados en el análisis económico. (Varela, 2008, pág. 375)

5. Plan de trabajo

Tabla 1.

Plan de trabajo.

Objetivo específico	Descripción de actividades	Herramientas y/o técnicas
Realizar un análisis de mercado de PetroSantander (Colombia) Inc.	a. Análisis del entorno. b. Análisis de clientes potenciales. c. Análisis de la competencia.	Marco Pestel. 5 fuerzas de Porter. Inventario de mercados, Canvas. Investigación de precios de hidrocarburos en el mercado. Consulta en fuentes secundarias de información.
Ejecutar un análisis técnico sobre los hidrocarburos producidos en el contrato Carare Las Monas.	a. Revisión del proceso de producción. b. Diseño del proceso de producción. c. Caracterización de los productos.	Diseñar diagrama de flujo de proceso de producción. Verificación de las pruebas de laboratorio de los productos.
Realizar un análisis financiero sobre los hidrocarburos producidos en el contrato Carare Las Monas.	a. Identificar el costo de producción de cada producto. b. Determinar el costo de las inversiones necesarias para el desarrollo de las alternativas de venta. c. Identificar precios de venta para análisis de sensibilidad y rentabilidad. d. Identificar parámetros y variables para selección de clientes.	Diseñar presupuesto para implementación de las alternativas de venta a terceros. Evaluaciones económicas a través del desarrollo de flujos de caja, utilizando diferentes escenarios e iterando los diferentes precios de los productos. Revisión de esquema de venta para identificar aspectos claves.

Objetivo específico	Descripción de actividades	Herramientas y/o técnicas
	e. Identificar el mejor cliente para venta de los productos.	
Planear la puesta en marcha para la venta de hidrocarburos a nuevos clientes identificados.	a. Divulgación de la información de los productos y disponibilidad de estos.	Diseño de portafolio (promoción) de productos. Uso de los medios orales de comunicación para la divulgación de la información a través de los distintos representantes de las diferentes empresas.

6. Cronograma de trabajo

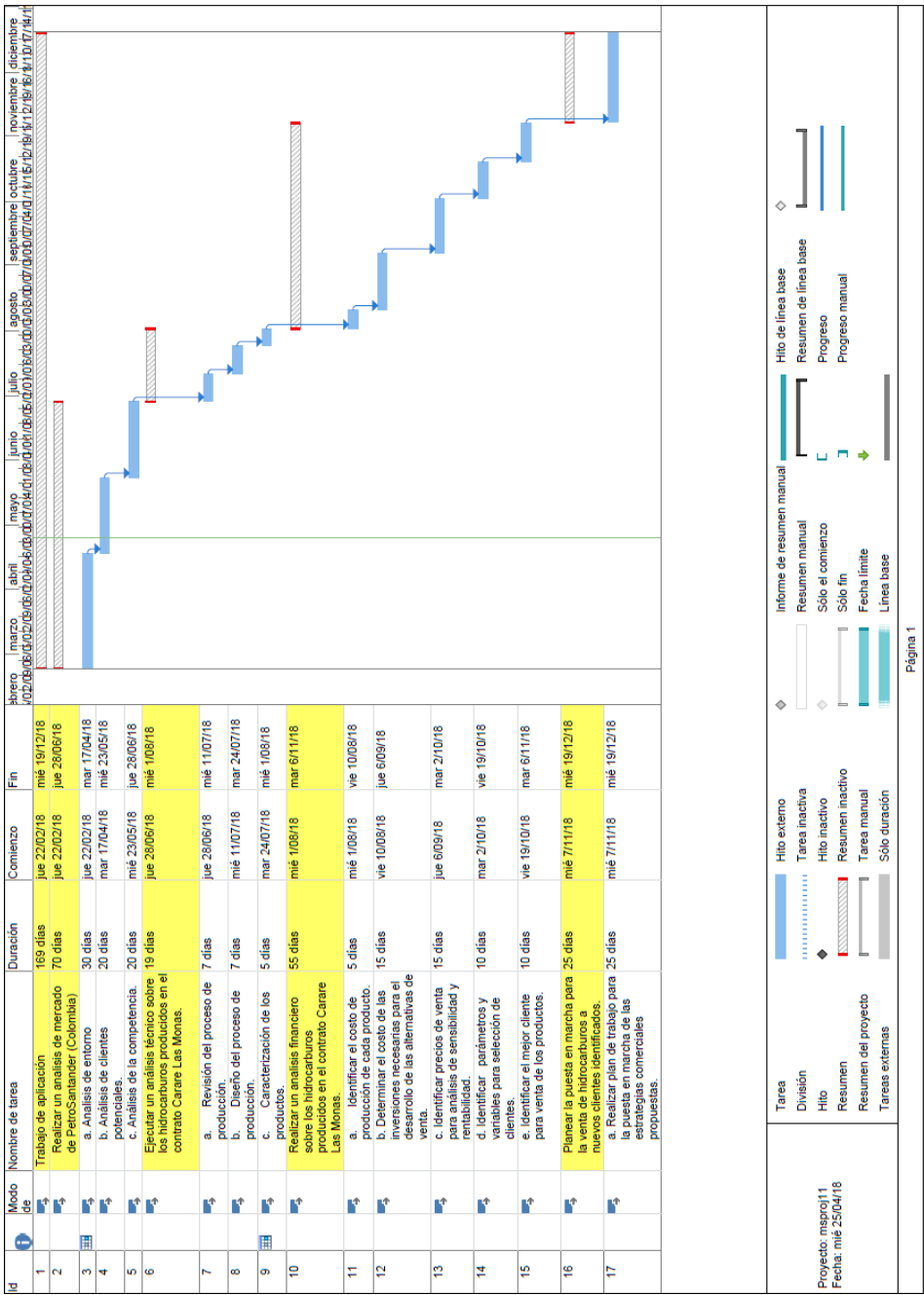


Figura 3. Cronograma de Trabajo

7. Presupuesto

Tabla 2.

Presupuesto.

Rubro	Universidad	Empresa	Estudiante
Compensación autor			\$ 1,562,484
Compensación Director	\$ 1,562,484		
Compensación Jurados	\$ 1,562,484		
Compensación terceros			\$ 700,000
Bases de datos		\$ 500,000	
Software o licencias		\$ 1,000,000	
Uso de recursos físicos		\$ 2,000,000	
Uso de recursos TICs: Internet, celular, GPS		\$ 2,000,000	
Papelería			\$ 1,000,000
Transporte		\$ 2,500,000	
Salidas al campo		\$ 1,500,000	
Imprevistos			\$ 2,000,000
TOTALES (COP)			\$ 17,887,452

8. Impacto

Con el diseño de las estrategias de comercialización en el campo Payoa, la empresa mejorará su resultado financiero sin la necesidad de realizar altas inversiones en perforaciones o sistemas de recobro secundario o terciario, los cuales pueden ascender a millones de dólares.

Con estas alternativas se busca principalmente realizar un desarrollo de clientes, en donde se venderán los productos con un mejor margen. Con este tipo de soluciones, no solo se busca mejorar el resultado financiero de la compañía, sino la posibilidad de operar el campo por mayor cantidad de años, ya que en un campo maduro, la rentabilidad es el factor clave que determina la longevidad de la operación.

Un riesgo importante que se reducirá tiene que ver con el portafolio de clientes reducido que actualmente tiene la compañía. Al tener mayor cantidad de clientes, es menos probable que la empresa se quede sin compradores de sus productos. Hay que tener en cuenta que un campo de petróleo produce todos los días, y si no se venden los hidrocarburos, el almacenamiento puede llegar a ser un problema tan drástico que puede forzar a parar la producción del campo.

9. Análisis de mercado

9.1 Marco PESTEL

Mediante el marco PESTEL para el análisis de entorno, se tuvieron en cuenta diferentes factores externos y se identificaron tanto oportunidades como amenazas que pueden afectar la venta de GLP de PetroSantander, sobre estos identificamos los siguientes aspectos de mayor relevancia:

9.1.1 Político Dentro de las oportunidades se analizaron las políticas actuales y los posibles escenarios que pueden acontecer en un futuro, para este análisis se tuvo en cuenta las encuestas

realizar el 18 de mayo del 2018 Guarumo S.A.S - EcoAnalítica Medición y Conceptos Económicos S.A.S. y divulgada por el tiempo, donde el candidato Ivan Duque Marquez lidera las encuestas con un 37,6%, seguido de Gustavo Petro con un 24,2 %. Durante esta etapa del análisis se tomó los factores políticos como favorables, ya que las políticas empresariales expresadas por Ivan Duque en los diferentes debates favorecen a la inversión extranjera y a las empresas multinacionales que operan en Colombia.

También se tomaron en cuenta las diferentes propuestas del candidato a la presidencia Gustavo Petro para su análisis y se llegó a la conclusión que debido a sus políticas empresariales desfavorecían a las compañías multinacionales que operan en Colombia disminuyendo su inversión en el sector de hidrocarburos.

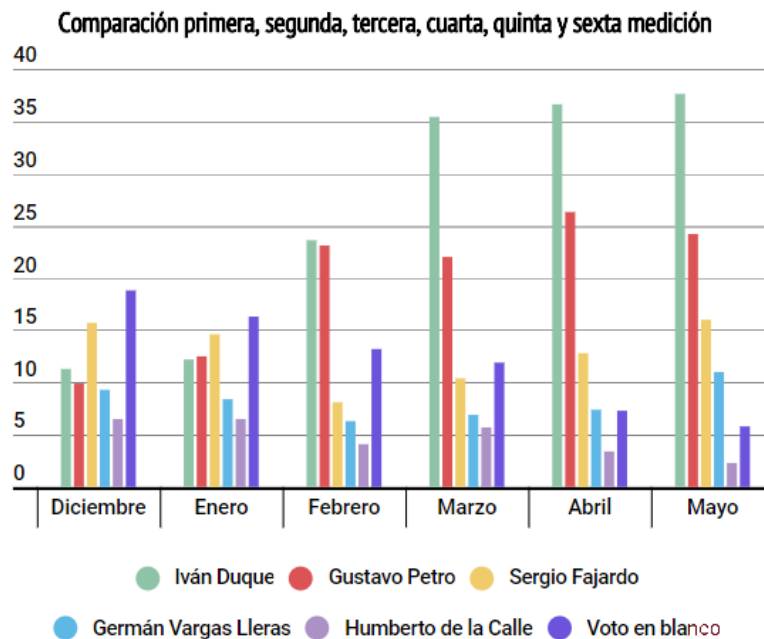


Figura 4. Comparación Primera, Segunda, Tercera, Cuarta, Quinta y Sexta Medición

Nota. Tomado de: : (S.A.S, 2018) S.A.S, G. S.-E. (18 de Mayo de 2018). *El Tiempo*. Obtenido de <http://www.eltiempo.com/elecciones-colombia-2018/presidenciales/encuesta-presidencial-de-guarumo-para-el-tiempo-y-la-w-radio-219036>

9.1.2 Económico

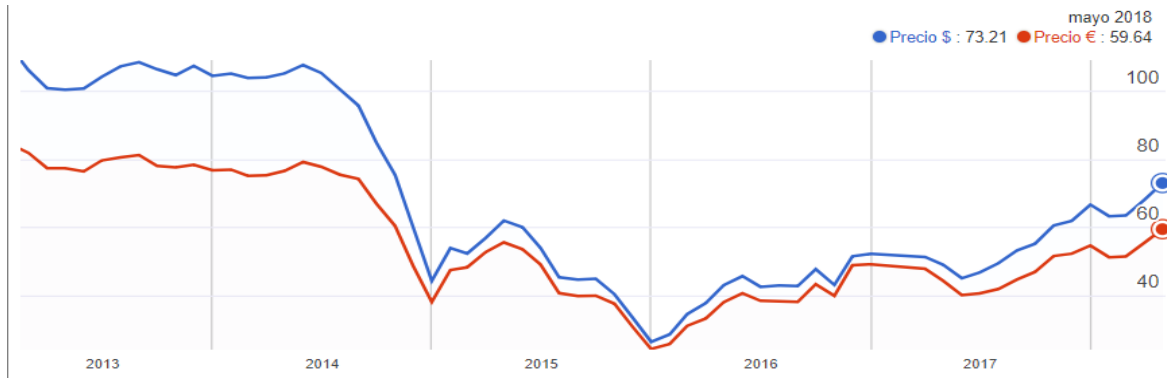


Figura 5. Historial Precio del Petróleo

Nota. Tomado de: (Datosmacro, 2018) Datosmacro. (Mayo de 2018). *Datosmacro*. Obtenido de <https://www.datosmacro.com/materias-primas/opec>

En la figura 5, se muestra la variación del precio del petróleo desde el 2013 hasta el 2018, el cual es uno de los factores más influyente en la comercialización de los hidrocarburos a nivel mundial. En el 2014 una crisis económica debido a la gran oferta generada por los países de la OPEP ha llevado el precio del petróleo a un mínimo alcanzado en el 2016 de 25 dólares.

A causa de la caída del precio del petróleo, Colombia sufrió una inflación acelerada llegando a su pico más alto en el 2015 de 6,77%. Actualmente Colombia se encuentra en un ciclo económico de recuperación, según cifras del Dane la inflación se redujo a 3,14% gracias al aumento del precio del petróleo a nivel mundial. Según Goldman Sachs el grupo de banca de inversión más grande del mundo, el pronóstico del precio del petróleo es favorable y se espera que el BRENT llegue a los 82 dólares en el verano, beneficiando así, las inversiones y aumentando los precios de los derivados de los hidrocarburos.

9.1.3 Social Las comunidades que existen entorno a una compañía son factores externos con impacto negativo debido a que estas pueden interrumpir las operaciones de las empresas a causa de desacuerdos sociales y expectativas exacerbadas. Además, se debe tener en cuenta si existen resguardos indígenas los cuales pueden asumir un rol negativo a consecuencia de la ocupación de su territorio por parte de la industria. A diferencia de muchos campos petroleros en Colombia, PetroSantander no está rodeado por comunidades étnicas ni resguardos indígenas, las comunidades existentes han sido colonos, los cuales han ocupado terrenos baldíos y han migrado debido a la presencia de la compañía. Actualmente PetroSantander tiene diferentes proyectos sociales con las comunidades para mantener una buena relación con ellas, y estas permitan en libre desarrollo de las diferentes operaciones en el campo. Por ende, los riesgos asociados a las comunidades actualmente se encuentran controlados.

9.1.4 Tecnológico En los factores tecnológicos se identificaron dos factores negativos los cuales pueden afectar el proyecto. Estos son el uso de surfactantes y biotensoactivos como aditivo. Los químicos se usan junto con el agua para crear emulsiones con el fin de reducir la viscosidad del crudo facilitando así su transporte por oleoductos. Debido a esto existe la posibilidad de que la demanda del GLP para esta aplicación se reduzca, pero a pesar que las compañías que operan campos de crudo pesado tienen como opción el uso de biotensoactivos y surfactante, prefieren usar la técnica de dilución dado que la aplicación de aditivos y emulsificantes acarrea problemas operacionales y costos elevados en el proceso, por este motivo el riesgo que generan los surfactantes y biotensoactivo en el mercado actualmente es bajo, lo cual genera un impacto pequeño en la comercialización del GLP.

9.1.5 Ecológico La industria de los hidrocarburos tiene un potencial alto de contaminación debido a derrames y emisiones, estos factores son grandes amenazas y el incumplimiento de la norma ambiental genera sanciones para las compañías operadoras y pueden causar el cierre total de las operaciones, por este motivo se debe tener especial cuidado con estos factores. PetroSantander cuenta con el departamento Civil y Ambiental el cual es el ente interno responsable de velar por el cumplimiento de las normas ambientales. También se encarga de la planeación y mitigación de riesgos ambientales. Asimismo, controla las emisiones para mantenerlas dentro de los límites establecidos. Además, cuenta con un riguroso plan de contingencias que permite controlar, tratar y remediar cualquier tipo de derrames de hidrocarburos. Por otra parte, existe el departamento de integridad, el cual tiene como papel principal desarrollar las acciones encaminadas a evaluar el estado de las facilidades de la operación, planes de reemplazo de las mismas y modificaciones que sean requeridas para disminuir los ataques de la corrosión en los equipos y líneas de transporte de hidrocarburos.

No obstante, debido al evento sucedido en el pozo La Lizama 158 operador por Ecopetrol, los entes gubernamentales, no gubernamentales y comunidades se están volviendo más estrictas con las operaciones de hidrocarburos, situación que aumenta los riesgos asociados al impacto ambiental que genera la industria y en particular PetroSantander. No obstante, para la propuesta desarrollada en el presente trabajo, el impacto ambiental que genera en la operación es nulo, puesto que no hay procesos que generen más emisiones o posibles derrames de hidrocarburos, en conclusión, los riesgos siguen siendo los mismos que se tienen para la operación normal de la empresa.

Adicionalmente, para la propuesta de producir Iso-butanos, el aspecto ecológico juega un papel fundamental, ya que el este compuesto es el que actualmente se está utilizando como gas

refrigerante, desplazando al antiguo gas R22 y R134a. Esto implica que en materia de refrigeración se va a generar una alta demanda de Iso-butanos.

9.1.6 Legal El ámbito legal es uno de los factores externos negativos más influyente en una empresa, debido a que el incumpliendo de estas puede generar el cierre total de las operaciones en cualquier industria. La comercialización del GLP tiene diferentes normas y estatutos que se deben seguir para evitar cualquier sanción, dos de las normas más importantes que se debe dar cumplimiento son el decreto 1076 del 2015, decreto único reglamentario del sector ambiente y desarrollo sostenible y la resolución 4 0246 del 2016 reglamento técnico aplicable al recibo, almacenamiento y distribución del gas licuado del petróleo (GLP).

9.2 Cinco Fuerzas de Porter

9.2.1 Poder de negociación de los Clientes La demanda de GLP en Colombia, históricamente se ha visto limitada por la oferta de este combustible, sin embargo, la entrada en producción de campos operados por agentes privados, y la reducción en el consumo derivado del mayor uso de gas natural generaron una transformación total del sector. En el periodo comprendido entre 2005 y 2015, los cambios en la demanda de combustible son notorios, no obstante se alcanzaron mercados en departamentos del país en los cuales no se tenía presencia representativa como son Chocó, Vichada, Guainía, Guaviare, entre otros. (Marin, 2017)

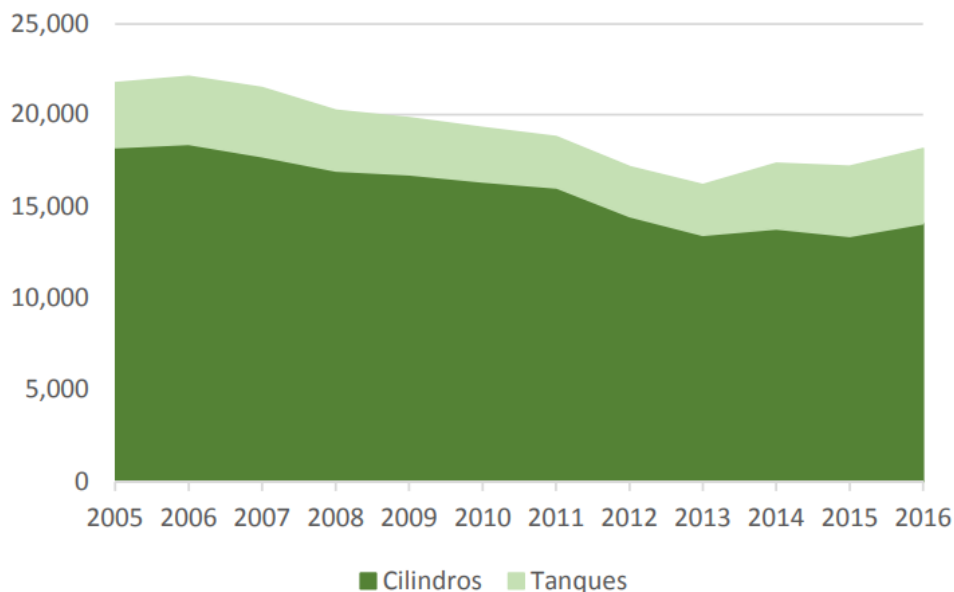


Figura 6. Historial de Demanda de GLP en Colombia

Nota. Tomado de: Marin, J. A. (2017). *Cadena del Gas Licuado del Petroleo (GLP)*. Bogotá: UPME.

A diferencia de muchas industrias, la demanda del GLP en Colombia está limitada por la oferta. Debido a esto hay una venta total del producto producido. Además, a causa de la baja competencia existente en el mercado el cliente tiene un poder de negociación bajo y están sujetos a pagar el producto al precio regido por las diferentes directrices nacionales como por ejemplo las tarifas que da Ecopetrol. Cabe aclarar que los parámetros mínimos de calidad del producto están regulados por la CREG (comisión regulatoria de energía y gas).

En la tabla a continuación se muestran algunos comercializadores de GLP que existen en Colombia.

Tabla 3.

Comercializadores de GLP según la CREG

Empresa	Siglas	Ciudad
Aspay Energy Sas Esp	ASPAY ENERGY	Bogotá, D.C.
Ayapegas S.A. E.S.P.		Montelibano (Córdoba)
Cartagas S.A. E.S.P.		Cucuta (Norte De Santander)
Catena Manoa Del Casanare S.A. E.S.P.	CATENA MANOA S.A. E.S.P.	Bogotá D.C.
Chilco Distribuidora De Gas Y Energia S.A.S. E.S.P.		Bogotá D.C.
Citygas Colombia S.A. E.S.P.		Soacha (Cundinamarca)
Citygas Distribuidora S.A.S.E.S.P	CITYGAS DISAS	Soacha (Cundinamarca)
Colgas De Occidente S.A E.S.P.	COLGAS DE OCCIDENTE	Yumbo (Valle)
Colombogas S.A.S E.S.P	COLOMBOGAS	Soacha Cundinamarca
Combustibles Liquidos De Colombia S.A. Esp	CLC S.A. ESP	Bogotá D.C.
Comercializadora De Gas Casanare S.A.S. E.S.P	C.G.C CODGAS S.A.S. E.S.P.	Sogamoso (Boyacá)
Compañía De Almacenamiento De Gas S.A. E.S.P.	ALMAGAS S.A. E.S.P.	Bogotá D.C.

En Colombia la producción de crudo pesado se ha incrementado a través de los años y hoy en día supera el 50% de la producción total de hidrocarburos, debido a esto se abrió un mercado para el GLP como aditivo para mezclarlo con crudo pesado y facilitar su transporte, causando que las diferentes compañías operadoras de campos de crudo pesado tengan la necesidad de adquirir este producto generando un gasto a sus costos de producción, por este motivo la tendencia de las empresas será comprar el GLP directamente a los campos que los producen sin intermediarios para reducir sus costos de operación.

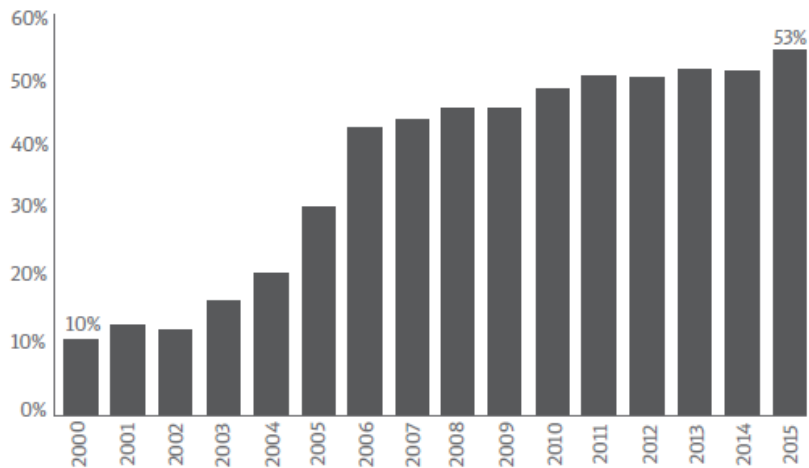


Figura 7. Porcentaje de Crudos Pesados en la Producción del País

Nota. Tomado de: Ecopetrol con base en información reportada por Campetrol

PetroSantander al ser una empresa productora de GLP han recibido mayores ofertas por las operadoras de campos de crudo pesado y debido a su ubicación central se reduce los costos de transporte del producto.

9.2.2 Poder de negociación de los proveedores. Las diferentes empresas productoras de hidrocarburos poseen un gran poder de negociación sobre sus proveedores debido a la cantidad de oferta que existen para los diferentes insumos necesarios para la operación de extracción y refinación del petróleo. PetroSantander actualmente maneja contratos marco el cual es basado en un acuerdo de voluntades estableciendo la calidad, alcance y precio de los insumos necesarios para los diferentes tipos de operaciones.

9.2.3 Nuevos competidores entrantes En la industria de los hidrocarburos y puntualmente en la comercialización del GLP, el capital necesario para entrar a la industria es bastante alto lo

cual genera pocas apariciones de nuevos competidores en el mercado. Actualmente Sebastopol es una refinería de capital 100% privado y entrará en operación en el 2021 y procesará 100000 barriles día, es el único nuevo competidor entrante que existe hoy en día. Una gran ventaja que posee PetroSantander sobre sus competidores es la adquisición de la materia prima en este caso el gas, debido a que las diferentes refinerías y plantas de gas compran el producto a los campos productores de petróleo a precio internacional, PetroSantander procesa su propia producción haciéndola autosustentable.

A pesar que en diferentes industrias la aparición de nuevos competidores es una amenaza muy importante en este caso no tiene mayor relevancia debido al déficit de producción de GLP que actualmente tiene Colombia. También la aparición de los nuevos competidores no está regida por el número de empresarios que desean entrar a la industria, si no por los bloques que posee la ANH para la producción y exploración de hidrocarburos.

9.2.4 La amenaza de bienes sustitutos A medida que la tecnología avanza, se han empezado a desarrollar diferentes aditivos que facilitan el transporte de crudo pesado como los biotensoactivos y surfactantes que podría generar una disminución en la demanda del GLP para esta aplicación, pero actualmente estas tecnologías no han sido una opción viable en Colombia debido a su costo de aplicación y proceso y sus efectos corrosivos con las facilidades de la operación. Además, los comercializadores de estos productos son empresas internacionales agregando así un valor mayor al aditivo principalmente por los costos de importación y transporte de los mismos. Por ende se puede concluir que la amenaza de bienes sustitutos es baja para el proyecto. Además, para las diferentes aplicaciones del GLP no se han encontrado bienes sustitutos en Colombia.

9.2.5 Nivel de intensidad de la competencia Colombia hasta comienzos de la década (2005), contaba con la producción de gas licuado del petróleo monopolizada por un único productor. Con la entrada en producción de campos petroleros con aporte de gas asociado, dieron un giro total a la producción de GLP. No obstante, a pesar de contar con nuevas fuentes de suministro de GLP la oferta no es suficiente para atender la actual demanda de este energético. (Marin, 2017). Ver Figura 8.

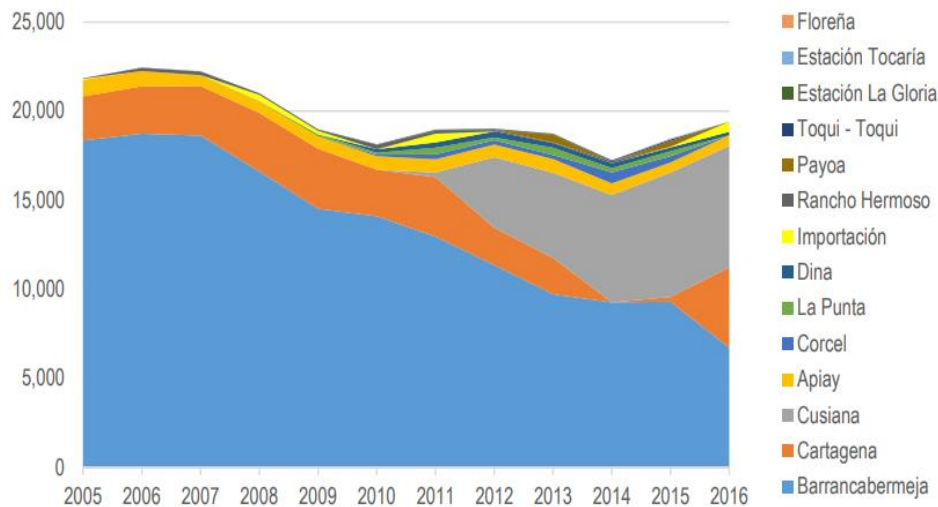


Figura 8. Historial de la Oferta Nacional de GLP por fuente

Nota. Tomado de: Marin, J. A. (2017). Cadena del Gas Licuado del Petróleo (GLP). Bogotá: UPME.

En la comercialización de GLP en Colombia debido a la alta demanda y pocas fuentes productoras de GLP el nivel de competencia es bajo y los precios se rigen por el mercado internacional y este varía nacionalmente dependiendo de qué tan puro sea el producto. PetroSantander a pesar que no es un gran productor de GLP en Colombia, debido a su ubicación y calidad del producto es una gran opción para los comercializadores de GLP. Ver Tabla 4.

Tabla 4.

Empresas que declararon producción de GLP

RADICADO	FECHA	EMPRESA	FUENTE
2018015984	2/3/2018	PAREX RESOURCES	PLANTA DE GAS CAPACHOS
2018016575	5/3/2018	TURGAS S.A. E.S.P.	CAMPO TOQUI TOQUI
2018017139	6/3/2018	TYGAS S.A E.S.P	PSG-TY
			APIAY
2018017657	7/3/2018	ECOPETROL	BARRANCABERMEJA CARTAGENA,CUSIANA DINA E IMPORTACION.
2018026776	11/4/2018	PEGAUS BLENDING INTERNATIONALS.A.S. E.S.P.	PBI_LP
2018027032	12/4/2018	FRONTERA ENERGY	BLOQUES CORCEL Y GUATIQUEIA
2018030109	23/4/2018	MONTAGAS S.A E.S.P	IMPORTACION OKIANUS
2018030637	24/4/2018	ALMAGAS S.A E.S.P	IMPORTACION OKIANUS
2018030636	24/4/2018	CHILCO DISTRIBUIDORA DE GAS Y NERGIA S.A E.S.P	IMPORTACION OKIANUS
2018030805	25/4/2018	INVERSIONES GLP S.A.S E.S.P	IMPORTACION OKIANUS
2018030803	25/4/2018	GAS DE SANTANDER S.A E.S.P	IMPORTACION OKIANUS

9.3 Clientes

PetroSantander Colombia produce tres tipos de productos derivados del gas, Propano, Butano y gasolina natural o Pentano, los cuales tienen innumerables usos en las diferentes industriales existentes. El butano como el propano puede ser vendido como combustible y la gasolina natural como disolventes y ser refinada para ser usada como combustible vehicular.

En la Industria petroquímica estos productos también son apetecidos debido a que se pueden refinar para producir materias primas, un gran ejemplo es la isomerización del butano para producir

iso-butanos los cuales se usan como aditivo para aumentar el octanaje de la gasolina en su refinación y como compuesto para ayudar a los procesos de refrigeración. Además, se puede producir iso-butanol como solventes para lacas, solvente para obtención de limpiadores y removedor de pinturas.

Otro uso para el GLP es como disolvente para el transporte de crudo pesado, este se mezcla con el crudo pesado para así bajar su viscosidad y pueda fluir libremente a través de los oleoductos a sus puntos de refinación, una vez ahí el GLP es recuperado y procesado para usos petroquímicos y combustibles.

En esta sección evaluaremos los compradores potenciales, características básicas, localización geográfica y base de decisión de compra de los clientes. También evaluaremos en el proyecto la instalación de una torre deisobutanizadora para extraer iso-butanos como materia prima y su mercado. Además, se estudiará y analizará los posibles clientes para los diferentes productos de la planta de gas de PetroSantander que son el butano, propano y gasolinas.

Los clientes más relevantes son las comercializadoras de GLP las cuales se encargan de la comercialización y distribución de soluciones energéticas y materias primas industriales de gases derivados del petróleo. También tendremos en cuenta las compañías operadoras de campos de crudo pesado las cuales necesitan el GLP para su uso industrial como aditivo. Además, debido a la posible incorporación de los iso-butanos se estudiará la posibilidad de venta a las refinerías como aditivo de refinación para los diferentes combustibles. Asimismo, se abarcarán otros posibles mercados diferentes a los ya misionados como la venta del propano y butano como refrigerante industrial y propelentes.

9.3.1 Comercializadoras de GLP En Colombia existe diferentes comercializadores de GLP y están divididos en mayoristas y minoristas, para este proyecto se tuvo en cuenta las empresas mayoristas debido a la producción del campo, la facilidad del transporte y comercialización de la producción. Ver Tabla 5.

Tabla 5.

Comercializadores Mayorista de GLP según la CREG

Nombre	Sigla	Área Exclusiva	Inicio Operaciones
A.M.V. S.A.		N/A	13/3/2009
Almacenadora De Gases De Apiay S.A. E.S.P.	ALMAPIAY S.A. E.S.P.	N/A	1/1/1996
Almacenadora Y Distribuidora De Gas Sas Esp	ALMACOL	N/A	3/10/2017
Almallano S.A. E.S.P.	ALMALLANO S.A. E.S.P.	N/A	1/1/1996
Canacol Energy Colombia S.A.	CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.	No	20/1/2011
Cartagas S.A. E.S.P.		N/A	1/1/1996
Catena Manoa Del Casanare S.A. E.S.P.	CATENA MANOA S.A. E.S.P.	N/A	1/11/2005
Central De Hidrocarburos Gc Sas Esp	CHGC	N/A	11/10/2013
Chilco Distribuidora De Gas Y Energia S.A.S. E.S.P.		N/A	14/12/2010
Colgas De Occidente S.A E.S.P.	COLGAS DE OCCIDENTE	N/A	12/8/1996
Combustibles Liquidos De Colombia S.A. Esp	CLC S.A. ESP	N/A	28/5/2009
Comercializadora Centro Oriente S.A E.S.P	COMECO	N/A	23/6/2014
Comercializadora De Combustibles Energia Y Gas S.A.S. E.S.P	BIOENERGAS S.A.S. E.S.P	N/A	1/2/2013
Comercializadora De Glp Del Oriente S.A.S Esp	GASORIENTE	N/A	1/3/2016

Nombre	Sigla	Área Exclusiva	Inicio Operaciones
Compañía De Almacenamiento De Gas S.A. E.S.P.	ALMAGAS S.A. E.S.P.	N/A	1/1/1996

El GLP de PetroSantander cuenta con un único medio de transporte y es a través de carros tanques el cual es un factor importante para la comercialización. Los comercializadores no tiene una localización geográfica definida debido a sus múltiples plantas de almacenamiento y estas pueden operar en diferentes departamentos, por esta razón ellas se en cargan del transporte desde los diferentes puntos de producción de GLP a sus plantas de almacenamiento y luego lo distribuyen.

La decisión de compra de los clientes está basada netamente en la calidad del producto debido a que el GLP es materia virgen y su composición define el tipo de tratamiento y los costos de tratamiento. Además, un producto fuera de los parámetros mínimos puede acarrear problemas ambientales como operacionales. El precio del mercado está definido por unas tarifas bases dadas por Ecopetrol y estas varían según la calidad del producto, por este motivo el precio no juega un papel muy relevante en la decisión de los compradores.

Tabla 6.

Precios Máximos regulados por Ecopetrol de GLP de abril a mayo 14 del 2018

Concepto	Precio refinería barranca	Precio Reficar	Precio Apiay	Precio Diana	Precio Cusiana
Ingreso al Producto \$/GL	1,878.59	2,177.44	1,752.73	1,752.08	1,746.56
Transporte	(*)	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Precio de venta al comercializador	1,878.59	2,177.44	1,752.73	1,752.08	1,746.56

Concepto	Precio refinería barranca	Precio Reficar	Precio Apiay	Precio Diana	Precio Cusiana
mayorista (sin incluir transporte) \$/GL					
Precio de venta al comercializador mayorista (sin incluir transporte) \$/KG	862.41	1,133.61	862.10	862.41	862.41

9.3.2 Compañías Operadoras de Crudo Pesado En Colombia más del 50% de la producción de crudo es petróleo pesado. Uno de los grandes retos existentes en la industria del petróleo pesado es su transporte debido a su alta viscosidad y su dificultad para fluir, por este motivo se han generado diferentes alternativas para su transporte y la más viable es la disolución con GLP o gasolinas naturales para reducir su viscosidad y poder transportarlo.

Las compañías operadoras son clientes mayoristas consumidores directos que usan el producto si ningún tipo de refinación y solo como diluyente para crudo pesado.

Tabla 7.

Posibles Clientes para la venta de GLP por Dilución

Departamento	Campo	Compañía operadora	Contrato	Producción (bdp)
Meta	Rubiales	Ecopetrol	Rubiales- Ecopetrol	119,195
Meta	Castilla	Ecopetrol	Cubarral	74,114
Meta	Quifa	Meta Petroleum Corp	Quifa	56,246
Meta	Castilla Norte	Ecopetrol	Cubarral	24,714
Meta	Chichimene	Ecopetrol	Cubarral	49,290
Arauca	Caño Limon	Occidental	Cravo Norte	21,342

A diferencia de las compañías comercializadoras de GLP, las compañías operadoras se encuentran en sitios definidos limitados por el bloque asignado y el campo petrolero, por esta razón las compañías operadoras no se hacen cargo del transporte del GLP y es un costo adicional que se le debe agregar al valor total del producto y este varía dependiendo de la distancia desde el punto de producción hasta el cliente. Ver Figuras 9, 10, 11 y 12.

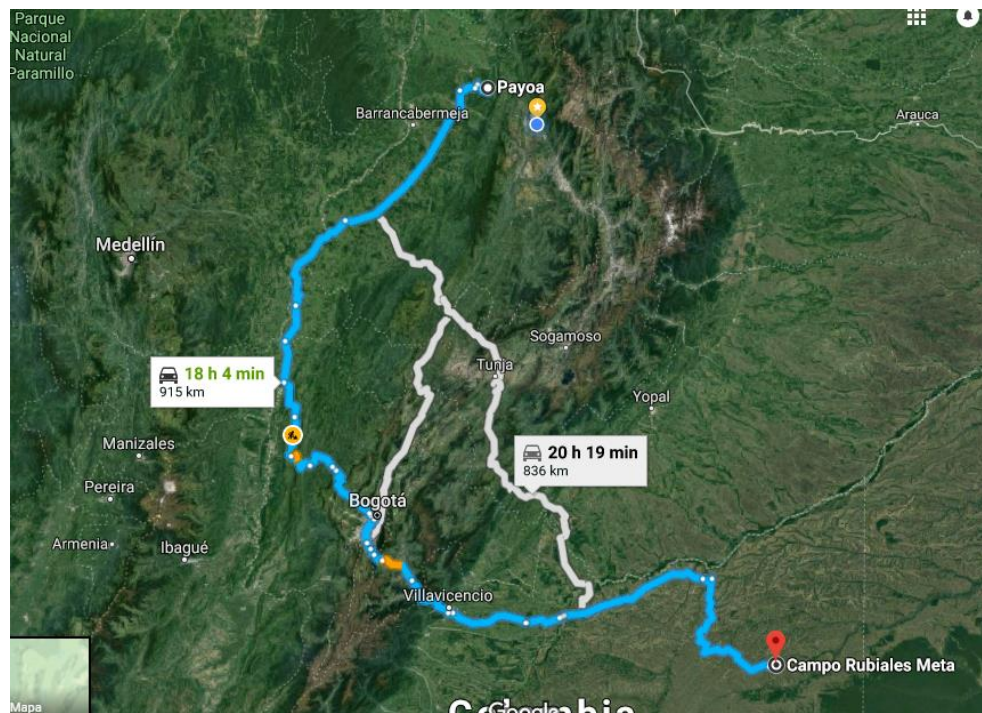


Figura 9. Distancia del Campo Payoa a Campo Rubiales

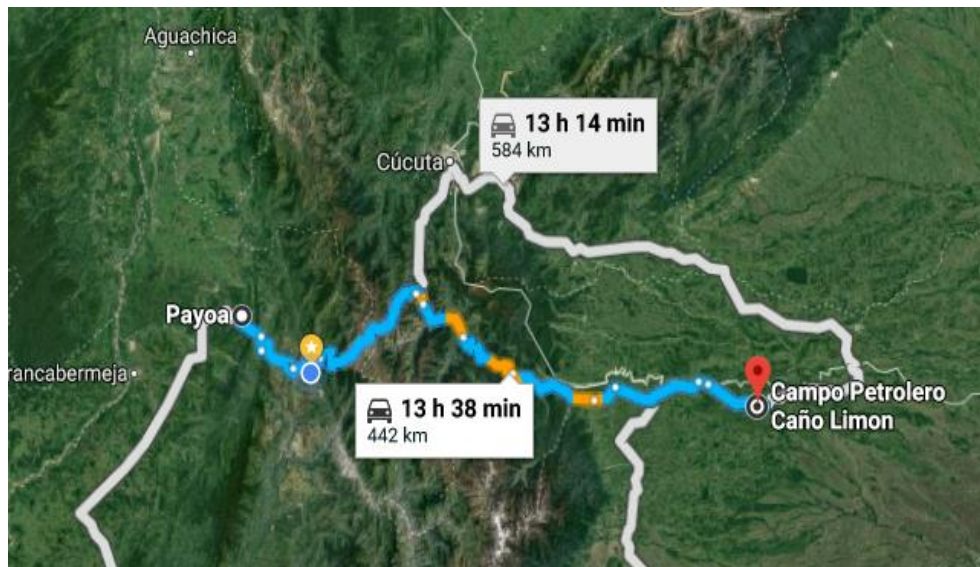


Figura 10. Distancia del Campo Payoa a Campo caño Limón

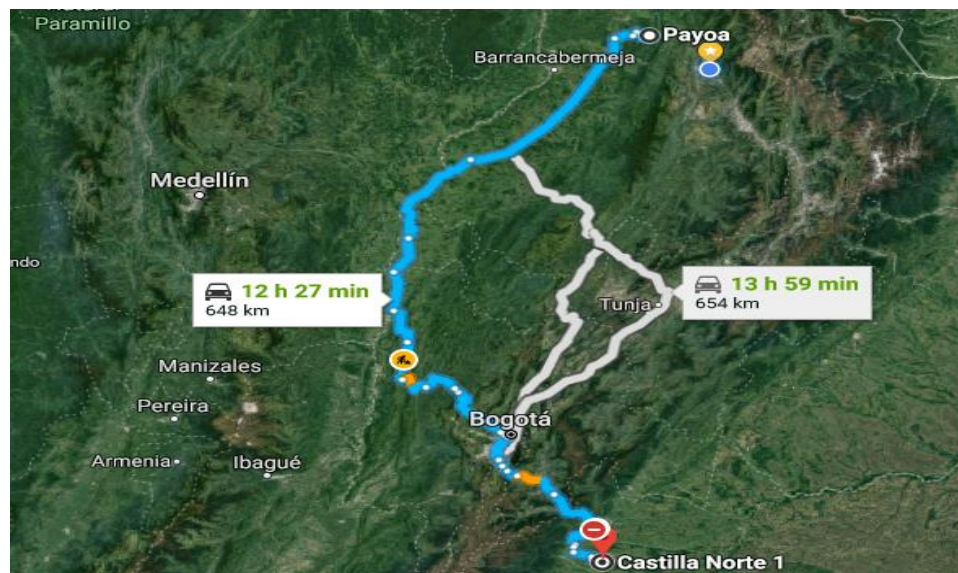


Figura 11. Distancia desde Campo Payoa a Campo Castilla Norte



Figura 12. Distancia desde Campo Payoa a Campo Castilla

Para este tipo de cliente la disponibilidad del producto es de gran relevancia debido a que necesitan grandes volúmenes para ser diluido con el crudo pesado. Además, la calidad del producto juega un papel muy importante, ya que el producto es utilizado sin ningún tipo de refinación y si este presenta impurezas puede ocasionar problemas operacionales y contaminar el crudo ya tratado.

9.3.3 Refinerías En Colombia existen cinco refinerías que procesan crudo para producir sus diferentes derivados. Las refinerías más grandes que tiene Colombia son la Refinería de Barrancabermeja y Reficar que se ubica en Cartagena de Indias, estas refinerías producen Iso-Butanos para consumo propio y lo usan en procesos de alquilación. Ver Tabla 8.

Tabla 8.

Refinerías en Colombia

Refinería	Capacidad (BPD)	Departamento	Empresa
Barrancabermeja	250,000	Santander	Ecopetrol
Cartagena (Reficar)	150,000	Bolivar	Ecopetrol
Floreña	50,000	Casanare	Equión
Orito	2,800	Putumayo	Ecopetrol
Apiay	2,500	Meta	Ecopetrol

A pesar que Ecopetrol posee las refinerías más grandes de Colombia y además es productora de Iso-Butano, debido a su gran capacidad de procesamiento es un cliente potencial muy importante para la venta de Iso-Butanos. De las cinco refinerías mencionadas anteriormente solo dos producen Iso-Butanos y solo una de esta es manejada por una compañía diferente a Ecopetrol.

Las refinerías a cargo de Ecopetrol se encuentran distribuidas en diferentes de departamentos, los costos de transporte deben agregarse al costo del producto si PetroSantander se hace cargo del transporte. Ver Figura 13 y 14.

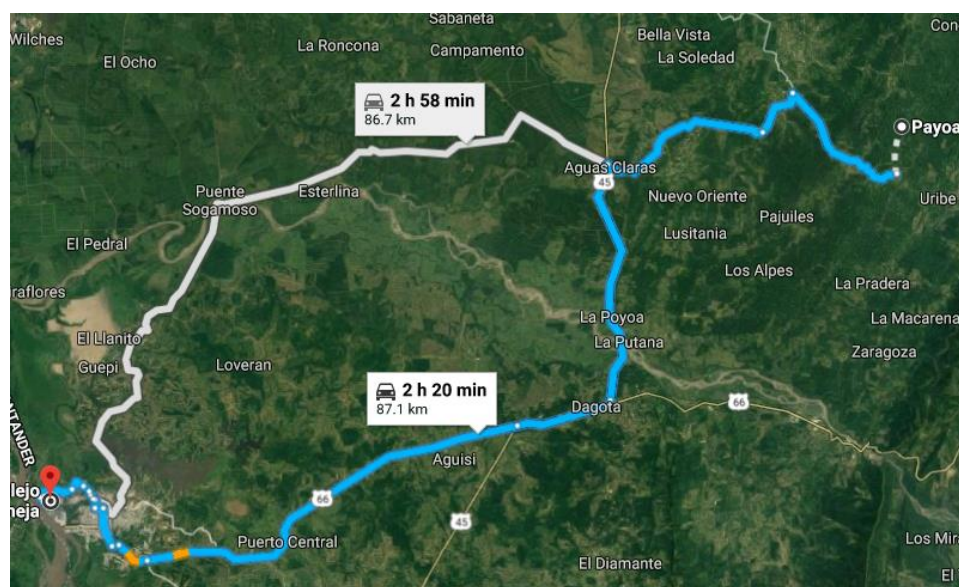


Figura 13. Distancia de Payoa a la Refinería de Barranca

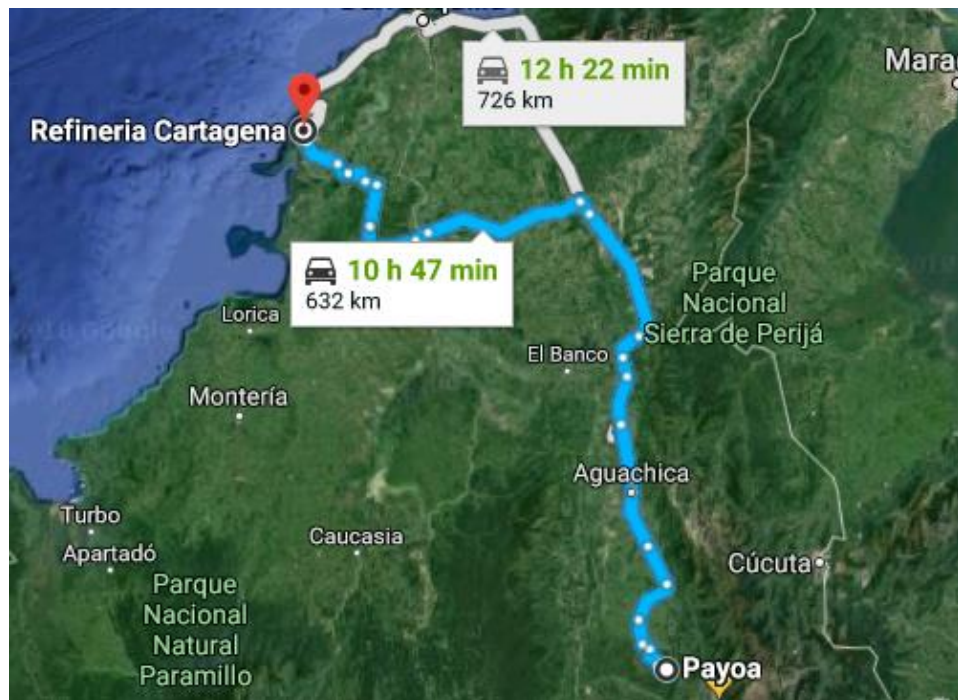


Figura 14. Distancia de Payoa a Refinería de Cartagena

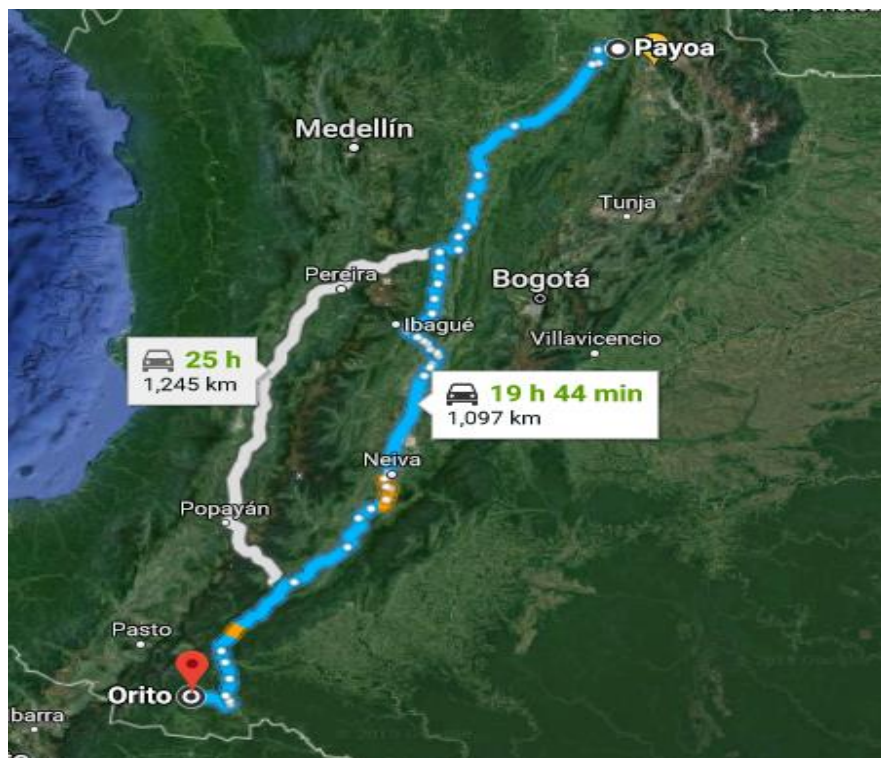


Figura 15. Distancia de Payoa a la Refinería de Orito

Ecopetrol hoy en día es un socio muy importante de PetroSantander y es una oportunidad para el ingreso de PetroSantander en este mercado. Además, lo que busca Ecopetrol es un producto de alta calidad para así reducir costos de tratamiento y tener una refinación más eficiente. Ver Tabla 9.

Tabla 9.

Precio del Iso-Butano

Fecha	Iso-Butano (Cent- USD)/gal)	Iso-Butano (USD/Brr)
10/09/2018	\$ 139,00	\$ 58,38
11/09/2018	\$ 143,50	\$ 60,27
12/09/2018	\$ 159,25	\$ 66,89
13/09/2018	\$ 154,25	\$ 64,79
14/09/2018	\$ 154,50	\$ 64,89
17/09/2018	\$ 138,00	\$ 57,96

Nota. Tomado de: S&P Global Platts, oilgram price report

En el anexo A, pagina 16 se observan los precios del mercado de los productos (Gas Liquids) a Septiembre 13.

9.3.3 Otros Mercados Existen diferentes mercados para los productos producidos por PetroSantander, por ejemplo, las compañías que tengan operaciones que necesiten refrigeradores mecánicos industriales, o compañías que necesitan grandes cantidades de combustibles para operar, como las fábricas de tejas, ladrillos y cualquier otro proceso que requieran energía (calor), usan frecuentemente propano y butano como combustible. También las empresas que usan propelentes en sus productos son clientes potenciales para PetroSantander.

En esta área identificamos dos clientes potenciales Retycol y Ajover el primero es una empresa la cual usa Iso-butano como propelente en los productos aerosoles y la segunda es una compañía que fabrica de tejas.

Estas dos compañías son multinacionales y posee un mercado bastante amplio. Además, son compañías mayoristas debido a su alta producción.

Retycol su sede principal se encuentra ubicada en Barranquilla Colombia, por lo cual debemos trazar una ruta para evaluar los costos de transporte de tiempo necesario para la entrega del producto. Ver figura 16.

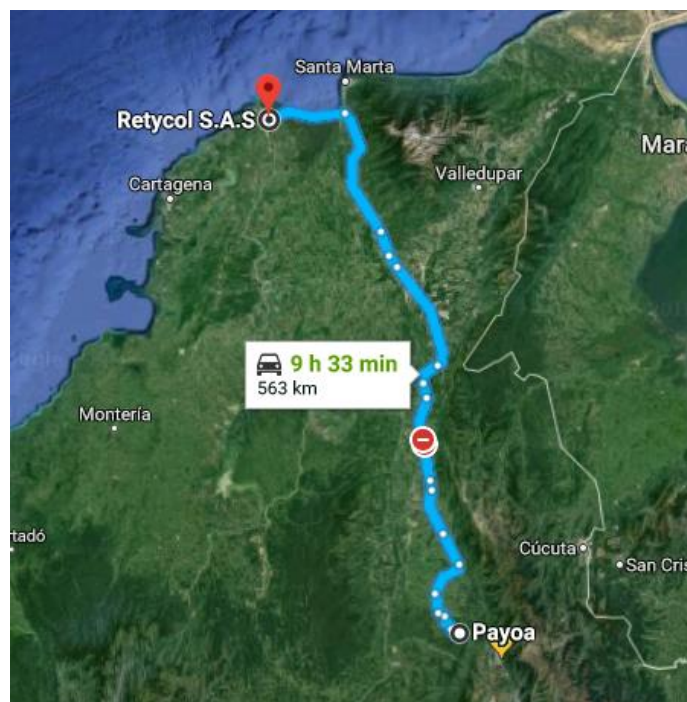


Figura 16. Distancia de Payoa a Retycol

Ajover es una compañía multinacional con una sede principal en Estados Unidos, en Colombia posee dos plantas, una se encuentra ubicada en Cartagena, y la segunda está ubicada en Madrid.

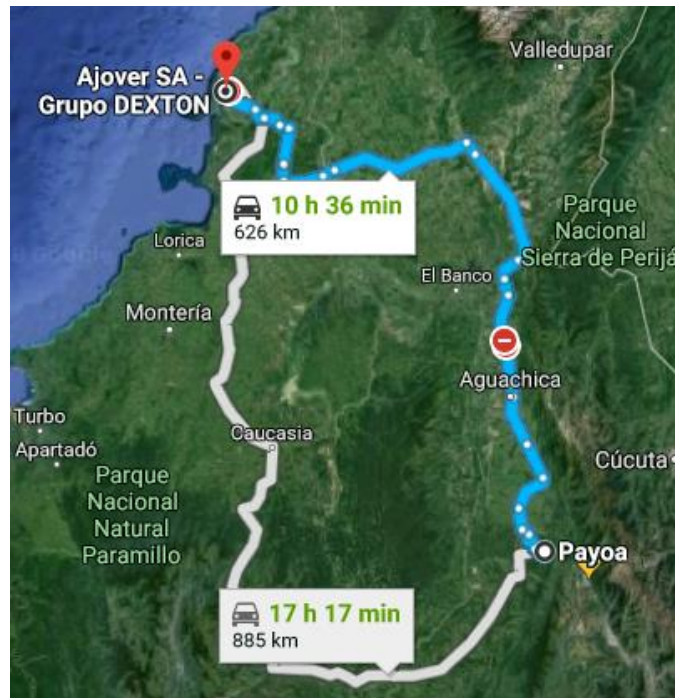


Figura 17. Distancia de Payoa a Ajoever Cartagena

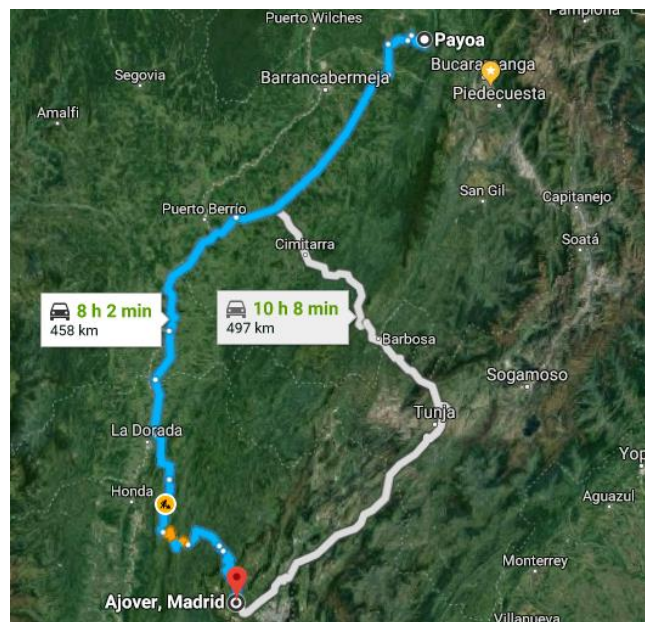


Figura 18. Distancia de Payoa a Ajoever Madrid

Estas empresas debido a que son consumidoras frecuentes de butano y propano, lo que buscan de sus proveedores es la fidelidad y la disponibilidad del producto. Otro punto muy importante es la calidad de los productos, ya que una contaminación de un proceso productivo puede afectar a cualquier persona que utilice el artículo, implicando hasta posibles problemas de salud.

Tabla 10.

Precio del Butano y Propano

Fecha	Precio Propano dólares/galón	Precio Butano dólares/galón
5/25/2018	0.928	0.98625
5/29/2018	0.918	0.94375
5/30/2018	0.93	0.935
5/31/2018	0.949	0.92375
6/1/2018	0.92	0.92375
6/4/2018	0.896	0.9075

Nota. Tomado de: TMX. (13 de Junio de 2018). *TMX money invest with insight*. Obtenido de https://web.tmxmoney.com/futures-pricehistory.php?qm_page=8634&qm_symbol=/8I:NMX

10. Análisis técnico

El análisis técnico del proyecto está enfocado a la ampliación de la planta de gas, con fin de instalar la torre desisobutanizadora, proceso clave para extraer el Iso-Butanol fundamental en la estrategia comercial propuesta en este proyecto.

El petróleo crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos y su estructura está formada mayormente por carbonos e hidrógenos. Además de poseer en menor proporción otros elementos no orgánicos como el oxígeno, nitrógeno, Azufre e incluso metales como níquel, hierro y vanadio.

Se clasifica según su grado API en Crudo extra pesado, Pesado, Mediano y Liviano. Los crudo pesado y extra pesados se caracterizan por su imposibilidad de fluir debido a su alta viscosidad.

Ver tabla 11.

Tabla 11.

Clasificación del Petróleo

Tipo de Crudo	° API
Extra Liviano	Más ligero que 40 API
Liviano	Entre 35 – 40 API
Medio	Entre 28 – 35 API
Pesado	Entre 22 – 28 API
Extra pesado	Menor que 22 API

Nota. Tomado de: Propuesta de estrategias de comercialización de crudo para la empresa Grantierra Energy Colombia”, de la UIS año 2016. Proyecto de Grado Uriel Torres Serrano.

Dependiendo del número de carbonos y la forma como este colocados entre las moléculas de los diferentes compuestos, proporcionan al petróleo diferentes propiedades químicas y físicas determinado su comportamiento como ceras, combustible, solventes o lubricantes. Ver Tabla 12.

Tabla 12.

Comportamiento del petróleo por su número de Carbonos

Nombre	# de Carbonos	Uso
Gas natural	C1 a C4	Combustible
Éter de petróleo	C5 a C7	Disolvente
Gasolina	C5 a C12	Combustible para autos
Queroseno	C12 a C16	Combustible para aviones
Aceite ligero	C15 a C18	Diésel
Aceite lubricante	C16 a C20	Lubricación
Parafina	C20 a C30	Velas
Asfalto	mayores de C30	Pavimento
Residuo	mayores de C30	Combustible

Nota. Tomado de: (Guardado, Osuna, Avila, & Cabrera)

10.1 Capacidad de producción del campo

PetroSantander Colombia es una compañía operadora la cual se encuentra encargada de la exploración y desarrollo del bloque las monas, que está conformado por tres campos maduros, Payoa, la Salina y Corazones. Actualmente estos tres campos se encuentran en recobro primario, es decir, los fluidos fluyen al pozo de forma natural y de esta a superficie son impulsados a través de una bomba de subsuelo.

Hoy en día el bloque las monas tiene una producción 1743 bbl/día de petróleo y una producción 13154 kSCFD de gas. Debido a que la compañía cuenta con una planta de gas se extraen unos subproductos, propano butano y gasolina natural, la producción diaria de estos subproductos se encuentra en la tabla número 13.

Tabla 13.

Producción de GLP PetroSantander

	Stock Today (gal)	Sales (PSCI+ECP) (gal)	Consumption (gal)	Production (gal)	Production (bbl)
Propano	11,416	6,761	1,716	13,999	333
Butano	4,957	5,022	-	7,403	176
Gasolina	5,557	37,726	-	10,970	261
Total (gal)	21,930	49,509	1,716	32,372	
Total (bbl)	522	1,179	41		771

Nota. Tomado de: Documentos internos de la empresa

Con el fin de revisar las composiciones químicas de los productos de la tabla 13, ver anexo B y la composición química del crudo ver el anexo C.

PetroSantander vende el GLP a la Empresa A, la cual envasa este fluido y después es vendido en cilindros como gas combustible para uso doméstico e industrial. Por otra parte, la gasolina natural o pentano, es inyectado al crudo para aumentar su grado API bajando la viscosidad y facilitar su transporte. Esta aplicación es comúnmente utilizada en campos de crudo pesado donde su gravedad API varía entre 11 y 22.

El GLP que sale de la planta de gas debe cumplir unos parámetros de venta para poder ser transportado debido a que los productos con alto grado de impurezas generan diferentes problemas operacionales.

En la industria petrolera la producción de petróleo se divide en diferentes etapas las cuales son implementadas después de la exploración y perforación del pozo petrolero. Estas etapas describen el proceso de producción desde el yacimiento hasta su comercialización.

10.2 Proceso de producción

10.2.1 Flujo de yacimiento. Describe el flujo de los hidrocarburos a través del yacimiento hasta el pozo debido a la diferencia de presión que es generada entre el reservorio y el pozo. En la Industria petrolera el recobro secundario está enfocado en aumentar o mantener la diferencia de presión existente.

10.2.2 Producción en el pozo. Una vez que el hidrocarburo se encuentra dentro del pozo este debe fluir hasta superficie, esto puede ocurrir de forma natural cuando el yacimiento aporta suficiente energía para impulsar el fluido hasta superficie, pero normalmente no ocurre en campos maduros, debido a esto se le debe instalar una bomba de subsuelo la cual ayuda a impulsar los

fluidos hasta superficie, a medida que asciende el fluido la presión en el pozo va disminuyendo y hay una liberación de gas.

10.2.3 Recolección. En esta etapa comienza la recolección de los fluidos una vez se encuentre en superficie mediante líneas de flujo que conecta la cabeza del pozo con las estaciones de flujo. Las Monas cuenta con cuatro estaciones de flujo que son Payoa, Salinas, Satélite y Corazones.

10.2.4 Separación de Gas. En las estaciones de flujo el gas es separado mediante separadores trifásicos, una vez el gas es separado del crudo es enviado a la planta de gas para extraer el GLP (Gas licuado del petróleo). El crudo en cambio es pasado por los tratadores térmicos en donde se extrae el gas y el agua emulsionada en el petróleo. El agua extraída del crudo es enviada a la planta de tratamiento de agua para su posterior disposición.

10.2.5 Almacenamiento. Después que el petróleo es tratado es bombeado al patio de tanque donde es almacenado. Este crudo almacenado se le hace pruebas de laboratorio para verificar si cumple con los estándares comerciales para su posterior venta. En caso de que no esté dentro de los parámetros aceptables para vender el crudo, este será enviado nuevamente al proceso para mejorar sus parámetros.

10.2.6 Transporte El crudo y productos derivados del gas que cumple con los estándares comerciales es transportado a través de oleoductos, gasoductos y carro tanques a las refinerías del país y terminales de embarques para su posterior comercialización.

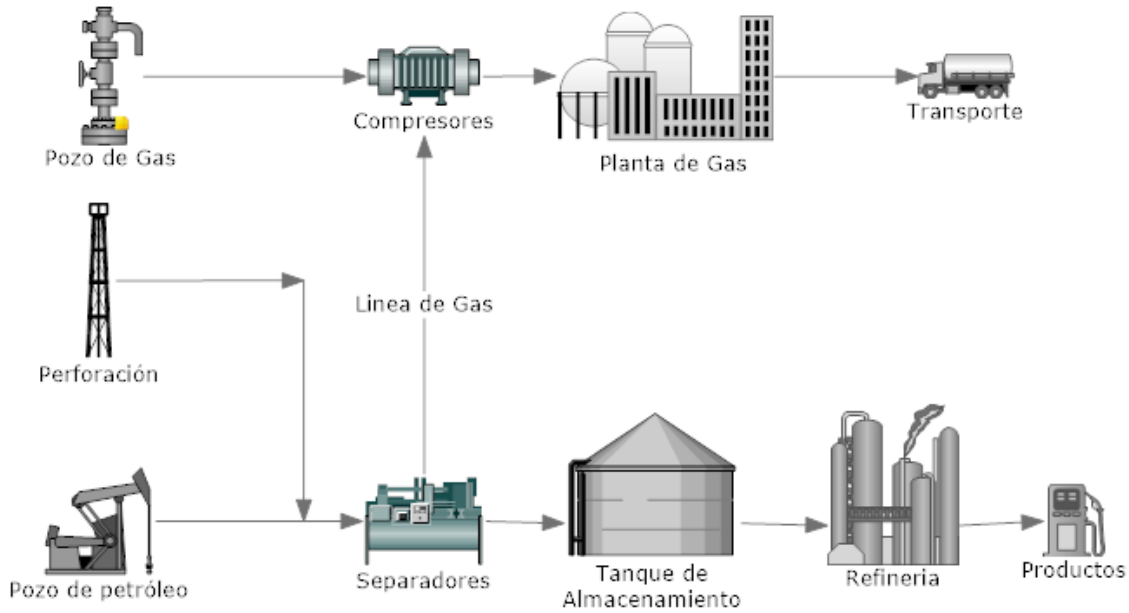


Figura 19. Diagrama etapas de Producción de Petróleo

Nota. Tomado de: Ing. Victor Alejandro Clavijo, Petrosantander.

10.3 Planta de Gas

PetroSantander cuenta con una planta de gas a base de glicol es uno de los químicos que se utiliza para hacerle un tratamiento al gas antes de ingresar al proceso de absorción de líquidos, este proceso con el glicol es utilizado para deshidratar el gas rico producido en el bloque las monas. Una vez el gas es separado del petróleo mediante diferentes tecnologías como tratadores y separadores es enviado a la planta de gas, donde comienza el proceso para la obtención del GLP Ver figura 20, en el anexo D se detalla el funcionamiento de la planta de gas de PetroSantander para la obtención del GLP. Este proceso puede ser dividido en separación, deshidratación, absorción y destilación.

El proceso inicia luego que el gas es comprimido en el tren de compresores para alcanzar la presión de operación de la planta, luego es pasado por un enfriador donde se le baja la temperatura al gas natural que es llamado gas rico. El gas rico pasa por un scrubber vertical y luego un scrubber horizontal que son separadores de líquido y gas.

El gas rico ingresa a un filtro separador de doble barril donde se remueven impurezas, partículas no deseadas y decanta las mezclas líquidas que no sean hidrocarburo. Luego pasa a la unidad de glicol, donde este químico al mezclarlo con el gas, retira las partículas de agua, para así evitar la formación de hidratos (hidrocarburo + agua), debido al proceso de enfriamiento del gas.

Una vez el gas es deshidratado sale de la unidad de glicol y entra al chiller o intercambiador de calor el cual lo enfría a -7°F para iniciar el proceso de absorción. La absorción se lleva a cabo en la torre absorbidora en donde un aceite con características absorbentes (varsol) es inyectado por la parte superior de la torre y el gas rico entra por la parte inferior en contra flujo, este aceite tiene la capacidad de remover todos los hidrocarburos que se encuentren en la fase gaseosa, diferentes al metano y etano.

El metano y etano (gas seco) sale por la parte superior de la torre en donde se recircula en la torre absorbidora para aumentar la eficiencia de extracción de los productos, una vez el gas haya pasado por la recirculación es enviado a Ecopetrol barranca a través del gasoducto.

10.4 Propuesta de instalación de la torre desisobutanizadora

El hidrocarburo absorbido por el aceite es llamado “producto crudo” y se encuentran en fase líquida. Este producto crudo debe ser separado en las diferentes clases de hidrocarburos que contiene, y para esto se usan 2 torres de destilación selectiva llamadas “despropanizadora” y

“desbutanizadora”. Estas torres separan los productos mediante métodos físicos donde tienen en cuenta la temperatura de ebullición para separar los diferentes hidrocarburos.

En la torre desbutanizadora, el butano sale por la parte superior directos a los envases y por el fondo sale la gasolina natural o pentano, terminando así el proceso de la planta de gas.

10.4.1 Componentes incluidos en la instalación de la torre desbutanizadora. Según la propuesta de instalación n° 180501OM que se encuentra en el anexo D. Cotización BP, se observa los componentes que se incluyen en el montaje, en la tabla 14, se evidencian de los capítulos generales.

Tabla 14.

Componentes del proyecto de instalación

Ítem	Included
Quality	
B31.3	x
U Stamp	x
Material Certification	
NDT Per Code x	x
Material / Hardware Supply	
Equipment Tags x	x
Interconnecting Piping x	x
Interconnecting Wiring / Conduit x	x
Electrical & Instrumentation	
Conduit	x
Off Skid J-Boxes	x
Engineering	
Piping Stress Analysis	x
Foundation Load Data	x
Documentation	
Docs in Language other than English	x

10.4.2 Layout Planta de Gas

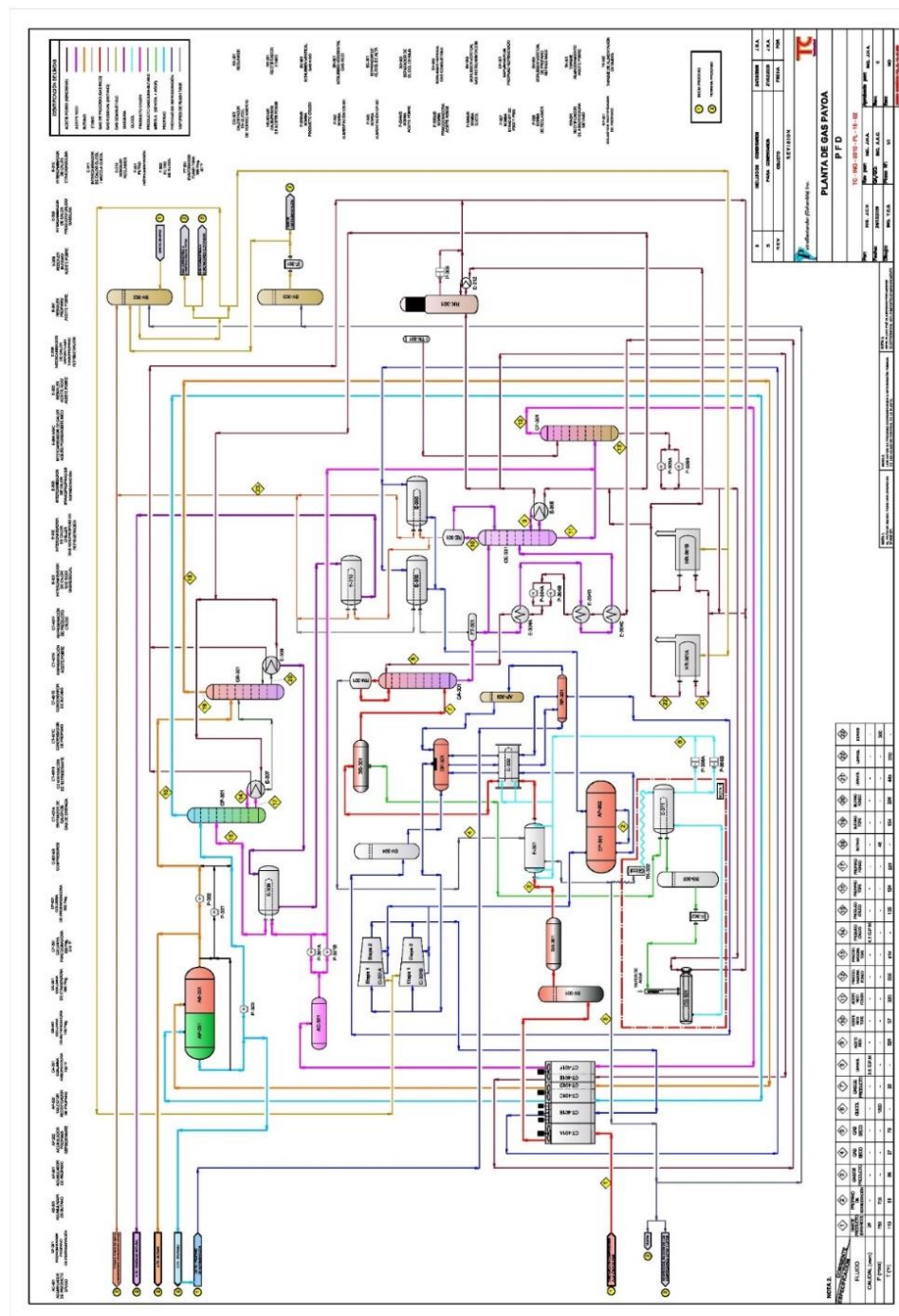


Figura 20. Layout Planta de Gas

Nota. Tomado de: Documentos internos de la empresa.

10.5 Inversión Inicial

En la tabla 15, se observa el precio del montaje de la torre desbutanizadora.

Tabla 15.

Maquinaria y Equipo

Item	QTY	Description	Unit Price \$UD
1	1	Isobutane Process Plant	\$ 1,528,950
2	1	On-Site Techical Assitence	\$ 15,700

11. Análisis financiero

Las mejoras que puedan obtenerse en el proceso o en la venta de los productos extraídos en una empresa de hidrocarburos, normalmente generan un impacto financiero importante y positivo para las compañías.

Este trabajo de aplicación se centra en la identificación de oportunidades de comercializar los productos que se extraen del campo Payoa a un mejor precio, con clientes diferentes al actual. En aras de poder proyectar el beneficio que recibiría la compañía si se aplican las mejoras propuestas, se realiza la respectiva evaluación económica de cada alternativa propuesta, la cual será demostrada y justificada más adelante.

PetroSantander es una compañía multinacional con solidez financiera, la cual tiene un promedio de portafolio de inversión de anual de 15 millones USD al año. Por esta razón, un

proyecto como el propuesto de 1,5 millones de USD y que generará mejores flujos de efectivo, se encuentra dentro de la capacidad de la compañía.

Este capítulo se desarrolla para mostrar cómo será el comportamiento financiero del proyecto. Para tal fin se desarrolló la estructura financiera, proyecciones de ventas, costos, gastos entre otros. Por último, se realiza la proyección de los Flujo de Caja, para así calcular los criterios de decisión del proyecto. TIR y VAN.

11.1 Estructura Financiera del Proyecto.

El proyecto busca mejorar los ingresos de la compañía con dos estrategias, la primera busca vender el pentano (Gasolina natural) a clientes diferentes a Ecopetrol, a un precio con una variación positiva de 7,7 dólares. Ver Anexo F. Orden de compra disolvente BP (Boca de pozo). En el estudio técnico están definidos los trámites que debe hacer la compañía para ejecutar esta estrategia comercial.

Es de resaltar, que el pentano es un producto obtenido en la planta de gas, el cual tiene un precio más alto que el petróleo. Sin embargo, PetroSantander no había explorado la opción de vender este producto a otros clientes y lo que ha hecho desde el pasado, es adicionar este pentano a la producción de petróleo actual, la cual no requiere de este disolvente para mejorar su calidad ya que el petróleo que se extrae del Campo Payoa, está en el límite más alto de la calidad establecida en el contrato con Ecopetrol, razón por la cual no se obtiene ningún beneficio al anexar el pentano al crudo.

El objetivo de este primer análisis financiero y calcular los flujos de caja teniendo en cuenta la nueva estrategia comercial y compararlo con los flujos de caja actuales que tiene la planta.

La segunda estrategia, requiere una inversión en Capex y Opex para la compañía, consiste en complementar la planta de gas actual con una torre desisobutanizadora, la cual cumple con la función de separar el butano en sus dos componentes, Iso-Butano (40%) y el Normal-Butano (60%), productos que colocados en otros sectores de la industria generarían unos ingresos importantes para la compañía. En este caso se calculan los flujos de caja del proyecto y se comparan con los flujos actuales para así ver la viabilidad financiera en términos de VNA y TIR.

Al final se quiere unificar las dos iniciativas en un mismo flujo de caja para observar el impacto de las dos estrategias y hallar la diferencia del flujo de caja sin proyecto es decir el comportamiento actual y el flujo de caja compuesto, y así determinar si el proyecto es viable financieramente.

11.1.1 Precios actuales. Hoy por hoy PetroSantander tiene como clientes a Ecopetrol S.A. y a la Empresa A, en donde ha establecido precios de venta de los productos por medio de negociación entre las partes. Así las cosas, PetroSantander tiene estipulado en los contratos los precios para la venta de los siguientes productos: Petróleo, Gas seco, Propano, Butano y Pentano. El petróleo, gas seco y pentano es vendido 100% a Ecopetrol, por otro lado, el Propano y Butano son vendidos a la Empresa A. A continuación se relacionan los precios de venta de los productos por cada cliente de PetroSantander. Ver Tabla 16.

Tabla 16.

Precios actuales

Producto	Unid.	Ecopetrol	Empresa A	Precio \$
Petróleo	Barril	70.73	NA	\$ 213,725
Gas Seco	Millón pie cubico/día	5.23	NA	\$ 15,803
Propano	Barril	NA	51.24	\$ 154,832
Butano	Barril	NA	50.76	\$ 153,381

Producto	Unid.	Ecopetrol	Empresa A	Precio \$
Pentano	Barril	70.73	NA	\$ 213,725

Nota. Tomado de: Información interna de la compañía

11.1.2 Precios posibles. En el análisis de mercado se pudo evidenciar que existen amplias posibilidades para vender los productos blancos extraídos de la planta de gas en otras empresas e industrias, ya que estos pueden ser utilizados como agentes propelentes, disolventes, generación de energía e inclusive en petroquímica para el caso del Iso-Butano. De esta forma, hay una alta probabilidad de buscar mejores precios a los pagados actualmente por la empresa Ecopetrol S.A. y la Empresa A.

Los precios del propano y el butano, se encuentran con un valor de referencia establecido por Ecopetrol S.A. (ECOPETROL, 2018), razón por la cual dentro del ejercicio de búsqueda de escenarios, estos productos no fueron objeto de estudio, sin embargo, se resalta la posibilidad de encontrar mejores precios en otras industrias.

En el mercado se pueden conseguir valores para el pentano de alrededor de BRENT + 7,7 USD. Ver Anexo F. Orden de compra disolvente BP (Boca de pozo). En la Tabla 17. Precios Posibles. El precio del dólar de referencia para el proyecto es 3021,7 del día 13 de septiembre de 2018.

Tabla 17.

Precios posibles

Producto	Unid.	Precio \$UD	Precio \$
Pentano (Gasolina natural)	Barril	78,43	\$ 236,992
Iso butano	Barril	126,61*	\$ 382,568
Norma butano	Barril	50,76	\$ 153,381

Nota. Tomado de: Información interna de la compañía

En la tabla 17, se observa el precio del Iso-Butano (\$UD 126,61), para efectos del cálculo de los flujos de caja se consideró el precio de mercado del Mont Belvieu publicado por la unidad de planeación minero energética, (UPME, 2017) Ver Tabla 18 y 19.

Tabla 18.

Costo de importación

Costos	Ítem	Costo/Volumen	Precio
Costos importación	Precio mercado Mont Belvieu	Cop/galón	\$ 4.660,97*
	Flete a costa caribe en Colombia	Cop/galón	\$ 755,43
	Tarifa portuaria	Cop/galón	\$ 120,87
	Costo importación	Cop/galón	\$ 2.652,00
	Uso instalaciones del puerto	Cop/galón	\$ 450,00
Subtotal importación y producto			\$ 8.639

Nota. Tomado de: Estudio GLP UPME.

Tabla 19.

Costos de Transporte

Costos	Ítem	Costo/Volumen	Precio
Costos transporte	Transporte Bogotá	Cop/galón	\$ 704,00
	Transporte Medellín	Cop/galón	\$ 420,00
	Transporte Cali	Cop/galón	\$ 704,00
	Transporte Costa caribe	Cop/galón	\$ 50,00
	Promedio Transporte		\$ 469,50
		Subtotal / gal (COP)	\$ 9.108,77
		Subtotal / Brr (COP)	\$382.568,14
		Total / Brr (USD)	\$ 126,61

Nota. Tomado de: Estudio GLP UPME

En la tabla 19 se observa el precio de mercado Mont Belvieu en \$ 4.660,97 por galón, dato extraído del informe de S&P Global, (GLOBAL, 2018) donde definen el precio del Iso-Butano por galón en 154,25 centavos de dólar, al dividirlo en 100 se calcula el precio en dólares 1,5425 y por último se multiplica por el precio del dólar \$ 3022 para convertirlo a pesos.

En la tabla 4, se observan los costos de transporte, el informe de la UPME define cuatro destinos desde el puerto, por tal motivo para efectos de la proyección se tomó el valor promedio (\$ 469 / Galón), luego realizan la conversión a barriles que es la unidad de medida utilizada para el estudio.

11.1.3 Información de Producción. Esta información es vital para el desarrollo de este análisis financiero, las cantidades de galones producidos por la planta estarán constantes para el análisis, debido ese nivel de producción no puede aumentar. Ver Tabla 20. Cálculos de Producción

Tabla 20.

Cálculos promedio mensual de producción 1° Sem 2018.

Productos	Galones	Barriles
Producción promed. Butano Total / mes	250,706	5,969.2
Producción promed. Iso-Butano / mes	100,282	2,387.7
Producción promed. Normal-Butano / mes	150,423	3,581.5
Producción promed. Propano / mes	447,518	10,655.2
Producción promed. Pentano (gasolina natural) / mes	314,192	7,480.8

Nota. Tomado de: Información interna de la compañía

La tabla 20 fue construida teniendo en cuenta la producción mensual promedio en galones del primer semestre de 2018, para efectos del proyecto se toma el valor promedio en galones producidos y se divide entre 42 (gal/barr) para tener la cifra en barriles que es la unidad de medida establecida para las proyecciones financieras.

11.1.4 Cálculo del Opex y Capex del proyecto. El OPEX “operating expense” gastos operativos y CAPEX se deriva de la expresión “gastos de capital” gastos e inversiones asociados a los bienes físicos.

La compañía tiene establecidos unos OPEX y CAPEX para el funcionamiento de la planta, para efectos del proyecto se tomó el valor promedio de los últimos cuatro años. Ver Tabla 21.

Tabla 21.

Cálculo del valor referencia de OPEX y CAPEX

Variable	2015	2016	2017	2018	Promedio
Opex	\$1.131.441.960	\$1.291.960.956	\$1.402.634.519	\$ 1.524.141.538	\$1.337.544.743
Capex			\$ 300.441.588	\$ 2.646.969.918	\$1.473.705.753
20% Mtto	\$1.237.264.214	\$1.201.254.303	\$1.377.888.400	\$ 1.244.962.384	\$1.265.342.325
Total	\$2.368.706.174	\$2.493.215.259	\$3.080.964.506	\$ 5.416.073.840	\$3.339.739.945

Nota. Tomado de: Información interna de la compañía

Para los cálculos de OPEX, se adiciono un 20% por servicios de mantenimiento \$ 1.265.342.325 que requiere la planta de gas, por tal razón el valor aumenta a \$ 2.602.887.068. Y el CAPEX asciende a \$ 1.473.705.753 que fueron gastos de inversión registrados en el año 2017 y 2018.

Para el cálculo del OPEX y CAPEX del nuevo proyecto se consideró un incremento del 5% y 3% respectivamente, a los valores actuales. La torre desisobutanizadora es un equipo que se le debe adicionar a la planta de gas, la cual sus costos de mantenimiento son bajos dado que no se requiere de aumentar personal para este equipo adicional. Solo se requiere incluir dentro de las rutinas de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo. En estos mantenimientos lo que puede requerir de cambiarse son: transmisores, controles de nivel, controles de temperatura, controles de presión, sellos y una bomba. En el ejercicio se asumió un incremento del 5% y 3% para hacerlo conservador, no obstante, los mayores costos asociados a la planta de gas se encuentran en la generación (generador), combustible utilizado para la operación, varzol (utilizado

en el proceso) y glicol (utilizado en el proceso). Por ende, el 5% y el 3% propuesto de aumento del OPEX y CAPEX es suficientemente amplio para realizar el ejercicio. Ver Tabla 7.

Tabla 22.

Calculo del OPEX y CAPEX con proyecto.

Variable	Prom. Actual	%	Increment. \$	Valor Año	Valor Mes
Opex fijo	\$ 2.602.887.068	5%	\$ 130.144.353	\$2.733.031.422	\$227.752.618
Capex	\$ 1.473.705.753	3%	\$ 44.211.173	\$1.517.916.925	\$126.493.077
Total	\$ 5.416.073.840		\$ 174.355.526	\$4.250.948.347	\$354.245.696

11.1.5 Calculo del flujo de inversión. Para el cálculo de la inversión de la torre desisobutanizadora se requirió a la empresa Integrated Flow Solutions una propuesta comercial y técnica. Ver Anexo B. Propuesta 180501OM. La inversión para el montaje e instalación de la torre desisobutanizadora, adicionalmente propone una asistencia técnica por año. Ver Tabla 23

Tabla 23.

Inversión torre desisobutanizadora

Producto	Inversión
Iso-Butano Plant cost (USD)	\$ 1.528.950
On-site technical assistance (USD)	\$ 15.700
	\$ 1.544.650

11.2 Cálculos de Flujos de caja.

A continuación se encuentran los diferentes escenarios de flujos de caja los cuales se nombran así:

1. Flujo de caja estado actual: (Escenario 1) Refleja la actualidad de la planta.
2. Flujo de caja clientes nuevos: (Escenario 2) Vendiendo el pentano a nuevos clientes.

3. Flujo de caja con proyecto: (Escenario 3) Separando el Iso-Butano del Butano (Adicionando Torre desisobutanizadora a la planta de gas y llegando a nuevos mercados).
4. Flujo de caja consolidado: (Escenario 4) Comparación del escenario 1 con 2 y 3 juntos.

11.2.1 Variables a considerar. A continuación se especifican las variables claves para los cálculos de los flujos.

- **Galones/Barril:** 42 galones.
- **% regalías:** 20%, establecido en la normatividad colombiana para el sector de hidrocarburos y firmado en el contrato con PetroSantander.
- **Tasa de impuestos:** 33%, establecido en la normatividad colombiana
- **Tasa de descuento EA:** 30%, esta tasa es definida por la empresa para el evaluar todos los proyectos de licitaciones donde participa la empresa.
- **Tasa de descuento (Efec.mens):** 2,21% E. mensual
- **Tasa de declinación:** 1%, porcentaje de declinación de producción de campos petroleros.
- **Deuda:** \$ 102,965,134,578 COP
- **Patrimonio:** \$ 582,730,968,159 COP.
- **Kl:** 2.67%. Datos obtenidos de <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>
- **Kl-Km:** 5.96% Datos obtenidos de <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>
- **Beta:** 1.32 Datos obtenidos de <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>
- **Prima de riesgo país:** 2.64% Datos obtenidos de <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>
- **Costo deuda “Kd”:** Libor 30 días + 4.3 = 6.79% ea

11.2.2 Calculo de la depreciación. Para el cálculo de la depreciación se tuvo en cuenta el método de unidades técnicas de producción, la cual tiene como base las ventas y las reservas de petróleo, dicho factor se multiplica por la diferencia entre maquinaria y equipo y la depreciación acumulada a la fecha, a continuación se observan los cálculos. Ver Tabla 24.

Tabla 24.

Maquinaria y Equipo a 31 de agosto 2018.

Rubro	1/01/2018	Additions	31/08/2018
Maquinaria & equipo	\$ 89.392.257.693	\$ 2.719.502.806	\$ 92.111.760.499

La depreciación acumulada a 31 de diciembre de 2017 está en \$ 50.841.703.353, por tal razón Depletion rate all Maquinaria & equip es \$ 41.270.057.146.

La compañía establece que la planta de gas en estudio representa el 20% del total de Maquinaria & Equipo, por tal razón para efectos de los cálculos se tomara el valor de Depletion rate Gas Plant de \$ 8.254.011.429, y para el valor de la depreciación adicionado el proyecto nuevo el valor seria \$ 8.255.540.379.

En la tabla 25 se observa los factores teniendo en cuenta las ventas y las reservas del año 2017 y 2018. El factor debe ser ajustado con el periodo 13, el cual hace referencia las ventas del último mes que se acumulan por cierre contable y pedido que se despachan el año siguiente.

Tabla 25.

Factores claves para el cálculo de la depreciación

Mes/año	Factor	Factor Ajustado
ene-17	7,89%	8,52%
feb-17	0,89%	1,52%
mar-17	1,35%	1,98%
abr-17	1,35%	1,98%
may-17	2,27%	2,90%

Mes/año	Factor	Factor Ajustado
jun-17	2,74%	3,37%
jul-17	3,21%	3,84%
ago-17	3,66%	4,29%
sep-17	4,11%	4,74%
oct-17	4,56%	5,19%
nov-17	5,00%	5,63%
dic-17	5,43%	6,06%
P-13 AJUSTE	7,59%	
ene-18	5,43%	5,43%
feb-18	1,21%	1,21%
mar-18	1,21%	1,21%
abr-18	2,56%	2,56%
may-18	2,56%	2,56%
jun-18	3,76%	3,76%
jul-18	4,36%	4,36%
ago-18	4,36%	4,36%

La empresa acostumbra a evaluar los proyectos en el campo en un horizonte de 24 meses, debido a que normalmente los periodos de recuperación son cortos.

11.2.3 Cálculo WACC. Como parte del ejercicio académico de esta evaluación de estrategias de comercialización, se realiza el cálculo del WACC (weighthed average capital cost) o Costo Promedio de Capital. Este cálculo se realizó utilizando el modelo CAPM (Capital Assets Pricing Model) para el cálculo de la rentabilidad del inversionista. Este modelo permite establecer la rentabilidad esperada por el inversionista teniendo en cuenta datos de la rentabilidad del mercado, rentabilidad libre de riesgo, rentabilidad de la industria y el riesgo de la misma (beta).

Para el cálculo de este modelo, se utilizaron los datos obtenidos de la página del profesor Damodaran (Adamodar, s.f.). En este enlace, se pueden obtener los betas de la industria y las rentabilidades libre de riesgo, la de la industria, datos que son el insumo para el cálculo de la rentabilidad del accionista “Ke”.

$$K_e = K_l + (K_m - K_l) * B$$

Así mismo, se realiza el cálculo del costo de la deuda, esta información se obtiene a través de fuentes internas de la empresa, en donde el costo de la deuda actual se sitúa en Libor 30 días + 4.3, datos obtenidos de fuentes internas de la empresa. Este valor del costo de la deuda se denomina “Kd”.

La siguiente es la fórmula con la se calcula el WACC de PetroSantander (Colombia):

$$WACC = \frac{D}{D+P} * K_d * (1 - t) + \frac{P}{D+P} * K_e$$

Reemplazando todos los valores en la anterior formula, nos queda que el WACC de PetroSantander (Colombia) es de **12.67% ea.**

Nuevamente se hace énfasis en que el cálculo del WACC se hace para nutrir el ejercicio académico, ya que todos los proyectos en la compañía se evalúan con una tasa ea del 30%.

11.3 Flujo de caja estado actual (Escenario 1)

En la tabla 26, se observa el cálculo del flujo de caja en condiciones actuales.

Tabla 26.

Flujo de caja estado actual

Periodo (meses)	0	1	2	3	4	5	6
Producción barriles (Butano)	5969	5909	5850	5792	5734	5677	5620
Regalías	1194	1182	1170	1158	1147	1135	1124
Producción neta	4775	4728	4680	4634	4587	4541	4496
Producción barriles (Propano)	10655	10549	10443	10339	10235	10133	10032
Regalías	2131	2110	2089	2068	2047	2027	2006
Producción neta	8524	8439	8355	8271	8188	8106	8025
Producción barriles (Pentano)	7481	7406	7332	7259	7186	7114	7043
Regalías	1496	1481	1466	1452	1437	1423	1409
Producción neta	5985	5925	5866	5807	5749	5691	5634
Flujos de inversión	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos	\$3.331.321.169	\$3.298.007.957	\$3.265.027.878	\$3.232.377.599	\$3.200.053.823	\$3.168.053.285	\$3.136.372.752
Opex totales	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256
EBITDA	\$3.114.413.913	\$3.081.100.702	\$3.048.120.622	\$3.015.470.343	\$2.983.146.567	\$2.951.146.029	\$2.919.465.496
Depreciaciones y amortiz	\$ 703.448.124	\$ 125.667.324	\$ 163.635.777	\$ 163.635.777	\$ 239.572.682	\$ 278.366.535	\$ 317.160.389

Periodo (meses)	0	1	2	3	4	5	6
EBIT	\$2.410.965.789	\$2.955.433.378	\$2.884.484.846	\$2.851.834.567	\$2.743.573.886	\$2.672.779.494	\$2.602.305.107
Impuestos	\$ 795.618.711	\$ 975.293.015	\$ 951.879.999	\$ 941.105.407	\$ 905.379.382	\$ 882.017.233	\$ 858.760.685
NOPAT	\$1.615.347.079	\$1.980.140.363	\$1.932.604.847	\$1.910.729.160	\$1.838.194.503	\$1.790.762.261	\$1.743.544.422
Capex	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813
Inc Cap tab	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
FCL	\$2.195.986.390	\$1.982.998.874	\$1.973.431.810	\$1.951.556.124	\$1.954.958.372	\$1.946.319.984	\$1.937.895.998
FLUJO NETO	\$2.195.986.390	\$1.982.998.874	\$1.973.431.810	\$1.951.556.124	\$1.954.958.372	\$1.946.319.984	\$1.937.895.998

Periodo (meses)	7	8	9	10	11	12
Producción barriles (Butano)	5564	5508	5453	5398	5344	5291
Regalías	1113	1102	1091	1080	1069	1058
Producción neta	4451	4406	4362	4319	4276	4233
Producción barriles (Propano)	9931	9832	9734	9636	9540	9445
Regalías	1986	1966	1947	1927	1908	1889
Producción neta	7945	7866	7787	7709	7632	7556
Producción barriles (Pentano)	6973	6903	6834	6765	6698	6631
Regalías	1395	1381	1367	1353	1340	1326
Producción neta	5578	5522	5467	5412	5358	5305
Flujos de inversión	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos	\$3.105.009.025	\$3.073.958.934	\$3.043.219.345	\$3.012.787.151	\$2.982.659.280	\$2.952.832.687
Opex totales	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256
EBITDA	\$2.888.101.769	\$2.857.051.679	\$2.826.312.089	\$2.795.879.896	\$2.765.752.024	\$2.735.925.431
Depreciaciones y amortiz	\$ 354.303.441	\$ 391.446.492	\$ 428.589.543	\$ 464.907.194	\$ 500.399.443	\$ 448.192.821
EBIT	\$2.533.798.328	\$2.465.605.187	\$2.397.722.546	\$2.330.972.702	\$2.265.352.581	\$2.287.732.611
Impuestos	\$ 836.153.448	\$ 813.649.712	\$ 791.248.440	\$ 769.220.992	\$ 747.566.352	\$ 754.951.762
NOPAT	\$ 1.697.644.880	\$ 1.651.955.475	\$1.606.474.106	\$1.561.751.710	\$1.517.786.230	\$1.532.780.849

Periodo (meses)	7	8	9	10	11	12
Capex	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813
Inc Cap tab	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
FCL	\$ 1.929.139.508	\$ 1.920.593.154	\$ 1.912.254.836	\$ 1.903.850.091	\$ 1.895.376.860	\$ 1.858.164.857
FLUJO NETO	\$ 1.929.139.508	\$ 1.920.593.154	\$ 1.912.254.836	\$ 1.903.850.091	\$ 1.895.376.860	\$ 1.858.164.857

Periodo (meses)	13	14	15	16	17	18
Producción barriles (Butano)	5238	5186	5134	5083	5032	4981
Regalías	1048	1037	1027	1017	1006	996
Producción neta	4190	4149	4107	4066	4025	3985
Producción barriles (Propano)	9350	9257	9164	9072	8982	8892
Regalías	1870	1851	1833	1814	1796	1778
Producción neta	7480	7405	7331	7258	7185	7114
Producción barriles (Pentano)	6565	6499	6434	6370	6306	6243
Regalías	1313	1300	1287	1274	1261	1249
Producción neta	5252	5199	5147	5096	5045	4994
Flujos de inversión	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos	\$2.923.304.360	\$2.894.071.317	\$2.865.130.604	\$2.836.479.297	\$2.808.114.505	\$2.780.033.359
Opex totales	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256
EBITDA	\$2.706.397.105	\$2.677.164.061	\$2.648.223.348	\$2.619.572.042	\$2.591.207.249	\$2.563.126.104
Depreciaciones y amortiz	\$ 99.873.538	\$ 99.873.538	\$ 211.302.693	\$ 211.302.693	\$ 310.350.830	\$ 359.874.898
EBIT	\$2.606.523.566	\$2.577.290.523	\$2.436.920.655	\$2.408.269.349	\$2.280.856.419	\$2.203.251.205
Impuestos	\$ 860.152.777	\$ 850.505.872	\$ 804.183.816	\$ 794.728.885	\$ 752.682.618	\$ 727.072.898
NOPAT	\$1.746.370.789	\$1.726.784.650	\$1.632.736.839	\$1.613.540.464	\$1.528.173.801	\$1.476.178.308
Capex	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813
Inc Cap tab	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0

Periodo (meses)	13	14	15	16	17	18
FCL	\$1.723.435.515	\$1.703.849.376	\$1.721.230.719	\$1.702.034.344	\$1.715.715.818	\$1.713.244.393
FLUJO NETO	\$1.723.435.515	\$1.703.849.376	\$1.721.230.719	\$1.702.034.344	\$1.715.715.818	\$1.713.244.393

Periodo (meses)	19	20	21	22	23	24
Producción barriles (Butano)	4932	4882	4833	4785	4737	4690
Regalías	986	976	967	957	947	938
Producción neta	3945	3906	3867	3828	3790	3752
Producción barriles (Propano)	8803	8715	8628	8542	8456	8372
Regalías	1761	1743	1726	1708	1691	1674
Producción neta	7042	6972	6902	6833	6765	6697
Producción barriles (Pentano)	6180	6119	6057	5997	5937	5877
Regalías	1236	1224	1211	1199	1187	1175
Producción neta	4944	4895	4846	4797	4749	4702
Flujos de inversión	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos	\$2.752.233.026	\$2.724.710.696	\$2.697.463.589	\$2.670.488.953	\$2.643.784.063	\$2.617.346.223
Opex totales	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256
EBITDA	\$2.535.325.770	\$2.507.803.440	\$2.480.556.333	\$2.453.581.697	\$2.426.876.808	\$2.400.438.967
Depreciaciones y amortiz	\$ 359.874.898	\$ 359.874.898	\$ 359.874.898	\$ 359.874.898	\$ 359.874.898	\$ 359.874.898
EBIT	\$2.175.450.872	\$2.147.928.542	\$2.120.681.435	\$2.093.706.799	\$2.067.001.909	\$ 2.040.564.09
Impuestos	\$ 717.898.788	\$ 708.816.419	\$ 699.824.873	\$ 690.923.244	\$ 682.110.630	\$ 673.386.143
NOPAT	\$1.457.552.084	\$1.439.112.123	\$1.420.856.561	\$1.402.783.555	\$1.384.891.279	\$1.367.177.926
Capex	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813
Inc Cap tab	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
FCL	\$1.694.618.170	\$1.676.178.208	\$1.657.922.647	\$1.639.849.641	\$1.621.957.365	\$1.604.244.012
FLUJO NETO	\$1.694.618.170	\$1.676.178.208	\$1.657.922.647	\$1.639.849.641	\$1.621.957.365	\$1.604.244.012

11.4 Flujo de caja clientes nuevos (Escenario 2)

Tabla 27.

Flujo de caja clientes nuevos

Periodo (meses)	0	1	2	3	4	5	6
Producción barriles (Butano)	5969	5909	5850	5792	5734	5677	5620
Regalías	1194	1182	1170	1158	1147	1135	1124
Producción neta	4775	4728	4680	4634	4587	4541	4496
Producción barriles (Propano)	10655	10549	10443	10339	10235	10133	10032
Regalías	2131	2110	2089	2068	2047	2027	2006
Producción neta	8524	8439	8355	8271	8188	8106	8025
Producción barriles (Pentano)	7481	7406	7332	7259	7186	7114	7043
Regalías	1496	1481	1466	1452	1437	1423	1409
Producción neta	5985	5925	5866	5807	5749	5691	5634
Flujos de inversión	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos	\$3.470.565.617,57	\$3.435.859.961,39	\$3.401.501.361,78	\$3.367.486.348,16	\$3.333.811.484,68	\$3.300.473.369,83	\$3.267.468.636,14
Opex totales	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256
EBITDA	\$ 3.253.658.362	\$ 3.218.952.706	\$ 3.184.594.106	\$ 3.150.579.092	\$ 3.116.904.229	\$ 3.083.566.114	\$ 3.050.561.380
Depreciaciones y amortiz	\$ 703.448.124	\$ 125.667.324	\$ 163.635.777	\$ 163.635.777	\$ 239.572.682	\$ 278.366.535	\$ 317.160.389
EBIT	\$ 2.550.210.238	\$ 3.093.285.382	\$ 3.020.958.329	\$ 2.986.943.316	\$ 2.877.331.547	\$ 2.805.199.579	\$ 2.733.400.991
Impuestos	\$ 841.569.378	\$ 1.020.784.176	\$ 996.916.249	\$ 985.691.294	\$ 949.519.411	\$ 925.715.861	\$ 902.022.327
NOPAT	\$ 1.708.640.859	\$ 2.072.501.206	\$ 2.024.042.081	\$ 2.001.252.022	\$ 1.927.812.137	\$ 1.879.483.718	\$ 1.831.378.664
Capex	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813
Inc Cap tab	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
FCL	\$ 2.289.280.171	\$ 2.075.359.717	\$ 2.064.869.045	\$ 2.042.078.985	\$ 2.044.576.006	\$ 2.035.041.440	\$ 2.025.730.241
FLUJO NETO	\$ 2.289.280.171	\$ 2.075.359.717	\$ 2.064.869.045	\$ 2.042.078.985	\$ 2.044.576.006	\$ 2.035.041.440	\$ 2.025.730.241
Dif. FCN Esc 1. vs Esc. 2	\$ 93.293.780	\$ 92.360.843	\$ 91.437.234	\$ 90.522.862	\$ 89.617.633	\$ 88.721.457	\$ 87.834.242

Periodo (meses)	7	8	9	10	11	12
Producción barriles (Butano)	5564	5508	5453	5398	5344	5291
Regalías	1113	1102	1091	1080	1069	1058
Producción neta	4451	4406	4362	4319	4276	4233
Producción barriles (Propano)	9931	9832	9734	9636	9540	9445
Regalías	1986	1966	1947	1927	1908	1889
Producción neta	7945	7866	7787	7709	7632	7556
Producción barriles (Pentano)	6973	6903	6834	6765	6698	6631
Regalías	1395	1381	1367	1353	1340	1326
Producción neta	5578	5522	5467	5412	5358	5305
Flujos de inversión	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos	\$3.234.793.949,77	\$3.202.446.010,28	\$3.170.421.550,17	\$3.138.717.334,67	\$3.107.330.161,33	\$3.076.256.859,71
Opex totales	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256
EBITDA	\$ 3.017.886.694	\$ 2.985.538.755	\$ 2.953.514.294	\$ 2.921.810.079	\$ 2.890.422.906	\$ 2.859.349.604
Depreciaciones y amortiz	\$ 354.303.441	\$ 391.446.492	\$ 428.589.543	\$ 464.907.194	\$ 500.399.443	\$ 448.192.821
EBIT	\$ 2.663.583.253	\$ 2.594.092.263	\$ 2.524.924.751	\$ 2.456.902.885	\$ 2.390.023.463	\$ 2.411.156.783
Impuestos	\$ 878.982.474	\$ 856.050.447	\$ 833.225.168	\$ 810.777.952	\$ 788.707.743	\$ 795.681.739
NOPAT	\$ 1.784.600.780	\$ 1.738.041.816	\$ 1.691.699.583	\$ 1.646.124.933	\$ 1.601.315.720	\$ 1.615.475.045
Capex	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813
Inc Cap tab	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
FCL	\$ 2.016.095.408	\$ 2.006.679.495	\$ 1.997.480.314	\$ 1.988.223.314	\$ 1.978.906.350	\$ 1.940.859.053
FLUJO NETO CON PROYECTO	\$ 2.016.095.408	\$ 2.006.679.495	\$ 1.997.480.314	\$ 1.988.223.314	\$ 1.978.906.350	\$ 1.940.859.053
Dif. FCN Esc 1. vs Esc. 2	\$ 86.955.900	\$ 86.086.341	\$ 85.225.478	\$ 84.373.223	\$ 83.529.491	\$ 82.694.196

Periodo (meses)	13	14	15	16	17	18
Producción barriles (Butano)	5238	5186	5134	5083	5032	4981
Regalías	1048	1037	1027	1017	1006	996
Producción neta	4190	4149	4107	4066	4025	3985
Producción barriles (Propano)	9350	9257	9164	9072	8982	8892
Regalías	1870	1851	1833	1814	1796	1778
Producción neta	7480	7405	7331	7258	7185	7114
Producción barriles (Pentano)	6565	6499	6434	6370	6306	6243
Regalías	1313	1300	1287	1274	1261	1249
Producción neta	5252	5199	5147	5096	5045	4994
Flujos de inversión	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos	\$ 3.045.494.291,12	\$ 3.015.039.348,20	\$ 2.984.888.954,72	\$ 2.955.040.065,18	\$ 2.925.489.664,52	\$ 2.896.234.767,88
Opex totales	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256
EBITDA	\$ 2.828.587.035	\$ 2.798.132.093	\$ 2.767.981.699	\$ 2.738.132.809	\$ 2.708.582.409	\$ 2.679.327.512
Depreciaciones y amortiz	\$ 99.873.538	\$ 99.873.538	\$ 211.302.693	\$ 211.302.693	\$ 310.350.830	\$ 359.874.898
EBIT	\$ 2.728.713.497	\$ 2.698.258.554	\$ 2.556.679.006	\$ 2.526.830.117	\$ 2.398.231.579	\$ 2.319.452.614
Impuestos	\$ 900.475.454	\$ 890.425.323	\$ 843.704.072	\$ 833.853.939	\$ 791.416.421	\$ 765.419.363
NOPAT	\$ 1.828.238.043	\$ 1.807.833.231	\$ 1.712.974.934	\$ 1.692.976.178	\$ 1.606.815.158	\$ 1.554.033.251
Capex	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813
Inc Cap tab	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
FCL	\$ 1.805.302.769	\$ 1.784.897.957	\$ 1.801.468.814	\$ 1.781.470.058	\$ 1.794.357.175	\$ 1.791.099.337
FLUJO NETO CON PROYECTO	\$ 1.805.302.769	\$ 1.784.897.957	\$ 1.801.468.814	\$ 1.781.470.058	\$ 1.794.357.175	\$ 1.791.099.337
Dif. FCN Esc 1. vs Esc. 2	\$ 81.867.254	\$ 81.048.581	\$ 80.238.095	\$ 79.435.714	\$ 78.641.357	\$ 77.854.944

Periodo (meses)	19	20	21	22	23	24
Producción barriles (Butano)	4932	4882	4833	4785	4737	4690
Regalías	986	976	967	957	947	938
Producción neta	3945	3906	3867	3828	3790	3752
Producción barriles (Propano)	8803	8715	8628	8542	8456	8372
Regalías	1761	1743	1726	1708	1691	1674
Producción neta	7042	6972	6902	6833	6765	6697
Producción barriles (Pentano)	6180	6119	6057	5997	5937	5877
Regalías	1236	1224	1211	1199	1187	1175
Producción neta	4944	4895	4846	4797	4749	4702
Flujos de inversión	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos	\$2.867.272.420,20	\$2.838.599.696,00	\$2.810.213.699,04	\$2.782.111.562,05	\$2.754.290.446,43	\$2.726.747.541,96
Opex totales	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256	\$ 216.907.256
EBITDA	\$ 2.650.365.164	\$ 2.621.692.440	\$ 2.593.306.443	\$ 2.565.204.306	\$ 2.537.383.191	\$ 2.509.840.286
Depreciaciones y amortiz	\$ 359.874.898	\$ 359.874.898	\$ 359.874.898	\$ 359.874.898	\$ 359.874.898	\$ 359.874.898
EBIT	\$ 2.290.490.266	\$ 2.261.817.542	\$ 2.233.431.545	\$ 2.205.329.408	\$ 2.177.508.292	\$ 2.149.965.388
Impuestos	\$ 755.861.788	\$ 746.399.789	\$ 737.032.410	\$ 727.758.705	\$ 718.577.736	\$ 709.488.578
NOPAT	\$ 1.534.628.478	\$ 1.515.417.753	\$ 1.496.399.135	\$ 1.477.570.703	\$ 1.458.930.556	\$ 1.440.476.810
Capex	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813	\$ 122.808.813
Inc Cap tab	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
FCL	\$ 1.771.694.564	\$ 1.752.483.839	\$ 1.733.465.221	\$ 1.714.636.789	\$ 1.695.996.641	\$ 1.677.542.896
FLUJO NETO	\$ 1.771.694.564	\$ 1.752.483.839	\$ 1.733.465.221	\$ 1.714.636.789	\$ 1.695.996.641	\$ 1.677.542.896
Dif. FCN Esc 1. vs Esc. 2	\$ 77.076.394	\$ 76.305.630	\$ 75.542.574	\$ 74.787.148	\$ 74.039.277	\$ 73.298.884

11.5 Flujo de caja con proyecto (Escenario 3)

Tabla 28.

Flujo de caja con proyecto

Periodo (meses)	0	1	2	3	4	5	6
Producción barriles (Iso-Butano)	2388	2364	2340	2317	2294	2271	2248
Regalías	478	473	468	463	459	454	450
Producción neta	1910	1891	1872	1853	1835	1817	1798
Producción barriles (NormButano)	3582	3546	3510	3475	3440	3406	3372
Regalías	716	709	702	695	688	681	674
Producción neta	2865	2837	2808	2780	2752	2725	2698
Producción barriles (Propano)	10655	10549	10443	10339	10235	10133	10032
Regalías	2131	2110	2089	2068	2047	2027	2006
Producción neta	8524	8439	8355	8271	8188	8106	8025
Producción barriles (Gasolina)	7481	7406	7332	7259	7186	7114	7043
Regalías	1496	1481	1466	1452	1437	1423	1409
Producción neta	5985	5925	5866	5807	5749	5691	5634
Flujos de inversión	-\$4.667.468.905	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos	\$3.769.099.972	\$3.731.408.972	\$3.694.094.883	\$3.657.153.934	\$3.620.582.395	\$3.584.376.571	\$3.548.532.805
Opex totales	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618
EBITDA	\$3.541.347.354	\$3.503.656.354	\$3.466.342.264	\$3.429.401.315	\$3.392.829.776	\$3.356.623.952	\$3.320.780.186
Depreciaciones y amortiz	\$ 703.578.429	\$ 125.690.602	\$ 163.666.088	\$ 163.666.088	\$ 239.617.060	\$ 278.418.099	\$ 317.219.139

Periodo (meses)	0	1	2	3	4	5	6
EBIT	\$ 2.837.768.925	\$ 3.377.965.752	\$ 3.302.676.176	\$ 3.265.735.227	\$ 3.153.212.717	\$ 3.078.205.853	\$ 3.003.561.047
Impuestos	\$ 936.463.745	\$ 1.114.728.698	\$ 1.089.883.138	\$ 1.077.692.625	\$ 1.040.560.196	\$ 1.015.807.931	\$ 991.175.146
NOPAT	\$ 1.901.305.180	\$ 2.263.237.054	\$ 2.212.793.038	\$ 2.188.042.602	\$ 2.112.652.520	\$ 2.062.397.921	\$ 2.012.385.902
Capex	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077
Inc Cap tab	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
FCL	\$ 2.478.390.531	\$ 2.262.434.579	\$ 2.249.966.049	\$ 2.225.215.613	\$ 2.225.776.503	\$ 2.214.322.944	\$ 2.203.111.964
FLUJO NETO	-\$ 2.189.078.374	\$ 2.262.434.579	\$ 2.249.966.049	\$ 2.225.215.613	\$ 2.225.776.503	\$ 2.214.322.944	\$ 2.203.111.964
Dif. FCN Esc 1. vs Esc. 3	-\$ 4.385.064.764	\$ 279.435.704	\$ 276.534.239	\$ 273.659.490	\$ 270.818.130	\$ 268.002.960	\$ 265.215.965

Periodo (meses)	7	8	9	10	11	12
Producción barriles (Iso-Butano)	2225	2203	2181	2159	2138	2116
Regalías	445	441	436	432	428	423
Producción neta	1780	1763	1745	1727	1710	1693
Producción barriles (NormButano)	3338	3305	3272	3239	3207	3175
Regalías	668	661	654	648	641	635
Producción neta	2671	2644	2617	2591	2565	2540
Producción barriles (Propano)	9931	9832	9734	9636	9540	9445
Regalías	1986	1966	1947	1927	1908	1889
Producción neta	7945	7866	7787	7709	7632	7556
Producción barriles (Gasolina)	6973	6903	6834	6765	6698	6631
Regalías	1395	1381	1367	1353	1340	1326
Producción neta	5578	5522	5467	5412	5358	5305

Periodo (meses)	7	8	9	10	11	12
Flujos de inversión	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos	\$3.513.047.477	\$3.477.917.002	\$3.443.137.832	\$3.408.706.454	\$3.374.619.389	\$3.340.873.195
Opex totales	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618
EBITDA	\$3.285.294.858	\$3.250.164.384	\$3.215.385.214	\$3.180.953.835	\$3.146.866.771	\$3.113.120.577
Depreciaciones y amortiz	\$ 354.369.071	\$ 391.519.002	\$ 428.668.934	\$ 464.993.312	\$ 500.492.135	\$ 448.275.843
EBIT	\$2.930.925.788	\$2.858.645.381	\$2.786.716.279	\$2.715.960.523	\$2.646.374.635	\$2.664.844.734
Impuestos	\$ 967.205.510	\$ 943.352.976	\$ 919.616.372	\$ 896.266.973	\$ 873.303.630	\$ 879.398.762
NOPAT	\$ 1.963.720.78	\$1.915.292.405	\$1.867.099.907	\$1.819.693.551	\$1.773.071.006	\$1.785.445.972
Capex	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077
Inc Cap tab	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
FCL	\$ 2.191.596.21	\$2.180.318.331	\$2.169.275.764	\$2.158.193.785	\$2.147.070.064	\$2.107.228.737
FLUJO NETO	\$2.191.596.271	\$2.180.318.331	\$2.169.275.764	\$2.158.193.785	\$2.147.070.064	\$2.107.228.737
Dif. FCN Esc 1. vs Esc. 3	\$ 262.456.764	\$ 259.725.176	\$ 257.020.928	\$ 254.343.694	\$ 251.693.204	\$ 249.063.880

Periodo (meses)	13	14	15	16	17	18
Producción barriles (Iso-Butano)	2095	2074	2054	2033	2013	1993
Regalías	419	415	411	407	403	399
Producción neta	1676	1659	1643	1626	1610	1594
Producción barriles (NormButano)	3143	3111	3080	3050	3019	2989
Regalías	629	622	616	610	604	598
Producción neta	2514	2489	2464	2440	2415	2391
Producción barriles (Propano)	9350	9257	9164	9072	8982	8892
Regalías	1870	1851	1833	1814	1796	1778

Periodo (meses)	13	14	15	16	17	18
Producción neta	7480	7405	7331	7258	7185	7114
Producción barriles (Gasolina)	6565	6499	6434	6370	6306	6243
Regalías	1313	1300	1287	1274	1261	1249
Producción neta	5252	5199	5147	5096	5045	4994
Flujos de inversión	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos	\$3.307.464.463	\$ 3.274.389.819	\$ 3.241.645.921	\$ 3.209.229.461	\$ 3.177.137.167	\$ 3.145.365.795
Opex totales	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618
EBITDA	\$3.079.711.845	\$3.046.637.200	\$3.013.893.302	\$2.981.476.843	\$2.949.384.548	\$2.917.613.177
Depreciaciones y amortiz	\$ 99.892.039	\$ 99.892.039	\$ 211.341.834	\$ 211.341.834	\$ 310.408.318	\$ 359.941.561
EBIT	\$2.979.819.806	\$2.946.745.162	\$2.802.551.468	\$2.770.135.009	\$2.638.976.230	\$2.557.671.616
Impuestos	\$ 983.340.536	\$ 972.425.903	\$ 924.841.985	\$ 914.144.553	\$ 870.862.156	\$ 844.031.633
NOPAT	\$1.996.479.270	\$1.974.319.258	\$1.877.709.484	\$1.855.990.456	\$1.768.114.074	\$1.713.639.983
Capex	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077
Inc Cap tab	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
FCL	\$1.969.878.232	\$1.947.718.220	\$1.962.558.240	\$1.940.839.213	\$1.952.029.315	\$1.947.088.466
FLUJO NETO	\$1.969.878.232	\$1.947.718.220	\$1.962.558.240	\$1.940.839.213	\$1.952.029.315	\$1.947.088.466
Dif. FCN Esc 1. vs Esc. 3	\$ 246.442.717	\$ 243.868.844	\$ 241.327.522	\$ 238.804.869	\$ 236.313.497	\$ 233.844.073

Periodo (meses)	19	20	21	22	23	24
Producción barriles (Iso-Butano)	1973	1953	1933	1914	1895	1876
Regalías	395	391	387	383	379	375
Producción neta	1578	1562	1547	1531	1516	1501
Producción barriles (NormButano)	2959	2929	2900	2871	2842	2814
Regalías	592	586	580	574	568	563
Producción neta	2367	2343	2320	2297	2274	2251
Producción barriles (Propano)	8803	8715	8628	8542	8456	8372
Regalías	1761	1743	1726	1708	1691	1674
Producción neta	7042	6972	6902	6833	6765	6697
Producción barriles (Gasolina)	6180	6119	6057	5997	5937	5877
Regalías	1236	1224	1211	1199	1187	1175
Producción neta	4944	4895	4846	4797	4749	4702
Flujos de inversión	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos	\$3.113.912.137	\$3.082.773.016	\$3.051.945.286	\$3.021.425.833	\$2.991.211.574	\$2.961.299.459
Opex totales	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618
EBITDA	\$ 2.886.159.519	\$2.855.020.397	\$2.824.192.667	\$2.793.673.214	\$2.763.458.956	\$2.733.546.840
Depreciaciones y amortiz	\$ 359.941.561	\$ 359.941.561	\$ 359.941.561	\$ 359.941.561	\$ 359.941.561	\$ 359.941.561
EBIT	\$2.526.217.958	\$2.495.078.837	\$2.464.251.107	\$2.433.731.654	\$2.403.517.395	\$2.373.605.280
Impuestos	\$ 833.651.926	\$ 823.376.016	\$ 813.202.865	\$ 803.131.446	\$ 793.160.740	\$ 783.289.742
NOPAT	\$1.692.566.032	\$1.671.702.821	\$1.651.048.241	\$1.630.600.208	\$1.610.356.655	\$1.590.315.537
Capex	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077
Inc Cap tab	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
FCL	\$1.926.014.515	\$1.905.151.304	\$1.884.496.725	\$1.864.048.691	\$1.843.805.138	\$1.823.764.021
FLUJO NETO	\$1.926.014.515	\$1.905.151.304	\$1.884.496.725	\$1.864.048.691	\$1.843.805.138	\$1.823.764.021
Dif. FCN Esc 1. vs Esc. 3	\$ 231.396.346	\$ 228.973.096	\$ 226.574.078	\$ 224.199.051	\$ 221.847.774	\$ 219.520.009

11.6 Flujo de caja consolidado (Escenario 4).

Tabla 29.

Flujo de caja consolidado

Periodo (meses)	0	1	2	3	4	5	6
Producción barriles (Iso-Butano)	2388	2364	2340	2317	2294	2271	2248
Regalías	478	473	468	463	459	454	450
Producción neta	1910	1891	1872	1853	1835	1817	1798
Producción barriles (NormButano)	3582	3546	3510	3475	3440	3406	3372
Regalías	716	709	702	695	688	681	674
Producción neta	2865	2837	2808	2780	2752	2725	2698
Producción barriles (Propano)	10655	10549	10443	10339	10235	10133	10032
Regalías	2131	2110	2089	2068	2047	2027	2006
Producción neta	8524	8439	8355	8271	8188	8106	8025
Producción barriles (Gasolina)	7481	7406	7332	7259	7186	7114	7043
Regalías	1496	1481	1466	1452	1437	1423	1409
Producción neta	5985	5925	5866	5807	5749	5691	5634
Flujos de inversión	-\$4.667.468.905	-\$ 47.440.690	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos	\$ 3.908.344.421	\$3.869.260.976	\$3.830.568.367	\$3.792.262.683	\$3.754.340.056	\$3.716.796.656	\$3.679.628.689
Opex totales	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618
EBITDA	\$ 3.680.591.802	\$3.641.508.358	\$3.602.815.748	\$3.564.510.064	\$3.526.587.438	\$3.489.044.037	\$3.451.876.071
Depreciaciones y amortiz	\$ 703.578.429	\$ 125.690.602	\$ 163.666.088	\$ 163.666.088	\$ 239.617.060	\$ 278.418.099	\$ 317.219.139

EBIT	\$ 2.977.013.373	\$3.515.817.756	\$3.439.149.660	\$3.400.843.976	\$3.286.970.378	\$3.210.625.938	\$3.134.656.931
Impuestos	\$ 982.414.413	\$1.160.219.859	\$1.134.919.388	\$1.122.278.512	\$1.084.700.225	\$1.059.506.559	\$1.034.436.787
NOPAT	\$ 1.994.598.960	\$2.355.597.896	\$2.304.230.272	\$2.278.565.464	2.202.270.153	\$2.151.119.378	\$2.100.220.144
Capex	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077
Inc Cap tab	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
FCL	\$ 2.571.684.312	\$2.354.795.421	\$2.341.403.283	\$2.315.738.475	\$2.315.394.136	\$2.303.044.401	\$2.290.946.206
FLUJO NETO	-\$ 2.095.784.593	\$2.307.354.731	\$2.341.403.283	\$2.315.738.475	\$2.315.394.136	\$2.303.044.401	\$2.290.946.206

Dif. FCN Esc 1. vs Esc. 2 y 3	-\$ 4.291.770.983	\$ 324.355.857	\$ 367.971.473	\$ 364.182.352	\$ 360.435.763	\$ 356.724.417	\$ 353.050.208
--------------------------------------	--------------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------

Periodo (meses)	7	8	9	10	11	12
Producción barriles (Iso-Butano)	2225	2203	2181	2159	2138	2116
Regalías	445	441	436	432	428	423
Producción neta	1780	1763	1745	1727	1710	1693
Producción barriles (NormButano)	3338	3305	3272	3239	3207	3175
Regalías	668	661	654	648	641	635
Producción neta	2671	2644	2617	2591	2565	2540
Producción barriles (Propano)	9931	9832	9734	9636	9540	9445
Regalías	1986	1966	1947	1927	1908	1889
Producción neta	7945	7866	7787	7709	7632	7556
Producción barriles (Gasolina)	6973	6903	6834	6765	6698	6631
Regalías	1395	1381	1367	1353	1340	1326

Periodo (meses)	7	8	9	10	11	12
Producción neta	5578	5522	5467	5412	5358	5305
Flujos de inversión	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos	\$3.642.832.402	\$3.606.404.078	\$3.570.340.037	\$3.534.636.637	\$3.499.290.271	\$3.464.297.368
Opex totales	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618
EBITDA	\$3.415.079.784	\$3.378.651.460	\$3.342.587.419	\$ 3.306.884.18	\$3.271.537.652	\$3.236.544.749
Depreciaciones y amortiz	\$ 354.369.071	\$ 391.519.002	\$ 428.668.934	\$ 464.993.312	\$ 500.492.135	\$ 448.275.843
EBIT	3.060.710.713	\$2.987.132.457	\$2.913.918.485	\$2.841.890.707	\$2.771.045.517	\$2.788.268.907
Impuestos	1.010.034.535	\$ 985.753.711	\$ 961.593.100	\$ 937.823.933	\$ 914.445.020	\$ 920.128.739
NOPAT	2.050.676.178	\$2.001.378.746	\$1.952.325.385	\$1.904.066.773	\$1.856.600.496	\$1.868.140.168
Capex	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077
Inc Cap tab	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
FCL	2.278.552.171	\$2.266.404.672	\$2.254.501.242	\$2.242.567.008	\$2.230.599.555	\$2.189.922.933
FLUJO NETO	2.278.552.171	\$2.266.404.672	\$2.254.501.242	\$2.242.567.008	\$2.230.599.555	\$2.189.922.933
Dif. FCN Esc 1. vs Esc. 2 y 3	\$ 349.412.664	\$ 345.811.517	\$ 342.246.405	\$ 338.716.917	\$ 335.222.695	\$ 331.758.076

Periodo (meses)	13	14	15	16	17	18
Producción barriles (Iso-Butano)	2095	2074	2054	2033	2013	1993
Regalías	419	415	411	407	403	399
Producción neta	1676	1659	1643	1626	1610	1594
Producción barriles (NormButano)	3143	3111	3080	3050	3019	2989
Regalías	629	622	616	610	604	598
Producción neta	2514	2489	2464	2440	2415	2391

Periodo (meses)	13	14	15	16	17	18
Producción barriles (Propano)	9350	9257	9164	9072	8982	8892
Regalías	1870	1851	1833	1814	1796	1778
Producción neta	7480	7405	7331	7258	7185	7114
Producción barriles (Gasolina)	6565	6499	6434	6370	6306	6243
Regalías	1313	1300	1287	1274	1261	1249
Producción neta	5252	5199	5147	5096	5045	4994
Flujos de inversión	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos	\$3.429.654.394	\$ 3.395.357.850	\$ 3.361.404.272	\$ 3.327.790.229	\$ 3.294.512.327	\$ 3.261.567.203
Opex totales	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618
EBITDA	\$3.201.901.776	\$3.167.605.232	\$3.133.651.653	\$3.100.037.611	\$3.066.759.708	\$3.033.814.585
Depreciaciones y amortiz	\$ 99.892.039	\$ 99.892.039	\$ 211.341.834	\$ 211.341.834	\$ 310.408.318	\$ 359.941.561
EBIT	\$3.102.009.737	\$3.067.713.193	\$2.922.309.820	\$2.888.695.777	\$2.756.351.390	\$2.673.873.024
Impuestos	\$1.023.663.213	\$1.012.345.354	\$ 964.362.240	\$ 953.269.606	\$ 909.595.959	\$ 882.378.098
NOPAT	\$2.078.346.524	\$2.055.367.839	\$1.957.947.579	\$1.935.426.170	\$1.846.755.431	\$1.791.494.926
Capex	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077
Inc Cap tab	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
FCL	\$2.051.745.485	\$2.028.766.801	\$2.042.796.336	\$2.020.274.927	\$2.030.670.672	\$2.024.943.410
FLUJO NETO	\$2.051.745.485	\$2.028.766.801	\$2.042.796.336	\$2.020.274.927	\$2.030.670.672	\$2.024.943.410
Dif. FCN Esc 1. vs Esc. 2 y 3	\$ 328.309.970	\$ 324.917.425	\$ 321.565.617	\$ 318.240.583	\$ 314.954.855	\$ 311.699.017

Periodo (meses)	19	20	21	22	23	24
Producción barriles (Iso-Butano)	1973	1953	1933	1914	1895	1876
Regalías	395	391	387	383	379	375
Producción neta	1578	1562	1547	1531	1516	1501
Producción barriles (NormButano)	2959	2929	2900	2871	2842	2814
Regalías	592	586	580	574	568	563
Producción neta	2367	2343	2320	2297	2274	2251
Producción barriles (Propano)	8803	8715	8628	8542	8456	8372
Regalías	1761	1743	1726	1708	1691	1674
Producción neta	7042	6972	6902	6833	6765	6697
Producción barriles (Gasolina)	6180	6119	6057	5997	5937	5877
Regalías	1236	1224	1211	1199	1187	1175
Producción neta	4944	4895	4846	4797	4749	4702
Flujos de inversión	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos	\$3.228.951.531	\$3.196.662.016	\$3.164.695.396	\$3.133.048.442	\$3.101.717.958	\$3.070.700.778
Opex totales	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618	\$ 227.752.618
EBITDA	3.001.198.913	\$2.968.909.398	\$2.936.942.777	\$2.905.295.824	\$2.873.965.339	\$2.842.948.160
Depreciaciones y amortiz	\$ 359.941.561	\$ 359.941.561	\$ 359.941.561	\$ 359.941.561	\$ 359.941.561	\$ 359.941.561
EBIT	\$2.641.257.352	\$2.608.967.837	\$2.577.001.217	\$2.545.354.263	\$2.514.023.779	\$2.483.006.599
Impuestos	\$ 871.614.926	\$ 860.959.386	\$ 850.410.402	\$ 839.966.907	\$ 829.627.847	\$ 819.392.178
NOPAT	\$1.769.642.426	\$1.748.008.451	\$1.726.590.815	\$1.705.387.356	\$1.684.395.932	\$1.663.614.421
Capex	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077	\$ 126.493.077
Inc Cap tab	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
FCL	\$2.003.090.910	\$1.981.456.934	\$1.960.039.299	\$1.938.835.840	\$1.917.844.415	\$1.897.062.905

Periodo (meses)	19	20	21	22	23	24
FLUJO NETO	\$2.003.090.910	\$1.981.456.934	\$1.960.039.299	\$1.938.835.840	\$1.917.844.415	\$1.897.062.905
Dif. FCN Esc 1. vs Esc. 2 y 3	\$ 308.472.740	\$ 305.278.726	\$ 302.116.652	\$ 298.986.199	\$ 295.887.050	\$ 292.818.893

11.7 Evaluación financiera

A continuación se efectúa la evaluación financiera para los dos estrategias propuestas en el proyecto, se calculan el VAN, TIR, Periodo de recuperación, relación B/C. Se utilizó el programa Excel para dichos cálculos.

Se evaluara los siguientes escenarios los cuales aplica los cálculos anteriores.

- Escenario 1 vs Escenario 3 (La situación actual vs el proyecto de Iso-Butanos)
- Escenario 1 vs Escenario 2 y 3 juntos. (Consolidado)

11.7.1 Evaluación financiera Esc 1 con Esc 3. En la tabla 30 encuentra el resumen de la evaluación 1.

Tabla 30.

Resultados de la Evaluación financiera 1.

Criterio	Valor
VAN	\$ 252.901.047
TIR	2,74%
B/C	1,06
Nper	17,06

De los resultados de la tabla 30, se puede concluir que el proyecto es viable financieramente, dado que el VAN es positivo y la TIR es mayor a la tasa de descuento del proyecto que es 2,21%, la relación costo- beneficio muestra una relación mayor que 1 y por último la inversión se recupera en 17,06 meses.

11.7.2 Escenario 1 vs Escenario 2 y 3 juntos. (Consolidado) En la tabla 16 encuentra el resumen de la evaluación 2.

Tabla 31.

Resultados de la Evaluación financiera 2.

Criterio	Valor
VAN	\$ 1.839.206.645
TIR	5,82%
B/C	1,43
Nper	12,11

De los resultados de la tabla 16, se puede concluir que el proyecto consolidado es viable financieramente, dado que el VAN es positivo y la TIR es mayor a la tasa de descuento del proyecto que es 2,21%, la relación costo- beneficio muestra una relación mayor que 1 y por último la inversión se recupera en 12,11 meses.

11.8 Análisis de Sensibilidad

Para el análisis de sensibilidad, se planteó variaciones (%) en dos variables importantes, precio de venta y la producción de barriles, adicionalmente se consideró escenarios optimistas y escenarios pesimistas, por último, se combinó los dos escenarios. La variable esperada es la TIR, y la variable comparativa es la Tasa de descuento (2,21% E mensual).

- Los escenarios pesimistas indican descuento en precios y reducción en la producción de barriles.
- Los escenarios optimistas indican aumento en precios y aumento en producción de barriles.
- La sensibilidad se realizó en base en el escenario de un flujo de caja consolidado las dos estrategias.

11.8.1 Escenario 1: Precios Pesimistas Vs Producción Pesimista En la tabla 32, se observa que el proyecto aun en escenario pesimista tiene una zona de viabilidad financiera, si el pentano y el Iso-Butano sufrieran un descenso el precio de venta hasta del 7% y la producción se afectara hasta en 10% la TIR en ese punto seria 2,58%. La zona roja es escenario de No viabilidad.

Tabla 32.

Escenario Precio Pesimista vs Producción Pesimista

Tasa de descuento	2,21%	% Variación del Precio Productos Pesimista			
		5%	7%	10%	12%
TIR	5,82%	3,92%	3,54%	2,95%	2,56%
% Variación de Producción Pesimista	7%	3,54%	3,16%	2,58%	2,18%
	10%	2,95%	2,58%	2,00%	1,61%
	12%	2,56%	2,18%	1,61%	1,22%

11.8.2 Escenario 2: Precios Pesimistas Vs Producción Optimista

Tabla 33.

Escenario Precio Pesimista vs Producción Optimista

Tasa de descuento	2,21%	% Variación del Precio Productos Pesimista			
		5%	7%	10%	25%
TIR	5,82%	5,8%	5,4%	4,8%	1,5%
% Variación de Producción Optimista	7%	6,1%	5,7%	5,1%	1,8%
	10%	6,7%	6,3%	5,6%	2,3%
	12%	7,0%	6,6%	6,0%	2,6%

En la tabla 33, se observa un gran zona de viabilidad financiera, si el precio por algún motivo descendiera hasta en 25% ya fuera por situación de negociación o por costos altos de materias prima o costos de transportes, se requería que la producción aumentara un 10% en los productos

clave en este estudio, que sería el pentano (gasolina normal) y el Iso-Butano, de esta manera sería viable con una TIR de 2,3%.

11.8.3 Escenario Precios Optimista Vs Producción Pesimista

Tabla 34.

Escenario Precios optimistas vs Producción pesimista

Tasa de descuento	2,21%	% Variación del Precio Productos Optimista			
		5%	7%	10%	12%
TIR	5,82%	5,8%	6,1%	6,7%	7,0%
% Variación de Producción Pesimista	5%	5,8%	6,1%	6,7%	7,0%
	7%	5,4%	5,7%	6,3%	6,6%
	10%	4,8%	5,1%	5,6%	6,0%
	25%	1,5%	1,8%	2,3%	2,6%

En la tabla 34, se observa cómo debería la producción disminuir hasta en 25% en pentano e Iso-Butano para que genere una zona de no viabilidad financiero, así aumente el precio en un 5% o 7%, sigue el proyecto siendo inviables. La zona de viabilidad se observa hasta con un 10% de disminución de barriles y por ejemplo con un 5% de aumento en el precio la TIR sería de 4,8%.

11.8.4 Precios Optimista Vs Producción Optimista

Tabla 35.

Escenario Precios optimistas vs Producción optimista

Tasa de descuento	2,21%	% Variación del Precio Productos Optimista			
		5%	7%	10%	12%
TIR	5,82%	5%	7,7%	8,7%	9,1%
% Variación de Producción Optimista	5%	7,7%	8,1%	8,7%	9,1%
	7%	8,1%	8,5%	9,1%	9,5%

Tasa de descuento	2,21%	% Variación del Precio Productos Optimista			
	10%	8,7%	9,1%	9,7%	10,1%
	12%	9,1%	9,5%	10,1%	10,5%

Como se observa en este escenario positivo, una excelente gestión en el área comercial y en producción podría lograr este escenario ideal, donde estas variaciones positiva en las dos variables podrían generar al proyecto un TIR máxima de 10,5%, si llegase a obtener un aumento en precio y en producción de un 12%. Este escenario no tiene zona roja de inviabilidad financiera.

12. Plan de Marketing basado estrategia B2B para la puesta en marcha.

La definición y ejecución de estrategias comerciales es un proceso complicado que necesita renovación constante. Las causas del éxito de muchas empresas están en la capacidad de definir, ejecutar y optimizar la forma en que comercializan sus productos o servicios. Para el caso nuestro la estrategia de marketing seleccionada es B2B, la definición de marketing B2B (business to business) es sencilla. Nos referimos al tipo de marketing que se centra en mejorar las opciones de promoción de las empresas que venden a otras empresas.

El objetivo de este capítulo es definir el plan de marketing que será desarrollado por la empresa PetroSantander (Colombia) Inc, en el primer año de puesta en marcha del proyecto con el fin de comercializar los hidrocarburos a nuevos clientes.

El plan de marketing - B2B para Petrosantander (Colombia) Inc, tiene los siguientes objetivos:

- Diseño del portafolio de productos (Gasolina natural –Pentano) y (Iso-Butano).

- Formación en ventas a personal de planta.
- Plan de visitas al cliente empresarial.
- Participación en eventos relacionados con el sector.

12.1 Diseño del portafolio de productos

El portafolio es un documento en el cual se contempla la información básica y precisa de nuestra empresa, en el cual incluimos: breve reseña histórica de la empresa, visión, misión, objetivos de nuestra empresa, portafolio de los productos. Ver Anexo G.

12.2 Formación en ventas para personal de planta.

El proyecto no tiene contemplado contratar nuevo personal para el equipo de ventas, la propuesta se formar personal activo que cumpla con el perfil requerido para desarrollar el proceso de venta a los nuevos clientes.

El perfil que se requiere es el siguiente:

- Nivel directivo o mandos medios.
- Conocimientos técnicos en el proceso productivo.
- Habilidades de comunicación.
- Liderazgo
- Compromiso con la organización.

Al revisar con el área de recursos humanos el perfil, se seleccionaron 3 colaboradores.

- Gerente de operaciones en campo

- Líder de planta de gas.
- Líder administrativo y de RSE

12.3 Plan de formación en ventas

La empresa Petrosantander definió los siguientes temas de formación.

- Estrategias de Marketing B2B
- El proceso de venta.
- Tipos de clientes s y targeting.
- Planeación de la entrevista de ventas.
- Cómo generar objetivos reales.
- Acercamiento de la entrevista.
- Comunicación Asertiva

La empresa actualmente mantiene un convenio con el SENA, la cual solicitará el desarrollo de este programa para los 3 colaboradores. Adicionalmente se complementara con entrenamiento interno por parte de las vicepresidencias.

12.4 Plan de visitas al cliente empresarial.

Actualmente la organización cuenta con una base de datos de 150 clientes a nivel nacional, las actividades a desarrollar para ejecutar el plan de visitas son:

- Verificación y validación de la información actual.
- Priorización de clientes.

- Envío de brochure vía correo electrónico, verificando telefónicamente.
- Programar citas con el personal de compras.
- Realizar la visita al cliente.

12.5 Participación en eventos relacionados con el sector.

La organización planea asistir a eventos académicos y empresariales del sector, tales como congresos, ferias, mesas sectoriales, organizadas por universidades, gremios como la ACP (Asociación Colombiana del Petróleo) y la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), cámaras de comercio del país, con el fin de dar a conocer el portafolio de productos y mejorar el relacionamiento de Petrosantander con sus clientes potenciales.

La ANH durante el año en sinergia con 7 entidades y 3 agremiaciones desarrolla, espacio de transferencia de conocimientos y mesas de negocios que abre la posibilidad de posicionamiento para Petrosantander en la puesta en marcha de este proyecto.

Entre las entidades y agremiaciones están:

- Ecopetrol
- Servicio Geológico Colombiano
- Ministerio de Minas y Energía.
- UPME
- Asociación Colombiana de Ingenieros Petróleos.
- Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo.
- Cámara Colombiana de Servicios Petróleos.

Por último la ACP, la Asociación Colombiana del Petróleo es la agremiación que agrupa a las compañías privadas en Colombia que desarrollan actividades de exploración, explotación, transporte y distribución de petróleo, la distribución de combustibles líquidos y lubricantes, y el gas natural.

Su próximo evento es la I Cumbre del Petróleo y Gas que reunirá a más de 5.000 asistentes nacionales e internacionales, con el objetivo principal de conmemorar y celebrar los primeros 100 años del petróleo en Colombia, su gran aporte económico al país, así como analizar el panorama actual y la visión a futuro.

La cumbre será el escenario de una agenda académica y agenda técnica con conferencistas de alto nivel nacional e internacional, que permitirán a los asistentes conocer de primera mano las grandes oportunidades petroleras en Colombia y en la región.

Adicionalmente, durante la Cumbre se realizará la feria empresarial más grande del sector donde compañías de la industria podrán generar nuevos negocios y construir relaciones comerciales con las empresas más importantes del país. (Asociación Colombiana del Petróleo - ACP, 2018)

13. Conclusiones

- Las empresas de hidrocarburos no se han preocupado por buscar clientes y otros canales de ventas que permitan mejorar el resultado financiero de la compañía. Es por esto que,

para PetroSantander la implementación de esta nueva forma de venta de los productos es un aspecto muy relevante e innovador.

- Las optimizaciones que puedan realizarse en los procesos de una compañía de hidrocarburos, generan altas rentabilidades dado a los grandes volúmenes vendidos diariamente.
- Los hidrocarburos gaseosos continúan siendo privilegiados en el aspecto de ventas, debido a que en el país, la venta está limitada por la oferta, dándole un poder de negociación muy alto a las operadoras de los campos y una gran facilidad para vender los mismos.
- El proyecto es atractivo para la empresa, dada la simplicidad para la implementación y los bajos costos en los que se aumentaría la operación para el departamento de planta de gas.
- Este proyecto puede ser replicado en las otras operaciones de PetroSantander (Rumania, Brasil y EE.UU), si las condiciones del mercado son similares a las de Colombia.
- Existen formas para optimizar la operación de una compañía diferentes a los tradicionales recortes de personal y de presupuesto para el mantenimiento de la operación.
- Las crisis traen consigo un aspecto muy positivo para las empresas, ya que obligan a las empresas a implementar

Referencias bibliográficas

- Asociación Colombiana del Petróleo - ACP. (3 de Noviembre de 2018). <https://www.cumbrepetroleoygas.com>. Obtenido de <https://www.cumbrepetroleoygas.com/la-cumbre/>
- Datosmacro. (Mayo de 2018). *Datosmacro*. Obtenido de <https://www.datosmacro.com/materias-primas/opec>
- Dočkalíková, I., & Kashi, K. (2014). *MCDM Methods in Practice: Determining Importance of PESTEL Analysis Criteria*. Obtenido de http://msed.vse.cz/static/msed_2014/article/362-Dockalikova-Iveta-paper.pdf
- ECOPETROL. (13 de Agosto de 2018). <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/precios/precios-historicos/historicos/combustibles-liquidos-2018> .
- Escobar Cardona, R. A. (2017). *Gestión de campos maduros y su relevancia ante la coyuntura actual de la industria de los hidrocarburos generada por la caída de los precios del petróleo*. Obtenido de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2017/166486.pdf>
- GLOBAL, S. (2018). *Oligram Price Report*. Reporte de Precios. Recuperado el 13 de Septiembre de 2018
- Guardado, J. C., Osuna, M. H., Avila, G., & Cabrera, A. (s.f.). *Química Orgánica. Nomenclatura, Reacciones, y Aplicaciones*. Sinaloa: Universidad Autónoma de Sinaloa.
- Investing. (s.f.). *Futuros petróleo Brent - May 2018 (LCOK8)*. Obtenido de <https://es.investing.com/commodities/brent-oil>
- Marín, J. A. (2017). *Cadena del Gas Licuado del Petróleo (GLP)*. Bogotá: UPME.

Nersesian, R. L. (s.f.). *Energy Risk Modeling*. Obtenido de <http://www.palisade.com/books/energy.asp>

Resolucion No. 1073. (26 de Mayo de 2015). “*Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía*”. Obtenido de <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/170046/Decreto+%F2nico+Reglamentario+Sector+Minas+y+Energ%92a.pdf/8f19ed1d-16a0-4a09-8213-ae612e424392>

Rey Rey, C. D. (2016). *Aplicacion de un modelo de competitividad de Porter a las areas administrativas de una empresa de servicios de Hidrocarburos*. Obtenido de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2016/165121.pdf>

S.A.S, G. S.-E. (18 de Mayo de 2018). *El Tiempo*. Obtenido de <http://www.eltiempo.com/elecciones-colombia-2018/presidenciales/encuesta-presidencial-de-guarumo-para-el-tiempo-y-la-w-radio-219036>

TMX. (13 de Junio de 2018). *TMX money invest with insight*. Obtenido de https://web.tmxmoney.com/futures-pricehistory.php?qm_page=8634&qm_symbol=/8I:NMX

Tores Moreno, A. J. (2015). *Plan de negocios para la gerencia de campos menores*. Obtenido de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2015/159220.pdf>

Torres Serrano, U. (2016). *Propuesta de estrategias de comercializacion de crudo para la empresa Grantierra Energy Colombia*. Obtenido de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2016/165508.pdf>

UPME. (2017). *Analizar la situación de abastecimiento de GLP en el país en el corto y el mediano plazo, identificando las limitantes para lograr abastecimiento pleno y proponer las acciones para atender los problemas identificados*. Bogota.

Varela, R. (2008). *Innovación empresarial*. Bogotá: María Fernanda Castillo.

Vega Garcia, I. (2004). *El plan de negocio: una herramienta indispensable*. Madrid: Departamento de publicaciones del instituto de empresa.