

**PREFACTIBILIDAD TECNICA Y FINANCIERA PARA EL DESARROLLO DE
LAS RESERVAS DE GAS DE LA FORMACIÓN COLORADO EN EL CAMPO
LLANITO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES, DE LA
GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S. A.**

**KATERINE MARIA BLANCO VELANDIA
ANGELA PATRICIA HURTADO TOVAR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**PREFACTIBILIDAD TECNICA Y FINANCIERA PARA EL DESARROLLO DE
LAS RESERVAS DE GAS DE LA FORMACIÓN COLORADO EN EL CAMPO
LLANITO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES, DE LA
GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S. A.**

**KATERINE MARIA BLANCO VELANDIA
ANGELA PATRICIA HURTADO TOVAR**

**Trabajo de grado para optar el título de
ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE GAS**

Director

ING. JORGE ANDRÉS SÁCHICA ÁVILA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

A Dios por permitirme y darme, cada día, las herramientas y la fuerza para lograr
todos mis sueños y metas...

A Mi Madre y mi familia por la educación recibida, lo que ha permitido formar una
mujer emprendedora, llena de sueños y objetivos por alcanzar, con la firme
convicción de que el estudio es el mejor camino.

A mi prometido que siempre me animó y apoyó durante este proceso.

GRACIAS...

ANGELA PATRICIA HURTADO TOVAR

DEDICATORIA

*A Dios por hacerlo posible, por ser mi refugio y fortaleza
y por llenarme de bendiciones cada día.*

*Con toda mi alma a los seres que me enorgullecen, me alientan y son mi
constante motivación, Mis padres Orlando y Cecilia,*

Mis hermanos Martha, Yolima, Vladimir y

Mis sobrinos Alejo, Cata, Vale y Santy.

*Y a todas las personas que hicieron parte de este viaje que con sus palabras de
aliento, motivación, regaños, consejos me brindaron su apoyo incondicional...*

esos viajeros llamados Amigos!!

Katerine María Blanco Velandia

AGRADECIMIENTOS

Los Autores expresan sus más sinceros agradecimientos:

A Ecopetrol por habernos permitido llevar a cabo este proyecto y por la información suministrada para su desarrollo.

Al Ingeniero Jorge Andrés SÁCHICA Ávila, por su tiempo y colaboración con este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander por admitirnos en sus aulas para formarnos como Especialistas.

A nuestras Familias y Amigos, que nos fortalecieron y alentaron para culminar con éxito la realización de esta Monografía.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	14
1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS LLANITO GALA	16
1.1 UBICACIÓN GEOGRAFICA	16
1.2. CARACTERISTICAS DE LA FORMACIÓN	17
1.3 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS	19
1.4 PRODUCCION DE GAS DE LOS CAMPOS	20
1.5. ESTIMACIÓN DE RESERVAS	24
1.5.1 Calculo de gas original en sitio:	25
1.5.2 Cálculo de las reservas de Gas	26
2. ESTUDIO DE MERCADO	28
2.1 EL MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA	28
2.2.1 Demanda del Gas Natural	30
2.2.2. Oferta del Gas Natural	32
2.2.3. Precios del Gas Natural	34
2.3 OPORTUNIDAD DE MERCADO	37
3. ESTUDIO TÉCNICO	41
3.1 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN	41
3.1.1 Reservas	43
3.1.3. Pruebas de Potencial	44
3.1.4 Definición de Alternativas - Selección de Pozos	45
3.2 POZOS OBJETIVO DEL PROYECTO	51
3.3 PERFILES DE PRODUCCIÓN	52
3.4 INFRAESTRUCTURA DE COMPRESIÓN Y TRASPORTE	54
3.5 MUESTREO DE GAS Y DEW POINT EN LLANITO 134	58

4. EVALUACION ECONOMICA	63
4.1 BALANCE FLUJO DE CAJA	63
4.2 METODOS DE ANALISIS ECONOMICO	64
4.2.1 Valor Presente Neto (VPN).	64
4.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).	65
4.2.3 Relación costo beneficio.	65
4.3 ANALISIS ECONOMICO PARA EL DESARROLLO DE LAS RESERVAS DE GAS EN EL CAMPO LLANITO	66
CONCLUSIONES	70
BIBLIOGRAFIA	72

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización geográfica campos Llanito-Gala.	16
Figura 2. Curva histórica de producción Campo Llanito	22
Figura 3. Curva histórica de Producción campo Gala	23
Figura 4. Reservas de Gas valoradas para el campo Llanito- Gala	24
Figura 5. Cobertura geográfica del servicio de gas natural.	30
Figura 6. Histórico Demanda de Gas Natural en Colombia	31
Figura 7. Proyección de demanda sectorial de gas natural	32
Figura 8. Proyección de Precios en Boca de Pozo Gas Guajira	36
Figura 9. Proyección de Precios en Boca de Pozo Gas Cusiana desde Enero de 2012 a Octubre de 2030	36
Figura 10. Ubicación Geográfica Refinería Barrancabermeja, Gas Guajira y Gas Llanito.	39
Figura 11. Mapa de distribución de arena neta Zona A.	41
Figura 12. Producción acumulada aceite y gas, normalizada en el tiempo Zona A.	42
Figura 13. Correlación pozos Llanito 100, 26, 129 y 131 con pozo productor de gas Llanito 5.	46
Figura 14. Correlación pozos Llanito 113, 123, 33 y 100 con pozo productor de gas Llanito 5.	47
Figura 15. Perfil sísmica 2D, campo Llanito.	48
Figura 16. Mapa Isópaco del Tope de la Formación Colorado.	49
Figura 17. Polígono y Selección de Pozos proyecto Gas Colorado–Campo Llanito.	52
Figura 18. Estación Compresora Llanito.	54
Figura 19. Diagrama de la salida del gas de la planta compresora Llanito.	57
Figura 20. Gasoducto 12" PAYOA- GRB	58

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Producción a la fecha a septiembre 2012 Coordinación Llanito	17
Tabla 2. Características del yacimiento de los campos Llanito - Gala	18
Tabla 3. Propiedades de fluidos de Formación Colorado en Campo Llanito	19
Tabla 4. Cromatografía Gas Referencia Formación Colorado.	20
Tabla 5. Propiedades de Referencia para GOES - Formación Colorado.	43
Tabla 6. Matriz de Pozos candidatos proyecto Gas Colorado – Campo Llanito	50
Tabla 7. Revisión Mecánica candidatos proyecto Gas Colorado – Campo Llanito.	51
Tabla 8. Pronósticos de Producción de Gas Colorado.	53
Tabla 9. Capacidades de compresión – maquinas 1 y 2 compresora del Llanito.	56
Tabla 10. Relación de muestras gas Colorado tomadas en Llanito 134	59
Tabla 11. Medición Humedad del gas Llanito 134	59
Tabla 12. Cromatografía extendida del gas Llanito 134	60
Tabla 13. Bases de cálculo empleadas en el análisis económico	66
Tabla 14. Pronósticos de Producción de Gas Colorado	66
Tabla 15. Precios Portafolio de Ecopetrol empleados en el análisis	67
Tabla 16. Costos Operativos Fijos del Proyecto	67
Tabla 17. Inversión Requerida en el Proyecto	68
Tabla 18. Resultados Financieros	69

RESUMEN

TÍTULO

PREFACTIBILIDAD TECNICA Y FINANCIERA PARA EL DESARROLLO DE LAS RESERVAS DE GAS DE LA FORMACIÓN COLORADO EN EL CAMPO LLANITO DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DE MARES, DE LA GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S. A.

AUTORAS

KATERINE MARIA BLANCO VELANDIA
ANGELA PATRICIA HURTADO TOVAR**

PALABRAS CLAVES

Gas Natural, Estudio de Prefactibilidad, Reservas Probables, Reservas Probadas, Campos Maduros

DESCRIPCIÓN

En los últimos años, la capacidad de producción de Gas Natural en Colombia ha mostrado una tendencia creciente, lo cual ha incrementado su participación en la canasta energética del país. Hoy, el gas Natural aporta un 24% del total de la oferta energética.

Actualmente, el gas producido en los campos de Llanito, los cuales están ubicados en la parte Norte de la concesión de Mares, en el Departamento de Santander, sólo se ha centrado en la explotación de petróleo crudo. Sin embargo, a lo largo de su desarrollo, en diferentes oportunidades se ha identificado un potencial de Gas Natural en la Formación Colorado. Dado que en los últimos años no se han conocido descubrimientos importantes de gas natural, la industria ha encaminado grandes esfuerzos para optimizar y maximizar la producción de los campos maduros. Este es el caso del Campo Llanito que a pesar de ser un campo maduro y de tener identificada la existencia de reservas de Gas Natural, las mismas no han sido definidas como comerciales y, por lo tanto, no han sido explotadas comercialmente.

En este documento se logra retomar la información existente de las diferentes pruebas realizadas en el pasado, para integrarlas en una evaluación unificada y establecer la viabilidad técnica y financiera de extraer las reservas de gas de la formación Colorado del campo Llanito de Ecopetrol S.A.

* Monografía Especialización Ingeniería del Gas

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas- Escuela de Ingeniería de Petróleos,
Director: Jorge Andres Sachica

ABSTRACT

TITLE

TECHNICAL AND FINANCIAL FEASIBILITY TO DEVELOP GAS RESERVES AT THE COLORADO FORMATION ON THE LLANITO FIELD OF THE MARES SUPERINTENDENT OF OPERATIONS, MIDDLE MAGDALENA REGIONAL MANAGEMENT OF ECOPETROL S. A.*

AUTHORS

BLANCO-VELANDIA Katerine M., HURTADO-TOVAR Angela P**

KEY WORDS

Natural Gas, Prefeasibility Study, Probable Reserves, Proved Reserves, Mature Fields

DESCRIPTION

In recent years, the capacity of production of Natural Gas in Colombia has shown an upward trend which has been increasing its share in the energy mix of the country. Natural gas currently provides 24% of total energy supply. This increase is mainly due to work that has been done in mature fields that seek to maximize reserves and increase the supply of natural gas.

Currently, the gas produced in Llanito fields, which are located in the northern part of The Mares Concession, in the Department of Santander, has only focused on the exploitation of crude oil. However, along its development, a potential for natural gas has been identified at different times in Colorado Formation. Because in recent years there have not been important discoveries of natural gas, the industry has been taking great efforts to optimize and maximize production from mature fields. This is the case of Llanito Field where, despite being a mature field with identified existence of natural gas reserves, the latter have not been defined as commercial and therefore have not been exploited commercially.

This document aims at reviewing the existing information about the various tests performed in the past, to integrate them into a unified evaluation and establish the technical and financial viability of extracting gas reserves of the Colorado formation from Ecopetrol's Llanito field.

* Monograph Specialization Gas Engineering

** Physicochemical Engineering Faculty-School of Petroleum Engineering, Director: Jorge Andrés Sachica

INTRODUCCION

Durante muchos años, el gas natural fue considerado como un subproducto del petróleo y era quemado o dispersado a la atmósfera, sin considerarlo como una fuente de energía de interés. Actualmente, el gas es el combustible que ocupa el tercer lugar de consumo en el mundo, después del petróleo y el carbón.

En Colombia se vienen adelantando desde los 90's enormes esfuerzos encaminados a promover e incentivar la realización de proyectos de gas natural esto enmarcado en los objetivos planteados de la política energética del Plan de Masificación de Gas (COMPES 2571 / 1991).

Dado que en los últimos años no se han conocido descubrimientos importantes de gas natural, la industria ha encaminado grandes esfuerzos para optimizar y maximizar la producción de los campos maduros, así como el desarrollo de proyectos para la reclasificación de reservas probables a probadas y recuperables de dichos campos.

Con el fin de determinar si las reservas asociadas a la formación Colorado son comercialmente explotables, se decidió a través de este trabajo realizar un estudio tanto técnico como económico que viabilice o descarte la implementación de proyectos de explotación de estas reservas. Se identificaron pozos que actualmente hacen parte del modelo volumétrico de reservas de gas de la formación Colorado. Para clasificar y evaluar las diferentes alternativas de pozos se realizó el levantamiento de información teniendo en cuenta criterios tales como Integridad mecánica, Estado del cemento, Estado de la locación y línea de producción, Estado actual del pozo y producción neta.

De acuerdo a lo anterior, se definieron como candidatos para prueba los pozos Llanito 26, Llanito 78 y Llanito 134. Este último pozo por encontrarse abierto en los intervalos de interés fue el piloto para iniciar con el proyecto y evaluar los resultados preliminares del mismo.

1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS LLANITO GALA

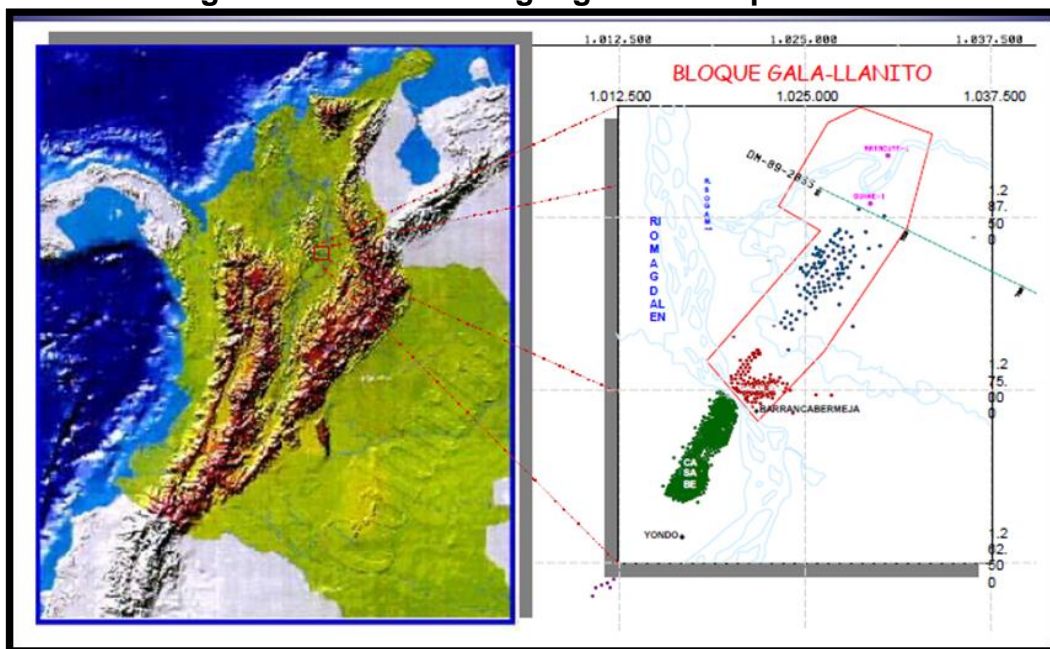
1.1 UBICACIÓN GEOGRAFICA

Los campos Llanito-Gala de ECOPETROL S.A. están ubicados en el Departamento de Santander, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al Norte de la ciudad de Barrancabermeja. Limitan al Este con la Ciénaga de San Silvestre, al Oeste con la Ciénaga de Llanito, al Norte con el Río Sogamoso y al Sur con el campo Galán - San Silvestre (Figura 1). Cartográficamente estos campos están comprendidos dentro de las siguientes coordenadas geográficas (Gauss):

N: 1'288.000 a 1'277.000;

E: 1'022.000 a 1'030.000

Figura 1. Localización geográfica campos Llanito-Gala.



Fuente. ECOPETROL. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala, 2003.

Estos campos tienen una extensión aproximada de 70 Km² en los cuales se han perforado alrededor de 270 pozos y actualmente se cuenta con 119 activos, con una producción diaria de crudo 5288 BOPD, gas 2646 KSCFD y agua 8675 BAPD, y con una producción acumulada a la fecha como se presenta en la Tabla1.

Tabla 1. Producción a la fecha a septiembre 2012 Coordinación Llanito

CAMPO	CRUDO (BBIs)	GAS (Kpc)
Gala	13,074,222	3,126,480
Galán	27,296,831	14,030,402
Llanito	41,182,107	20,738,956
TOTAL	81,553,160	37,895,847

Fuente. Control de Producción Coordinación Llanito, Ecopetrol 2012.

Su explotación ha sido hasta el momento de tipo primario y tiene como mecanismo de producción gas en solución y empuje parcial de agua. Los principales intervalos productivos lo constituyen areniscas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, como segundo objetivo las Zonas A y D de la Formación Colorado y Esmeralda-La Paz respectivamente.

1.2. CARACTERISTICAS DE LA FORMACIÓN

En la Tabla 2 se relacionan las propiedades de formación para las cuatro zonas productivas de los campos Llanito-Gala. La zona A corresponde a la formación Colorado, las zonas B y C a la formación Mugrosa y la zona D a la formación Esmeralda-La Paz. Las formaciones B, C y D se encuentran abiertas en los campos Llanito y Gala, a diferencia de la Zona A que solo ha sido probada como productora en el Campo Llanito y su potencial corresponde principalmente a Gas.

Tabla 2. Características del yacimiento de los campos Llanito - Gala

Horizonte Productor	Zona A	Zona B	Zona C	Zona D
Espesor Petrolífero	26 pies gasíferos	50 pies	40 pies	18 pies
Porosidad Promedio	21%	17%	18%	15%
Permeabilidad	250 md	150 md	180 md	160 md
Saturación de Agua	25%	40%	40%	47%
Salinidad de agua formación	18000 ppm	23500 ppm	29900 ppm	32000 ppm
Presión de Yacimiento	1880 Psi	2400 Psi	2800 Psi	3200 Psi
Presión Actual	1600 Psi	900-1500 Psi	110 Psi	900 Psi
Temperatura de Yacimiento	130°F	135°F	140°F	140°F
Gravedad API	-	21°API	23°API	24° API
GOR (inicial)	150 scf/stb	200 scf/stb	200 scf/stb	370 scf/stb
Factor Volumétrico de Formación	-	1,094 Resbl/stb	1,105 Resbl/stb	1,206 Resbl/stb
BSW inicial	0	0-3%	0-3%	0-3%

Fuente. ECOPETROL. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala, 2003.

De acuerdo a lo anterior y para objeto de este estudio nos concentraremos en la Zona A, correspondiente a la Formación Colorado, para el área que abarca el campo Llanito.

La Formación Colorado (Zona A) hacia el tope está constituida por la Cira Shale, compuesta por lutita gris verdosa, sublaminar, micromicácea, con inclusiones carbonáceas y de pirita. El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas. Los intervalos arenosos son de grano medio a fino, de composición silíceo color gris verdoso y regular selección. Las arcillolitas son gris clara, amarillas y violetas, con inclusiones de cuarzo. Su espesor aproximado es de 2500 pies¹.

¹ ECOPETROL. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala, 2003

1.3 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS

Las caracterizaciones de fluidos utilizadas en este estudio fueron realizadas por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y a la cromatografía de referencia que se tienen para la Formación Colorado. En las tablas 3 y 4 se relaciona el tipo de crudo y cromatografía del gas de la Formación Colorado.

Tabla 3. Propiedades de fluidos de Formación Colorado en Campo Llanito

PARAMETROS	ZONA A
Gravedad API	18,4
Viscosidad (cp)	50
Tipo de Crudo	Naftenico
Factor Volumetrico	1,085
Factor Volumetrico a Pb	1,061
GOR Inicial (SCF/STB)	150

Fuente. ECOPETROL. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala, 2003.

El petróleo presente en los yacimientos de los campos Llanito, Gala y Galán es de base nafténica y su gravedad API oscila entre 18 y 24°, clasificándose de esta manera como un Black Oil. La información de presiones adquirida recientemente determina que inicialmente los yacimientos, se encontraban subsaturados y que actualmente la presión en las Arenas A, B, C y D que están en explotación, está por debajo de la presión de burbuja.

El gas de la formación Colorado se caracteriza por ser un gas seco cuyo aprovechamiento como fuente de productos blancos se descarta inicialmente, sin embargo su potencial como fuente de energía o para incremento de venta en la Compresora Llanito es inegable y hace parte del presente estudio.

Tabla 4. Cromatografía Gas Referencia Formación Colorado.

COMPONENTE	%MOLAR
CO2	0,249
O2	0,171
N2	0,609
C1H4	85,017
C2H6	3,958
C3H8	1,802
i C4H10	0,758
n C4H10	0,805
i C5H12	0,366
n C5H12	0,286
n C6H14	0,579
n C7H16	0,1
n C7H16 - C10H22	0,05
C11H24-C14H30	0,003
C15H32-C20H42	0,002
Poder calorífico, Btu/scf	1050
Gravedad Específica (aire =1)	0,7858

Fuente. ECOPEPETROL. Análisis Hidráulico Pozo Llanito 134, 2012

1.4 PRODUCCION DE GAS DE LOS CAMPOS

Un yacimiento de gas es aquel en el cual la mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente en fase gaseosa en el subsuelo. Sin embargo, esto no quiere decir que un yacimiento de gas esté imposibilitado para producir hidrocarburos líquidos. En este caso, la producción de líquidos o “condensación” se produce como consecuencia de disminución en la energía cinética de las moléculas de gas más

pesadas originando un aumento en las fuerzas de atracción de las mismas, lo cual transforma parte de dicho gas en líquido²

Los yacimientos de gas se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Yacimientos de Gas seco
- Yacimientos de Gas húmedo
- Yacimientos de Gas condensado

En los yacimientos de gas seco la mezcla de hidrocarburos permanece en fase gaseosa, tanto en el subsuelo como en superficie, durante toda su vida productiva y a cualquier presión. Además, la temperatura de estos yacimientos es mayor que la temperatura cricondentérmica de la mezcla.

Por otro lado, un yacimiento de gas húmedo aunque se encuentra en fase gaseosa en el yacimiento produce líquido en superficie al pasar la mezcla a través del sistema de separación, generando relaciones gas-líquido (RGL) mayores de 15000 scf/STB. A diferencia de los anteriores, los Yacimientos de Gas Condensado presentan condensación retrógrada en el yacimiento a presiones por debajo de la presión de rocío y temperaturas entre la crítica y la cricondentérmica de la mezcla. En este caso las relaciones gas-líquido son superiores a 3200 scf/STB.

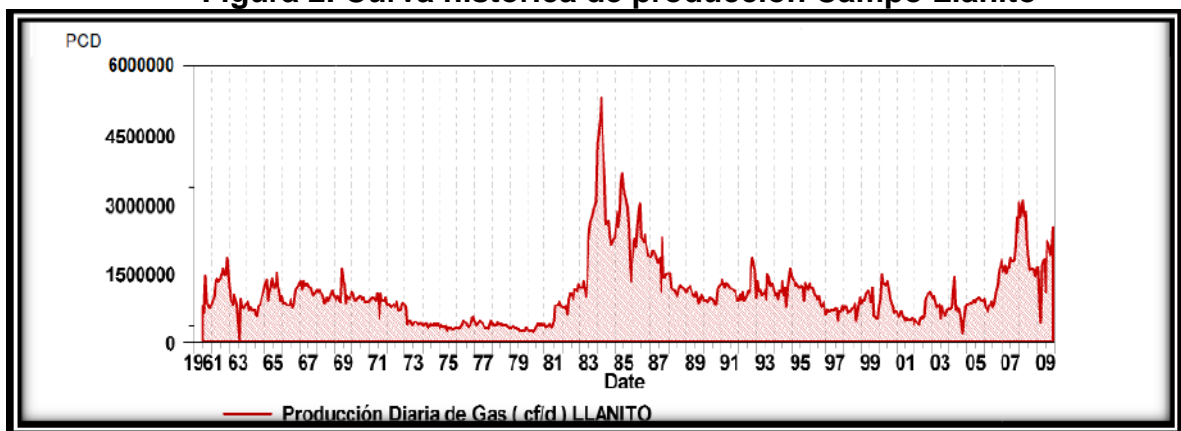
El campo Llanito fue descubierto en los años 50's y su desarrollo se ha centrado en la explotación de petróleo crudo, sin embargo a lo largo de su desarrollo en diferentes oportunidades se ha identificado un potencial de Gas Natural en la Formación Colorado.

² L.P. DAKE. Fundamentals of Reservoirs Engineering. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company, 1978

Las reservas de gas en la Formación Colorado han sido cuantificadas desde el inicio del desarrollo del campo en 1960, y re-valoradas hasta el último balance de reservas en 2011. La primera prueba realizada data de 1961 en el pozo Llanito 5, gas de producción que fue utilizado para un piloto de Gas Lift. En 1962 se realizaron pruebas en Llanito 22 y Llanito 82 confirmando el potencial de las reservas. Posterior a la realización de dichas pruebas, y a la finalización del piloto de Gas Lift por baja eficiencia, estos pozos se dejaron inactivos.

Entre 1982 y 1994 se realizaron pruebas en los pozos Llanito 76, 16, 33, 17, 7 y 27, confirmando la presencia de gas, y dejando algunos de estos pozos como productores temporales de gas. Finalmente se dejaron inactivos debido a problemas operaciones como la intrusión de agua a los pozos, y la baja capacidad de compresión del campo.

Figura 2. Curva histórica de producción Campo Llanito



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

La producción de gas de los campos Llanito-Gala a Octubre de 2012 es cerca de 2,6 millones de pies cúbicos por día, producción que es comprimida y enviada a la Gerencia Complejo de Barrancabermeja, para consumo interno de equipos como calderas y hornos.

Figura 3. Curva histórica de Producción campo Gala



Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

Posteriormente al inicio de la explotación del campo Gala y al incremento en la producción den 1984 de realizo una valoración de reservas que clasifico el gas de estos campos de acuerdo a su ubicación en el yacimiento “gas libre y gas asociado”.

El gas libre se ubica en las arenas de la formación Colorado, las cuales fueron parcialmente explotadas. El gas asociado hace parte de la producción de hidrocarburos de la formación Mugrosa y Esmeralda.

Actualmente no se tiene en explotación las reservas de gas libre, el 100% de la producción de gas proviene del gas asociado a la producción de petróleo.

Figura 4. Reservas de Gas valoradas para el campo Llanito- Gala

● GAS ORIGINAL Y RESERVAS						
	ZONA	G (GPCS)	FR (X)	RES TOT (GPCS)	Gp (GPCS)	RES REM (GPCS)
LIBRE	A	17.8	85.0	15.1	--	15.1
ASOCIADO	TOTAL (A,B,C,D)	74.6	40	30.0	12.1	17.9

● CUADRO COMPARATIVO										
FUENTE	AREA GALA- LLANITO									
	ACEITE				GAS LIBRE			GAS ASOCIADO		
	N(MBLS)	FR FINAL (X)	RES TOT (MBLS)	RES REM (MBLS)	G (GPCS)	RES TOT (GPCS)	RES REM (GPCS)	G (GPCS)	RES TOT (GPCS)	RES REM (GPCS)
METODO ESTADISTICO	314.7	21.0	65.9	40.5	17.8	15.1	15.1	74.6	30.0	17.9
CURVAS DECLINACIÓN	314.7	14.7	46.4	21.0	--	--	--	--	--	--
DATO OFICIAL	247.0	17.1	42.4	16.7	27.0	21.0	21.0	57.0	24.0	11.8

Fuente. Departamento de Ingeniería de Producción y Confiabilidad de Mares. Ecopetrol S.A.

1.5. ESTIMACIÓN DE RESERVAS³

La Ingeniería de Reservas es la rama de la ingeniería de petróleo que se encarga de estimar las cantidades de crudo y gas originales en sitio (POES y GOES). Apoyándose en técnicas probabilísticas y de cálculos matemáticos y físicos se ha logrado alcanzar métodos de alta fiabilidad que permiten estimar y predecir los comportamientos del yacimiento durante la producción e incluso antes de ella.

³ McCain, William D. "Properties of Petroleum Fluids". 2nd Edition

1.5.1 Cálculo de gas original en sitio: Uno de los métodos más usados para el cálculo de gas original en sitio (GOES) en las etapas iniciales de un yacimiento o cuando se dispone de poca información de producción, es el método volumétrico y se fundamenta en la estimación de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos que se encuentran en el yacimiento.

Para calcular el gas inicial, bajo este método, en determinada sección o parte del yacimiento es necesario conocer, además de la porosidad y la saturación de agua innata, el volumen total de la sección de la roca.

$$GOES = \frac{43560Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}}$$

GOES: Gas Original en Sitio, SCF

A: Área del yacimiento, acres

h: Espesor, pies

Φ : Porosidad, fracción

S_{wi} : Saturación inicial de agua, fracción

B_{gi} : Factor Volumétrico del gas @ P_i y T_f , Rcf/scf

El factor volumétrico del gas, B_{gi} , es un parámetro que relaciona el volumen que ocupa un gas condiciones de presión y temperatura de yacimiento con el volumen que ocupa la misma masa de gas en superficie a condiciones estándar (14,7 psia y 60°F). Este factor puede ser calculado bajo se metodología que se describe a continuación:

$$B_{gi} = 0,02829 \frac{Z_{gi} * T_f}{P_i} \quad \text{Donde:}$$

P_i : Presión inicial, psi

T_f : Temperatura de la formación (yacimiento), °R

Z_{gi} : Factor de compresibilidad del gas @ P_i y T_f

La presión original de yacimiento y la temperatura de formación son propiedades que pueden ser medidas o determinadas en campo.

1.5.2 Cálculo de las reservas de Gas: Las reservas son los volúmenes de hidrocarburos que, de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible, presenta alta probabilidad de ser recuperados bajo condiciones económicas y de abandono de los pre-establecidas.

El cálculo de las reservas de gas por método volumétrico se expresa con la siguiente ecuación:

$$Reservas\ de\ Gas\ Natural = GOES * FR$$

Donde FR es el factor de recobro que representa la fracción del GOES que puede extraerse (o que se ha extraído) de un yacimiento.

Para yacimientos recién descubiertos o sin desarrollar, se usa un FR análogo de yacimientos similares a los descubiertos. Los valores recomendados de acuerdo al método de producción, son:

- Yacimientos volumétricos (cerrados): FR = 0,8 @ 0,9
- Yacimientos con empuje moderado de agua: FR = 0,7 @ 0,8
- Yacimientos con empuje activo de agua: FR = 0,5 @ 0,6

Estos valores son debido a que el gas atrapado por el agua le resta efectividad al empuje hidráulico.

Por otro lado, cuando se hace una estimación de reservas de gas natural, siempre es necesario aclarar cuál es el grado de certeza con que se hacen esas estimaciones. El método que adopta la industria en todo el mundo es clasificar las reservas como “Probadas”, “Probables” y “Posibles”.

Las reservas probadas tienen una alta certeza. Los expertos dicen que hay un 90% de probabilidad de que realmente están bajo tierra. Las reservas probables, en cambio, son algo más inciertas, generalmente se asocian a zonas de los campos productores que están alejadas de los pozos que ya existen y de las que se conoce poco, la probabilidad de que el cálculo de reservas probadas más probables corresponda a la realidad es del 50%.

Finalmente, las reservas posibles son aún más dudosas, a tal punto que su existencia es más cuestionable, la probabilidad de que la sumatoria de reservas probadas más probables más posibles corresponda a la realidad es de sólo el 10%.

2. ESTUDIO DE MERCADO

2.1 EL MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Durante muchos años, el gas natural fue considerado como un subproducto del petróleo y era quemado o dispersado a la atmósfera, sin considerarlo como una fuente de energía de interés. Actualmente, el gas es el combustible que ocupa el tercer lugar de consumo en el mundo, después del petróleo y el carbón.

Los altos precios del petróleo y del carbón en los últimos años han motivado a la industria a poner sus ojos en este combustible por su economía, menor impacto ambiental y porque su procesos de extracción y producción son mucho más sencillos que los del petróleo y permite que solo el 10% del gas que se saca del subsuelo se pierda antes de llegar al consumidor final.⁴

En Colombia desde 1961, la conciencia sobre el valor del gas se empieza a plasmar en la legislación, y es por primera vez a través de la Ley 10 de 1961, que se prohíbe de forma explícita su quema, posteriormente se ratifica mediante el decreto 1873 de 1973.

En 1973 se inicia la construcción en la Costa Atlántica del primer gasoducto para atender las necesidades del sector industrial para esa zona del país, extendiéndose a todos sus departamentos. Con el objeto de sustituir energéticos de alto costo, en 1986 se estableció el primer plan nacional de uso general del gas natural, llamado "Programa de gas para el cambio". El bajo volumen de reservas

⁴ REVISTA SEMANA. Edición Especial: La hora del Gas, 2012.

de esa época y la coyuntura en que se desenvolvían los energéticos, los cuales estaban subsidiados, limitaron el desarrollo de este plan.

Una vez más en los 90's surge la necesidad de crear la cultura del gas, con lo cual se adelantaron enormes esfuerzos encaminados a promover e incentivar la realización de proyectos de gas natural, esto enmarcado en los objetivos planteados de la política energética del Plan de Masificación de Gas (COMPES 2571 / 1991) que buscan entre otras cosas mejorar la oferta de energía a los usuarios, reducir los costos de prestación del servicio y promover la conservación y el uso racional de los recursos energéticos.

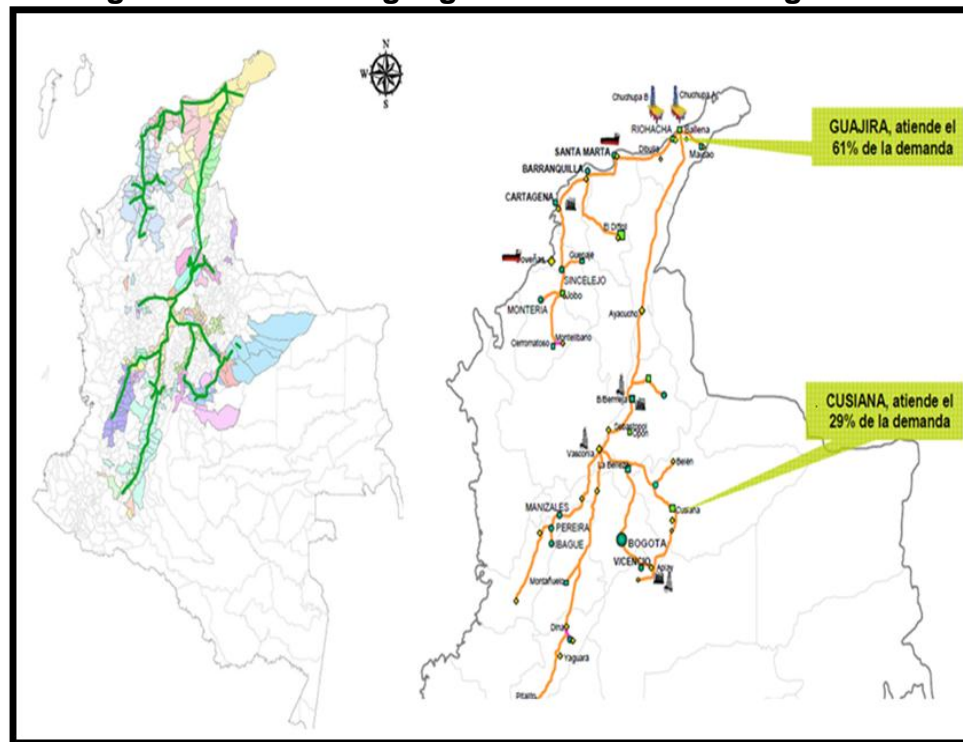
Con el CONPES se diseñó una política macroeconómica y energética integral, en la que se establecieron facilidades para los particulares en la construcción de gasoductos troncales y se presentó la posibilidad de la distribución a cargo de empresas privadas o mixtas.

Con todas estas políticas, el inicio de la masificación del uso del gas se hizo una realidad permitiendo modificar en cierta medida el patrón de consumo de todos los sectores y establecer una oferta adecuada de energía. Igualmente, por motivos de interés social y con el fin de que la cobertura de los servicios públicos se pudiera extender a personas de menores ingresos, la Ley 142 de 1994 faculta al Ministerio de Minas y Energía (MME) para conformar áreas de servicio exclusivo para la distribución domiciliaria de gas combustible y suscribir contratos de concesión especial en los que se incluyen cláusulas de exclusividad que establecen que ninguna otra empresa podrá prestar el servicio de distribución en esa área.

El servicio de gas natural en Colombia se ha expandido hacia poblaciones alrededor de las tuberías troncales de transporte de este combustible (ver Figura 5). Esta expansión se ha caracterizado por el progresivo aumento de los usuarios residenciales, comerciales, industriales y vehiculares. El consumo de este

energético en las refinerías y el sector petroquímico no ha presentado cambios significativos en los últimos diez años sin embargo representa una porción importante del mercado del Gas Natural en Colombia.

Figura 5. Cobertura geográfica del servicio de gas natural.



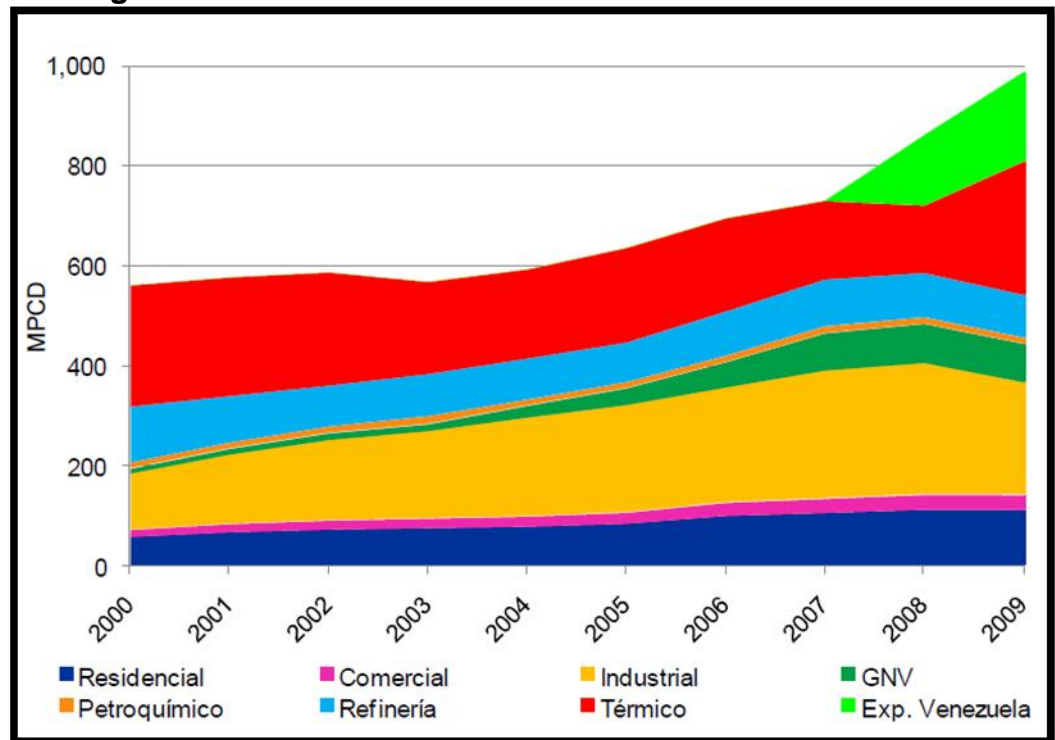
Fuente. ECOPEPETROL. Estudio de Gas: Ecopetrol y el Mercado del gas natural en Colombia, Agosto 2008.

2.2.1 Demanda del Gas Natural

En el año 2009, el consumo nacional de gas natural alcanzó un valor promedio de 810 MSCFD mientras las exportaciones del mismo hacia Venezuela llegaron a 179 MSCFD. Del consumo nacional, el sector industrial participó con el 27,9%, el sector residencial 13,9%, las refinerías consumieron un 10,9%. El consumo de los sectores vehicular, comercial y petroquímico fue respectivamente de 9,4%, 3,6% y 1,4%. El Fenómeno de El Niño exigió una mayor generación térmica de energía

eléctrica, incrementándose el consumo de gas natural que alcanzó un valor medio de 266,5 MSCFD (32,9% del consumo nacional), valor muy superior al consumo histórico (ver Figura 3).⁵

Figura 6. Histórico Demanda de Gas Natural en Colombia



Fuente. UPME. Proyección de Demanda de Energía en Colombia, Octubre 2010.

Algunos factores importantes que han contribuido a la evolución de la demanda de Gas Natural en el país, son:

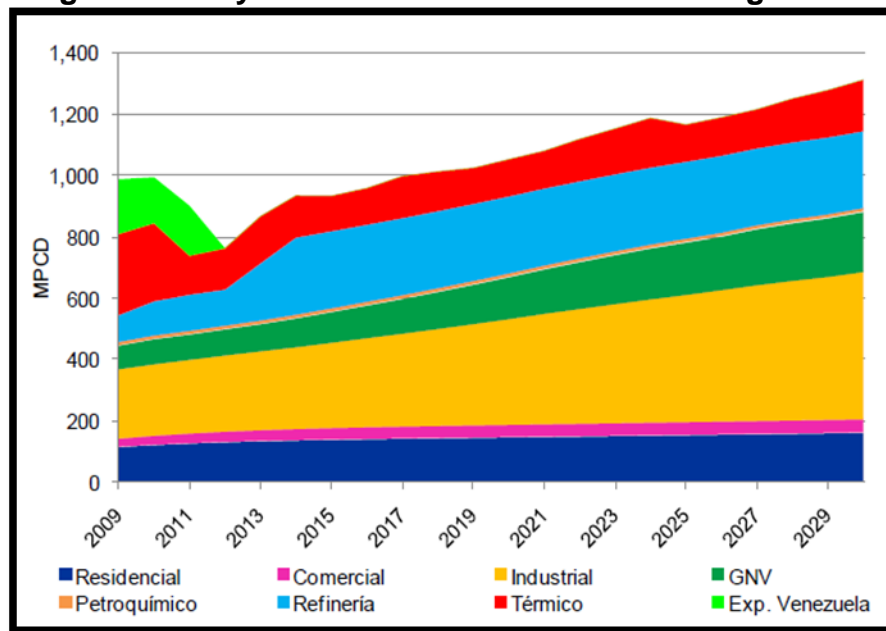
- Desarrollo de infraestructura de transporte de gas al interior del país mediante BOMT's.
- Definición de metodologías de remuneración para las actividades de transporte, distribución y comercialización.
- Desmonte gradual de subsidios a combustibles líquidos.

⁵ UPME. Proyección de Demanda de Energía en Colombia, Octubre 2010.

- Liberación de precios de gas para campos nuevos. Aun se mantiene precio máximo el gas de la Guajira y Opón.

De acuerdo las proyecciones de la Unidad de Planeación Minero Energetica, UPME, los requerimientos de gas natural en los próximos años muestran una tasa de crecimiento promedio anual del orden de 4.0%, con lo cual la demanda interna superará los 1053 MSCFD hacia el 2020. A partir de de 2020 y hasta 2030 se espera un incremento una tasa de crecimiento media de 2.2% alcanzando una demanda nacional maxima de 1313 MSCFD. (Figura 4).

Figura 7. Proyección de demanda sectorial de gas natural



Fuente. UPME. Proyección de Demanda de Energía en Colombia, Octubre 2010.

2.2.2. Oferta del Gas Natural

La oferta de gas natural del país se encuentra mayoritariamente concentrada en los campos de La Guajira y Cusiana que en el año 2009 produjeron el 86.4% del total nacional. El restante fue producido en campos del Valle del Magdalena y otros de la Costa Atlántica.

El gas exportado representó en 2010 el 15% del total del gas suministrado por los campos Colombianos, siendo el consumo interno el 85% restante. Con gas proveniente de La Guajira se realiza el suministro para la exportación a Venezuela y el gas adicional se destina a consumo interno representando el 66% del total de gas natural para consumo interno. El campo de Cusiana suministra en segundo lugar el 20% del total de la oferta de gas natural nacional, mientras que el 14% restante se reparte entre los otros campos.

Alineado con lo anterior, las reservas de gas natural, en Colombia, se concentran en su gran mayoría en la cuenca de los Llanos Orientales y La Guajira, con 43% y 28% respectivamente de participación de las reservas totales del país. Con corte a diciembre 2010, se reporta un total de 8,099 GPC de reservas de gas natural en Colombia, de las cuales 54% son probadas, 36% probables y 10% posibles.⁶

Aunque en los últimos años no se han conocido descubrimientos importantes de gas natural, la industria ha encaminado grandes esfuerzos para optimizar y maximizar la producción de los campos maduros, así como el desarrollo de proyectos para la “reclasificación de reservas” de dichos campos de probables y/o posibles a probadas y recuperables.

Recientemente se incorporaron, al balance de reservas del país, con calidad de reservas probadas las de los campos Gibraltar (197,8 GPC) y La Creciente (415 GPC), y con calidad de probables y posibles, el Valle Medio del Magdalena con los campos La Cira e Infantas, que suman 1,527 GPC de reservas, 737 GPC probables y 790 GPC posibles.

Este es el caso de las reservas de gas del Campo Llanito que a pesar de ser un campo maduro en explotación de aceite y de tener identificada la existencia de reservas de Gas Natural, las mismas no han sido definidas como probadas recuperables dado que no cuentan con un proyecto que las viabilice y por lo tanto

⁶ PROMIGAS. Informe del Sector Gas Natural: Un balance de la Década, 2010.

no han sido explotadas comercialmente. Sin embargo al igual que con otros campos maduros se está trabajando en el desarrollo de proyectos para la recalificación de sus reservas y aprovechamiento de las mismas.

2.2.3. Precios del Gas Natural

En Colombia, el precio del gas natural en boca de pozo se fija según la fuente de suministro y de acuerdo con la normatividad vigente estos pueden ser regulados y no regulados. La estimación del precio del gas natural en boca de pozo de los campos regulados, Guajira y Opón, se realiza siguiendo el procedimiento establecido en la Resolución CREG 119 de 2005, 187 de 2010 y 199 de 2011. En los demás campos, campos no regulados, el precio se determina libremente.

Para los campos regulados se considera como parámetro de evaluación la evolución de los precios del Residual Fuel No.6 1,0% Sulfur obtenido de “Indice Platts US Gulf Coast Residual”. De acuerdo con la Resolución CREG 119 de 2005, el Precio Máximo Regulado del gas natural debe ser actualizado semestralmente, el 1 de febrero y el 1 de agosto de cada año para el gas producido en los campos de la Guajira; y entre el 1 de enero y el 1 de julio de cada año para el gas natural producido en el caso de los campos de Opón.

La fórmula es la siguiente:

$$PMR_t = PMR_{t-1} * \frac{INDICE_{t-1}}{INDICE_{t-2}}$$

Donde:

PMR_t : Precio máximo regulado que regirá durante el siguiente semestre (t), expresado en dólares por millón de BTU (USD\$/MBTU).

PMR_{t-1} : Precio máximo regulado del semestre anterior (t-1).

INDICE_{t-1}.: Promedio aritmético del índice del semestre anterior (t-1)

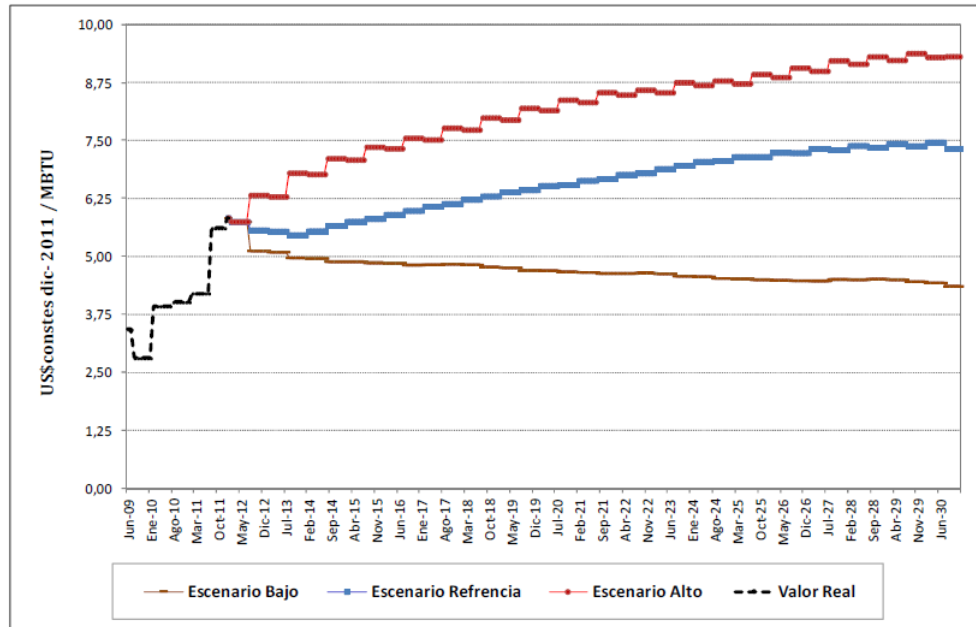
INDICE_{t-2}.: Promedio aritmético del índice del semestre precedente al anterior (t-2)

INDICE: US Gulf Coast Residual Fuel N°6 1,0% Sulfur Fuel oil precio de cierre, según la serie de la publicación Platt's de Estándar & Poor's

Los precios del gas natural de los campos no regulados son calculados con base en la información comercial y contractual reportada por las empresas Productoras-Comercializadoras de dicho gas, mediante un análisis "Netback" que no es otra cosa que la evaluación de la competitividad del precio del gas en estudio con respecto al precio de los campos Regulados, que para el caso de Colombia corresponde al precio del gas de la Guajira. No obstante, en los últimos años los valores del gas no regulado han sido fijados por el sistema de subastas que no necesariamente están guiados por el valor "Netback" del gas de otros campos. Se puede observar, por ejemplo, que a pesar de la liberación del precio en boca de pozo de Cusiana (El precio en boca de pozo del gas de Cusiana es libre desde que su capacidad de producción superó los 180 MSCFD, situación que se dio en junio de 2006), este se mantuvo cercano a los niveles en los que se encontraba cuando estaba regulado.

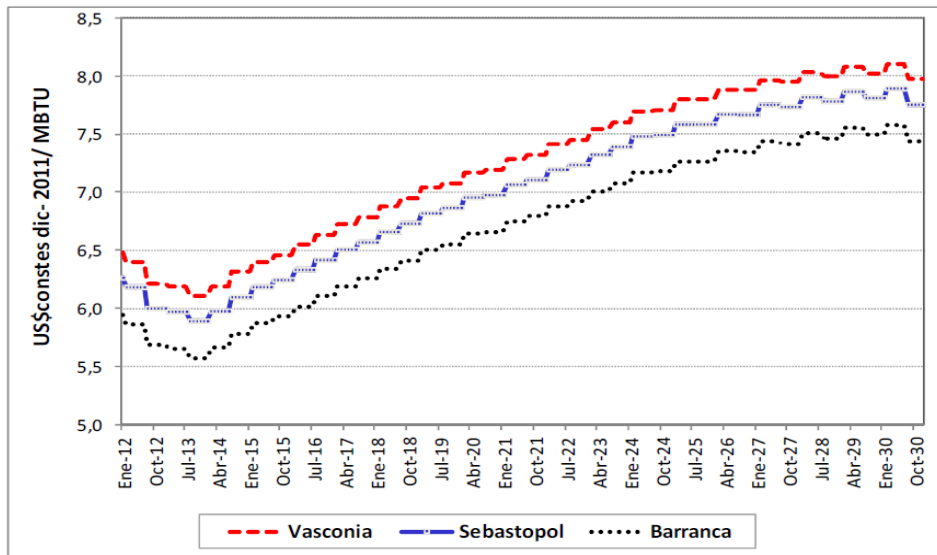
En las figuras 8 y 9 se puede observar la proyección de precios del Gas Natural en Colombia para los campos Regulados y No Regulados, representados los primeros con el Gas de Guajira y los últimos con el gas de Cusiana, proyección realizada recientemente por la UPME en su informe de proyecciones de precios de Gas Natural y combustibles líquidos del mes de Febrero de 2012.

Figura 8. Proyección de Precios en Boca de Pozo Gas Guajira



Fuente. UPME. Proyecciones De Precios De Gas Natural Y Combustibles Líquidos Para Generación Eléctrica, Febrero de 2012.

Figura 9. Proyección de Precios en Boca de Pozo Gas Cusiana desde Enero de 2012 a Octubre de 2030



Fuente. UPME. Proyecciones De Precios De Gas Natural Y Combustibles Líquidos Para Generación Eléctrica, Febrero de 2012.

Si bien se han registrado diferencias de precios en los distintos contratos, se espera que a largo plazo las señales apunten a una uniformización razonable de los precios del gas únicamente en los principales campos (ej. Cusiana y Guajira) por tal razón la UPME utiliza este supuesto para la determinación del precio de gas natural del Campo Cusiana.⁷

Para efectos de este estudio se tomarán en cuenta las proyecciones antes relacionadas.

Sin embargo a lo anterior, es importante resaltar que la Comisión de Regulación de Energía y Gas en su sesión de 532, de Agosto 24 de 2012, aprobó hacer público el proyecto de Resolución “Por el cual se libera el precio para el gas natural colocado en Punto de entrada al sistema nacional de transporte”. Con esto el Gobierno pretende liberar los precios del gas en boca de pozo, es decir que los precios del gas de La Guajira se regirán bajo un esquema de oferta y demanda, lo que haría que los mismos se redujeran hasta en un 40%, según lo expuso El ministro de Minas y Energía, Mauricio Cárdenas Santamaría, en el XV Congreso de Naturgas.

2.3 OPORTUNIDAD DE MERCADO

El comportamiento de las reservas y el suministro de gas en Colombia durante los últimos años, evidencia la necesidad de desarrollar las reservas probadas para poder atender la demanda interna y aprovechar las posibilidades de exportación a mercados cercanos en el mediano plazo. Igualmente, problemas de confiabilidad en el suministro y transporte de gas natural, asociados a restricciones de la oferta de gas natural o no disponibilidad de la infraestructura de transporte, manifiestan

⁷ UPME. Proyecciones De Precios De Gas Natural Y Combustibles Líquidos Para Generación Eléctrica, Febrero de 2012.

la necesidad de contar con esquemas de planeación que incorporen alternativas de confiabilidad en la operación del sistema.

El gas asociado producido en el área Llanito, campos Llanito, Gala, Cardales, Galán y San Silvestre, actualmente es llevado a la Planta Compresora Llanito por medio de una red de tubería con diámetros desde 8” a 14”, una vez en la planta este gas entra a un separador donde los líquidos son llevados a una trampa API y el gas pasa a los motocompresores donde es comprimido hasta una presión de Descarga de 450psi, para ser enviado por el gasoducto Payoa – GCB y entregado finalmente a la Refinería (GCB) ubicada en la Ciudad de Barrancabermeja .

En la Refinería de Barrancabermeja se presentan tres tipos de consumo de gas natural:

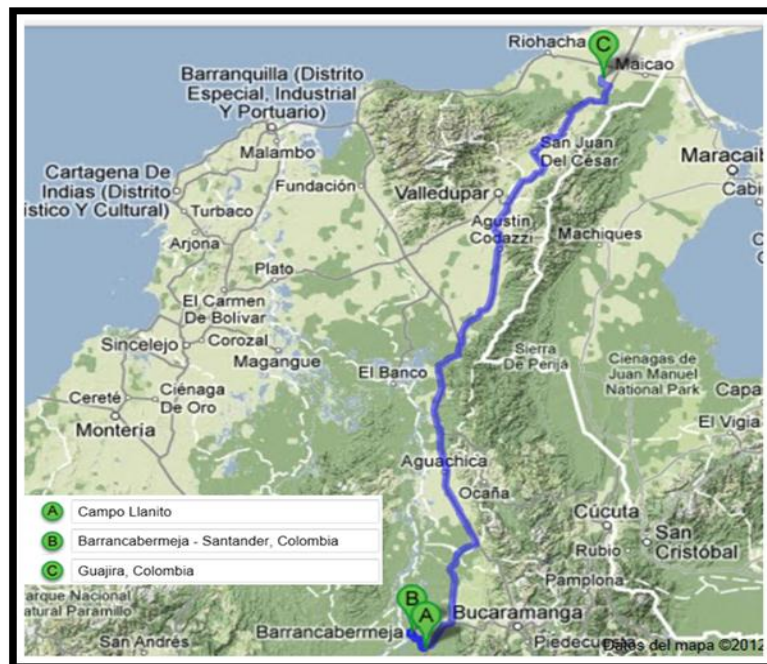
- **Consumo en hornos de proceso:** La Refinería de Barrancabermeja requiere para los procesos normales de refinación el gas natural como combustible en los hornos de proceso, con el fin de incrementar la temperatura de las corrientes del proceso que como objetivo final tiene la producción de combustibles líquidos tales, como diésel, gasolinas, asfalto y gas licuado del petróleo entre otros.
- **Consumo para generación de energía eléctrica y vapor:** La Refinería de Barrancabermeja requiere gas natural para combustión directamente en: i) La planta de generación eléctrica “turbogás” en la Refinería de Barrancabermeja para la generación de energía eléctrica; y ii) Se usa en calderas como combustible para la generación de vapor que se constituye como fuerza motriz para compresores, turbinas entre otros.
- **Consumo para la ejecución de hidrot ratamiento:** Ecopetrol S.A. como refinador de combustibles líquidos, en especial, gasolina y diésel, tiene la

Obligación de cumplir con la normatividad ambiental principalmente respecto a la cantidad de contenido de azufre en los combustibles líquidos producidos.

Durante los últimos años, la refinera de Barrancabermeja ha experimentado un crecimiento sustancial en sus necesidades de suministro de Gas Natural y dicha demanda ha tratado de ser cubierta con gas de los campos del área.

En la Figura 7 se presenta un esquema grafico de las localizaciones geograficas de la Refinería Barrancabermeja, el gas de la Guajira y el gas de Llanito. En esta grafica se pueden observar las grandes distancias que actualmente debe recorrer el combustible para ser consumido por la refinera y se puede identificar también la posición estratégica que tiene el campo Llanito para atender esta demanda de gas natural.

Figura 10. Ubicación Geográfica Refinería Barrancabermeja, Gas Guajira y Gas Llanito.



Fuente. Autores.

Las reservas de gas natural de la Formación Colorado, en el campo Llanito, aunque se encuentran probadas y han sido cuantificadas en varias ocasiones, no han sido desarrolladas debido a la falta de un estudio técnico que las viabilice, sin embargo su ubicación estratégica, por encontrarse cerca a infraestructuras de procesamiento y transporte como lo son la Planta Compresora Llanito y Gasoducto Payoa – GCB suponen una oportunidad logística de mercado innegable para la explotación de dichas reservas.

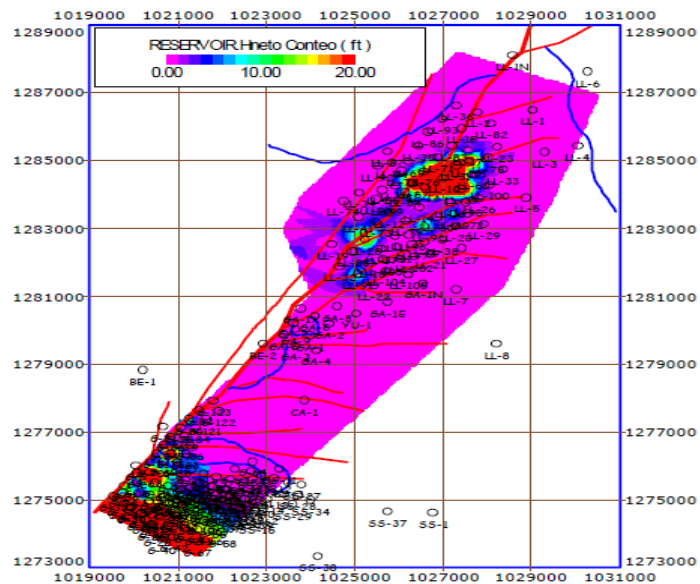
Adicionalmente, se cuenta con un cliente potencial, como lo es la Refinería de Barrancabermeja, con altos requerimientos de gas y una demanda de dicho combustible en crecimiento. De acuerdo a las proyecciones, las necesidades de gas natural incrementaran considerablemente a partir del Plan de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja (“PMRB”), donde se contara con un nuevo sistema de compresión de gas natural que atenderá toda la Refinería una vez modernizada, y el Plan Maestro de Servicios Industriales (“PMSI”), donde se requiere de la utilización del gas para el funcionamiento de las unidades de hidrotratamiento para la producción de gasolina y diesel en cantidades de contenido de azufre acordes a la normatividad vigente.

3. ESTUDIO TÉCNICO

3.1 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN

La zona A, abierta en el campo Llanito, corresponde en niveles inferiores a producciones de aceite y los niveles superiores, corresponden a zonas gasíferas lenticulares, no distribuidas en todo el campo. La Formación Colorado se define de acuerdo con el modelo geológico entre la base del marcador “Cira Shale” y el Tope del marcador “Fósiles de Mugrosa”. En la figura 8 se puede apreciar la distribución de arenas netas de la Zona A donde se puede observar que el área de interés y su desarrollo se presentan principalmente hacia el norte del campo.

Figura 11. Mapa de distribución de arena neta Zona A.

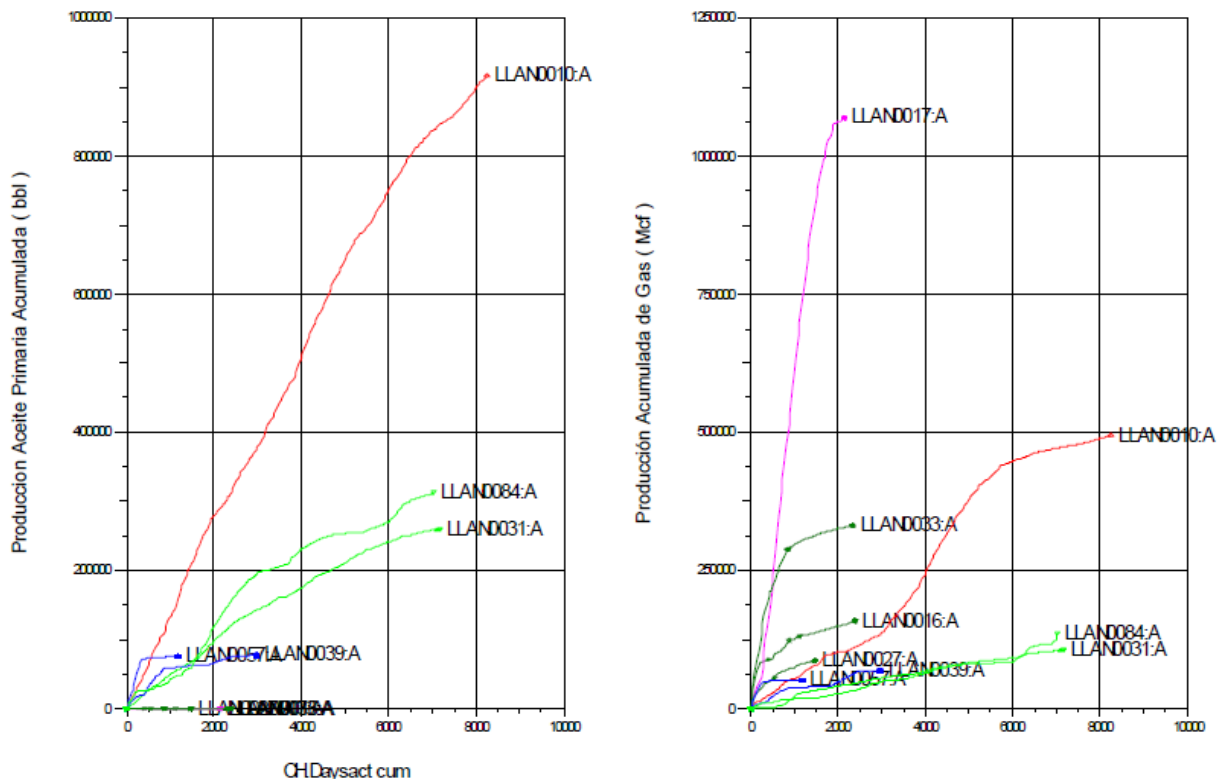


Fuente. ECOPEPETROL. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala, 2003.

De acuerdo a los históricos de producción del campo se puede inferir que la producción de gas no ha estado asociada con la producción de aceite, es decir

que se produce aceite y gas de sub unidades diferentes. En la figura 11 podemos observar un comparativo de las producciones normalizadas acumuladas de gas y aceite donde se identifica que el comportamiento de estos productos no están correlacionados.

Figura 12. Producción acumulada aceite y gas, normalizada en el tiempo Zona A.



Fuente. ECOPETROL. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala, 2003.

Los principales pozos que producen gas libre de esta zona, destacando que tres de ellos (LL-33, LL-27 y LL-17) producen de zonas comprendidas entre el marcador “MLCSH” y el marcador “MTOC” y el otro (LL-16) producen del tope de la formación Colorado, sub unidad C1.

3.1.1 Reservas

La estimación de la cantidad de gas presente en un yacimiento, es un factor determinante desde el punto de vista económico, ya que permite determinar la viabilidad de iniciar el proceso de extracción del combustible.

Aunque las reservas de gas en la Formación Colorado han sido cuantificadas desde el inicio del desarrollo del campo en 1960, y re-valoradas hasta el último balance de reservas en 2011 los volúmenes originales de gas estimados no han cambiado considerablemente hasta hoy, lo cual está ligado a la falta de información contundente que enriquezca aun mas los análisis de yacimientos.

Según análisis de reservas del año 1963 las reservas estimadas para la Formación Colorado del Campo Llanito se encontraban por el orden de los 23GSCF⁸.

De acuerdo a los valores suministrados del último cálculo de reservas de la Formación Colorado, realizado en el año 2011 por los profesionales de yacimientos de Ecopetrol, en la tabla 4 se listan las propiedades de referencia para el cálculo de Gas Original en Sitio.

Tabla 5. Propiedades de Referencia para GOES - Formación Colorado.

PROPIEDADES, UNIDADES	VALOR
A: Área del yacimiento, acres	1.050
h: Espesor, pies	26
Φ : Porosidad, fracción	0,21
Swi: Saturación inicial de agua, fracción	0,25
Bgi: Factor Volumétrico del gas @ Pi y Tf, Rcf/scf ⁹	0,007905

Fuente. ECOPETROL. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala.

⁸ Memorando Interno de Ecopetrol, PET-C-010 de 1963.

⁹ PVT sintético obtenido por medio de correlaciones con Presión y Temperatura de yacimiento.

$$GOES = \frac{43560Ah\phi(1 - Swi)}{Bgi}$$

$$GOES = \frac{43560 * (1050acres) * (26ft) * (0,21) * (1 - 0,25)}{0,007905Rcf/scf^6}$$

$$GOES = 23694668048 scf = 23,7 Gscf$$

Dado los valores antes mencionados y utilizando la metodología de cálculo volumétrico tenemos que el Gas Original en Sitio asociado a la Formación Colorado del campo Llanito es de 23,7 GSCF. Considerando un factor de recobro típico de los campos de gas libre de 80%¹⁰ podemos estimar que las reservas de Reservas de Gas Natural de la Formación Colorado corresponden a 18,9 GSCF.

$$ReservasdeGasNatural = GOES * FR$$

$$ReservasdeGasNatural = 23,7Gscf * 0.80 = 18,9Gscf$$

3.1.3. Pruebas de Potencial

Como ya se ha mencionado durante la vida del campo Llanito se han realizado diversas pruebas con miras a determinar la viabilidad de la explotación de las reservas de gas presentes en la Formación Colorado del campo Llanito.

En el año 1961 se realizó una de las primeras pruebas, en el pozo Llanito 5, la cual buscaba determinar la capacidad de producción de gas del pozo y su composición típica. Los resultados obtenidos de estas pruebas indicaron una capacidad de producción del pozo de alrededor de 4,5 MSCF y de acuerdo a los resultados de análisis de laboratorio se determinó que se trataba de un yacimiento de gas seco. Sin embargo, producto de una prueba extensa se pudo observar una

¹⁰

rápida declinación de presión en el pozo, con lo cual se concluyó que las arenas gasíferas de la Formación Colorado no son continuas en toda su extensión y por consiguiente cualquier plan de explotación de estas reservas debería tener en cuenta los sistemas de recolección, compresión y distribución que aseguraran el éxito del proyecto.

En 1962 se realizaron pruebas en Llanito 22 y Llanito 82 confirmando el potencial de las reservas.

Posteriormente, a finales del año 1962 se adelantó un proyecto Piloto de Gas Lift para el campo Llanito tomando el gas proveniente del Llanito 5. Los resultados de este piloto confirmaron la fuerte declinación de la presión del pozo y la necesidad de contar con capacidad de compresión para viabilizar cualquier proyecto de explotación de estas reservas. Dada la baja eficiencia presentada del piloto de Gas Lift los pozos se dejaron inactivos.

Entre 1982 y 1994 se realizaron pruebas en los pozos Llanito 76, 16, 33, 17, 7 y 27, confirmando la presencia de gas, y dejando algunos de estos pozos como productores temporales de gas. Finalmente se dejaron inactivos debido a problemas operacionales como la intrusión de agua a los pozos, y la baja capacidad de compresión del campo.

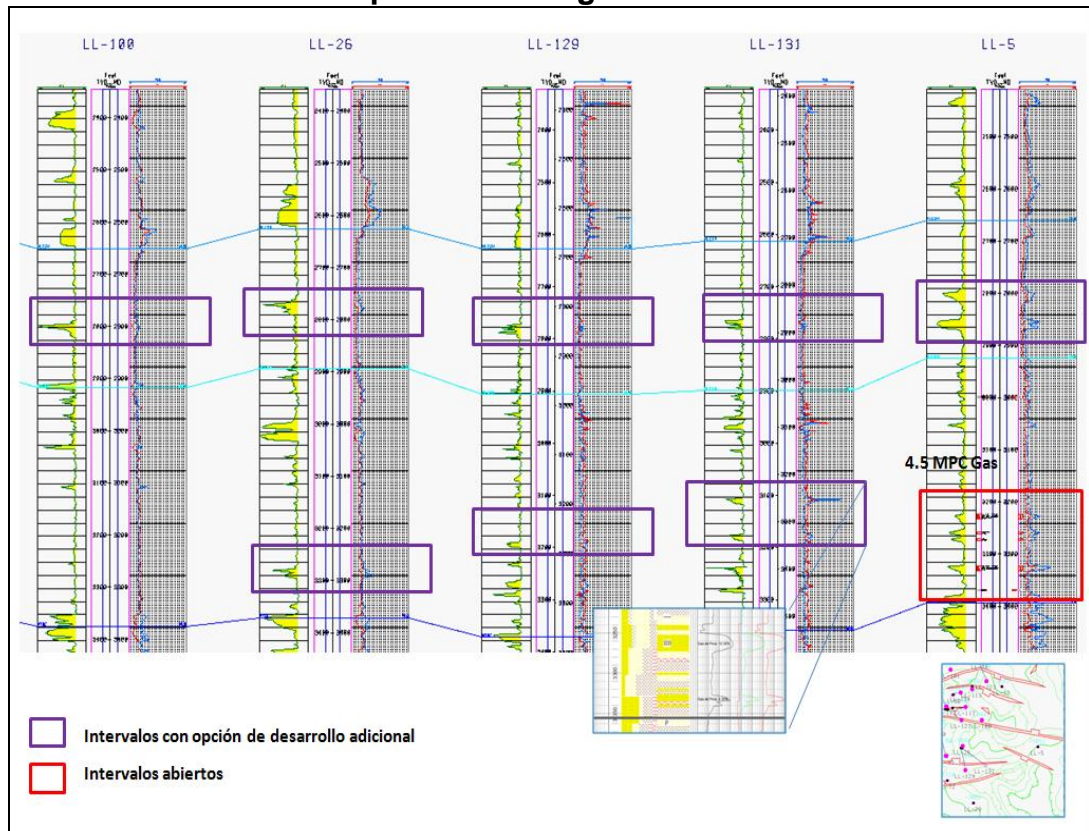
3.1.4 Definición de Alternativas - Selección de Pozos

Dada la oportunidad de mercado que suponen las reservas de Gas Natural de la Formación Colorado del campo Llanito se buscó retomar la evaluación de comercialidad y adelantar unas pruebas piloto para el desarrollo de las mismas.

Tomando como referencia la información de pruebas de potencial y de laboratorio así como registros eléctricos de los pozos probados como productores de gas en

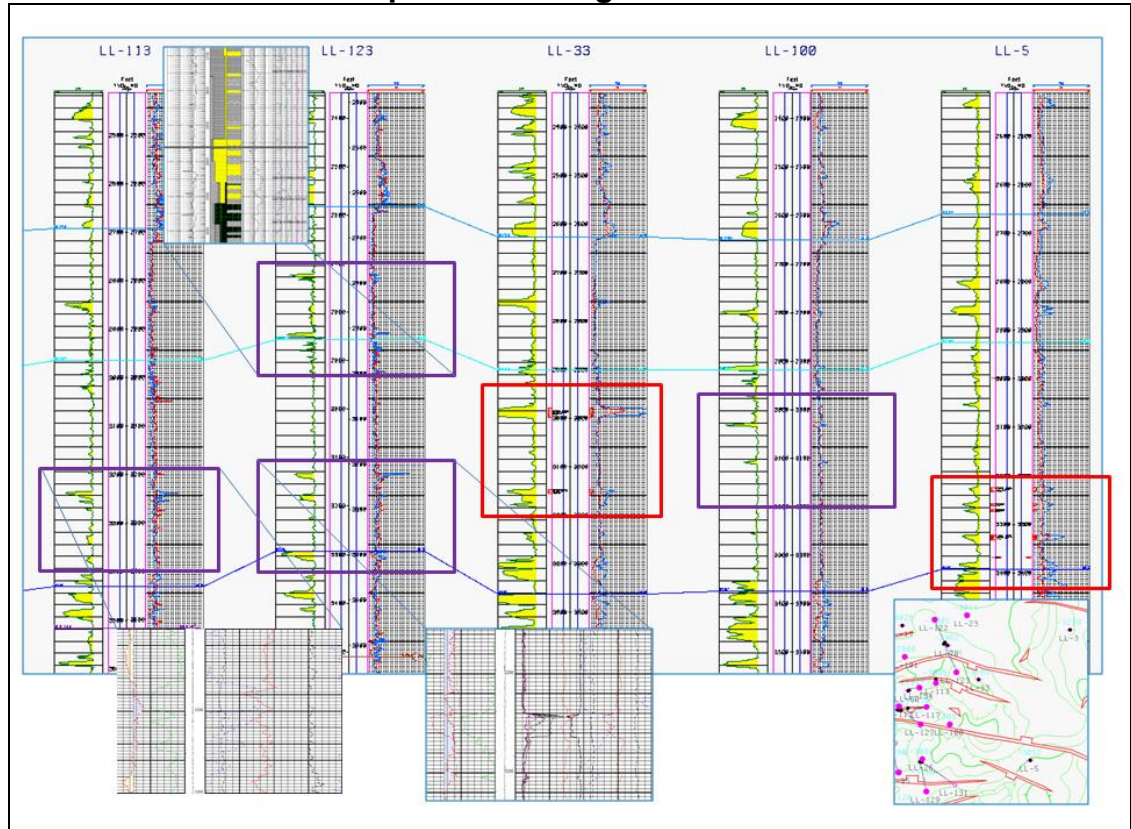
la Formación Colorado, se procedió a generar correlaciones para los pozos perforados en el área. Identificando arenas potenciales para un desarrollo adicional.

Figura 10. Correlación pozos Llanito 100, 26, 129 y 131 con pozo productor de gas Llanito 5.



Fuente. ECOPETROL. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala

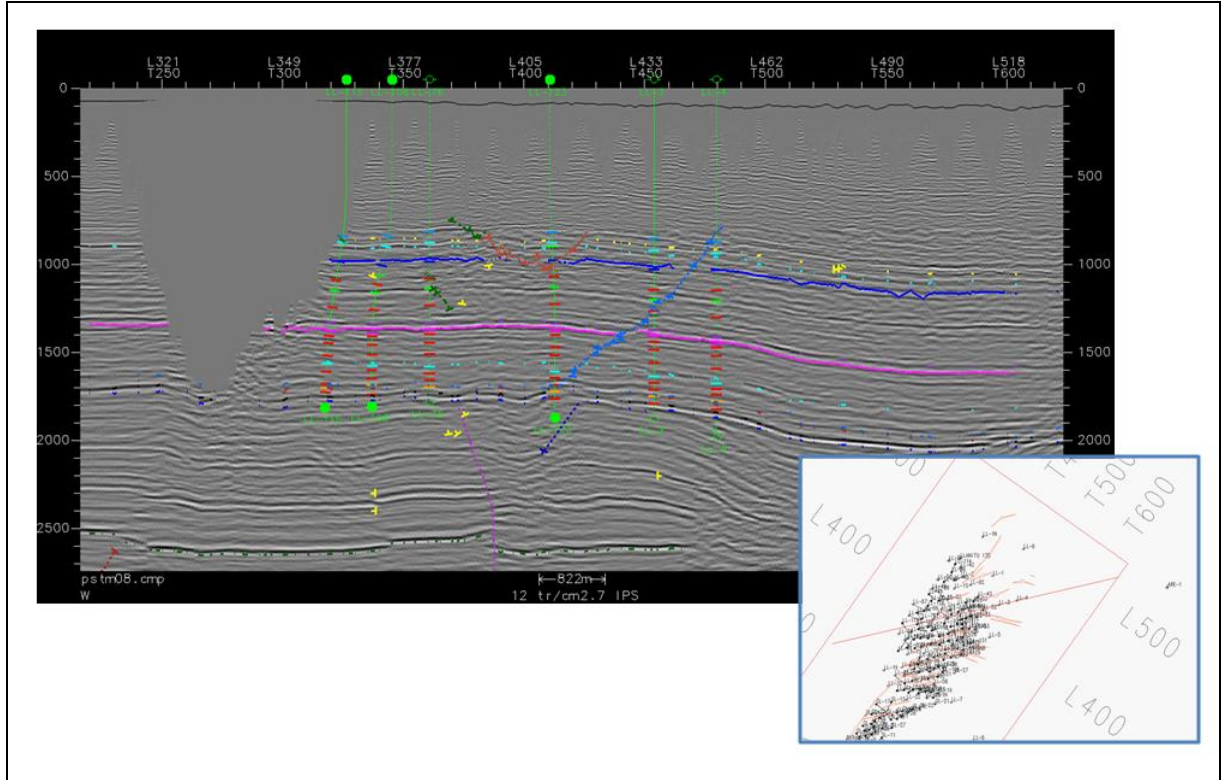
Figura 14. Correlación pozos Llanito 113, 123, 33 y 100 con pozo productor de gas Llanito 5.



Fuente. ECOPETROL. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala

Una vez consolidada y fortalecida la información de correlaciones e intervalos potenciales de arenas a perforar y con la ayuda de los perfiles de sísmica disponibles se procedió mapear en un isópaco del tope de la Formación Colorado los diferentes pozos identificando las zonas falladas y las arenas gasíferas lenticulares presentes en el área identificadas por contornos de colores en la figura 15.

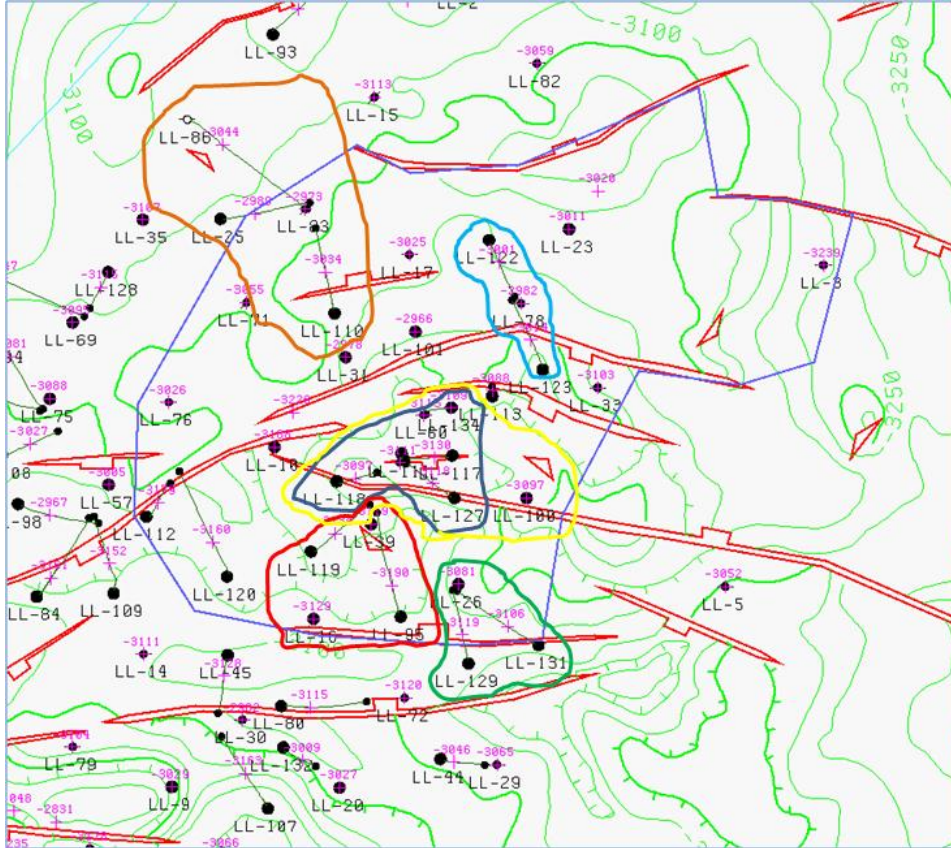
Figura 15. Perfil sísmica 2D, campo Llanito.



Fuente. ECOPETROL. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala

Dada los perfiles de distribución de las arenas gasíferas a lo largo de la Formación Colorado, identificados con la metodología mencionada, se delimito mediante un polígono la zona en la cual confluye la mayor presencia de estas arenas. La delimitación del área de interés busca clasificar las alternativas de manera tal que el proyecto sea enfocado en aquellas áreas con mayor probabilidad de éxito.

Figura 16. Mapa Isópaco del Tope de la Formación Colorado.



Fuente. ECOPEPETROL. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala

Una vez definido el polígono de interés se procedió a seleccionar los pozos del área que de acuerdo a su ubicación pudieren drenar adecuadamente las arenas gasíferas identificadas. En total en el área se identificaron 29 pozos como posibles candidatos, los cuales se relacionan en la tabla. Para clasificar y evaluar las diferentes alternativas de pozos se realizó el levantamiento de información para calificar criterios tales como Integridad mecánica, Estado del cemento, Estado de la locación y línea de producción, Estado actual del pozo y producción neta.

Tabla 6. Matriz de Pozos candidatos proyecto Gas Colorado – Campo Llanito

POZO	ESTADO ACTUAL	PRODU. NETA ACTUAL	ESTADO LOCACIÓN	LINEA DE PROD	CEMENTO
LI-16	INACTIVO	N/A	REGULAR	NO TIENE	REGULAR
LI-17	INACTIVO	N/A	MAL ESTADO	NO TIENE	REGULAR
LI-23	ACTIVO	34	REGULAR	OK	REGULAR HASTA 4120 OK
LI-25	ACTIVO	34	OK	OK	REGULAR HASTA 2950
LI-26	ABANDONADO	N/A	OK	NO TIENE	BUENO
LI-31	ABANDONADO	N/A	OK	NO TIENE	NO TIENE
LI-33	INACTIVO	N/A	MAL ESTADO	NO TIENE	SIN REGISTRO
LI-39	ACTIVO	11	OK	OK	REGULAR
LI-5	INACTIVO	N/A	REGULAR	NO TIENE	REGULAR
LI-55	INACTIVO	N/A	MAL ESTADO	NO TIENE	HASTA 4049 OK
LI-60	INACTIVO	N/A	MAL ESTADO	NO TIENE	REGULAR
LI-69	ACTIVO	5	OK	OK	SIN REGISTRO
LI-72	INACTIVO	N/A	OK	NO TIENE	NO TIENE
LI-75	ACTIVO	46	OK	OK	NO TIENE
LI-76	INACTIVO	N/A	MAL ESTADO	NO TIENE	NO TIENE
LI-78	ABANDONADO	N/A	OK	NO TIENE	BUENO
LI-82	INACTIVO	N/A	MAL ESTADO	NO TIENE	SIN REGISTRO
LI-87	INACTIVO	N/A	OK	NO TIENE	REGULAR
LI-100	ABANDONADO	N/A	REGULAR	NO TIENE	NO TIENE
LI-101	ACTIVO	5	OK	NO TIENE	NO TIENE
LI-110	ABANDONADO	N/A	OK	NO TIENE	NO TIENE
LI-115	ACTIVO	22	OK	OK	SIN CEMENTO A PARTIR DE 4450
LI-118	ACTIVO	30	OK	OK	PENDIENTE
LI-122	ACTIVO	73	OK	OK	REGULAR HASTA 3950
LI-123	ACTIVO	34	OK	OK	PENDIENTE
LI-129	ACTIVO	60	OK	OK	PENDIENTE
LI-131	ACTIVO	130	OK	OK	REGULAR HASTA 2950
LI-132	ACTIVO	109	OK	OK	REGULAR HASTA 3350
LI-134	ACTIVO	0	OK	OK	BUENO

Fuente. Ecopetrol. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala

3.2 POZOS OBJETIVO DEL PROYECTO

Con el levantamiento de información por pozo de los criterios de selección, es necesario proceder a depurar el listado de candidatos, para cual se utiliza como primer criterio la menor afectación posible a la producción de crudo del campo Llanito. De acuerdo a esto los pozos potencialmente aptos para la realización de la prueba deberán ser aquellos que actualmente se encuentren inactivos o que su producción bajo potencial no genere un impacto significativo en la producción del campo.

Finalmente, de los pozos seleccionados en el punto anterior se procede a categorizar según estado de cementación e integridad mecánica. En la tabla 7 se puede observar la categorización de los pozos candidatos de acuerdo a su condición mecánica para la realización de la prueba, donde color verde corresponde a una condición mecánica Buena, el color amarillo corresponde a una condición mecánica Regular y el color Rojo corresponde a una condición mecánica Deficiente para efectos de realización de la prueba.

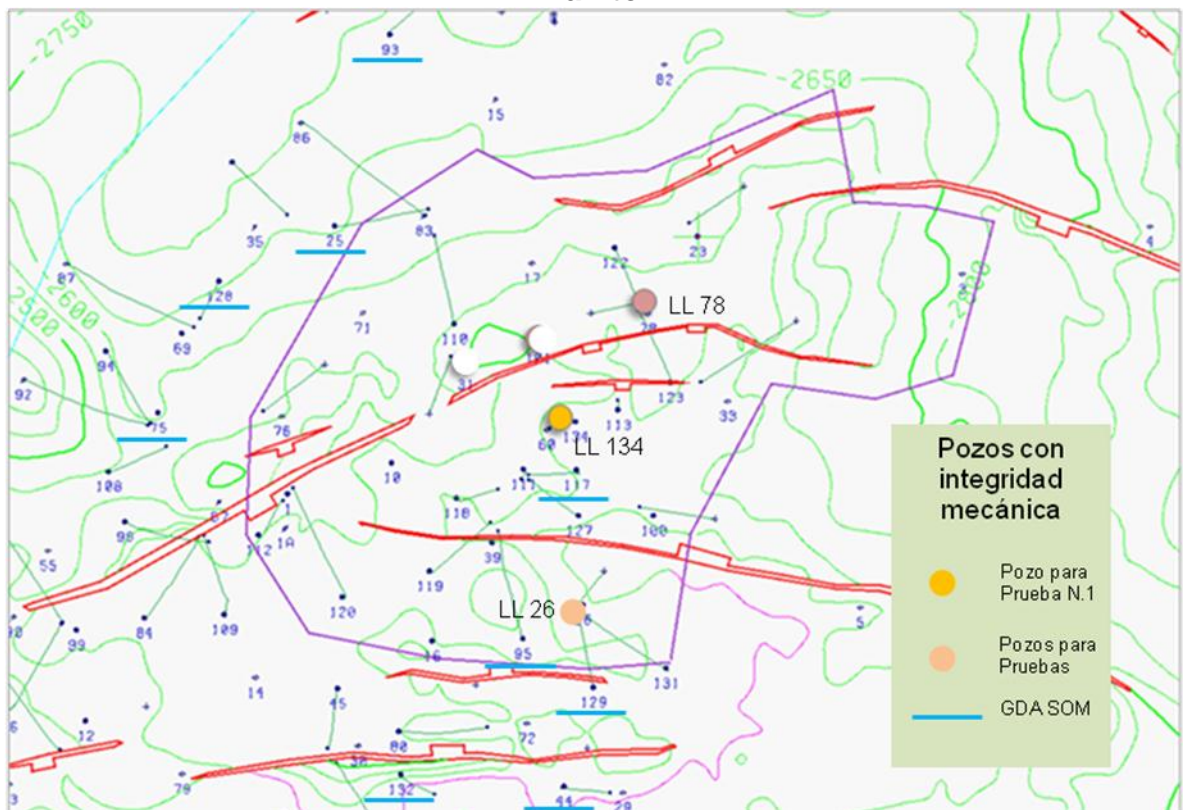
Tabla 7. Revisión Mecánica candidatos proyecto Gas Colorado – Campo Llanito.

POZO	INTERV. GAS (ft)	CEMENTACIÓN	INTEGRIDAD MECÁNICA
LLANITO 16	3798-3808	DEFICIENTE	OK
	3832-3826	DEFICIENTE	OK
LLANITO 23	-	MUY DEFICIENTE	OK
LLANITO 26	-	REGISTO TOMADO DESDE 4800' OK	OK
LLANITO 39	-	REGISTO TOMADO DESDE 3750' DEFICIENTE	OK
LLANITO 60	-	DEFICIENTE	OK
LLANITO 78	-	REGISTO TOMADO DESDE 5170' OK	OK HASTA 4800'
LLANITO 100	-	REGISTO TOMADO DESDE 4550' MUY DEFICIENTE	OK
LLANITO 101	-	REGISTO TOMADO DESDE 4150' MUY DEFICIENTE	OK
LLANITO 110	-	REGISTO TOMADO DESDE 4780' MUY DEFICIENTE	OK
LLANITO 134	3112-3118	OK	OK
	3260-3270	OK	OK

Fuente. Ecopetrol. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala

De acuerdo a lo anterior, se definieron como candidatos para prueba los pozos Llanito 26, Llanito 78 y Llanito 134. Este último pozo por encontrarse abierto en los intervalos de interés es el piloto para iniciar con el proyecto y evaluar los resultados preliminares del mismo. En la figura 16 se puede observar la localización de los pozos seleccionados en el polígono definido como área de interés.

Figura 17. Polígono y Selección de Pozos proyecto Gas Colorado–Campo Llanito.



Fuente. Ecopetrol. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala

3.3 PERFILES DE PRODUCCIÓN

Los pronósticos de producción esperado de la zona se encuentran entre 1000 KSCFD y 2000 KSCFD, con presiones estimadas entre los 600 psig y 1500 Psig.

De acuerdo a estas consideraciones se definieron los perfiles de producción estimada por pozo para un periodo de 10 años trabajando con una declinación lineal observada de la producción de gas del 5% mensual. Bajo estos escenarios se esperaría una recuperación al final del periodo mencionado de 14,3 GSCF de gas.

Tabla 8. Pronósticos de Producción de Gas Colorado.

FECHA	Pronósticos de Producción de Gas Colorado (Kscf/día)						Entrada	
	1	2	3	4	5	6	TOTAL	Pozos
<i>Di</i>	5%	5%	5%	5%	5%	5%		
ene/13	1.003	1.930	1.003	0	0	0	3.936	6
feb/13	953	1.834	953	0	0	0	3.739	6
mar/13	905	1.742	905	0	0	0	3.552	6
abr/13	860	1.655	860	0	0	0	3.375	6
may/13	817	1.572	817	0	0	0	3.206	6
jun/13	776	1.493	776	0	0	0	3.046	6
jul/13	737	1.419	737	0	0	0	2.893	6
ago/13	700	1.348	700	0	0	0	2.749	6
sep/13	665	1.280	665	0	0	0	2.611	6
oct/13	632	1.216	632	0	0	0	2.481	6
nov/13	601	1.156	601	0	0	0	2.357	6
dic/13	571	1.098	571	0	0	0	2.239	6
2013	768	1.479	768	0	0	0	3.015	6
2014	307	591	307	0	0	0	1.206	6
2015	123	237	123	784	0	0	1.266	6
2016	49	95	49	314	0	0	507	6
2017	20	38	20	125	650	0	853	6
2018	8	15	8	50	260	0	341	6
2019	3	6	3	20	104	0	136	6
2020	1	2	1	8	42	569	624	6
2021	1	1	1	3	17	228	249	6
2022	0	0	0	1	7	91	100	6

Fuente. Ecopetrol. Estudio Pronósticos de Gas Colorado

3.4 INFRAESTRUCTURA DE COMPRESIÓN Y TRASPORTE

El gas producido en los campos de área de Llanito, es llevado a la Planta Compresora de Gas Llanito por medio de una red de tubería que tienen diámetros desde 8" a 14" y gracias al vacío generado por los motocompresores. Al llegar este gas a la planta entra a un separador de líquidos, lo cuales son llevados a una trampa API; del separador el gas pasa a los motocompresores donde es comprimido hasta una presión de 510 psig, requerida para vencer la presión del gasoducto Payoa – GCB.

Figura 11. Estación Compresora Llanito.



Fuente: ECOPETROL. Levantamiento en campo de las características de los equipos de separación y compresión de gas (Mecánica e Instrumentación). Compresora Llanito.

El esquema del proceso general cuenta con los siguientes equipos¹¹

¹¹ ECOPETROL. Levantamiento en campo de las características de los equipos de separación y compresión de gas (Mecánica e Instrumentación) en las estaciones Lizama, Llanito, Provincia y Bonanza, 2009.

- 1 separador general de entrada para el gas proveniente del pozo 109, de la estación Central y Norte.
- 1 cabezal en la succión de los compresores.
- 2 compresores de tres etapas los cuales cuentan cada uno con:
 - 1 Separador de succión.
 - 1 Supresor de presión a la entrada de cada etapa.
 - 1 Supresor de presión a la salida de cada etapa.
 - 1 intercambiador de calor.
 - 1 Separador de descarga para cada etapa.
 - Un sistema de alivio de presión.

A la estación compresora Llanito llegan 3 diferentes corrientes de gas al separador general de entrada el cual maneja un flujo total de 2 MMSCFD que ingresan a la estación a una temperatura de 123 °F; la corriente de la estación Norte ingresa a 6 psi por una tubería de 6", la corriente de la estación 3 ingresa a 6 psi por tubería de 8" y la corriente del pozo 109 llega por tubería de 4" e ingresa directamente al separador general de entrada, la caída de presión en el separador es de 2 psi, descargando al colector general de succión a 4 psi, de allí el gas es transportado hacia los dos (2) compresores, donde solo uno de ellos se encuentra en operación, el otro está destinado como respaldo. El gas que sale del proceso a 400 psi es enviado a refinería por tubería de 6" con reducción a 4".

El gas utilizado como combustible se toma directamente de la descarga de los compresores por ser un gas seco y en los scrubber's de gas combustible se disminuyen la presión a 60 psi.

Un motocompresor es una máquina capaz de disminuir el volumen de los gases con fines de transporte, almacenaje o bien para mantener altas o bajas presiones, esta máquina es movida por un motor a gas que transmite movimiento a un

cigüeñal, convirtiendo el movimiento circular del motor, en movimiento rectilíneo para así poder mover los pistones que se encargan de comprimir el gas.

Los compresores de Llanito son marca AJAX, con un motor a gas que consta de tres cilindros de fuerza, tienen un sistema hidráulico de inyección de gas, motor tipo DPC 250 – 400 RPM (capacidad de compresión). Tienen un motor de arranque prelubricado, un tanque acumulador de agua para el enfriamiento de la maquina y son motocompresores de tres etapas.¹²

Actualmente la Compresora Llanito está trabajando con una maquina dado que no se cuenta con el gas suficiente para operar con las dos maquinas en línea. En la tabla siguiente se relaciona las capacidades volumétricas de la compresora Llanito.

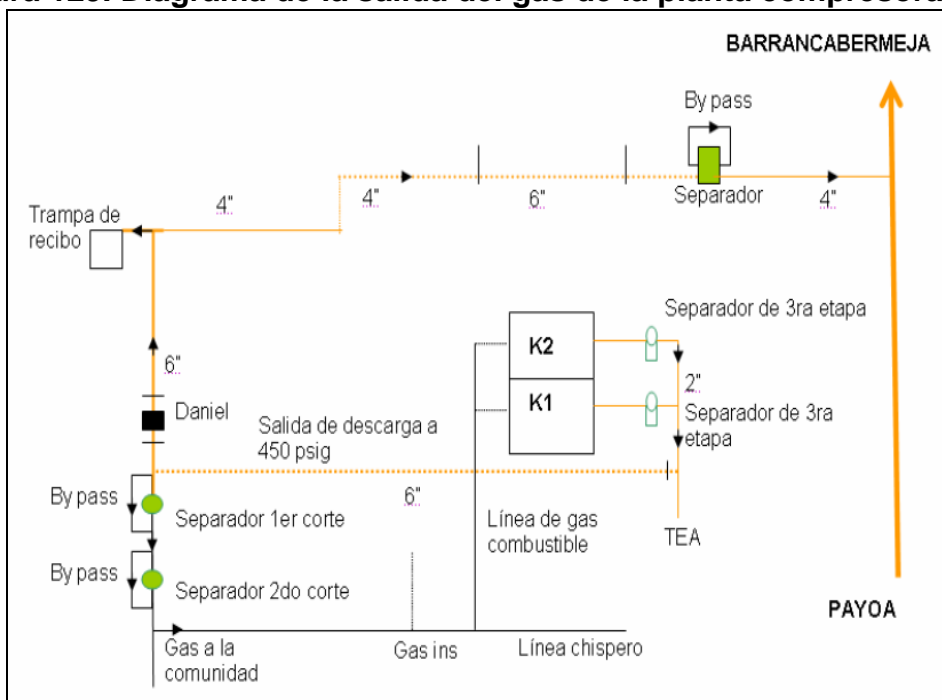
Tabla 9. Capacidades de compresión – maquinas 1 y 2 compresora del Llanito.

COMPR. LLANITO	PRESION						carga		otros	
	Sep. Entrada	Succión Maquinas	Descarga 1 Etapa	Descarga 2 Etapa	Descarga 3 Etapa	Entrada Gasoducto PAYOA	Entrada	Salida	consumo	rpm
	PSIG						MSCF/D		SCF/D	
Compresor 1	10	4 a 4	60	212	428	385	2	1,93	96	371 a 400
Compresor 2	11	5 a 4	60	212	428	385	2	1,94	97	371 a 400

Fuente. ECOPETROL. Análisis Hidráulico Pozo Llanito 134, 2012.

¹² ECOPETROL. Manual de operaciones de la planta compresora de gas Llanito, 2007.

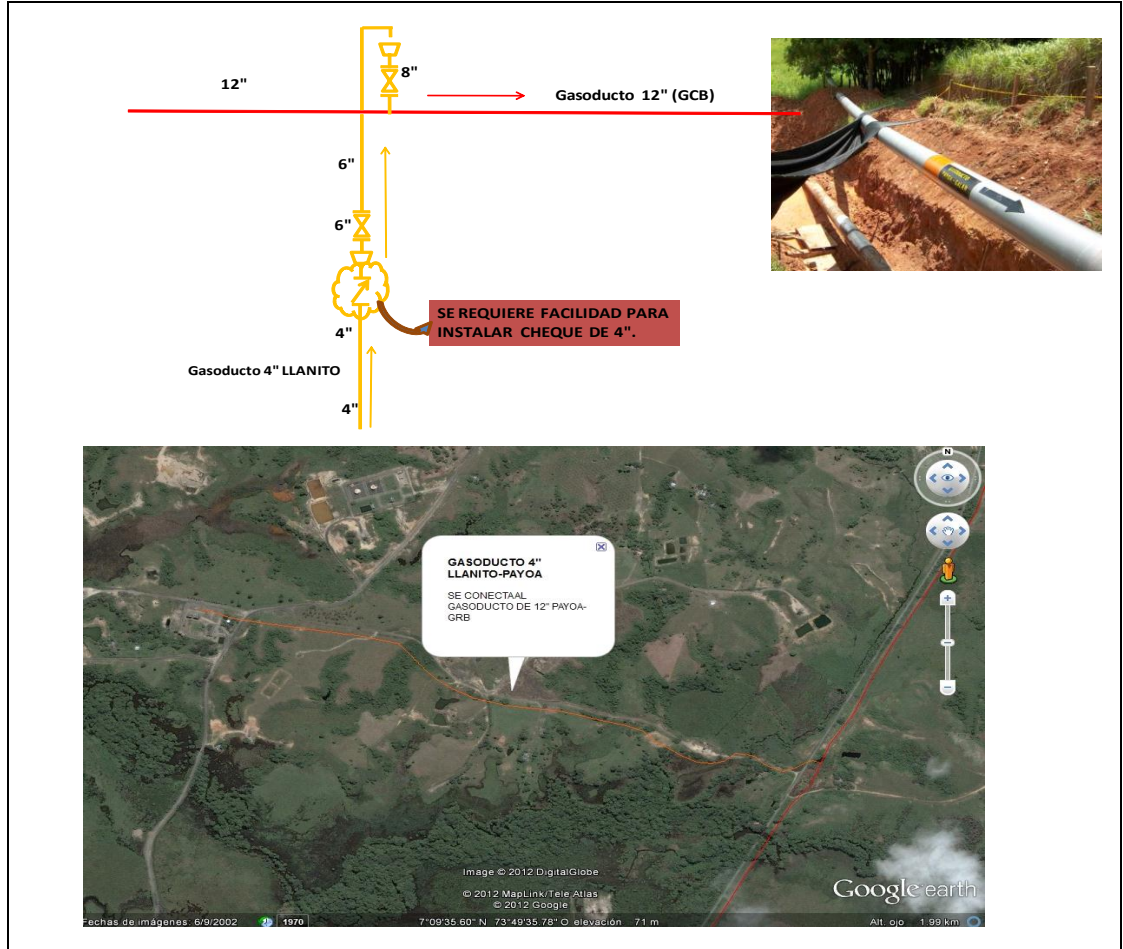
Figura 129. Diagrama de la salida del gas de la planta compresora Llanito.



Fuente. ECOPETROL. Manual de operaciones de la planta compresora de gas Llanito, 2007.

La salida del gas comprimido por las maquinas llega a tener una presión alrededor de 450 a 514 psig, variando según la llegada del gas del campo (alrededor de 1,1 MPCED). El gas es descargado en una línea de 4" que se interconecta con el gasoducto de Payoa para ser recibido en el cabezal de gas de campos de la Refinería de Barrancabermeja. A éste gas no se le hace ningún tratamiento ya que es un gas pobre en componentes livianos del petróleo (Propano, Butano y Gasolina) y tampoco presenta un alto contenido de azufre.

Figura 20. Gasoducto 12" PAYOA- GRB



Fuente: Los Autores

El gas a la salida de la compresora llanito hacia refinería tiene una temperatura que varia más o menos entre 90 y 110 °F, que va disminuyendo con el recorrido de la tubería.

3.5 MUESTREO DE GAS Y DEW POINT EN LLANITO 134

El día 27 de Julio de 2012 se realizó la toma de 4 muestras de gas natural en el separador de pruebas del pozo Llanito 134. Las muestras fueron tomadas para determinar contenido de H₂S y composición del gas natural, las muestras tomadas

para la determinación de H₂S fueron tomadas en cilindros especiales y debidamente pasivados por el laboratorio de cromatografía del ICP.

Tabla 10. Relación de muestras gas Colorado tomadas en Llanito 134

POZO	PUNTO DE MUESTREO	NRO CILINDRO	FECHA HORA	PRESION (psig)	TEMP (°F)	VOLUMEN (c.c.)	Condiciones finales de cilindro (psig)
Llanito 134	Separador	COD-052	27/07/2012 11:15	35	91	300	35
Llanito 134	Separador	GLP-T03	27/07/2012 11:15	35	91	300	35
Llanito 134	Separador	CRO-S37	27/07/2012 11:00	35	91	300	35
Llanito 134	Separador	CRO-S29	27/07/2012 11:00	35	91	300	35

Fuente. ECOPETROL. Informe de muestreo de superficie y Dew point pozo Llanito 134, 2012.

El muestreo se realizó de acuerdo al Instructivo técnico de ensayo de muestreo de superficie USTPVT-I-016 del laboratorio PVT del Instituto Colombiano del Petróleo; con base en la práctica recomendada API-RP-44 para la toma de fluidos y la norma GPA -2166 para la toma de muestras de gas. La información de las muestras tomadas se presenta en la Tabla 10, los resultados de la medición de humedad se presentan en la Tabla 11 y los resultados de la cromatografía extendida del gas se presentan en la Tabla 12.

Tabla 11. Medición Humedad del gas Llanito 134

Date/Time	Dew Point (°C)	RH (%)	H ₂ O (ppMv)	MMSCF/NG (lbs)	Temp (°C)	Pressure (PSig)	MH (*)
27/07/2012 10:51	13,1305	29,8338	4349,3574	214,7641	33,1032	34,9988	1,0356
27/07/2012 10:51	13,0792	29,7053	4334,8047	214,0500	33,1227	34,9988	1,0329
27/07/2012 10:52	12,9756	29,4634	4305,5376	212,6140	33,1473	34,9988	1,0275
27/07/2012 10:52	12,8545	29,1680	4271,5708	210,9473	33,1838	34,9988	1,0212
27/07/2012 10:52	12,7377	28,8831	4239,0186	209,3499	33,2262	34,9988	1,0150
27/07/2012 10:53	12,6543	28,6562	4215,9072	208,2157	33,2694	34,9988	1,0107

Date/Time	Dew Point (°C)	RH (%)	H2O (ppMv)	MMSCF/NG (lbs)	Temp (°C)	Pressure (PSIg)	MH (*)
27/07/2012 10:53	12,5888	28,4489	4197,8442	207,3293	33,3185	34,9988	1,0072
27/07/2012 10:53	12,5366	28,2720	4183,4766	206,6242	33,3729	34,9988	1,0045
27/07/2012 10:54	12,4817	28,0821	4168,4341	205,8860	33,4285	34,9988	1,0016
27/07/2012 10:54	12,4244	27,8873	4152,7920	205,1183	33,4818	34,9988	0,9986
27/07/2012 10:54	12,3943	27,7502	4144,5757	204,7151	33,5383	34,9988	0,9970
27/07/2012 10:55	12,3499	27,5840	4132,4976	204,1223	33,5896	34,9988	0,9947
27/07/2012 10:55	12,3130	27,4364	4122,4888	203,6311	33,6422	34,9988	0,9928
27/07/2012 10:55	12,2848	27,2936	4114,8540	203,2564	33,7078	34,9988	0,9913
27/07/2012 10:56	12,2290	27,1144	4099,7871	202,5169	33,7591	34,9988	0,9884
27/07/2012 10:56	12,1702	26,9246	4083,9551	201,7399	33,8149	34,9988	0,9853
27/07/2012 10:56	12,1304	26,7642	4073,2734	201,2156	33,8712	34,9988	0,9832
27/07/2012 10:57	12,0829	26,6027	4060,5459	200,5909	33,9236	34,9988	0,9807
27/07/2012 10:57	12,0521	26,4839	4052,3198	200,1872	33,9710	34,9988	0,9789

Fuente. ECOPEL. Informe de muestreo de superficie y Dew point pozo Llanito 134, 2012.

Tabla 12. Cromatografía extendida del gas Llanito 134

SUBMISSION		100125479
SAMPLE ID		200779378
MATERIAL NAME		GASES
MATERIAL TYPE		GAS NATURAL
FECHA DE MUESTREO		27/07/2012 11:15
IDENTIFIC. MUESTRA		GAS LLANITO 134
PUNTO DE MUESTREO		SEPARADOR PLANTA
POZO		LLANITO-134
TEMPERATURA MUESTRA		91°F
MUESTRA TOMADA POR		OPERACIONES
ENTREGADA POR		LAB PVT
COMPONENTE	UNIDAD	200779378
GAS NATURAL EXTENDIDO C12+ NORMA GPA 2286		
Oxigeno	% Molar	0,0199
Nitrogeno	% Molar	82.697
Metano	% Molar	906.743
Dioxido de Carbono	% Molar	0,0411
Etano	% Molar	0,8988
Propano	% Molar	0,0685
i-Butano	% Molar	0,0042
n-Butano	% Molar	0,0037
Neo-Pentano	% Molar	0,0042

i-Pentano	% Molar	0,0004
n-Pentano	% Molar	0,0003
2,2-Dimetilbutano	% Molar	0,0011
Ciclopentano+ 2,3-Dimetilbut	% Molar	0,0022
Isohexano	% Molar	0,0002
3-Metilpentano	% Molar	0,0001
3-Etilpentano	% Molar	0,0001
t-1,3-Dimetilciclohexano	% Molar	0,0001
3-Metiloctano	% Molar	0,0001
Mesitileno	% Molar	0,0012
2,2-Dimetilpentano	% Molar	0,0001
n-Hexano	% Molar	0,0001
Metilciclopentano	% Molar	0,0011
Isoheptano	% Molar	0,0001
Benceno	% Molar	N.D.
3,3-Dimetilpentano	% Molar	0,0001
Ciclohexano	% Molar	0,0008
2,3-Dimetilpentano	% Molar	0,0001
3-Metilhexano	% Molar	0,0003
1t,3-Dimetilcyclopentano	% Molar	0,0001
IsoOctano	% Molar	0,0002
n-Heptano	% Molar	0,0001
Metilciclohexano	% Molar	0,0004
1,1,3-Trimetilciclopentano	% Molar	N.D.
Etilciclopentano + 2,5 Dimeti	% Molar	0,0001
1t,2c,3-Trimetilciclopentano	% Molar	0,0001
Tolueno	% Molar	0,0004
2-Metilheptano	% Molar	0,0002
1t,etil3 metilciclopentano	% Molar	0,0002
1t,2-Dimetilciclohexano	% Molar	0,0003
n-Octane	% Molar	N.D.
1c,4-Dimetilciclohexano	% Molar	0,0001
Parafinas C9	% Molar	0,0004
2,3Dimetilheptano	% Molar	0,0001
o-Xileno	% Molar	0,0002
Etilciclohexano	% Molar	0,0001
Tridecano+	% Molar	0,0006
1,1,3-Trimetilciclohexano	% Molar	0,0002
Etilbenceno	% Molar	0,0002
m,p-Xileno	% Molar	0,0002
n-Nonano	% Molar	0,0002
Decanos	% Molar	0,0006
Undecanos	% Molar	0,0011
Dodecano	% Molar	0,0012
PROPIEDADES FISICOQUIMICAS CALCULADAS A 60°F Y 14.65 PSIA		
IGHV Poder Calorifico Superior Volum. Id	BTU/PC	931,87
RGHV Poder Calorifico Superior Volum. Re	BTU/PC	933,67
INHV Poder Calorifico Neto Volum. Ideal	BTU/PC	838,97

RNHV Poder Calorifico Neto Volum. Real	BTU/PC	840,6
Densidad Ideal	lbm/pie3	0,0736
Densidad Real	lbm/pie3	0,0738
Gravedad Especifica [14.73 psia] Ideal	N/A *	0,5944
GPM Volumen Estimado de Liquidos	prm	
100% de licuefaccion del Propano	Gal/1000 PC	0,03
Factor de Compresibilidad	N/A *	0,9981
Peso Molecular	N/A *	28,03
Indice de Wobbe	N/A *	1.208,71
IDENTIFICACIÓN DE AZUFRADOS EN GAS ASTM 5504		
sulfuro de hidrogeno	ppm (peso)	N.D.
sulfuro de carbonilo	ppm (peso)	N.D.
metil mercaptano	ppm (peso)	N.D.
Etilmercaptano	ppm (peso)	N.D.
Dimetilsulfuro	ppm (peso)	N.D.
disulfuro de carbono	ppm (peso)	N.D.
Terbutilmercaptano	ppm (peso)	N.D.
etil metil sulfuro/propilmercaptano	ppm (peso)	N.D.
Tiofeno	ppm (peso)	N.D.
Butilmercaptano	ppm (peso)	N.D.
Dietildisulfuro	ppm (peso)	N.D.
Dimetiltiofeno	ppm (peso)	N.D.
sulfuro de alilo	ppm (peso)	N.D.
di n-propilsulfuro	ppm (peso)	N.D.
Trimetiltiofeno	ppm (peso)	N.D.
Tetrametiltiofeno	ppm (peso)	N.D.
di-n-butilsulfuro	ppm (peso)	N.D.
2-metilbenzotiofeno	ppm (peso)	N.D.
5-metilbenzotiofeno	ppm (peso)	N.D.
6-metilbenzotiofeno	ppm (peso)	N.D.
Azufre Total	ppm (peso)	0

Fuente. ECOPETROL. Informe de muestreo de superficie y Dew point pozo Llanito 134, 2012.

4. EVALUACION ECONOMICA

En este capítulo se realizaron los análisis de inversión, egresos e ingresos para verificar la viabilidad económica del proyecto.

Al tomar la decisión de invertir en un proyecto, es importante realizar una evaluación donde se puedan tener en cuenta las variables que intervienen desde el punto de vista - financiero, esto para identificar si se generarán las ganancias suficientes para satisfacer el objetivo establecido previamente por los inversionistas.

Un proyecto de inversión se puede entender como “un paquete discreto de inversiones, insumos y actividades diseñado con el fin de eliminar o reducir varias restricciones al desarrollo, para lograr uno o más productos o beneficios, en términos del aumento de la productividad y del mejoramiento de la calidad de vida de un grupo de beneficiarios dentro de un determinado periodo de tiempo”¹³

En el presente proyecto se realizó la evaluación financiera con el objetivo de obtener el flujo de caja del proyecto que permita identificar la viabilidad o no del proyecto: es valorado por VPN, Relación Costo Beneficio y Eficiencia de la Inversión.

4.1 BALANCE FLUJO DE CAJA

Secuencia que representa los ingresos y egresos del proyecto. Se consideran factores como ingresos provenientes del ejercicio u operación del proyecto los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal

¹³ Colin F. Bruce, The Project Cycle. An Introduction to the Stage of Project Planning and Implementation. Banco Mundial, Instituto de Desarrollo Economico, CN 347a, Mayo de 1982, p.1.

asociado a la depreciación y los impuestos en el que se incurren por el desarrollo de un proyecto.

La ecuación que representa el flujo de efectivo durante un proyecto de inversión es:

$$FDC = In - En - Dep$$

Donde:

FDC= Flujo de caja

In= Ingresos

En= Egresos

Dep= Depreciación

4.2 METODOS DE ANALISIS ECONOMICO

4.2.1 Valor Presente Neto (VPN). este metodo es muy utilizado porque es de fácil aplicación y todos los ingresos y egresos futuros se transforman en pesos de hoy.

Cuando el VPN es menor que cero implica que hay una pérdida a un cierta tasa de interes o por el contrario si el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia. Cuando el VPN e signal a cero se idice que el proyecto es indiferente.

Se recomienda calcular el VPN con una tasa de interés superior a la tasa de interés de oportunidad (TIO), con el fin de tener un margen de seguridad para cubrir ciertos riestos tales como la liquidez, efectos inflacionarios, o desviaciones que no se tengan previstas.

Se deben tener encuesta los siguientes factores para calcular el valor presente de un proyecto: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingresos que se obtienen al

final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en ésta tasa están presentes el factor riesgo y el de liquidez. La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es:

$$VPN = \sum_{i=0}^N \frac{FDC}{(+n^i)}$$

4.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR). Conocida también como la tasa de rentabilidad, es la tasa que iguala el VPN a cero. Matemáticamente, se determina hallando la tasa de interés a la que la suma del valor presente de los flujos de caja es igual a la inversión inicial. La ecuación general para hallar la tasa interna de retorno de un proyecto es:

$$VPN = 0 = \left[\frac{FCD_1}{(+i^1)} \right] + \left[\frac{FCD_2}{(+i^2)} \right] + \left[\frac{FCD_3}{(+i^3)} \right] + \dots + \left[\frac{FCD_n}{(+i^n)} \right] - Inv$$

Donde:

FCS= flujo de caja

i= Tasa de interés manejada

VPN= Valor presente neto

4.2.3 Relación costo beneficio. Relación del VPN de los ingresos con respecto al VPN de los egresos. Matemáticamente está representada de la siguiente manera:

$$RCB = \frac{VPN_{In}}{VPN_{En}}$$

Los anteriores conceptos económicos, fueron los criterios de evaluación utilizados para determinar la viabilidad económica del proyecto.

4.3 ANALISIS ECONOMICO PARA EL DESARROLLO DE LAS RESERVAS DE GAS EN EL CAMPO LLANITO

Las bases de cálculo utilizadas para el desarrollo del flujo de caja del proyecto, están referidas a las que actualmente se están utilizando en evaluación de proyectos según Portafolio de Proyectos de Ecopetrol 2012.

- El flujo de caja se realizó para un período comprendido entre 2013 y 2022
- Se consideró el pago de regalías por el gas obtenido del 20%.

Tabla 13. Bases de cálculo empleadas en el análisis económico

Escenarios y Bases Aplicadas	
Tasa de Descuento:	11,10%
Valores en MUSD\$	1.000.000
Días por año	365
Factor conversión promedio MBTU/MPC	933,67
TRM (\$/USD)	\$ 1.780,00

Fuente: Los Autores

A continuación se presentan los pronósticos de producción de gas esperados en el ejercicio de la intervención a los pozos durante 10 años con una declinación mensual del 5%.

Tabla 14. Pronósticos de Producción de Gas Colorado

FECHA	Pronósticos de Producción de Gas Colorado (Kscf/día)						Entrada	
	1	2	3	4	5	6	TOTAL	Pozos
<i>Di</i>	5%	5%	5%	5%	5%	5%		
2013	768	1.479	768	0	0	0	3.015	6
2014	307	591	307	0	0	0	1.206	6
2015	123	237	123	784	0	0	1.266	6
2016	49	95	49	314	0	0	507	6
2017	20	38	20	125	650	0	853	6
2018	8	15	8	50	260	0	341	6
2019	3	6	3	20	104	0	136	6
2020	1	2	1	8	42	569	624	6
2021	1	1	1	3	17	228	249	6
2022	0	0	0	1	7	91	100	6

Fuente: Los Autores

Los precios utilizados para el ejercicio, fueron tomados de Precios Portafolio de Ecopetrol, para un gas de formación comercializado del Campo Lisama, como se representa en la Tabla 15.

Tabla 15. Precios Portafolio de Ecopetrol empleados en el análisis

PRECIOS GAS											
Dolares Constantes 2012											
USD / MBTUD (USD/KPC)											
Producto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
GAS LISAMA_12	6,31	4,70	4,50	4,50	4,50	4,50	5,52	5,52	5,52	5,52	5,52

Fuente: Los Autores

La Tabla 16 incluye los costos operativos fijos del proyecto que incluye tratamiento químico, marraneo de líneas, slick line, mantenimiento de compresión.

Tabla 16. Costos Operativos Fijos del Proyecto

COSTOS OPERATIVOS FIJOS	USD\$ / AÑO
Tratamiento Químico	USD 20.000
Marraneo de Líneas	USD 56.180
Slick Line	USD 5.000
Mantenimiento de compresión	USD 202.247
TOTAL OPEX	USD 283.427

Fuente: Los Autores

Los costos de inversión en Workover, se realizaran de acuerdo a la inclusión de los pozos de la siguiente manera:

En el año 2013: 2 pozos

En el año 2014: 1 pozo

En el año 2017: 1 pozo

En el año 2010: 1 pozo

En la Tabla 17 se exponen los costos estimados actualmente en trabajos de Workover y Well Service

Tabla 17. Inversión Requerida en el Proyecto

POZO		LLANITO 134			
FECHA		4-Jun-12			
TRM (\$/USD\$)		\$ 1.800,00			
Item	DESCRIPCION	SERVICIOS CONTRATADOS	GASTOS ECP	TOTAL	\$COL
			USD\$	USD\$	
1	Actividades Previas y Unidades de Bombes (Indequipos)	0	4,07	4,07	7,325,660
3	Equipos de Workover / Varilleo	15,006	153,333	168,339	303,010,000
4	Servicios AIP (Toma de Presiones, PLT y Slick line)	7,839	0	7,839	14,110,200
5	Servicio de Registros Eléctricos y Cañoneo SLB,HLB y WTF	0	25,154	25,154	45,277,748
6	Servicio de Cementación BJ	0	0	0	0
7	Servicio de Coiled Tubing BJ	0		0	0
8	Servicio de Fracturamiento Hidráulico BJ	0		0	0
9	Sistema de Levantamiento Artificial	0	0	0	0
10	Tubería y varilla		3,728	3,728	6,710,909
11	Servicios Profesionales	0		0	0
12	Transporte de cargas Y FLUIDOS (SERMOVIAS)	0	4,459	4,459	8,026,110
13	Servicio de Alquiler de Herramientas (WTF)	0	31,767	31,767	57,180,567
14	Químicos y Fluidos de Completamiento		4,545	4,545	8,181,348
TOTAL COSTO POR TRABAJO (NO		USD 22,845	USD 227,057	USD 249,901	\$ 449,822,541,87

Fuente: Los Autores

A continuación se presentan los resultados financieros del estudio realizado:

Tabla 18. Resultados Financieros

CONCEPTO	UNIDADES	VALOR
VPN Ingresos	MUSD\$	8,62
VPN Capex	MUSD\$	1,76
VPN Opex	MUSD\$	1,74
VPN Impuestos	MUSD\$	2,00
VPN Egresos	MUSD\$	5,49
VPN PROYECTO	MUSD\$	3,13
COSTO - BENEFICIO		1,569
EFICIENCIA DEL PROYECTO		1,8

Fuente: Los Autores

En la tabla anterior, el VPN del proyecto fue positivo, quiere decir que genera ganancias, para el caso estimado de 10 años los indicadores son positivos arrojando un VPN PROYECTO de MUSD\$ 3,13 lo que indica que el proyecto es rentable.

La eficiencia indica el modo en que se han organizado y empleado los recursos disponibles en la implementación del proyecto. Actualmente para Ecopetrol es atractivo invertir en proyectos con Eficiencias $\geq 0,5$. El presente proyecto estima una eficiencia de 1,8 lo que lo convierte en una alternativa técnicamente factible para Ecopetrol S.A.

CONCLUSIONES

- La explotación comercial de las reservas de gas natural de la Formación Colorado es una muy buena oportunidad de negocio, dada su ubicación geográfica estratégica, para un mercado de gas en crecimiento como lo es la Refinería de Barrancabermeja, y la disponibilidad de infraestructuras de procesamiento y transporte como lo son la Planta Compresora Llanito y Gasoducto Payoa – GCB.
- La explotación de las reservas de gas Colorado permitirá el mejor aprovechamiento de los activos de Ecopetrol en la Planta Compresora Llanito dado que actualmente la capacidad instalada se encuentra subutilizada en un 50% de su capacidad total.
- Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la Evaluación Financiera del proyecto el cual tiene un **VPN positivo**, se concluye que el proyecto será rentable.
- El escenario de incorporar reservas de gas de la formación Colorado en el Campo Llanito puede resultar una solución de negocios atractiva para la Superintendencia de Mares, sin embargo se debe garantizar aspectos contractuales y de capacidad de compresión del campo Llanito en la medida que superen la capacidad instalada.
- De acuerdo al valor de la Relación Costo Beneficio obtenida de 1,5 concluimos que los ingresos netos son superiores a los egresos netos. Por lo tanto los beneficios (ingresos) son mayores a los egresos y en consecuencia, el proyecto será viable.

- Teniendo en cuenta la Eficiencia de Inversión obtenida de **1,8** se recomienda implementar el proyecto en la Superintendencia de Mares.

BIBLIOGRAFIA

1. ECOPETROL. Estudio integrado de yacimientos campo Llanito-Gala, 2003
2. L.P. DAKE. Fundamentals of Reservoirs Engineering. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company, 1978
3. McCain, William D. "Properties of Petroleum Fluids". 2nd Edition
4. REVISTA SEMANA. Edición Especial: La hora del Gas, 2012.
5. UPME. Proyección de Demanda de Energía en Colombia, Octubre 2010.
6. PROMIGAS. Informe del Sector Gas Natural: Un balance de la Década, 2010.
7. UPME. Proyecciones De Precios De Gas Natural Y Combustibles Líquidos Para Generación Eléctrica, Febrero de 2012.
8. Memorando Interno de Ecopetrol, PET-C-010 de 1963.
9. PVT sintético obtenido por medio de correlaciones con Presión y Temperatura de yacimiento.
10. ECOPETROL. Levantamiento en campo de las características de los equipos de separación y compresión de gas (Mecánica e Instrumentación) en las estaciones Lizama, Llanito, Provincia y Bonanza, 2009.

11. ECOPETROL. Manual de operaciones de la planta compresora de gas Llanito, 2007.
12. Colin F. Bruce, The Project Cycle. An Introduction to the Stage of Project Planning and Implementation. Banco Mundial, Instituto de Desarrollo Económico, CN 347a, Mayo de 1982, p.1.
13. <http://www.lacomunidadpetrolera.com/biblioteca/>