

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL USO DEL GAS ASOCIADO DE
PRODUCCIÓN DEL CAMPO LA CAÑADA NORTE COMO ALTERNATIVA DE
SUMINISTRO PARA LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS DOMICILIARIO EN
LOS MUNICIPIOS DE PAICOL, TESALIA Y LA PLATA

JORGE ALBERTO MARTINEZ LOZANO

DANIEL RICARDO ARANGO SOTO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA

2013

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL USO DEL GAS ASOCIADO DE
PRODUCCIÓN DEL CAMPO LA CAÑADA NORTE COMO ALTERNATIVA DE
SUMINISTRO PARA LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS DOMICILIARIO EN
LOS MUNICIPIOS DE PAICOL, TESALIA Y LA PLATA

JORGE ALBERTO MARTINEZ LOZANO

DANIEL RICARDO ARANGO SOTO

Trabajo presentado como requisito para optar el título como Especialista en
Ingeniería de Gas

Director:

Msc. JORGE HUMBERTO FALLA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA

2013

DEDICATORIA

Principalmente a Dios por ser mi sustento, mi guía. Gracias señor por haberme dado cada día la fuerza, la fe, la fortaleza y salud necesaria para culminar este proyecto.

A mi amada esposa Lina María quien me brindó su amor y apoyo incondicional. Su comprensión y paciencia para que pudiera culminar son evidencia de su gran amor. ¡Gracias!.

A mi hija Valentina, quien muchas veces reclamó por el tiempo que le pertenecía y me motivó constantemente con sus tiernas palabras y dulces abrazos. ¡Gracias mi princesa!

A mis padres Amparo y Bernardo por los valores inculcados y por haber puesto en mi la motivación de culminar siempre todas las metas propuestas.

A todos y cada una de las personas que hicieron posible este triunfo y que nunca dudaron de mí, a mis hermanos, cuñados, sobrinas y a mis suegros Martha y Rodrigo a quienes debo mucha gratitud por su amor y su ayuda.

Daniel Ricardo Arango Soto

AGRADECIMIENTOS

A las empresas ALCANOS DE COLOMBIA y HOCOL S. A.

Al ingeniero Tulio Daza Bolaños, Director Técnico de la empresa Alcanos.

Al ing. Jorge Falla, Director de la Monografía.

A todas las personas que ayudaron directa e indirectamente en la realización de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION.....	14
DEFINICION DEL PROBLEMA	15
1. OBJETIVOS.....	16
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	16
2. MARCO TEORICO	17
2.1 GENERALIDADES CAMPO LA CAÑADA NORTE	17
2.2 GAS NATURAL.....	20
2.2.1 Clasificación del gas natural.....	21
2.3 COMPOSICION DEL GAS NATURAL.....	22
2.3.1 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE UN YACIMIENTO	22
2.4 TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL	28
2.4.1 LIMPIEZA DEL GAS NATURAL	29
2.4.2 CONTROL DE HIDRATOS.....	30
2.4.3 DESHIDRATACION DEL GAS NATURAL.....	31
2.4.4 ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL	32
4. PROPUESTA RED DE DISTIBUCION GAS DOMICILIARIO	39
5. EVALUACION ECONOMICA.....	44
5.1 INVERSIONES.....	44
5.2 GASTOS	46
5.3 INGRESOS.....	47
5.4 RESULTADOS.....	48
CONCLUSIONES	50
BIBLIOGRAFIA.....	51

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización geográfica Campo La Cañada Norte	17
Figura 2 Producción acumulada de aceite y gas Campo LCN	18
Figura 3 Comportamiento histórico de producción de aceite y gas Campo LCN..	19
Figura 4. Pronóstico de producción de gas Campo LCN	20
Figura 5. Diagrama de fases de un gas seco	23
Figura 6. Diagrama de fases de un gas húmedo.....	24
Figura 7. Diagrama de fases de un aceite volátil.....	25
Figura 8. Diagrama de fases de un aceite negro	26
Figura 9. Diagrama de fases de un gas condensado.....	27
Figura 10. Proceso de tratamiento y acondicionamiento del gas natural	29
Figura 11. Esquema de un filtro-depurador para limpieza de gas natural.....	30
Figura 12. Sistema de distribución Gas Natural Comprimido (GNC)	37
Figura 13. Plano localización campo LCN y los municipios de Paicol, La Plata y Tesalia.....	40
Figura 14. Cromatografía gas asociado campo LCN	42
Figura 15. Proceso y equipos requeridos para colocar en condiciones de calidad el gas natural del campo LCN.....	43

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Composición típica en porcentaje molar de acuerdo al tipo de yacimiento	28
Tabla 2. Consumos de gas natural en los municipios de Tesalia, Paicol y La Plata.	38
Tabla 3. Consumo actual y proyección a 10 años de gas natural domiciliario en los 3 municipios.	40
Tabla 4. Costos planta de tratamiento gas natural campo LCN.....	45
Tabla 5 Costos montaje líneas de interconexión campo LCN – municipios de Paicol, La Plata y Paicol.....	45
Tabla 6 Costos de operación y mantenimiento plan de gas y red de gas domiciliario.....	46
Tabla 7. Valor compra de gas natural requerido para los 3 municipios en 10 años.	47
Tabla 8. Ingresos por venta de gas domiciliario en los 3 municipios en 10 años.	48
Tabla 9. Resultados evaluación económica	49

RESUMEN

Título:

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL USO DEL GAS ASOCIADO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LA CAÑADA NORTE COMO ALTERNATIVA DE SUMINISTRO PARA LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS DOMICILIARIO EN LOS MUNICIPIOS DE PAICOL, TESALIA Y LA PLATA.

Autores:

DANIEL RICARDO ARANGO SOTO Y JORGE ALBERTO MARTINEZ LOZANO

Palabras Claves:

Campo La Cañada Norte, Gas, Pronostico, Condensados, Municipio.

El presente trabajo tiene como objetivo realizar la evaluación técnico-económica del uso del gas asociado de producción del Campo La Cañada Norte, en la red de distribución domiciliaria de gas natural en los municipios de Paicol, Tesalia y La Plata en el sur del departamento del Huila, teniendo en cuenta que se están quemando 1.2 MMSCFD en este campo, y que el gas utilizado en estos 3 municipios es transportado en gasoductos virtuales como gas natural comprimido, generando altos costos por transporte, riesgos asociados a seguridad industrial, y daños en las vías que pueden generar un largo desabastecimiento del gas domiciliario en los tres municipios, ocasionando un alto impacto social.

Los pronósticos de producción de gas del campo dan un tiempo de ejecución del proyecto de 10 años, y para su ejecución se requiere montar una planta de tratamiento de gas natural, y una línea de interconexión del campo a las redes de distribución de gas domiciliario instaladas actualmente en cada uno de los 3 municipios.

Uno de los principales riesgos que se identificaron para el proyecto es el pronóstico de producción de gas del campo LCN, que a partir del quinto año del proyecto está muy cerca al requerimiento de gas, y cualquier desviación negativa al pronóstico afectaría el desarrollo del proyecto.

En conclusión el proyecto es viable técnicamente, pero no económicamente debido a las altas inversiones iniciales que deben realizar y a los costos operativos que se van tener durante la ejecución del proyecto. Se recomienda evaluar nuevamente el proyecto con otro alcance incluyendo el valor de los condensados asociados al gas natural.

*Trabajo de Grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Petróleos, Director: Msc. Jorge Falla.

ABSTRACT

Title:

TECHNICAL-ECONOMICAL EVALUATION OF THE USE OF ASSOCIATED GAS OF PRODUCTION FROM LA CAÑADA NORTE FIELD LIKE SUPPLY ALTERNATIVE FOR GAS DISTRIBUTION NETWORK IN PAICOL, TASALIA AND LA PLATA TOWNS.

Authors:

DANIEL ARANGO Y JORGE ALBERTO MARTINEZ LOZANO

Key Words:

La Cañada Norte Field, Gas, Forecast, Condensates, Town.

The present paper aims to make technical and economic evaluation of the use of associated gas production from La Cañada Norte field in domestic distribution network of natural gas in the Paicol, Tesalia and La Plata towns in the southern department of Huila, considering that It is burning 1.2 MMSCFD in this field, and that the gas used in these three small towns is carried in virtual pipelines as compressed natural gas, generating high transport costs, risks associated with safety , and damage in the roads that can generate a long shortage of domestic gas network in the three towns.

The gas production forecasts field gives a runtime of 10-year project, and its implementation is required to set up a plant treatment gas, and a line interconnecting the field with the installed gas distribution network present in each of the 3 towns.

One of the major risk identified for the project is the gas production forecast in LCN field, which from the fifth year of the project is very close to the gas requirements, and any negative deviation from the forecast would affect the project.

In conclusion the project is technically feasible, but not economically due to high initial investments to be undertaken and operating costs that will have during project implementation. The project should be evaluated again with another scope including the value of natural gas associated condensates.

*Monografia of Specialization

**Physicochemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering. Msc. Jorge Falla.

GLOSARIO

BOPD: Barrels Oil Per Day (Barriles de aceite por día)

Cricodenterma: Máxima temperatura a la cual el líquido y el Vapor pueden coexistir en equilibrio (m)

Gas Natural no Asociado: Se encuentra en solución con hidrocarburos líquidos no más pesados que las gasolinas naturales (hasta C+10).

Gas Natural Asociado: Forma soluciones verdaderas con el crudo a las condiciones del yacimiento. Al extraer el crudo el gas se separa de la fase líquida.

Gas húmedo (wet gas): Gas natural que posee agua (h₂o) en estado de vapor en condición de saturación, gas natural que no ha sido deshidratado.

Gas seco (dry gas): Gas natural cuyo contenido de agua ha sido reducido mediante algún proceso químico o físico de deshidratación, no existe un Valor predeterminado del contenido de agua para decir si el gas está totalmente seco, en algunos países se ha normalizado un Valor de aproximadamente 7 lb de h₂o/mmpce de gas.

GPM: Número de galones de líquido que pueden obtenerse de 1000,0 pies cúbicos normales de gas procesados.

Hidrato: un hidrato es una combinación física de agua y otras moléculas para producir un sólido el cual tiene la apariencia física del hielo.

IPC: índice de precios al consumidor

Joule- Thompson: Proceso de expansión Isoentálpico que consiste en una caída drástica de presión a través de una válvula a fin de realizar un enfriamiento para condiciones dadas.

KUS\$: Miles de dólares

LCN: Campo La Cañada Norte

MMBTU: Millones de unidades térmicas Británicas.

MMPCS/D (MMSCFD): Millones de pies cúbicos estándar por día.

MMPCS (MMSCF): Millones de pies cúbicos estándar.

MPCS (MSCF): Miles de pies cúbicos estándar.

NPV: Net Present Value (Valor Presente Neto).

Pie(s) cúbico(s) (Cubic Feet (cf)): La cantidad de gas requerido para llenar un volumen de un pie cúbico. Unidad de medición aplicada al volumen de gas producido o consumido.

Pozo (Well): Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.

Ppm (PPM): Partes por millón.

Presión (Pressure): El esfuerzo ejercido por un cuerpo sobre otro cuerpo, ya sea por peso (gravedad) o mediante el uso de fuerza. Se le mide como fuerza entre área, tal como newtons/por metro cuadrado.

Presión absoluta (Absolute pressure): Esta es la presión manométrica más la presión atmosférica.

Presión Atmosférica (Atmospheric pressure): El peso de la atmósfera sobre la superficie de la tierra. A nivel del mar, ésta es aproximadamente 1.013 bar, 101,300 Newtons/m², 14.7 lbs/pulg² o 30 pulgadas de mercurio.

Presión manométrica (Gauge pressure): La presión que registra un dispositivo de medición normal. Dicho dispositivo mide la presión en exceso de la atmosférica.

Red de gas (Gas grid): Término usado para la red de transmisión de gas y de tuberías de distribución en una región o país, a través de las cuales se transporta el gas hasta los usuarios industriales, comerciales y domésticos.

Refinería (Refinery): Complejo de instalaciones en el que el petróleo crudo se separa en fracciones ligeras y pesadas, las cuales se convierten en productos aprovechables o insumos.

RUT: Registro Único de Transporte (*Resolución CREG No.71 de 1999*).

Unidad térmica británica (British thermal unit (BTU)): La cantidad de calor requerido para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit.

TIR: Tasa interna de Retorno.

INTRODUCCIÓN

Actualmente en el campo La Cañada Norte, ubicado en el sur del Huila se están produciendo aprox. 1700 BOPD y 1.5 MMSCFD, del gas producido se están utilizando 0.2 MMSCFD para consumo interno y los restante 1.3 MMSCFD se están quemando por una tea a la atmosfera, generando un alto impacto ambiental para la empresa operadora del campo.

Los tres municipios cercanos al campo LCN, Paicol, Tesalia y La Plata también ubicados en el sur del Huila tienen suministro de gas domiciliario a través de redes internas de distribución en cada uno de los municipios, pero el gas para los tres municipios es traído por gasoductos virtuales desde el municipio de Hobo (Huila) generando altos costos por transporte, y riesgos asociados a seguridad, problemas sociales y de daños en las vías que pueden generar un largo desabastecimiento del gas domiciliario en los tres municipios asociado a los problemas sociales que esto conllevaría.

El objetivo de este trabajo es realizar una evaluación técnico - económica para el uso del gas asociado de producción del campo LCN como alternativa para uso de gas domiciliario en los tres municipios, construyendo para ello una red de distribución, la evaluación del estudio se va a presentar a las empresas Hocol S.A, empresa operadora del campo y a Alcanos S.A. empresa que suministra el gas domiciliario en los tres municipios para tomen una decisión final para la ejecución del proyecto.

DEFINICION DEL PROBLEMA

Actualmente se están produciendo 1.5 MMSCFD de gas asociado de producción del campo La Cañada Norte, de los cuales se están quemando a la atmosfera 1.3 MMSCFD, por lo que se está desaprovechando esta energía y generando un riesgo de tipo ambiental.

Para los municipios de Paicol, Tesalia y La Plata el suministro de gas domiciliario se realiza a través de gasoductos virtuales desde el municipio del Hobo, generando un alto costo por transporte y riesgos asociados a esta operación.

Construyendo una red de distribución de gas domiciliario desde el campo La cañada norte a los tres municipios del sur del Huila, se aseguraría el suministro permanente del gas domiciliario disminuyendo los costos de transporte y riesgos de seguridad industrial que actualmente se tiene con el transporte del gas por medio de gasoductos virtuales y adicionalmente se daría un uso adecuado a parte del gas que se está quemando en el campo La Cañada Norte, generando un alto impacto ambiental para la empresa operadora del campo.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar la evaluación técnico-económica del uso del gas natural asociado de producción del campo La Cañada Norte como alternativa de suministro para la red de distribución de gas domiciliario en los municipios de Paicol, Tesalia y La Plata, en el departamento del Huila.

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

Calcular el consumo actual y proyección para los próximos 10 años del gas domiciliario de los municipios de Paicol, Tesalia, La Plata y otros municipios del área de influencia.

Verificar las condiciones de calidad del gas asociado de producción del campo La cañada norte y compararlo con las condiciones RUT, con el fin de definir si se requiere instalar equipos para poner el gas en condiciones RUT.

Definir que las especificaciones técnicas y costos de los equipos, incluyendo gasoducto que se deben instalar en el campo y en los municipios para montar la red de distribución de gas domiciliario necesaria, desde el campo a los tres municipios.

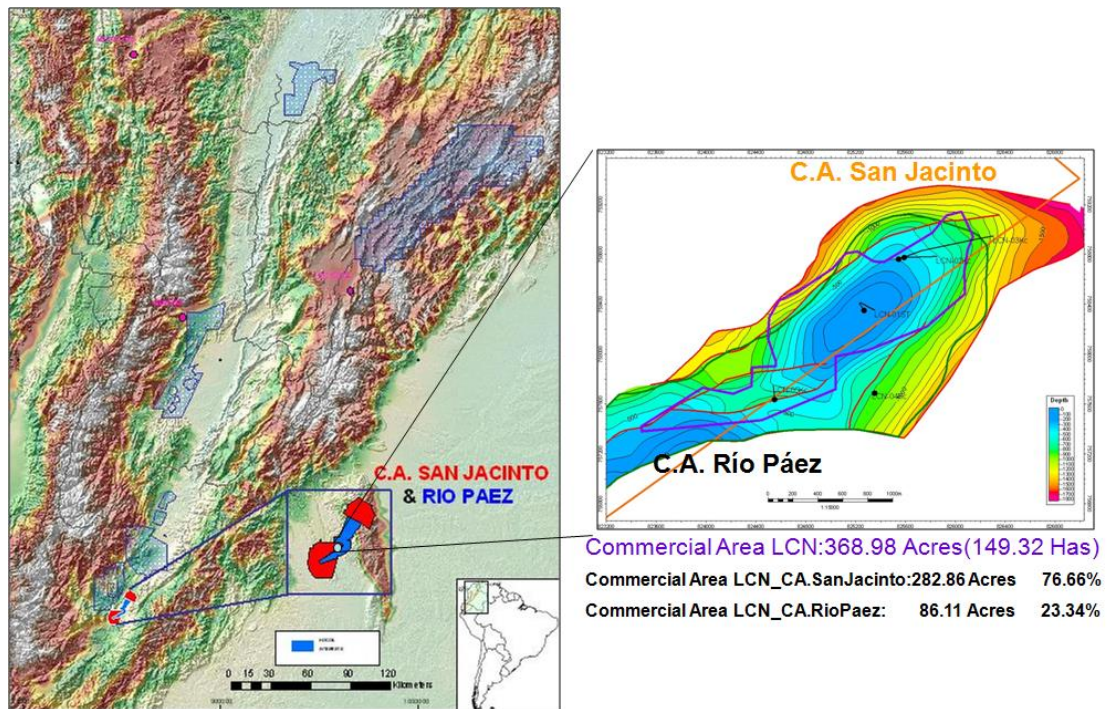
2. MARCO TEORICO

2.1 GENERALIDADES CAMPO LA CAÑADA NORTE

El campo La Cañada Norte hace parte de los Contratos de Asociación San Jacinto y Río Páez, y se encuentra localizado en el departamento del Huila al SW de Colombia, en jurisdicción de los municipios de Tesalia y Paicol. Figura 1.

El campo fue descubierto en el año 2007 con el pozo LCN-01ST por la compañía Hocol S.A, y el 7 de enero de 2009 fue declarada su comercialidad. El campo produce de la formación caballos a una profundidad promedio medida de 2500 ft.

Figura 1. Localización geográfica Campo La Cañada Norte

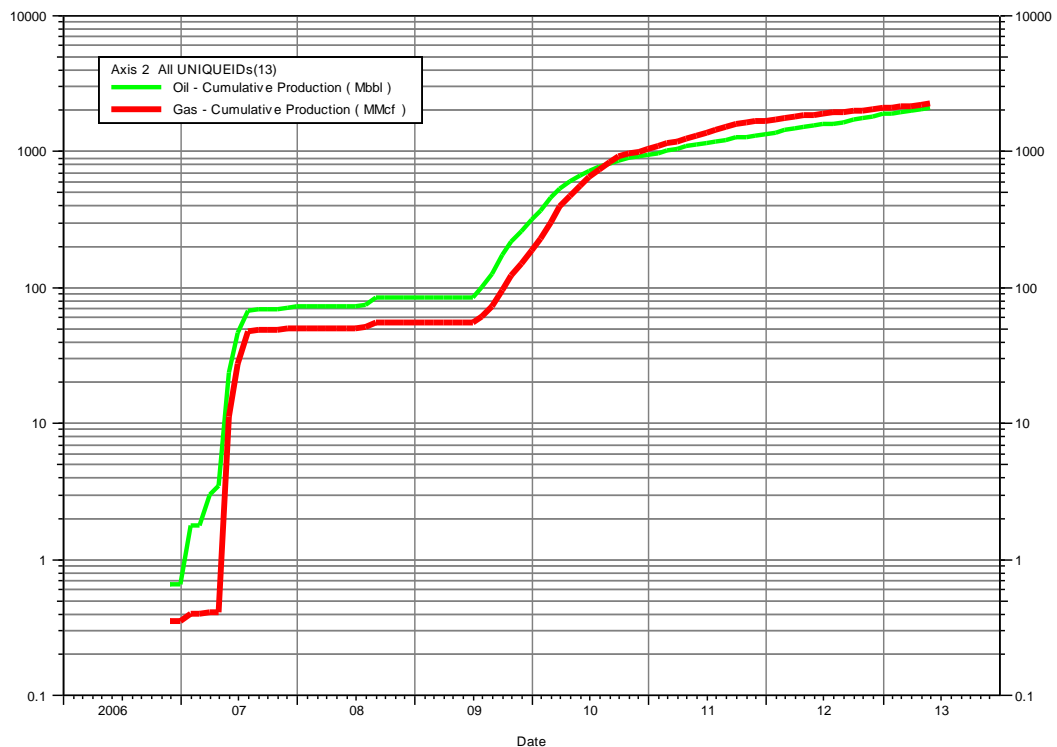


Fuente: Hocol S.A.

A Junio de 2013, se han perforado 11 pozos, de los cuales 7 son pozos productores, 2 pozos inyectoros de agua y 2 pozos cerrados temporalmente. El mecanismo de producción del campo es gas en solución, con un porosidad promedio de la roca del 13%, permeabilidad de 50 milidarcys, presión de yacimiento de 1560 psi, punto de burbuja 1130 psi, es un yacimiento saturado que está produciendo por debajo del presión de burbuja, debido a esto los pozos presentan un alta producción de gas.

La producción acumulada a esta fecha es de 2.06 MMBO, y 2244 MMSCFD. En la Figura 2 se muestra la historia de producción del campo LCN.

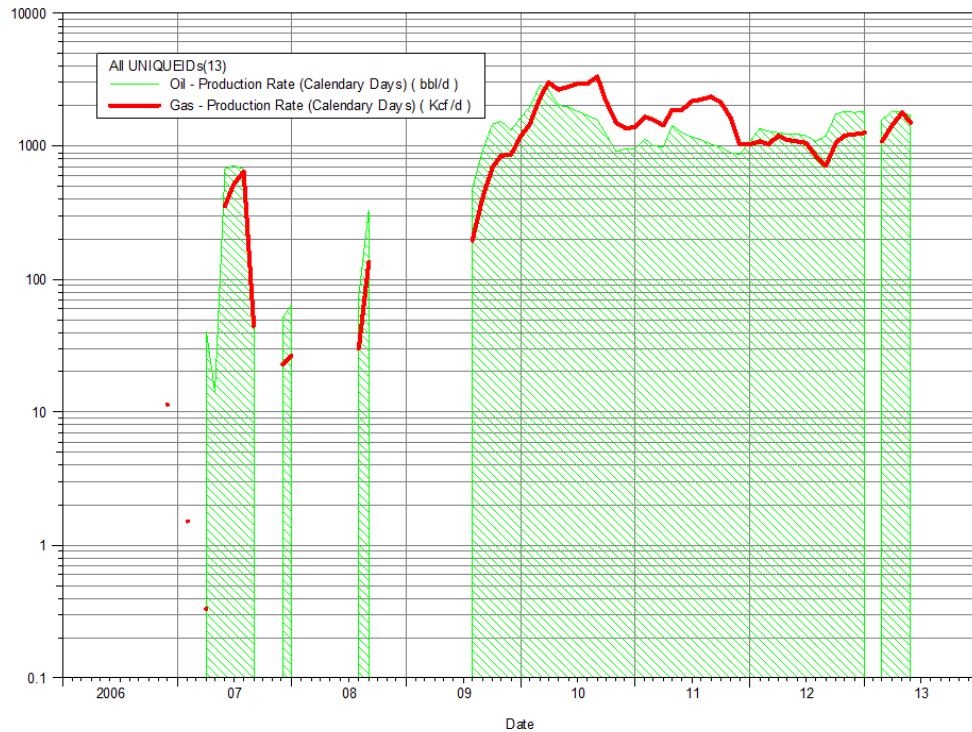
Figura 2 Producción acumulada de aceite y gas Campo LCN



Fuente: Hocol S.A.

En junio de 2013 la producción promedio fue de 1500 BOPD y 1.5 MMSCFD. En la Figura 3 se muestra la historia de producción de aceite y gas del campo.

Figura 3 Comportamiento histórico de producción de aceite y gas Campo LCN

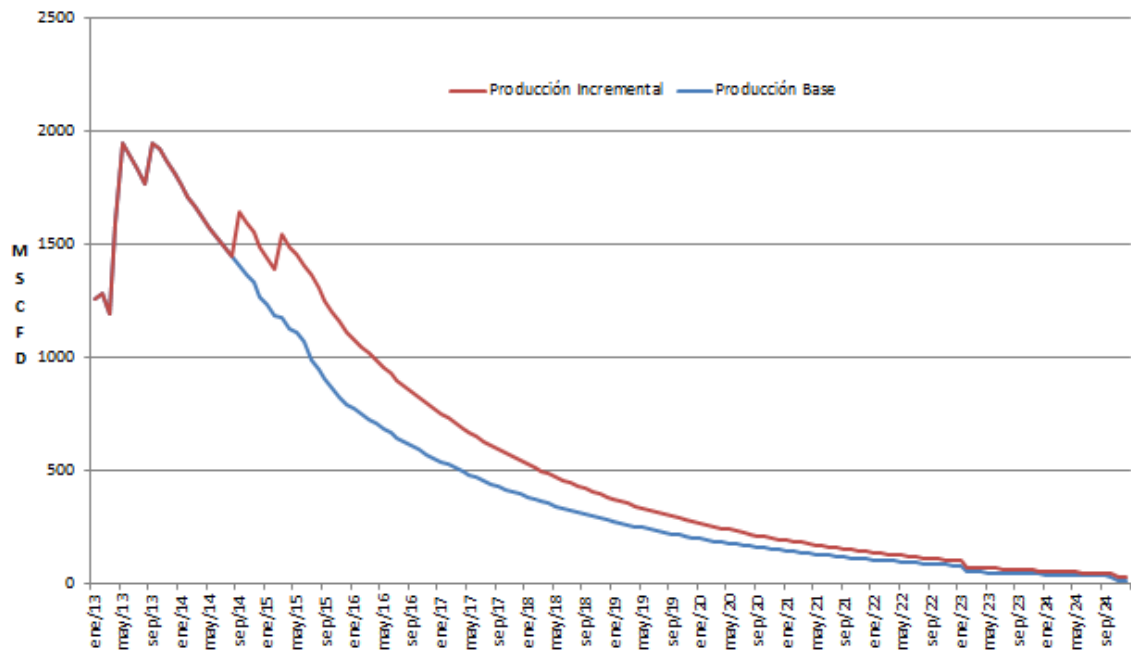


Fuente: Hocol S.A.

Parte del gas producido es utilizado para generación interna del campo (0.2 MMSCFD), y el excedente del gas es quemado en TEA's (1.3 MMSCFD), generando un alto impacto ambiental en el área. La compañía operadora está evaluando opciones para el uso de este gas asociado, como son generación I, gas domiciliario, reinyección como recuperación secundaria, venta a terceros en cabeza de pozo, etc.

En la siguiente grafica se observa el pronóstico de producción de gas asociado del campo LCN para los próximos 10 años, los cuales servirán como base para las diferentes evaluaciones que se realicen para la utilización del gas asociado del campo LCN.

Figura 4. Pronóstico de producción de gas Campo LCN



Fuente: Hocol S.A.

2.2 GAS NATURAL

Se denomina gas natural a la mezcla formada por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos, está compuesto principalmente por metano, con cantidades menores de etano, propano, butanos y pentanos. Contiene además, componentes no hidrocarburos tales como nitrógeno, sulfuro de

hidrógeno, dióxido de carbono, helio, mercaptanos y vapor de agua. El gas natural no contiene monóxido de carbono.

El gas natural, al igual que el petróleo crudo, se encuentra en yacimientos formados en "trampas geológicas", cuando se encuentra solo en el yacimiento se conoce como Gas Natural Libre y cuando el gas natural está mezclado con el crudo al ser extraído del yacimiento se denomina Gas Natural Asociado. En este caso puede describirse como la porción volátil del petróleo.

2.2.1 Clasificación del gas natural. En general, el gas natural puede clasificarse de dos formas diferentes. Una de acuerdo con el contenido de sulfuro de hidrógeno (H₂S) y dióxido de carbono (CO₂), y la otra de acuerdo con la cantidad de líquidos que se pueden extraer de él, dentro de la primera clasificación se tiene:

Gas dulce. Es aquel que contiene cantidades de sulfuro de hidrógeno (H₂S), menores a 4 ppm.

Gas agrio o ácido. Se caracteriza por presentar cantidades apreciables de sulfuro de hidrógeno (H₂S), dióxido de carbono (CO₂) u otros componentes ácidos (COS, CS₂, mercaptanos, etc.) razón por la cual se vuelve corrosivo en presencia de agua libre.

Dentro de la segunda clasificación se tiene:

Gas rico. Es el gas que debido a su composición, permite obtener cantidades considerables de hidrocarburos líquidos, C₃+, mayor de 3 GPM (galones por 1000 pies cúbicos en condiciones estándar).

Gas pobre. Está compuesto principalmente por metano y etano. Por esta razón, la obtención de hidrocarburos líquidos a partir del gas es muy baja, toda vez que el GPM es menor que 3.

2.3 COMPOSICION DEL GAS NATURAL

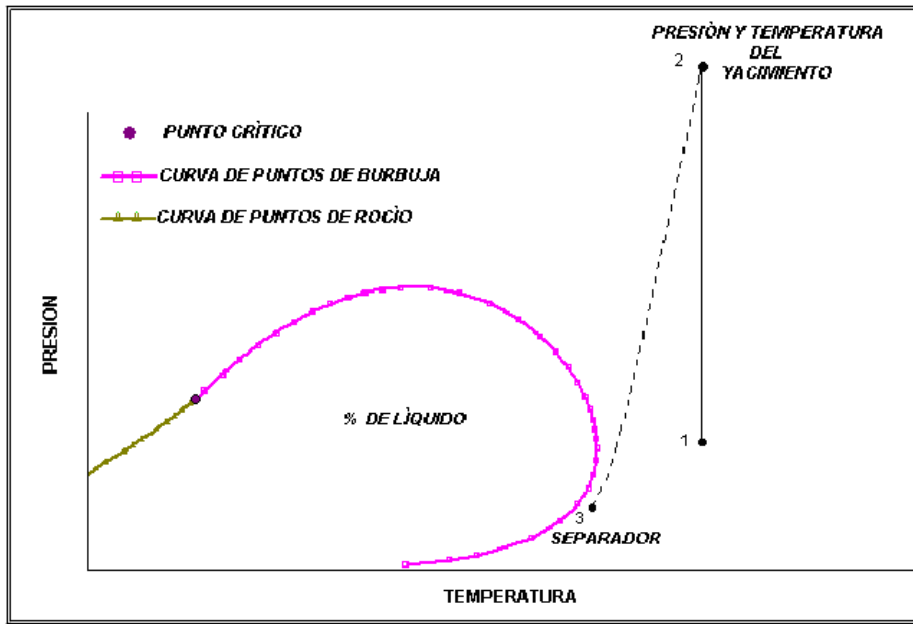
La composición del gas natural depende de cada yacimiento y por lo tanto también varían sus propiedades; siendo estas en todos los casos muy cercanas a la del metano puro: baja velocidad de propagación de la llama, alta temperatura de ignición, llama luminosa, intervalo explosivo relativamente estrecho.

2.3.1 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE UN YACIMIENTO

Los fluidos de un yacimiento se pueden clasificar desde el punto de vista de su comportamiento termodinámico:

Gas Seco: El diagrama típico de un yacimiento de gas seco es mostrado en la Figura 5, donde la temperatura del yacimiento es superior a la temperatura cricondentérmica. La mezcla de hidrocarburos existe como un gas en el yacimiento y hasta en superficie, como lo muestra la isoterma a lo largo de la línea vertical 1-2 y la trayectoria del gas producido hacia superficie mostrado en la curva 1-3.

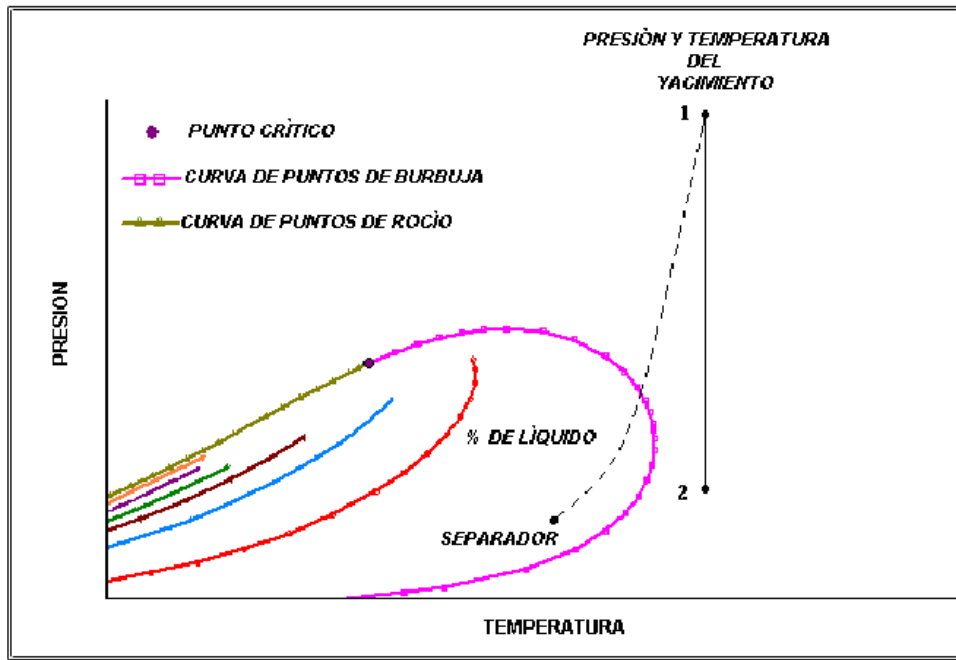
Figura 5. Diagrama de fases de un gas seco



Fuente: ECLIPSE PVTi

Gas húmedo: La temperatura de yacimiento es superior a la temperatura cricondentérmica del hidrocarburo. Por tal motivo los fluidos del yacimiento siempre estarán en la región de fase gas, cuando en el yacimiento la presión disminuye isotérmicamente a lo largo de la línea vertical 1-2 como se muestra en la Figura 6. Sin embargo, a medida que el flujo de gas es producido hacia superficie mostrado en la curva 1-3, la presión y la temperatura del gas declinan y el gas entra en la región de dos fases produciéndose la liberación de líquido en superficie.

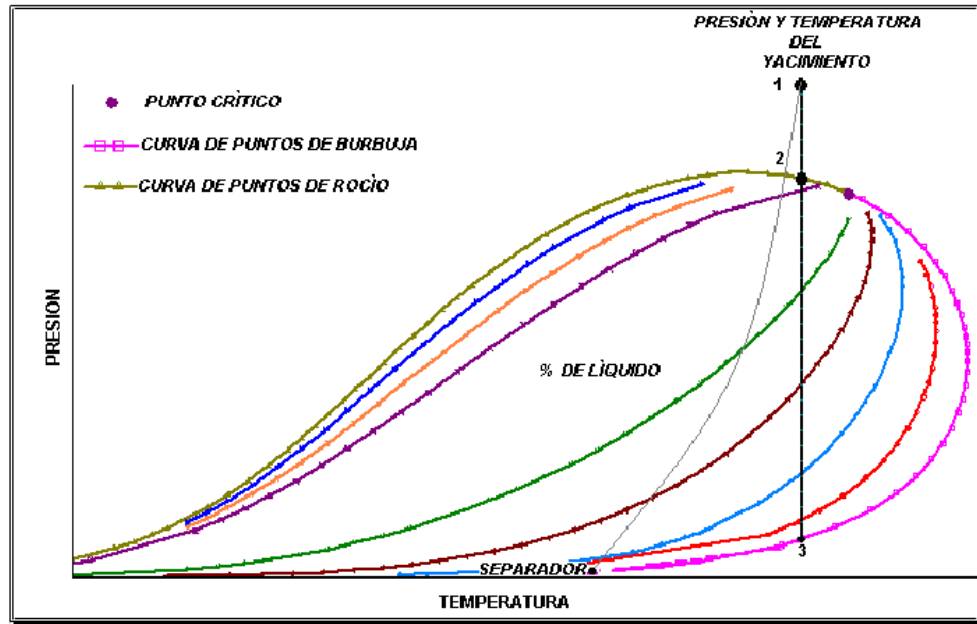
Figura 6. Diagrama de fases de un gas húmedo.



Fuente: ECLIPSE PVTi

Aceite Volátil: La temperatura del yacimiento es menor y muy cercana a la temperatura crítica de la mezcla. Las líneas de calidad cercanas al punto de burbuja se encuentran poco espaciadas entre sí. Lo contrario sucede a presiones muy bajas. Estos petróleos se caracterizan por una rápida merma bajo el punto de burbuja como se muestra en la Figura 7.

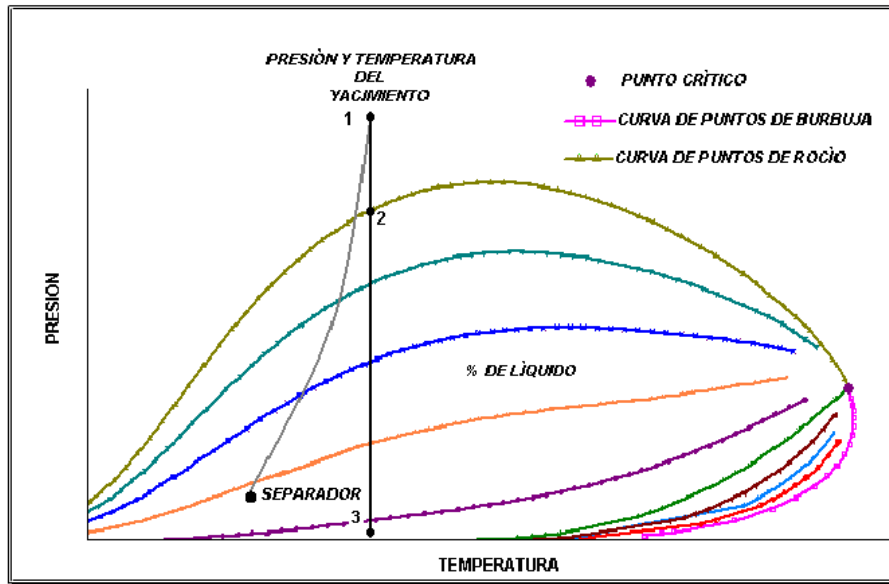
Figura 7. Diagrama de fases de un aceite volátil.



Fuente: ECLIPSE PVTi

Aceite Negro: La Figura 8 es un diagrama de fases típico de P-T para un aceite negro. Cuando el yacimiento produce bajo condiciones subsaturadas el fluido en el yacimiento existe como una sola fase líquida con gas en solución y cuando se alcanza las condiciones de saturación tanto el fluido producido como el remanente en el yacimiento tienen composición variable.

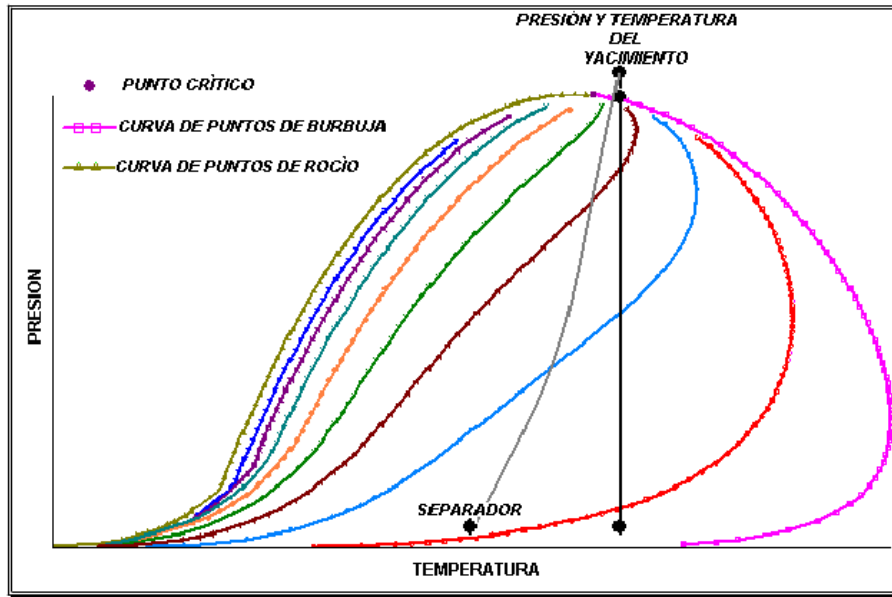
Figura 8. Diagrama de fases de un aceite negro



Fuente: ECLIPSE PVTi

Gas Condensado: Estos tipos de yacimientos se encuentran cuando la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la temperatura cricondentérmica. Esta categoría de yacimientos de gas es un tipo único de acumulación de hidrocarburos en que el comportamiento termodinámico especial de los fluidos es el factor controlador en el proceso de desarrollo y de depleción del yacimiento, la Figura 9 muestra un diagrama típico de un yacimiento de gas condensado.

Figura 9. Diagrama de fases de un gas condensado



Fuente: ECLIPSE PVTi

En las Tabla 1. se muestra el porcentaje molar y características más importantes de cada uno de los componentes del hidrocarburo dependiendo de la clasificación del yacimiento por su comportamiento termodinámico, esta clasificación tiene en cuenta cinco tipos diferentes de fluidos: aceite negro, aceite volátil, gas condensado, gas húmedo y gas seco.

Tabla 1. Composición típica en porcentaje molar de acuerdo al tipo de yacimiento

<i>Component</i>	<i>Black Oil</i>	<i>Volatile Oil</i>	<i>Gas Condensate</i>	<i>Wet Gas</i>	<i>Dry Gas</i>
C ₁	48.83	64.36	87.07	95.85	86.67
C ₂	2.75	7.52	4.39	2.67	7.77
C ₃	1.93	4.74	2.29	0.34	2.95
C ₄	1.60	4.12	1.74	0.52	1.73
C ₅	1.15	3.97	0.83	0.08	0.88
C ₆	1.59	3.38	0.60	0.12	
C ₇ ⁺	42.15	11.91	3.80	0.42	
M _w C ₇ ⁺	225	181	112	157	
GOR	625	2000	18,200	105,000	-
Tank °API	34.3	50.1	60.8	54.7	-
<i>Liquid Color</i>	Greenish Black	Medium Orange	Light Straw	Water White	-

Fuente: Los autores.

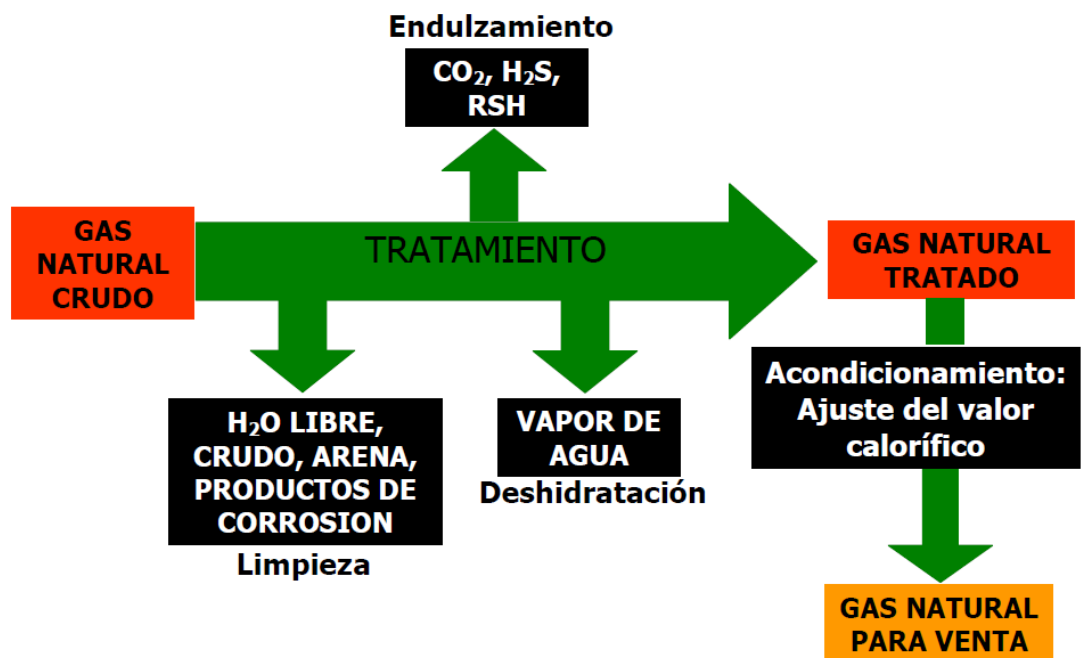
2.4 TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL

El tratamiento del gas natural es un conjunto de procesos al que se somete el gas natural proveniente del yacimiento como gas libre o como gas asociado de producción para remover las impurezas con las que viene y colocarlo en condiciones de calidad para su consumo interno o para su venta.

Las impurezas se clasifican en sólidos (arena, parafinas, asfáltenos), líquidos (agua libre, aceite) y gaseosos (vapor de agua, gases ácidos como el CO₂ y H₂S, y ácidos inertes como el N₂ y O₂). Estas impurezas ocasionan problemas como corrosión, erosión, taponamiento de líneas, pérdida de eficiencia de equipos, formación de hidratos, etc.

En el siguiente diagrama se muestra el proceso de tratamiento y acondicionamiento al que es sometido el gas natural para colocar en condiciones de calidad de venta.

Figura 10. Proceso de tratamiento y acondicionamiento del gas natural



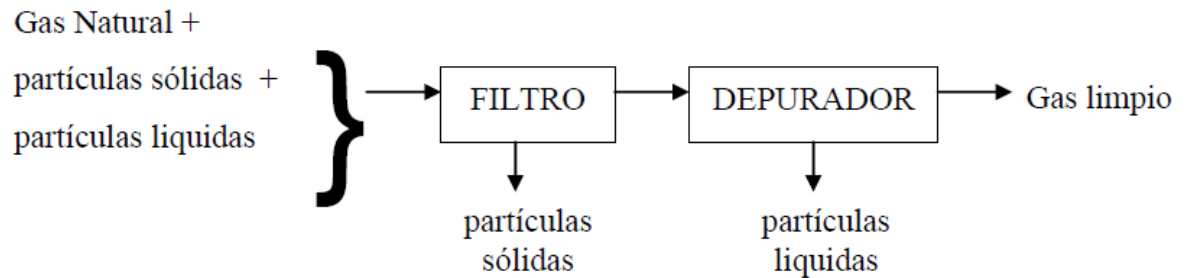
Fuente: Los autores.

2.4.1 LIMPIEZA DEL GAS NATURAL

Se entiende por limpieza del gas el proceso de remoción de partículas muy pequeñas (menores de 10 micras) de sólidos y gotas de líquido que se encuentran suspendidas en el gas, para remover partículas sólidas se utilizan filtros y para separar las partículas líquidas del gas se usan los depuradores (Scrubbers).

Cuando se requiere un gas natural muy limpio (contenido de partículas menores de 0.5 micras), se utiliza un filtro depurador.

Figura 11. Esquema de un filtro-depurador para limpieza de gas natural



Fuente: Los autores.

La limpieza del gas se realiza por las siguientes razones:

- Recuperar hidrocarburos líquidos
- Prevenir problemas operacionales como erosión, formación de espuma y reducción de la eficiencia de los procesos de transporte, compresión, tratamiento y criogenia.
-

2.4.2 CONTROL DE HIDRATOS

Bajo ciertas condiciones de temperatura y presión, el agua y ciertos hidrocarburos, forma compuestos sólidos llamados hidratos. Estos cristales pueden taponar válvulas, conexiones y aún bloquear completamente líneas, los tapones o terrones de hidratos cuando se transportan con el flujo de gas pueden dañar y aún romper tuberías, válvulas, conexiones y el interior de recipientes.

El metano, etano, propano, iso-butano, gas carbónico y ácido sulfhídrico fácilmente formarán hidratos, pero el n-butano sólo con dificultad lo hace; los pentanos e hidrocarburos más pesado no forman hidratos. Los hidratos se formarán si el gas dulce que contiene el agua libre se enfría por debajo de su temperatura de formación de hidratos. La temperatura a la cual se formarán hidratos depende de la presión y de la composición actual del gas. La formación de hidratos se puede evitar ya sea usando un inhibidor de hidrato para mezclarlo con el agua libre que está presente en el gas o que se ha condensado durante el enfriamiento, o por remoción del agua desde el gas (deshidratación) antes que su temperatura caiga por debajo de la temperatura de formación de hidrato.

2.4.3 DESHIDRATACION DEL GAS NATURAL

Absorción por un líquido: La deshidratación por absorción es uno de los métodos más satisfactorios de deshidratación. Aunque se puede usar cualquiera de los líquidos desecantes, la gran mayoría de los sistemas de absorción usan glicol para remover el vapor de agua del gas y puede establecerse que se deshidrata más gas natural con glicol que por cualquier otro medio. Algunas veces se usan deshidratadores de cloruro de calcio para secar pequeña cantidades de gas en áreas aisladas o remotas, sin embargo, debe notarse que este método no es proceso de absorción. Como en el sistema están presentes sólidos de cloruro de calcio, en sentido estricto se efectúa un proceso de adsorción.

Deshidratación con glicol: El proceso de deshidratación de gas natural más común es el contacto del gas con un líquido higroscópico como el glicol. Este es un proceso de absorción, donde el vapor de agua en la corriente de gas es disuelto en un corriente de glicol relativamente pura. La deshidratación con glicol no es relativamente costosa, ya que el agua puede separarse fácilmente del glicol por calentamiento; a esto se le llama regeneración del glicol.

Deshidratación por un desecante sólido: Donde se necesita la más alta depresión posible de punto de rocío puede ser más efectivo el proceso de adsorción usando un desecante sólido y seco. En los procesos de adsorción los materiales se concentran en la superficie de un sólido como un resultado de las fuerzas que existen en esta superficie. El proceso de adsorción, igual que los procesos de absorción, no involucra reacciones químicas; la adsorción es puramente un fenómeno superficial. “Superficial” no se refiere sólo a la superficie exterior de la partícula adsorbente sino a la superficie efectiva de los capilares y poros. Cualquier adsorbente comercial usado para este proceso tendrá un área superficial total de 2'400.000-3'900.000 pie²/lb (500-800 m²/gramo).

Hay un gran número de desecantes sólidos disponibles para la deshidratación de gas, en la mayoría de los sistemas se usa alúmina activada (un purificador, fabricado versión bauxita que se ha vuelto poroso por activación) o un desecante tipo sílice-gel. Estos desecantes se pueden activar o regenerar así que se pueden usar durante muchos ciclos de adsorción y reactivación. Con deshidratación de desecantes sólidos se puede obtener puntos de rocío muy bajos y en esta forma es común una resultante residual de vapor de agua de menos de 1/2 lb/MMpcs a la salida de gas. En una aplicación normal, esto puede corresponder a un punto de rocío de -40 °F.

2.4.4 ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL

Además de hidrocarburos pesados y vapor de agua, el gas natural frecuentemente contiene otros componentes que deben ser removidos, tales como el CO₂, el H₂S y otros compuestos de azufre como los mercaptanos, los cuales son componentes que requieren ser removidos completa o parcialmente del gas natural.

El CO₂, el H₂S y otros compuestos de azufre presentes en el gas natural agrio son conocidos como gases ácidos, los cuales pueden generar graves problemas de corrosión tanto en los equipos de producción como de transporte de gas. Las cantidades permitidas de gases ácidos en los gases naturales es de 2 a 3% de CO₂ y de 4 ppm para el H₂S, pero los requerimientos actuales para algunas ventas pueden variar dependiendo de las negociaciones entre el vendedor y el comprador

Endulzamiento es el término que se le aplica al proceso de remoción de gases ácidos tales como CO₂, H₂S y otros compuestos de azufre presentes en el gas natural. El principio de este proceso es neutralizar los gases ácidos bien sea por procesos físicos o químicos, además, el proceso en sí requiere una fase de regeneración en donde se recupera el compuesto de endulzamiento, convirtiendo el sistema en un proceso cíclico, esto con fines económicos. En los **procesos físicos**, el endulzamiento del gas natural se hace mediante adsorción o absorción de los gases ácidos. Los **procesos químicos** se llevan a cabo mediante reacciones químicas, las cuales pueden ser **reversibles** y en ellas se regenera el compuesto de endulzamiento mediante la aplicación de calor para separar los gases ácidos de él, e **irreversibles** en las cuales el compuesto de endulzamiento se regenera mediante procesos de oxidación.

Los procesos utilizados en el endulzamiento del gas natural son seleccionados de acuerdo al gas ácido que se quiera remover y al grado de separación. Para eso hay que tener en cuenta los siguientes tipos de separación:

- Se desea separar sólo H₂S.
- Se desea separa H₂S y otros compuestos de azufre.
- Se desea separar sólo CO₂.
- Se desea separar todos los gases ácidos.

Para las dos primeras separaciones se emplea lecho sólido tales como: esponja de Hierro, óxido de zinc o mallas moleculares, siempre y cuando las concentraciones de estos gases ácidos sea baja (< 300 ppm); si las concentraciones son altas se utiliza LOCAT. Para la separación del tipo 3 se utiliza carbonato de potasio y para la separación de tipo 4 se utilizan las aminas.

ADSORCION MEDIANTE LECHO SÓLIDO Una capa fija de partículas sólidas puede ser usada para remover gases ácidos mediante reacciones químicas o enlace iónico; la corriente de gas fluye a través del lecho el cual remueve los gases ácidos y los atrapa dentro de él.

Esponja de Hierro: La esponja de hierro usa la reacción química del óxido férrico con H₂S para endulzar corrientes de gas. $2\text{Fe}_2\text{O}_3 + 6\text{H}_2\text{S} \rightarrow 2\text{Fe}_2\text{S}_3 + 6\text{H}_2\text{O}$ La reacción requiere la presencia de agua levemente alcalina y de temperatura por debajo de 110F. Para regenerar el óxido férrico, el sulfuro férrico se oxida con aire para producir sulfuro y regenerar el óxido férrico. Por último, el azufre se oxida a anhídrido sulfuroso. $2\text{Fe}_2\text{S}_3 + 3\text{O}_2 \rightarrow 2\text{Fe}_2\text{O}_3 + 6\text{S}$ $\text{S}_2 + 2\text{O}_2 \rightarrow 2\text{SO}_2$ En este último caso, el proceso de regeneración debe hacerse con gran cuidado debido a que la reacción con el oxígeno es exotérmica.

Mallas Moleculares: El proceso de malla molecular usa sólidos cristalinos fabricados sintéticamente para remover impurezas del gas. La estructura cristalina de los sólidos provee un material sólido muy poroso con todos los poros exactamente del mismo tamaño. Dentro de los poros, la estructura cristalina crea un gran número de cargas polares llamadas zonas activas. Las moléculas polares del gas, tales como H₂S o agua, entran en los poros formando un débil enlace iónico en las zonas activas, mientras que las moléculas no polares tales como los hidrocarburos parafínicos no se enlazan en las zonas activas. Las unidades de malla molecular pueden deshidratar el gas a la vez que lo endulzan.

Oxido de Zinc: Este proceso es similar al de esponja de hierro. Usa un lecho sólido de oxido de zinc granular para reaccionar con H₂S. $ZnO + H_2S \rightarrow ZnS + H_2O$

SOLVENTES QUIMICOS Los procesos con solvente químico usan una solución acuosa de una base débil para que reaccionen químicamente y absorba los gases ácidos en la corriente de gas natural. **Procesos con Amina:** Las aminas por tener propiedades básicas son muy reactivas con CO₂ y H₂S y forman fuertes enlaces químicos.

Sistemas de Monoetanolamina(MEA): MEA es una amina primaria, es un compuesto estable y en ausencia de otros químicos no sufre degradación o descomposición a temperatura mayores a su punto de burbuja normal.

Sistemas con Dietanolamina (DEA): DEA es una amina secundaria, es una base más débil que MEA cuyos sistemas no sufren típicamente los mismos problemas de corrosión. DEA tiene menos pérdida de vapor y requiere menos calor para regenerarlo. DEA reacciona con H₂S y CO₂.

Sistemas con Diglicolamina(DGA): Es una amina primaria, reacciona con los gases ácidos igual que MEA. Los productos de degradación de reacciones con COS y CS₂ pueden ser regenerados en un regenerador.

Sistemas con Diisopropanol amina (DIPA): Es una amina secundaria usada en SHELL. Reacciona con CO₂ y H₂S igual que MEA pero el COS puede ser removido más fácilmente y el sistema es no corrosivo y requiere menos calor de entrada.

3. CONDICION ACTUAL

El campo La Cañada Norte fue descubierto en el año 2007 por la compañía Hocol S.A, y a partir del año 2009 después de declarada su comercialidad inicio su etapa de producción. El campo LCN fue declarado comercialmente un campo de crudo, pero también produce agua y gas asociado.

Actualmente el campo LCN produce 1700 BOPD, 700 BWPD, y 1.5 MMSCFD. Parte del gas es utilizado para generación (0.2 MMSCFD), y el excedente es quemado en Tea (1.2 MMSCFD).

Los municipios del sur occidente del Huila, Tesalia, Paicol y La plata, cuentan con el servicio público de gas natural desde hace más de 15 años, servicio que es atendido con el sistema de gas natural comprimido o gasoducto virtual. En su plan de expansión se han anexado los centros Poblados de Pacarni y en los próximos meses los centros poblados de Belén, Gallego, Villa Losada y El Tablón.

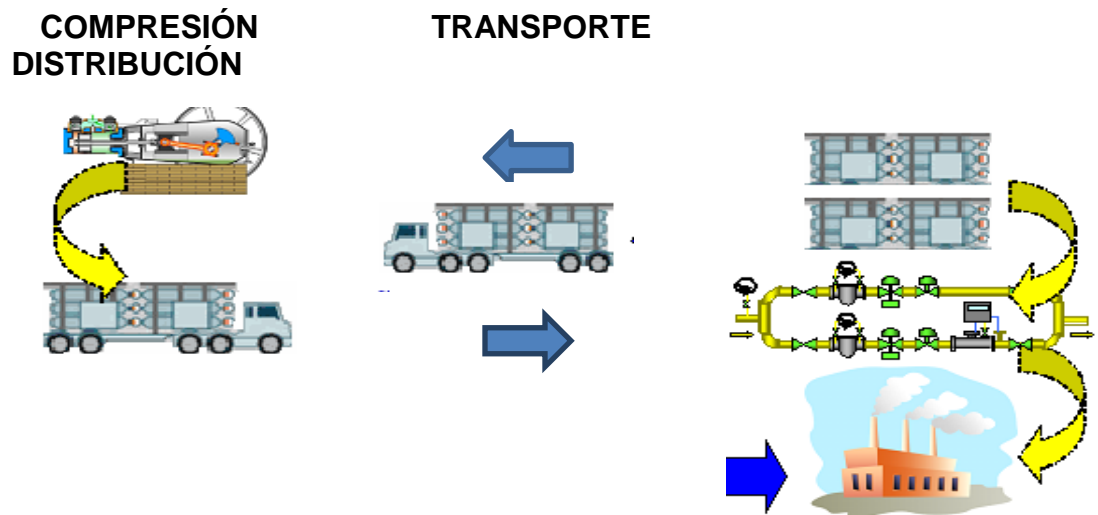
El sistema de Gas Natural Comprimido o Gasoducto Virtual, es un sistema que es utilizado en regiones o sitios en los cuales por viabilidad técnica o económica, no es posible el trazado de una red física de transporte (gasoducto).

No obstante este sistema de distribución depende exclusivamente de tres factores: compresión, almacenamiento y transporte, que en caso de que alguno de estos llegase a fallar, se pondría en riesgo la continuidad del servicio en los municipios que son atendidos por este sistema, como se muestra en la Figura 12.

- Compresión: Consiste en aumentar la energía al fluido de gas natural, llevándolo de 150 psi a 2950 psi.

- Almacenamiento: Luego de ser comprimido el fluido es almacenado en cilindros de acero a la presión de descarga, es decir a 2950 psi.
- Transporte: A través de vehículos articulados es transportado hasta la ciudad de destino por vía terrestre. Posteriormente el fluido es regulado en el city gate hasta la presión del gasoducto Urbano, 60 psi.

Figura 12. Sistema de distribución Gas Natural Comprimido (GNC)



Fuente: Los autores.

En la siguiente tabla se muestra el número de usuarios y consumo mes y día de gas natural en los municipios de La Plata, Tesalia y Paicol.

Tabla 2. Consumos de gas natural en los municipios de Tesalia, Paicol y La Plata.

POBLACION	USUARIOS ACTUALES	CONSUMO ACTUAL MUNICIPIO (M3/MES)	CONSUMO ACTUAL USUARIO (M3/MES)
LA PLATA	5.246	109.352	20,8
TESALIA	1.477	26.688	18,1
PAICOL	687	13.194	19,2
TOTAL	7.410	149.234	58,1

Fuente: Alcanos de Colombia S.A. ESP

4. PROPUESTA RED DE DISTRIBUCION GAS DOMICILIARIO

Teniendo en cuenta los interés de las tres partes, la empresa operadora del campo LCN, que tiene disponible un gas natural asociado que está desaprovechando quemándolo a la atmosfera y generando un impacto ambiental, la empresa distribuidora de Gas Natural, que tiene altos costos con el transporte del gas natural comprimido, y el riesgo de seguridad asociado a este transporte, y la de los tres municipios que están expuestos a un desabastecimiento de gas natural por no contar con una red de transporte que les asegure el suministro de gas natural permanente, se tiene la oportunidad de realizar al evaluación técnico-económica para el aprovechamiento del gas natural asociado del campo LCN, para utilizarlo en la red de distribución del gas domiciliario en los municipios de Paicol, La Plata y Tesalia.

La evaluación técnica de la propuesta de distribución de gas natural para los municipios de La Plata, Tesalia y Paicol, se dividió en tres partes:

Primero, con el número de usuarios y consumo actual de gas domiciliario en los 3 municipios, se realizó una proyección del consumo para los próximos 10 años, como se muestra en la siguiente tabla. El consumo actual en los 3 municipios es de 4974 M3/DIA (176.643 SCFD), y se estima una proyección para los próximos 10 años de 5773 M3/DIA (205.002 SCFD), teniendo en cuenta un crecimiento anual del 1.5% del número de usuarios.

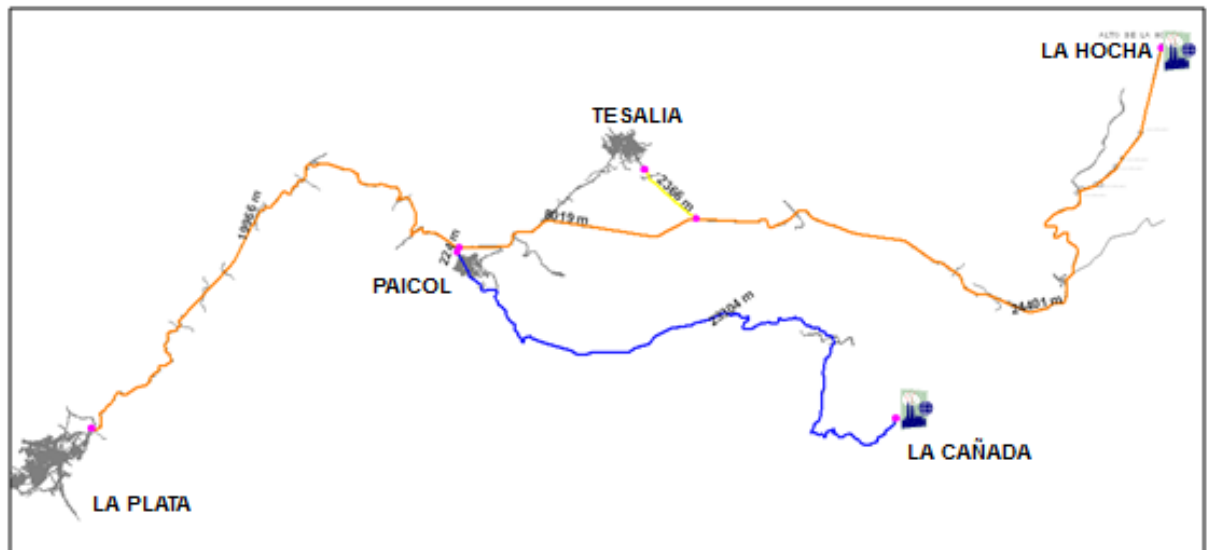
Tabla 3. Consumo actual y proyección a 10 años de gas natural domiciliario en los 3 municipios.

POBLACION	CONSUMO ACTUAL MUNICIPIO (M3/DIA)	CONSUMO ACTUAL MUNICIPIO (SCFD)	PROYECCION 10 AÑOS (M3/DIA)	PROYECCION 10 AÑOS (SCFD)
LA PLATA	3.645	129.436	4.230	150.216
TESALIA	890	31.590	1.032	36.661
PAICOL	440	15.617	510	18.125
TOTAL	4.974	176.643	5.773	205.002

Fuente: Alcanos S.A.

Segundo, se realizó el trabajo del levantamiento de información para realizar la interconexión con una línea de transporte de gas natural entre el campo LCN y los 3 municipios de Paicol, como se muestra en la Figura 13.

Figura 13. Plano localización campo LCN y los municipios de Paicol, La Plata y Tesalia.



Fuente: Los autores.

El proyecto consiste en tender una línea de 6" entre el campo LCN y el municipio de Paicol con una longitud de 14 km, y posteriormente dos líneas en 4" entre Paicol y los municipios de La Plata y Tesalia con una longitud de 34 km. El costo total de esta inversión sería de KUS\$ 2185. Cada una de las líneas de llegada a los 3 municipios sería conectada a la red domiciliaria de gas natural que ya existe en cada uno de los municipios. La simulación se realizó en el software GasWorks, y los resultados se muestran en el Anexo 1.

Por último, teniendo en cuenta la naturaleza del gas asociado del campo LCN, que como se ve en la cromatografía es un gas rico, el porcentaje de Metano es del 53,61%, y con un gran contenido de condensados (el GPM C+2 es de 13,25). Ver Figura 14. Se debe someter el gas asociado a un proceso de tratamiento para entregarlos en condiciones RUT, y de esta forma poder transportarlo y poder utilizarlo como gas natural domiciliario.

Se realizó la simulación con las condiciones de entrada de gas basados en la cromatografía del gas asociado del campo LCN, para determinar el proceso que se requiere y que tipo equipos se requieren instalar para colocar el gas en condiciones RUT. La simulación se realizó teniendo en cuenta un volumen de entrada de gas de 1 MMSCFD, los equipos requeridos para el proceso incluye separador, compresor de carga, sistema de refrigeración mecánica, sistema de inyección de glicol, torre desbunotizadora, torre despropanizadora, unidad de medición de transferencia de custodia y compresor de venta. El costo total de la planta es de KUS\$3900, y la simulación del proceso se muestra en la Figura 15.

Figura 14. Cromatografía gas asociado campo LCN

Sampling Date		1-oct-2009 13:00	
Sampling Location		CAÑADA NORTE-1 SALIDA GAS SEPARADOR	
Cylinder Number		COL-303	
Sample Description		CAÑADA NORTE-1 SALIDA GAS SEPARADOR	
Sampling Conditions		30.0 psig @ 123.0°F	

Component	Mole %	Weight %	
H ₂	Hydrogen	0,00	0,00
H ₂ S	Hydrogen Sulphide	0,00	0,00
CO ₂	Carbon Dioxide	0,10	0,14
N ₂	Nitrogen	1,57	1,46
C ₁	Methane	53,61	28,43
C ₂	Ethane	16,05	15,95
C ₃	Propane	13,82	20,14
iC ₄	i-Butane	2,40	4,61
nC ₄	n-Butane	5,73	11,00
iC ₅	i-Pentane	1,73	4,13
nC ₅	n-Pentane	1,58	3,76
C ₆	Hexanes	1,37	3,83
C ₇	Heptanes	1,25	3,80
C ₈	Octanes	0,65	2,19
C ₉	Nonanes	0,13	0,50
C ₁₀	Decanes	0,01	0,06
C ₁₁	Undecanes	0,00	0,00
C ₁₂₊	Dodecanes plus	0,00	0,00
Totals :		100,0000	100,0000

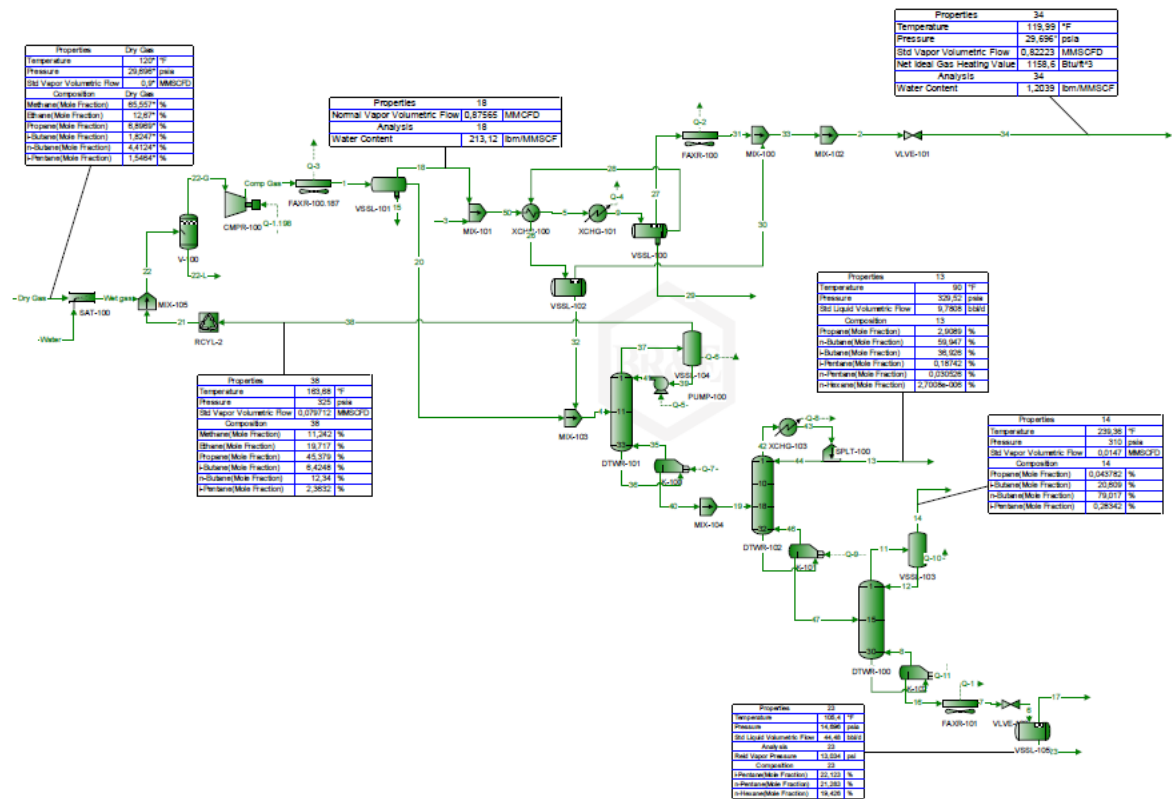
Note: 0.00 means less than 0.005.

Calculated Residue Properties		Mole Weight	Density
		(g mol ⁻¹)	(g cm ⁻³ at 60°F)
C ₇₊	Heptanes plus	96,4	0,7538
C ₁₀₊	Decanes plus	134,0	0,7780
C ₁₂₊	Dodecanes plus	-	-

Calculated Whole Gas Properties		
Gas Gravity	1,0522	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
Whole Sample Mole Weight	30.25	g mol ⁻¹
Ideal Gas Density	1,2824	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value	1749,7	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value	1600,1	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Pseudo Critical Press.	639.3	psia
Pseudo Critical Temp.	489.9	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z	0,992027	@ 14.65 psia & 60°F
GPM (C2+)	13,25	
GPM (C3+)	8,98	

Fuente: Hocol S.A.

Figura 15. Proceso y equipos requeridos para colocar en condiciones de calidad el gas natural del campo LCN.



Fuente: Los autores.

5. EVALUACION ECONOMICA

Teniendo en cuenta los pronósticos de gas asociado del campo LCN para los próximos años, en los cuales solo se asegura entrega de gas firme por encima de los 300 MSCFD en los próximos 10 años (Figura 4), la evaluación económica del proyecto se realizó teniendo en cuenta las inversiones, gastos e ingresos para este periodo de tiempo.

5.1 INVERSIONES

Las inversiones para el proyecto están comprendidas por la compra de equipos y montaje de la planta para el tratamiento de gas natural en el campo LCN, y el montaje de las líneas de interconexión de gas natural del campo a los 3 municipios de Paicol, Tesalia y La Plata.

En las siguientes dos tablas se muestra el detalle de las inversiones para el montaje de la planta de tratamiento de gas y las líneas de interconexión, el costo total de las inversiones sería de KUS\$ 6185. Estas inversiones se deben realizar todas en el primer año del proyecto.

Tabla 4. Costos planta de tratamiento gas natural campo LCN

ITEM	EQUIPO	COSTO US\$
1	Separador entrada	90.000
2	Compresor de carga	400.000
3	Sistema de refrigeración mecánica	900.000
4	Sistema de Inyección y regeneración de glicol	500.000
5	Torre desbunitazadora	200.000
6	Unidad de medición	400.000
7	Compresor de venta	410.000
8	Montaje de equipos	1.000.000
TOTAL		3.900.000

Fuente: Hocol S.A.

Tabla 5 Costos montaje líneas de interconexión campo LCN – municipios de Paicol, La Plata y Paicol

ITEM	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO US\$	CANTIDAD	COSTO TOTAL US\$
1	ML	CANALIZACION TUBERIA DE 2" ASFALTO	29	118	3.386
2	ML	CANALIZACION TUBERIA DE 4" ASFALTO	49	1919	94.390
3	ML	CANALIZACION TUBERIA DE 2" CONCRETO	23	142	3.264
4	ML	CANALIZACION TUBERIA DE 4" CONCRETO	52	2303	120.166
5	ML	CANALIZACION TUBERIA DE 2" ZONA VERDE	12	2106	25.801
6	ML	CANALIZACION TUBERIA DE 4" ZONA VERDE	30	34164	1.014.131
7	ML	CANALIZACION TUBERIA DE 6" ZONA VERDE	53	14000	738.397
8	UND	CRUCE SUBTERRANEO EN VIAS	7.215	2	14.429
9	UND	CRUCE ESPECIALES AEREOS < 8ML	4.846	8	38.770
10	UND	CRUCE ESPECIALES AEREOS > 8ML y < 25ML	8.578	12	102.940
11	UND	CRUCE ESPECIALES > 25ML RIO PAEZ	128.864	1	128.864
TOTAL					2.284.537

Fuente: Alcanos de Colombia S.A. ESP

5.2 GASTOS

Los gastos están asociados a la operación y mantenimiento de la planta de tratamiento de gas natural, y el mantenimiento de la red de gas domiciliario existente en los 3 municipios que se muestran en la siguiente tabla teniendo en cuenta un incremento anual en la operación de un IPC esperado del 3%. El total de costo de operación y mantenimiento para los 10 años del proyecto es de KUS\$ 5100.

Tabla 6 Costos de operación y mantenimiento plan de gas y red de gas domiciliario

ITEM	Descripcion	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	TOTAL
1	Operación Planta de Gas	300.000	309.000	318.270	327.818	337.653	347.782	358.216	368.962	380.031	391.432	3.439.164
2	Mantenimiento Planta de Gas	84.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	624.000
3	Mantenimientos Mayores Planta de Gas		70.000		70.000		70.000		70.000		70.000	350.000
4	Mantenimiento red de distribución domiciliaria	60.000	61.800	63.654	65.564	67.531	69.556	71.643	73.792	76.006	78.286	687.833
TOTAL		444.000	500.800	441.924	523.382	465.183	547.339	489.859	572.755	516.037	599.718	5.100.997

Fuente: Alcanos de Colombia S.A. ESP – Hocol S.A.

El otro gasto que se tiene es la compra del gas natural asociado a la compañía operadora, que se estima un costo de 2.5 US\$/ 1000 SCF (2.5 US\$ / 28.16 M3), y que se va a mantener fijo para los 10 años del proyecto. En la siguiente tabla se muestra el el costo de la compra de gas a la compañía operadora del campo LCN, basados en la proyección de consumo en los próximos 10 años en los municipios de La Plata, Paicol y Tesalia. El valor para los 10 años seria de aprox. KUS\$1750.

Tabla 7. Valor compra de gas natural requerido para los 3 municipios en 10 años.

Año	Consumo Promedio M3/dia	Costo M3/US\$	Costo total año US\$
Año 1	5.049	0,0887	163.467
Año 2	5.125	0,0887	165.919
Año 3	5.202	0,0887	168.407
Año 4	5.280	0,0887	170.933
Año 5	5.359	0,0887	173.497
Año 6	5.439	0,0887	176.100
Año 7	5.521	0,0887	178.741
Año 8	5.604	0,0887	181.423
Año 9	5.688	0,0887	184.144
Año 10	5.773	0,0887	186.906
Total			1.749.538

Fuente: Los autores

5.3 INGRESOS

Los ingresos del proyecto están asociados a la facturación mensual por el suministro de gas natural en los 3 municipios de Paicol, Tesalia y La Plata.

La tabla de ingresos se realizó con un valor de venta de gas de 1636 \$/M3, y un incremento anual del IPC del 3%, se utilizó una TRM de 1900. Los ingresos para por la venta de gas domiciliario en los 10 años en los 3 municipios es de US\$ 17'219.286.

Tabla 8. Ingresos por venta de gas domiciliario en los 3 municipios en 10 años.

Año	Consumo Promedio M3/día	Costo venta M3/US\$	Total US\$
Año 1	5.049	0,861	1.586.750
Año 2	5.125	0,864	1.615.383
Año 3	5.202	0,866	1.644.533
Año 4	5.280	0,869	1.674.208
Año 5	5.359	0,871	1.704.419
Año 6	5.439	0,874	1.735.176
Año 7	5.521	0,877	1.766.487
Año 8	5.604	0,879	1.798.363
Año 9	5.688	0,882	1.830.815
Año 10	5.773	0,885	1.863.852
Total			17.219.986

Fuente: Los autores

5.4 RESULTADOS

La evaluación económica se realizó a 10 años teniendo en cuenta que es el tiempo con el que se cuenta con gas firme de al menos 300 MSCFD, de acuerdo a los pronósticos de producción de gas del campo.

Para la evaluación se incluyeron las inversiones en el primer año de la planta de tratamiento de gas natural (KUS\$ 3900), y el costo del montaje de las líneas de interconexión del campo LCN a los 3 municipios (KUS\$ 2285), se incluyeron los gastos anuales del costo de operación y mantenimiento de la planta de tratamiento de gas en el campo LCN, y el mantenimiento de la red de gasoductos domiciliarios que se tienen instalados en los 3 municipios, y los ingresos que se obtienen por la venta de gas natural domiciliario en los 3 municipios.

Tabla 9. Resultados evaluación económica

Año	Inversiones US\$	Gastos US\$	Ingresos US\$	Flujo de Caja US\$
0	\$ 6.185.000			-\$ 6.185.000
1		\$ 607.467	\$ 1.586.750	\$ 979.283
2		\$ 666.719	\$ 1.615.383	\$ 948.664
3		\$ 610.331	\$ 1.644.533	\$ 1.034.202
4		\$ 694.315	\$ 1.674.208	\$ 979.893
5		\$ 638.680	\$ 1.704.419	\$ 1.065.739
6		\$ 723.439	\$ 1.735.176	\$ 1.011.737
7		\$ 668.600	\$ 1.766.487	\$ 1.097.887
8		\$ 754.178	\$ 1.798.363	\$ 1.044.185
9		\$ 700.181	\$ 1.830.815	\$ 1.130.634
10		\$ 786.624	\$ 1.863.852	\$ 1.077.228

NPV @ 11.1%: (\$ 162.285,43)

TIR: 10%

Fuente: Los autores

El resultado de la evaluación económica para el proyecto muestra un NPV negativo de US\$162,285, y una TIR del 10%, por debajo de la TIR con la que trabajan las empresas Hocol S.A y Alcanos S.A del 11.1%, de acuerdo a este resultado por ahora no se recomienda por ahora implementar el proyecto de uso de gas domiciliario de gas asociado de producción del campo LCN como alternativa para la red de distribución de gas domiciliario en los municipios de Paicol, Tesalia y La Plata,

CONCLUSIONES

Técnicamente es viable utilizar el gas asociado del campo LCN para la red de distribución de gas domiciliario en los municipios de Paicol, Tesalia y La Plata, para esto se debe montar una planta de tratamiento de gas natural, y una línea de interconexión del campo a los 3 municipios.

La evaluación económica para el proyecto es negativa NPV (-US\$ 162.285) y la TIR del 10%, que es menor a la esperada por las empresas interesadas en desarrollar el proyecto, esto es debido a las altas inversiones que se deben realizar para iniciar el proyecto, y a los costos operativos que se tienen durante la ejecución del mismo.

Debido a que los tres municipios son muy pequeños la proyección que se tiene de crecimiento para los próximos 10 años es baja, solo del 1.5% anual.

Un riesgo para el desarrollo del proyecto es el pronóstico de producción de gas del campo LCN, que a partir del quinto año del proyecto está muy cerca al requerimiento de gas, y cualquier desviación negativa al pronóstico afectaría el desarrollo del proyecto.

Debido a que el gas del campo LCN es un gas rico, está la oportunidad de recuperar los condensados del tratamiento de gas y comercializarlos, esta opción no fue incluida en este proyecto debido a que no fue de interés para la empresa Alcanos S.A, se recomienda tenerla en cuenta esta oportunidad para próximas evaluaciones que se realicen para el aprovechamiento del gas asociado del campo LCN.

BIBLIOGRAFIA

ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Oil – Handling Systems and Facilities. Vol. 1. 2nd Edition. Butterworth – Heinemann Publications 1999.

ARNOLD, Ken and STEWART, Maurice. Surface production operations. Design of Gas – Handling Systems and Facilities. Vol. 2. 2nd Edition. Chapter 2 and 3. Butterworth – Heinemann Publications 1999.

Martinez Marcías: Cálculo de tuberías y redes de gas. Ingeniería de gas, principios y aplicaciones.

Gas Processors Suppliers Association., Engineering Data book, 12th Edition Vol. I and II Chapter 9. Editorial Gas Processors Association, Tulsa, Oklahoma., 2004

Bryan Research & Engineering, Inc., Promax 3.2

Prosep Corporation 2012