

**APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL COMO UN VALOR AGREGADO A
LA PRODUCCIÓN DE CRUDO EN UN CAMPO MADURO. CASO, CAMPO
TILODIRÁN**

ALFONSO ARAUJO TRUJLLO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA
2019**

**APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL COMO UN VALOR AGREGADO A
LA PRODUCCION DE CRUDO EN UN CAMPO MADURO. CASO, CAMPO
TILODIRÁN**

ALFONSO ARAUJO TRUJILLO

**Trabajo de grado para optar por el título de
Magister en Ingenierías de Petróleos y Gas**

**Director
EMILIANO ARIZA LEON
PhD en Ingeniería Química**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA
2019**

TEXTO DE DEDICATORIA

La finalización de este trabajo, no hubiese sido posible sin la cooperación desinteresada de todas y cada una de las personas que me acompañaron a lo largo de la elaboración de este documento. Dedico este escrito a Colombia Energy Development Co., específicamente a las áreas de proyectos de ingeniería, producción y operaciones para que sirva de guía para la implementación de alternativas de uso del gas en otros campos que se desarrollen a futuro.

TEXTO DE AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer la ayuda que muchas personas y colegas me han prestado durante el proceso de investigación y redacción de este trabajo. En primer lugar, quiero agradecer a mis Esposa Maury Tovar y a mi hijo Alfonso Araujo Tovar quienes me han apoyado en el desarrollo de este estudio y a mi director de tesis Emiliano Ariza León, por haberme orientado en todos los momentos que necesité su ayuda.

Así mismo, deseo expresar mi reconocimiento a Colombia Energy Development Co. por toda la información suministrada a lo largo de esta indagación.

A los ingenieros Cristian López, Lina Díaz Arias y Andrés Pulecio, por la colaboración en bibliografía, registros fotográficos y data, así como su actuación en el proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander por ser la sede del conocimiento adquirido durante el presente año.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. EL GAS NATURAL Y SU APROVECHAMIENTO.....	19
1.1 ANTECEDENTES SOBRE EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL EN LOS CAMPOS.....	19
1.2. CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL	21
1.3. CONDENSADO DE GAS NATURAL	22
1.3.1 Recuperación de Hidrocarburos Líquidos. Principales procesos para recuperación de Hidrocarburos Líquidos:	22
1.3.2 Estabilización del condensado. La separación de hidrocarburos livianos y producción de condensado debe ser suficientemente estable para su almacenamiento y su posterior utilización o procesamiento.	26
1.4 PRINCIPIOS GENERALES DE ABSORCIÓN DE GASES	28
1.5 CONCEPTOS BÁSICOS DE FRACCIONAMIENTO O DESTILACIÓN EN ESTADO ESTABLE	28
1.6 CONCEPTO DE ETAPA DE EQUILIBRIO.....	29
1.7 FUNDAMENTOS DE ADSORCIÓN.....	30
2. GENERALIDADES DEL CAMPO TILORIDAN	31
2.1 UBICACIÓN Y COORDENADAS.....	31
2.2 POZOS PERFORADOS	34
2.3 HISTORIA DEL DESARROLLO DEL CAMPO Y SU PROYECCIÓN ...	35
Proceso año 2015-2016.....	35

2.4	MARCO LEGAL	38
3.	PROPUESTA PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL EN EL CAMPO TILORIDAN	42
3.1.	CARACTERIZACIÓN DEL GAS	42
3.2.	DIAGNÓSTICO DE LAS NECESIDADES ELÉCTRICAS DEL CAMPO.....	46
3.3.	SIMULACIÓN DEL PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL PARA SU USO EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL CAMPO TILODIRÁN.....	52
3.5.	EVALUACIÓN DE LOS CONDENSADOS DEL GAS COMO DILUYENTE DEL CRUDO PESADO PRODUCIDO EN EL CAMPO TILORIDAN.....	66
4.	BALANCE DEL APROVECHAMIENTO DEL GAS DEL CAMPO TILORIDAN.....	69
4.1	BALANCE TÉCNICO	69
4.1.1	Proceso año 2015 - septiembre de 2016. En el procesamiento de fluidos y facilidades de producción del campo Tilodirán, los pozos Tilodirán No.2 y Tilodirán No.3 llegan al múltiple de distribución (Manifold), en el cual, la producción se dirige a los tanques de 500 bbls, o pasa por el lazo conectado a la línea del Separador de Pruebas.....	69
4.1.2	Proceso septiembre de 2016- Febrero de 2019. La estación TILODIRÁN, se extiende en un área aproximada de 1.904,17 Ha, en su interior se encuentran distribuidas las diferentes áreas de proceso e instalaciones físicas, tales como área de proceso y tratamiento de fluidos de producción, área de proceso y tratamiento de gas de producción, área de tratamiento e inyección de agua residual y área de generación eléctrica.	70
4.1.3	Resumen técnico. Durante el proceso de crecimiento del Campo Tilodirán y con el fin de aprovechar mejor los recursos entregados por los pozos en producción del campo, se realizaron mejoras técnicas a nivel de facilidades de producción y específicamente al sistema de gas de la estación obteniendo los siguientes resultados:	75
4.2	BALANCE ECONÓMICO.....	75

4.3 BALANCE AMBIENTAL.....	82
5. METODOLOGÍA SOBRE ALTERNATIVAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS 84	
6. CONCLUSIONES	87
7. RECOMENDACIONES.....	89
BIBLIOGRAFÍA.....	90
ANEXOS.....	

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Coordenadas Geográficas Campo Tilodirán. Área Comercial.	32
Tabla 2. Formaciones productoras en los pozos del Contrato Rio Verde.	34
Tabla 3. Condiciones iniciales de muestra Tilodirán Scrubber 2.	42
Tabla 4. Cromatografía inicial del gas Tilodirán Scrubber 2.	43
Tabla 5. Sumario de datos H ₂ S en gas Tilodirán.....	43
Tabla 6. Cálculo de barriles de condensado	46
Tabla 7. Continuación Cálculo de barriles de condensado	46
Tabla 8. Necesidades energéticas Estación Tilodirán año 2016 para la instalación de MTG	47
Tabla 9. Necesidades energéticas Estación Tilodirán años 2017 y 2018	48
Tabla 10. Condiciones iniciales de segunda muestra Tilodirán Scrubber 2.	54
Tabla 11. Segunda cromatografía del gas Tilodirán Scrubber 2.....	55
Tabla 12. Resumen simulaciones HYSYS, recuperación de condensados	57
Tabla 13. Equipos MTG implementado en Septiembre de 2016 campo Tilodirán ..	61
Tabla 14. Comparativo recuperación de condensados en planta inicial y planta acondicionada a caudal de gas.....	64
Tabla 15. Análisis efecto de condensado recuperado en °API septiembre de 2016 a diciembre de 2017	67
Tabla 16. Análisis efecto del condensado recuperado en °API año 2018.....	68
Tabla 17. Balance económico dos alternativas MTG implementadas en la Estación Tilodirán	76
Tabla 18. Tabla ahorro recuperación de condensados septiembre de 2016 - diciembre de 2017	77

Tabla 19. Tabla ahorro recuperación de condensados enero de 2018 a diciembre de 2018.....	78
Tabla 20. Comparativo ahorro económico implementación 1er y 2do MTG	79
Tabla 21. Costo Generación Estación Tilodirán antes de plan piloto.....	79
Tabla 22. Costo generación Estación Tilodirán después de implementar plan piloto 2016.....	80
Tabla 23. Costos de generación Estación Tilodirán (3 Escenarios).....	81
Tabla 24. Resultados comparativos monitoreo calidad de aire Estación Tilodirán	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Proceso de refrigeración mecánica.....	23
Figura 2. Diagrama típico de un proceso de recuperación por Joule Thomson	25
Figura 3. Planta criogenica turbo-expander	26
Figura 4. Representación esquemática de los medios de captación y retención de componentes de una macropartícula	30
Figura 5. Ubicación Contrato Rio Verde	31
Figura 6. Área delimitada para el Campo Tilodirán. Polígono Oeste.	33
Figura 7. Facilidades de Producción Campo Tilodirán 2015.....	36
Figura 8. Water content of hydrocarbon gas.	44
Figura 9. Pantallazo de ingreso de valores de cromatografía Estación Tilodirán y cálculo de WAUKESHA KNOCK INDEX (WKI).....	50
Figura 10. Condiciones operativas del generador propuesto por PEGSA	51
Figura 11. Rangos de operación y eficiencia del generador propuesto por PEGSA	51
Figura 12. Curva de recuperación de condensados baja presión.....	53
Figura 13. Diagrama de proceso recuperación de condensados - baja presión	53
Figura 14. Curva de recuperación de condensados alta presión.....	55
Figura 15. Diagrama de proceso recuperación de condensados.....	56
Figura 16. Diagrama de proceso recuperación de condensados - alta presión	57
Figura 17. Línea de tiempo Alternativas recuperación de condensados Campo Tilodirán	58
Figura 18. Continuación línea de tiempo Alternativas recuperación de condensados Campo Tilodirán.....	59

Figura 19. Esquema MTG implementado en Septiembre 2016 Campo Tilodirán ...	60
Figura 20. Fotografía de unidad MTG implementado a partir del año 2018 Campo Tilodirán	64
Figura 21. Gráfica recuperación de Condensados Campo Tilodirán Septiembre 2016 - Febrero 2019	65
Figura 22. Facilidades de Producción Campo Tilodirán 2015 a septiembre de 2016.....	70
Figura 23. Facilidades de Producción Campo Tilodirán septiembre de 2016 – febrero de 2019 con MTG.....	74
Figura 24. Comparativo BPD condensados recuperados con dos alternativas de MTG implementadas en la Estación Tilodirán	76
Figura 25. Comparativo ingresos anuales recuperación de condensados con dos alternativas de MTG implementadas en la Estación Tilodirán.	77
Figura 26. Comparativo costos de generación con Diesel Vs. Gas natural año 2016	82
Figura 27. Metodología sobre alternativas del aprovechamiento del gas	84

LISTA DE ANEXOS

(Ver anexos adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la Base de Datos de la Biblioteca)

Anexos A. Technical Instruction: TA 1000-0300 Fuel gas quality-natural, associated petroleum, bio and landfill gas, General Electric Company.....	
Anexos B. Tilodirán NM 68.07 16- Enero 2019.....	
Anexos C. Physical Constants Fig 23-2 GPSA.....	
Anexos D. DATA Recuperación de condensados CEDCO 2016-2019)	
Anexos E. Diapositivas Tesis aprovechamiento GN Campo Tilodirán – Alfonso Araujo	

RESUMEN

TITULO: APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL COMO UN VALOR AGREGADO A LA PRODUCCIÓN DE CRUDO EN UN CAMPO MADURO. CASO, CAMPO TILODIRÁN*

AUTOR: ING. ALFONSO ARAUJO TRUJILLO**

PALABRAS CLAVE: Condensados, gas, generación eléctrica con gas, piloto obtención condensados, mejorar °API.

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo de grado inicia con la caracterización del gas producido en el campo Tilodirán, identificando el potencial de extracción de condensados y especificando las necesidades del consumo para la generación eléctrica del campo.

Observando las condiciones encontradas se plantearon diferentes alternativas de tecnologías conocidas y aplicadas en la industria Oil & Gas para la separación de condensados y la mejora de la calidad de gas para la generación eléctrica, realizando simulaciones mediante el software HYSYS. Una vez evaluadas las alternativas, se escogió la opción más económica y cuya implementación requiriera la menor cantidad de equipos para la separación de condensados (Refrigeración simple), demostrando su aplicación en una planta piloto que se desarrolló para esta actividad.

Por otro lado se realizó una evaluación para el uso de condensado del gas analizado para ser usado como diluyente del crudo pesado producido en el campo Tilodirán con lo cual se realizó un balance técnico, económico y ambiental.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Emiliano Ariza León, PhD.

ABSTRACT

TITLE: THE USE OF NATURAL GAS AS AN ADDED VALUE TO THE CRUDE PRODUCTION OF A MATURE FIELD. CASE, TILODIRÁN FIELD*.

AUTHOR: ING. ALFONSO ARAUJO TRUJILLO**

KEY WORDS: Condensates, gas, power generation, condensate extraction pilot, improvement of the gas quality.

DESCRIPTION:

The present degree work begins with the characterization of the gas produced in Tilodirán field, identifying the potential of condensate extraction and specifying the consumption needs for the power generation at the field.

Observing the found conditions, it was set different alternatives of known technologies and applied in the Oil & Gas industry for the condensate separation and the improvement of the gas quality for power generation, making simulations using the HYSYS software. Once the alternatives were evaluated, the most economical option was chosen whose implementation required the least amount of equipment for the condensate separation (simple refrigeration), demonstrating its application in a pilot plant that was developed for this activity.

On the other hand, an evaluation was made for the condensate use of the analyzed gas to be used like a diluent for the heavy oil produced in the Tilodirán field, with which a technical, economic and environmental balance was made.

* Bachelor Thesis

** Physico-chemical engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Emiliano Ariza León, PhD.

INTRODUCCIÓN

A partir de la crisis en la industria del petróleo del año 2015 y teniendo un indicador de alto costo de producción de hidrocarburos como es el uso de combustibles fósiles para generación de energía eléctrica en los campos petrolíferos de Colombia, se hace necesario buscar alternativas de generación económicas, rentables y aprovechando los recursos con que cuentan los campos. En el caso de la compañía Colombia Energy Development Co, en el campo Tilodirán produce 1.250 de BOPD de crudo pesado, el consumo de Diésel y/o Fuel Oil es de 546 Gal/día para una generación eléctrica de 460 Kw/hr también se produce 980 KPCSD de gas natural que es incinerado, acción avalada según la resolución ambiental vigente No. 984 de 28 de Mayo del 2009. De otra parte, la red eléctrica nacional de Enerca no es confiable y continuamente se producen cortes de fluido eléctrico afectando los procesos normales de la estación de producción.

A nivel mundial se están aplicando diversas técnicas de utilización de los productos que involucra el gas natural principalmente la generación eléctrica mediante la combustión de este elemento. A nivel local se ha utilizado el gas para generación en algunos campos y en otros se han aprovechado los condensados. En Colombia Energy no se realizó en su momento un estudio que permitiera conocer los potenciales de esta valiosa fuente de energía no renovable y sus beneficios.

Este documento describe el aprovechamiento del gas natural producido en el campo Tilodirán (Departamento del Casanare) de propiedad de Colombia Energy Development Co., a través de la extracción de sus condensados mediante la instalación de un Módulo de Tratamiento de Gas (MTG) y mejorando la comercialización de crudo producido de baja calidad °API y generando energía eléctrica para las necesidades del campo utilizando el gas seco generado por esta planta. Se evidencia una rentabilidad económica para la compañía y un beneficio ambiental al haber instalado este proceso a través de una planta piloto.

Se dejará un aporte al conocimiento para solución de problemas similares que actualmente tienen muchos campos en Colombia porque se documentará y analizará la extracción de condensado que mejorará el transporte y comercialización del crudo producido y el uso del gas para generar energía lo cual trae grandes beneficios.

1.EL GAS NATURAL Y SU APROVECHAMIENTO

1.1 ANTECEDENTES SOBRE EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL EN LOS CAMPOS

En la literatura no se encuentra suficiente información referente al aprovechamiento del gas natural como en la de generación eléctrica en campos petrolíferos de Colombia o Suramérica. Se han dado otras aplicaciones en la industria como en el caso de Bahía Blanca (Argentina), sobre el que en una tesis de doctorado (Benjamín Cañete 2014) la Universidad Nacional del Sur presenta el aprovechamiento del gas natural con alto contenido de CO₂ donde a través de un análisis técnico-económico plantea el aprovechamiento del gas natural (CH₄) con alto contenido de CO₂ para la producción de gas de síntesis (empleado como materia prima para la producción de metanol). En la Universidad Autónoma de México se encontró información en una tesis de Maestría sobre la Evaluación de riesgos de la política de expansión del sistema eléctrico nacional a partir del gas natural por Enares Severiano Navarrete (2007).

En la UIS se localizaron diversos temas de tesis de grado desarrollados en monografías de la especialización en ingeniería de gas las cuales se describen a continuación.

Como lo mencionan Duarte, Amaya, Guerra y Valderrama¹ en su Artículo “Uso integral del gas de los campos del Putumayo para la recuperación de condensados y autogeneración”, se muestran los resultados de un estudio que pretende aprovechar el gas producido en los campos de Orito y Área Sur de Ecopetrol localizados en el departamento del Putumayo (Colombia), evaluando las oportunidades para su mejor aprovechamiento en recuperación de condensados que mezclados con el crudo, incrementarían la calidad API aumentando su valor, se revisa el acondicionar el gas remanente para ser utilizado como combustible en autogeneración eléctrica debido al alto costo de adquirir energía eléctrica directamente de la red nacional en el Putumayo. Debido a que la composición del gas producido en los campos del Putumayo tiene una concentración del 70% en

¹ DUARTE, C. E. R., AMAYA, M. J. M., GUERRA, R. F., & VALDERRAMA, J. G. C. (2010). Uso integral del gas de los campos del putumayo para recuperación de condensados y autogeneración. Revista ION, 23(1), 111–124.

volumen de CO₂, plantean un modelo dividido en dos fases: completamiento de la tercera etapa de compresión del sistema de gas lift y la instalación de una planta de tratamiento de gas. Para el Área Sur considera la instalación de una estación compresora y una planta de tratamiento de gas natural.

Por su parte, Perez, Potosí y Santos ² en su tesis “Estudio técnico para optimizar la producción de condensados de las plantas de gas ventas en el CPF Cusiana” muestran las Generalidades del proceso de producción CPF Cusiana. Realizan una descripción y condiciones de operación de la planta de proceso de gas y LPG, así como una simulación del proceso de producción CPF Cusiana. Plantean tomar gas para las unidades de gas venta desde turbinas de alta presión, instalación de una unidad de intercambio de calor en la corriente de entrada a la planta de LPG.

Rodríguez y Ortegón³ en su tesis titulada “Análisis de alternativas para el aprovechamiento del gas producido en campo Guaduas”, identifican las condiciones del proceso de producción, tratamiento y aprovechamiento del gas en el campo Guaduas (Separación, compresión, endulzamiento, deshidratación, describe los procesos donde e utiliza el gas en la operación del campo (Generación de energía, despacho petróleo por oleoducto, equipos de separación, tratamiento y compresión, inyección de gas al yacimiento, transferencia de custodia, Quema de gas). Presenta alternativas de aprovechamiento del gas como venta y transporte de gas a través de gasoducto y conversión de gas natural en productos de hidrocarburos líquidos.

Sanabria y Cabarcas⁴, presentan alternativas para el aprovechamiento del gas con siete (7) alternativas: De generación diésel con quema 100% del gas de pozo, con venta de 100% gas de pozo a gasoducto y venta en cabeza de pozo, con venta de energía eléctrica al SIN, autogeneración con gas y venta de energía eléctrica de excedentes al SIN, y venta de gas excedente al gasoducto, venta de gas excedente en cabeza de pozo, en la tesis: “Estudio de alternativas para el

2 PEREZ AGUDELO, H., POTOSI HERNANDEZ, O. J., & SANTOS SANTOS, N. Estudio técnico para optimizar la producción de condensados de las plantas de gas ventas en el cpf cusiana, Escuela de ingeniería de petróleos, 2014.

3 RODRIGUEZ GUERRERO, Luis Fernando ORTEGON GOMEZ, Oscar Adolfo. Análisis de alternativas para el aprovechamiento del gas producido en campo guaduas. Escuela de ingeniería de petróleos, 2017.

4 SANABRIA GOMEZ, Erick Jonathan; CABARCAS SIMANCAS, Manuel Enrique. Estudio de alternativas para el aprovechamiento del gas asociado a la producción de los pozos del campo acordeonero, Escuela de ingeniería de petróleos, 2017.

aprovechamiento del gas asociada a la producción de los pozos del campo Acordionero”.

En la tesis “Metodología para el aprovechamiento del gas natural asociado en los llanos orientales” escrita por Zamora y Ramos ⁵ se analiza el gas producido en la cuenca de los llanos orientales donde no se reporta todo el gas que se está produciendo por factores como calibración, seguimiento, control, mantenimiento de los sistemas de medición y fiscalización del gas natural asociado a la producción de hidrocarburos. Los sistemas de medición no son óptimos donde no se ajustan a las necesidades de los campos, influye el costo y no los requerimientos, dando valores equivocados de producción de gas. Existe mucha quema de gas por la ubicación geográfica de la producción. Se indican formas útiles de aprovechamiento del gas natural asociado y presenta listados y tabas de aprovechamiento del gas de etapa exploratoria y productiva.

En los trabajos anteriormente descritos, se presentan alternativas conceptuales técnico-económicas de aprovechamiento del gas natural en diferentes campos, pero sin llegar a la implementación o desarrollo de un piloto o proyecto.

1.2. CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL⁶

En general el gas natural puede clasificarse como gas ácido, gas agrio, gas seco o pobre, gas dulce y gas rico o húmedo.

a. Gas Ácido: es el gas que contiene impurezas tales como el CO₂, H₂S, COS, RHS y el SO₂ que adquieren propiedades de ácidos en presencia del agua. Lo más comunes en el gas natural son CO₂, H₂S, COS.

b. Gas Agrio: un gas agrio es aquel que contiene cantidades apreciables de sulfuro de hidrógeno (H₂S), estos valores se definen con base a la utilización posterior del gas. La norma No. 2184 de CSA, establece que para el transporte de gas por tuberías un gas agrio es aquel que contiene más de 1.0 grano de H₂S/100

⁵ ZAMORA ZAMORA, Carlos Esteban; RAMOS VAZQUEZ, Alvaro Hernán. Metodología para el aprovechamiento del gas natural asociado en los llanos orientales, Escuela de ingeniería de petróleos, 2016.

⁶ BARRIENTOS Jorge. Sistema de Procesamiento del gas. Capítulo 1. Carec, Perú. Pág 3 – 11.

pcn o 16 ppmv. Para consumo doméstico, cualquier gas que contenga más de 0.25 granos H₂S/100 pcn o de 4 ppmv es un gas agrio. Para uso de compresores puede aceptarse hasta 10 granos de H₂S pcn o 160 ppmv. La definición de un gas aplica también al contenido CO₂, generalmente es práctico reducir el contenido de CO₂ por debajo del 2% molar para efectos de gas a ventas.

c. Gas Seco o Pobre: Está constituido básicamente por metano. También se refiere a aquellos gases cuyo contenido de propano y otros hidrocarburos más pesados es muy bajo o casi nulo.

d. Gas Dulce: Esta denominación se refiere a aquel gas al cual le fueron eliminados los componentes ácidos o están presentes en cantidades muy pequeñas (trazas).

e. Gas Rico o Húmedo: Es aquel con un contenido apreciable de hidrocarburos licuables, algunos autores también denominan gas húmedo, al gas saturado con agua.

1.3. CONDENSADO DE GAS NATURAL

El condensado de gas natural es una mezcla de hidrocarburos líquidos de baja densidad que están presentes como componentes gaseosos en el gas natural crudo de muchos yacimientos de gas natural. Algunas especies gaseosas de la mezcla del gas natural condensarán a estado líquido si la temperatura se reduce por debajo del punto de rocío del hidrocarburo a la presión dada.

El condensado de gas natural también se denomina simplemente condensado o condensado de gas, o a veces gasolina natural, porque contiene hidrocarburos dentro del rango de temperatura de ebullición de la gasolina.

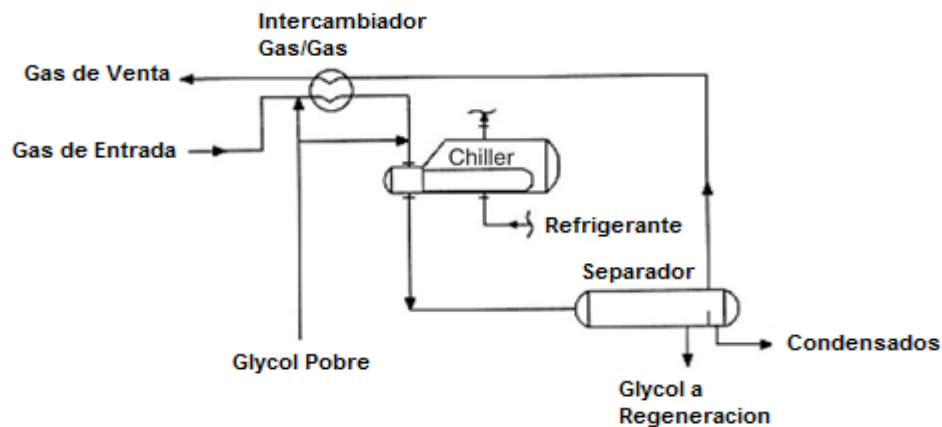
1.3.1 Recuperación de Hidrocarburos Líquidos. Principales procesos para recuperación de Hidrocarburos Líquidos:

– **Refrigeración simple:** Consiste esencialmente en el enfriamiento del gas de modo de promover el propano y los hidrocarburos más pesados. Este proceso consta de un ciclo de refrigeración y compresores de tipo reciprocantes o centrífugos consiguiendo condiciones de operación de baja a alta presión

alcanzado niveles de refrigeración de hasta -30°F . Lo más conveniente para este proceso es que el gas de alimentación de la planta esté tratado y seco para ponerse en contacto primero con la corriente de gas pobre y frío que sale del proceso. El gas pre-enfriado se enfría adicionalmente con refrigeración de propano para condensar la fracción de gas licuado de petróleo en el gas de alimentación. Los líquidos condensados se recuperan entonces en el separador y se alimentan a una planta de fraccionamiento más adelante. El gas frío que sale del separador se utiliza para enfriar el gas de alimentación.⁷

En la Figura 1 se presenta el proceso de refrigeración mecánica.

Figura 1. Proceso de refrigeración mecánica



FUENTE: MOKHATAB, S., POE, W., SPEIGHT, J., *Handbook of natural Gas Transmission and Processing*, 2006, Fig.10-2, p.367

– **Absorción refrigerada:** consiste en la recuperación de los componentes pesados del gas a través de una absorción física promovida por el contacto del gas con un aceite de absorción. Es uno de los procesos más antiguos empleado en la recuperación de condensables de gas hidrocarburo. Se emplea un aceite absorbente, el cual tiene una afinidad por los hidrocarburos mucho mayor que la del glicol por el agua. El proceso inicia cuando el gas ingresa por la parte inferior del absorbedor donde fluye hacia arriba en contracorriente al aceite; el aceite es introducido por la parte superior de la columna absorbidora, que tiene en su interior bandejas cuya función es aumentar el contacto del gas y del aceite pobre.

⁷ ARNOLD, K., STEWART, M., *Design of Oil Handling Systems and Facilities, Surface Productions Operations Volumen 2, 2da Edición*, Gulf Publishing, Houston, Texas, 1999; Capítulo 9.

Los hidrocarburos más pesados del gas son absorbidos por el gas, mientras que los más ligeros permanecen en el gas y emergen por la parte superior de la torre absorbidora, los hidrocarburos absorbidos dejan el fondo del absorbedor como aceite rico. Este último fluye al desmetanizador del aceite enriquecido donde se aplica calor a la corriente de aceite para expulsar los hidrocarburos más ligeros que no fueron absorbidos. Un porcentaje del aceite pobre en frío también se alimenta a la parte superior de la torre desmetanizadora para evitar que otros componentes se separen.

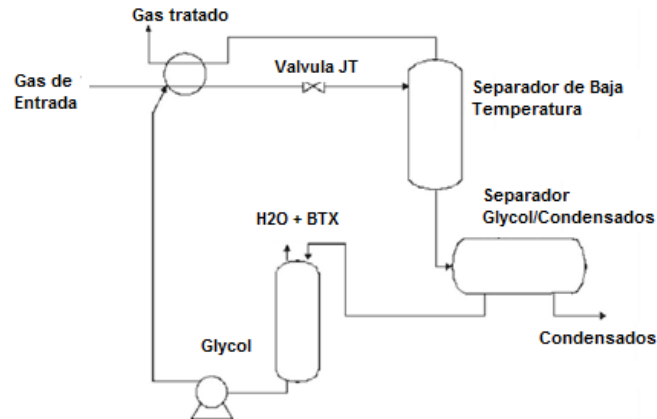
El aceite rico del desmetanizador se lleva entonces a una torre de fraccionamiento, la cual se hace funcionar a baja presión y mediante la combinación de reducción de presión y adición de calor en el alambique permite la liberación de los líquidos del gas natural del aceite rico. El funcionamiento del alambique es crítico para el funcionamiento general de la planta, pues no es sólo el punto donde se produce el producto deseado, sino que la calidad del aceite pobre es importante en la absorción de líquidos del gas natural en el absorbedor. La refrigeración requerida para el enfriamiento de aceite, el gas y las entradas de calor a la ROD (Rich Oil Demethanizer) aún son los parámetros clave que deben controlarse para operar eficientemente el proceso de recuperación de líquidos de gas natural con aceite pobre.⁸

– **Expansión Joule Thompson:** LTS (Low temperature separator). Es un proceso usado para la recuperación de los componentes pesados del gas, en el que se realiza la separación del 45% de hidrocarburos líquidos. Consiste en el enfriamiento por expansión isoentálpica de gas cuando pasa a través de una válvula J-T, generando la condensación de los componentes pesados y del agua. Para lograr el enfriamiento de expansión suficiente es necesario que el gas tenga presiones de más de 1000 psi, se realiza comúnmente un pre-enfriamiento a presión constante para lograr una disminución adicional de temperatura en el gas. Posteriormente esta corriente pasa a través de un separador de baja temperatura, en el que se remueven los líquidos condensados por la parte inferior del separador y por la parte superior el gas, que cumple con especificaciones para venta. La corriente líquida removida por la parte inferior del separador, pasa en algunos casos por un separador de glicol, en el cual se pretende retirar el glicol inyectado a la corriente de gas rico que alimenta el proceso, esto para evitar la formación de hidratos causado por la disminución de temperatura causada por el pre-

⁸ GPSA Engineering Data Book, 12 Edición, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 2004, Capítulo 16,p 16-11

enfriamiento y en la válvula de expansión J-T. La corriente de condensados continua con su tratamiento, mientras el glicol es preparado o dispuesto y vuelto a inyectar a la corriente de gas de entrada. A continuación, en la figura 2. Diagrama típico de un proceso de recuperación por J.-T., se puede evidenciar un diagrama de este proceso de recuperación.

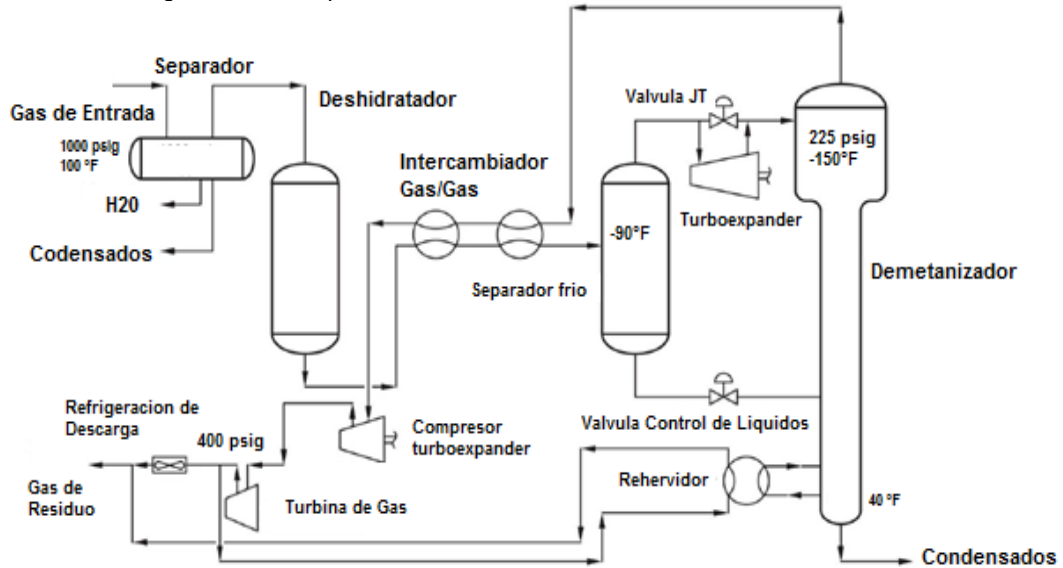
Figura 2. Diagrama típico de un proceso de recuperación por Joule Thomson



FUENTE: MOKHATAB, S., POE, W., SPEIGHT, J., Handbook of natural Gas Transmission and Processing, 2006, Fig.10-3, p.370

– **Turbo expansión:** En este proceso de recuperación, se logra la separación del 98% de propano, 100% de butano y más pesados. La corriente de gas ingresa con alta presión y a una temperatura de aproximadamente 100°F, pasa por un deshidratador, posteriormente ingresa a la válvula de expansión, mueve los alabes de la turbina que se encuentra conectada al compresor, y genera así una transferencia de energía que a su vez causa una caída de temperatura. La energía aplicada en la turbina, es la que recibe el eje del compresor, el cual genera condensación antes de ingresar a la torre desmetanizadora. La corriente de gas que ingresa a la torre es flasheada y la corriente de residuo de tope de la torre es parcialmente calentada con la corriente de salida de la deshidratadora y luego comprimida a 400 Psig, y el gas gana temperatura, cuando sale de la compresión, parte de la corriente es enfriada por Aero enfriadores y la otra parte es llevada al reboiler (intercambiador de calor) para que esta corriente se enfríe y así cumpla con las especificaciones de transporte y/o venta. En la Figura 3 se presenta un diagrama que describe el proceso de recuperación.

Figura 3. Planta criogenica turbo-expander



FUENTE: STEWART, Maurice. *Surface Production Operations. Design of Gas Handling Systems and Facilities*, Gulf Professional, Vol.2, Edición 3, 2014, pág.554

1.3.2 Estabilización del condensado. La separación de hidrocarburos livianos y producción de condensado debe ser suficientemente estable para su almacenamiento y su posterior utilización o procesamiento.

La primera razón para el tratamiento de una corriente de gas natural antes de su procesamiento para la extracción de líquidos, para su transporte con fines de comercializarlo y otros usos, es cumplir con las especificaciones exigidas para tales usos, como son: contenido de agua, poder calorífico y máxima concentración de compuestos ácidos. Entre las etapas para el tratamiento de una corriente de gas natural tenemos la eliminación de los compuestos ácidos como H_2S y CO_2 . Esto es debido a la alta toxicidad del H_2S , el efecto reductor en el poder calorífico que ocasiona el CO_2 , y también por la alta corrosividad del H_2S y CO_2 en presencia de agua líquida. La potencialidad de la corrosión de un gas está relacionada con las presiones parciales de los componentes ácidos presentes en la corriente de gas, y los tipos de corrosión inducen sin las siguientes: corrosión bajo tensión (SSCC), y corrosión inducida por hidrógeno (HIC), así como también corrosión química. Existen varias técnicas para la eliminación de H_2S y CO_2 , entre las más usadas están los procesos de absorción con soluciones acuosas de aminas. Otras de las etapas en el tratamiento de una corriente de gas, es la eliminación del agua contenida en ella, ya que cualquier variación en la temperatura y presión puede resultar en la condensación del agua, y por lo tanto

en la formación de hidratos, esto trae como consecuencia: taponamiento de tuberías y válvulas, problemas en equipos rotativos, etc. La formación de agua líquida crea las condiciones para corrosión, si el CO_2 y el H_2S están presente. La especificación del contenido de agua en una corriente de gas natural se establece de acuerdo al uso posterior del gas, por ejemplo: gas para transmisión, extracción de líquidos usando una planta criogénica, etc. Entre los procesos para la eliminación del agua, tenemos deshidratación utilizando como solvente trietilenglicol (TEG) y el uso de tamices o mallas moleculares.

Las especificaciones de calidad del gas en cuanto al contenido máximo de contaminantes permitido es función de criterios adoptados por las industrias y en particular por las empresas de la industria. Estos criterios indican la necesidad de someter al gas natural a un proceso de endulzamiento y/o deshidratación para la remoción de compuestos tales como: CO_2 , H_2S , RSH, COS, CS_2 y H_2O . Los criterios mencionados provienen del cumplimiento de normas orientadas hacia la protección de las instalaciones contra corrosión interna, garantizar la calidad de gas destinado al mercado interno, requerimientos de calidad del gas de alimentación a plantas de extracción de líquidos, protección al medio ambiente y seguridad personal.

A fin de evitar la corrosión interna de líneas y equipos es necesario garantizar que no exista agua en forma líquida y así mismo los contenidos de H_2S no deben sobrepasar los niveles de 6 ppmv (Hydrogen Induced Corrosion) y 42 ppmv (Sulfide Stress Corrosion Cracking) para las condiciones de 1200 lpc de presión. En cuanto a seguridad y protección ambiental, se regulan los niveles de contaminantes en la atmósfera. Específicamente para el H_2S se fijó un parámetro de 0.03 ppmv a nivel del suelo. Por otra parte la OSHA fija un nivel de 10 ppmv máximo de H_2S en ambiente de trabajo para períodos de 8 horas diarias continuas.

1.4 PRINCIPIOS GENERALES DE ABSORCIÓN DE GASES

La absorción de gases es una operación unitaria en la cual se disuelven en un líquido uno o más componentes solubles de una mezcla de gases. La absorción puede ser un fenómeno puramente físico, por ejemplo., absorción de agua en glicol, o incluir la disolución de los componentes a absorber, seguida por una o varias reacciones químicas de uno o más componentes en la solución líquida, directos entre un vapor y un líquido puede ser una torre rellena con material sólido empacado, o una torre que contiene cierto número de platos o bandejas del tipo de burbujeo, válvulas o agujerados. En general, en el contactor las corrientes de gas y líquido fluyen en sentido contrario una de la otra, para obtener el mayor gradiente de concentraciones y por lo tanto, una velocidad de absorción alta. Se pueden distinguir tres etapas básicas para el diseño de una torre de absorción:

a. Obtención de datos sobre las relaciones de equilibrio de vapor- líquido: Estos se requieren para determinar la cantidad de líquido que es necesaria para absorber los componentes solubles del gas, por ejemplo, tasa de circulación de glicol.

b. Obtención de datos sobre las condiciones de operación de vapor-líquido: Se necesitan datos flujométricos de vapor y líquido, con el fin de determinar el área necesaria de sección transversal y el tamaño del equipo.

c. Cálculos de balances de masa y energía: Se utilizan los datos de equilibrio y el balance de masa, en combinación con las ecuaciones fundamentales para el cálculo de etapas de equilibrio (platos teóricos o unidades de transferencia) que se requiere para la selección deseada.

1.5 CONCEPTOS BÁSICOS DE FRACCIONAMIENTO O DESTILACIÓN EN ESTADO ESTABLE

Los procesos de separación alcanzan sus objetivos mediante la creación de varias zonas que coexisten y que tienen diferentes condiciones de presión, temperatura y composición o fase. Cada componente de la mezcla que se vaya a separar reaccionará de modo diferente ante los diversos ambientes presentes en esas zonas. En consecuencia, el sistema tiende a desplazarse hacia el equilibrio, cada componente establecerá una concentración diferente en cada zona y esto da como resultado una separación entre los componentes que forman la mezcla. El

proceso denominado fraccionamiento o destilación utiliza las fases de vapor líquido, esencialmente a la misma temperatura y presión, para las zonas coexistentes. Para poner en contacto íntimo las dos fases se pueden utilizar cualquier tipo de interno, tales como platos o bandejas, empaques, etc.

En una columna típica de Fraccionamiento la corriente de alimentación que se desea separar se introduce a lo largo de la torre. Debido a la diferencia de gravedad entre las fases, el líquido se desplaza hacia debajo de la columna, fluyendo en cascada de plato en plato, mientras que el vapor asciende por la columna, para entrar en contacto con el líquido de cada uno de los platos. El líquido que llega al fondo de la columna se vaporiza parcialmente en un rehervidor, y es retornado a la torre. El resto del líquido se retira como producto de fondo.

El vapor que llega a la parte superior de la columna se enfría y se condensa como líquido en el condensador, dependiendo del tipo de condensador la corriente puede condensarse parcial o totalmente. Parte de este líquido regresa a la torre como reflujo y el resto de la corriente se retira como producto tope. Este patrón de flujo a lo largo de la columna proporciona un contacto en contra corriente de las corrientes de vapor líquido en todos los platos de la columna. Las fases de vapor y líquido en un plato dado tienden al equilibrio, hasta un punto que depende de la eficiencia del plato. Los componentes más ligeros o de punto de ebullición más bajo tienden a concentrarse en la fase de vapor, mientras que los más pesados o de punto de ebullición más alto tienden a quedarse en la fase líquida. El resultado es una fase de vapor que se hace más rica en componentes livianos al ir ascendiendo por la torre, y en una fase líquida que se va haciendo cada vez más rica en componentes pesados, conforme desciende en cascada. La separación que se logra entre el producto de tope y fondo depende principalmente de las volatilidades relativas de los componentes, el número de bandejas de contacto y de la relación de reflujo.

1.6 CONCEPTO DE ETAPA DE EQUILIBRIO

Los procesos de transferencia de masa y energía de una columna real son demasiados complicados para modelarlos con facilidad en forma directa. Esta restricción se supera mediante el uso del modelo de etapas de equilibrio. Por definición, las corrientes de vapor y líquido que salen de un plato donde están en equilibrio entre si y se pueden utilizar las relaciones termodinámicas para

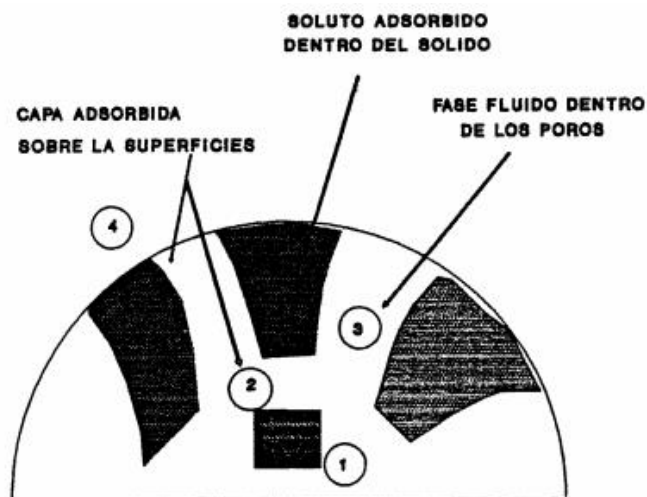
relacionar las concentraciones de ambas corrientes, luego se diseña una columna hipotética que se compone de etapas de equilibrio (platos teóricos) para realizar la separación especificada por la columna real. Posteriormente se convierte el número de etapas de equilibrio a un número dado de platos reales, por medio de la eficiencia de los platos, que representa el punto hasta donde el rendimiento de una bandeja real de contacto corresponde al rendimiento de un plato teórico.

1.7 FUNDAMENTOS DE ADSORCIÓN

La adsorción se define como el contacto que se establece entre una fase de fluida, (gas o líquido), con una fase de macropartículas rígidas y permanente (sólido), que tiene propiedad de retener en forma selectiva uno o más componentes contenidos originalmente en el fluido. En general, es necesario recuperar y reutilizar el material adsorbente, por tanto, deben existir condiciones favorables para su regeneración. En la figura 4, se ilustra una representación esquemática de los medios de captación y retención de componentes en una macropartícula.

Los adsorbentes son materiales naturales obtenidos de estructura macrocristalina, cuyas superficies porosas internas son accesible para la combinación selectiva de componentes, entre los más comunes tenemos: carbón activado, sílica, gel, alúmina activada, diferentes tipos de arcillas y los más comunes en la industria petrolera son los tamices moleculares.

Figura 4. Representación esquemática de los medios de captación y retención de componentes de una macropartícula



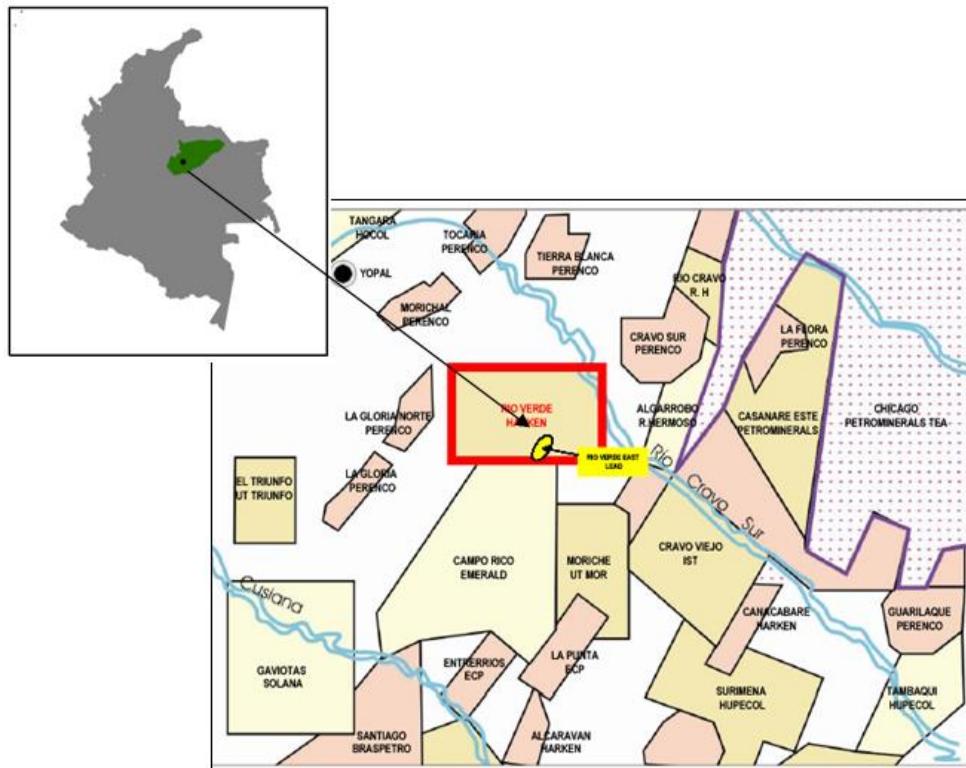
Fuente: Barrientos Jorge, *Sistemas de procesamiento del gas*.

2.GENERALIDADES DEL CAMPO TILDIRAN

2.1 UBICACIÓN Y COORDENADAS

El área comercial del campo Tilodirán está ubicado en la jurisdicción del municipio de El Yopal en el departamento de Casanare, en una extensión de 1904.179 hectáreas dentro de la cual el polígono Oeste que corresponde al área de campo Tilodirán, se presenta en la Figura No. 5.

Figura 5. Ubicación Contrato Rio Verde



Fuente: CEDCO Informe ejecutivo semestral

Las coordenadas planas gauss origen Magna Bogotá que delimitan el campo Boral se encuentran detalladas en la Tabla No. 1.

Tabla 1. Coordenadas Geográficas Campo Tilodirán. Área Comercial.

Vértice	COORDENADAS	
	Origen Magna Bogotá	
	NORTE	ESTE
A	1.059.864,55	1.207.018,98
B	1.053.878,93	1.210.086,01
C	1.053.670,43	1.210.114,96
D	1.053.656,21	1.207.047,93
AREA TOTAL	1904.179 Hectáreas	

Fuente: CEDCO

El contrato Río Verde abarca dos áreas comerciales Tilodirán y Boral. El área comercial de Tilodirán, a su vez tiene los pozos Tilodirán-1, Tilodirán-2 y Tilodirán-3.

Las coordenadas en superficie de los pozos del campo, en origen Magna Bogotá son:

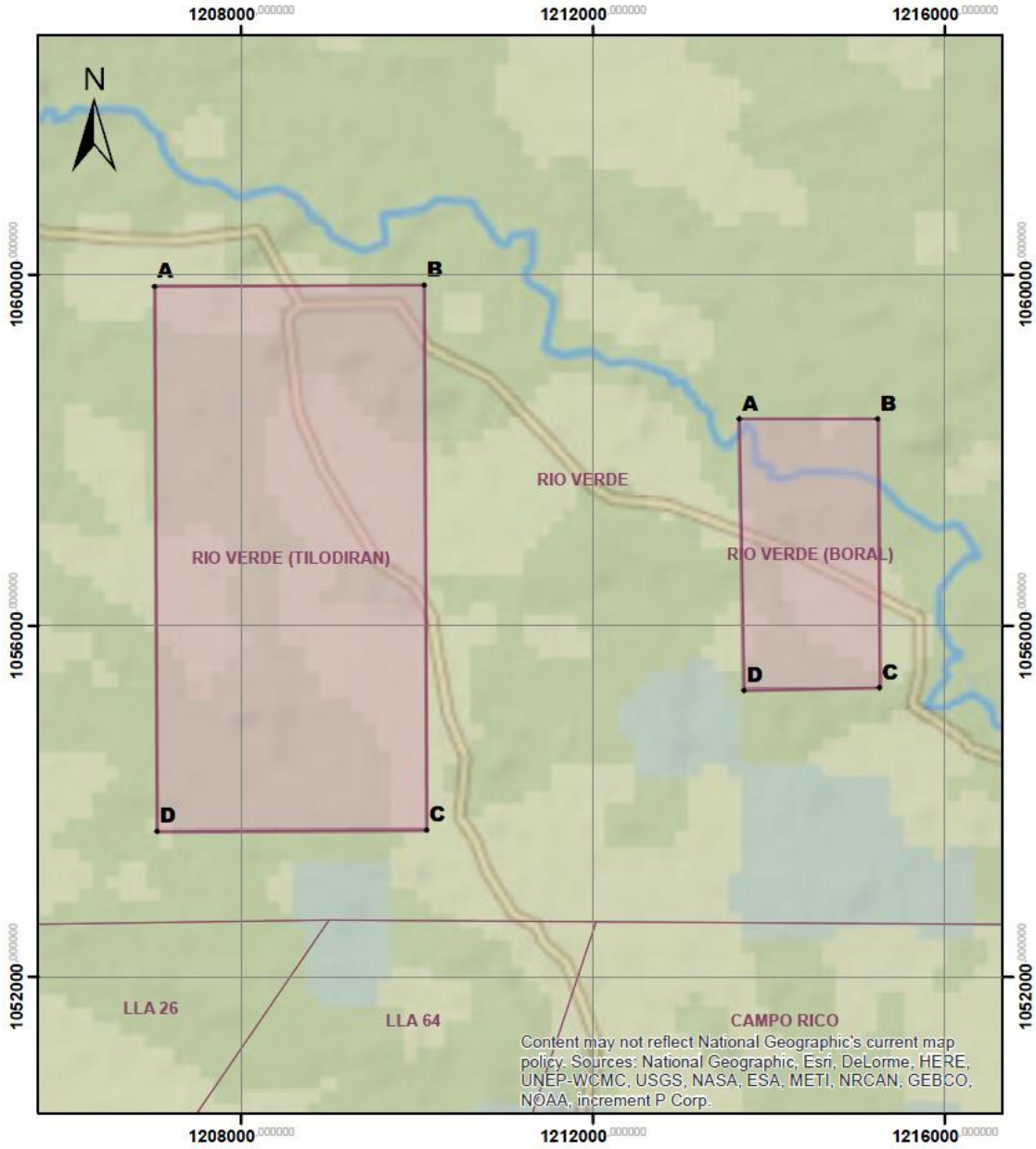
Tilodirán-1 N: 1056044.37 y E: 1208511.75

Tilodirán-2 N: 1056621.37 y E: 1208666.87

Tilodirán-3 N: 1056312.62 y E: 1208890.00

La figura 6, muestra la delimitación de área para el Campo Tilodirán.

Figura 6. Área delimitada para el Campo Tilodirán. Polígono Oeste.



Fuente: CEDCO Informe ejecutivo semestral.

2.2 POZOS PERFORADOS

En el área de Tilodirán se han perforado un total de tres pozos, Tilodirán No. 1, perforado por Elf Aquitaine Colombia en el año 1986. El pozo atravesó las formaciones Mirador y Gachetá y probó petróleo en esta última. Debido a fallas se realizó un side track a finales del año 2012, produjo en la formación Gachetá durante el año 2013. En el año 2015 se convirtió en pozo inyector de agua de producción.

La perforación del pozo Tilodirán No. 2, inició el 30 de diciembre de 2005 y terminó en abril de 2006 por Harken de Colombia, incluyendo completamiento y pruebas cortas en las Formaciones Ubaque y Gachetá. Durante el año 2006 se aisló la Formación Ubaque y se dejó en producción la Formación Gachetá. Actualmente el pozo se encuentra en producción de la Formación Gachetá.

El pozo Tilodirán No. 3 fue perforado entre julio y agosto de 2008. Se realizaron pruebas a tres formaciones productoras, Mirador, Gacheta y Ubaque. Actualmente el pozo está clasificado como exploratorio A2a para el yacimiento más somero en la formación Mirador y de desarrollo en las formaciones Gacheta y Ubaque, según comunicado del Ministerio de Minas y Energía 2008057652 del 17 de diciembre de 2008.

A continuación se relacionan las formaciones productoras en los pozos productores dentro del bloque Río Verde:

Tabla 2. Formaciones productoras en los pozos del Contrato Río Verde.

CONTRATO	CAMPO	POZO	FORMACION PRODUCTORA
Río Verde	Tilodirán	Tilodirán No. 1ST	Gacheta
		Tilodirán No. 2	Gacheta
		Tilodirán No. 3	Mirador, Gacheta y Ubaque

Fuente: CEDCO

2.3 HISTORIA DEL DESARROLLO DEL CAMPO Y SU PROYECCIÓN

El campo Petrolero Río verde fue adquirido por CEDCO a finales del año 2015 a la empresa Global Energy, anteriormente llamada HARKEN.

Posteriormente a su recibo se revisaron sus condiciones de producción así:

Pozo Tilodirán 1: Pozo Inyector Agua

Pozo Tilodirán 2: Pozo Productor (15.6° API) – Estación de producción

Pozo Tilodirán 3: Pozo Productor (14° API).

La producción era de: agua, crudo y gas

8250 BFPD

7350 BWPD

900 BOPD

250 KPCSD

A continuación, se indica el proceso de manejo de fluidos en la Estación Tilodirán.

Proceso año 2015-2016

En el procesamiento de fluidos y facilidades de producción del campo Tilodirán, los pozos Tilodirán No.2 y Tilodirán No.3 llegan al múltiple de distribución (Manifold), en el cual, la producción se dirige a los tanques de 500 bbls, o pasa por el lazo conectado a la línea del Separador de Pruebas.

Los 3 brazos del múltiple corresponden a, línea para prueba de pozos, producción general y el proyectado para futuros pozos y sistema de tratamiento térmico. El múltiple queda operando con dos brazos, uno dedicado a la producción general y el otro para prueba de pozos.

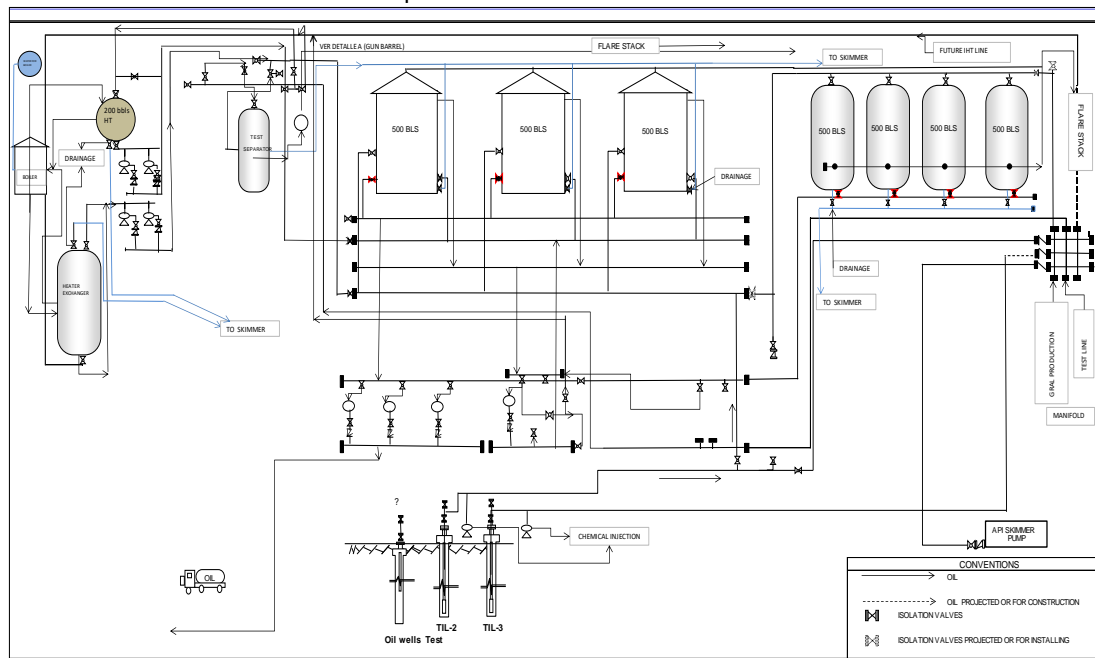
La producción general correspondiente a los pozos Tilodirán No.2 y Tilodirán No.3, pasa por el múltiple hacia el HT, calentado con una caldera de 50 BHP. El agua se separa por el efecto de la temperatura y se almacena en los tanques de 500 bbls, donde por decantación termina el proceso de separación del agua.

Los pozos se prueban independientemente. Una vez probado el pozo, se determina su potencial de producción, al igual que la calidad, y se reporta en el cuadro de pruebas de los pozos.

La calidad del crudo se determina con los procedimientos aprobados por la norma ASTM con el fin de asegurar la comercialidad y la fiscalización en los tanques. El agua de drenaje de los tanques es enviada al separador API, para removerle la mayor cantidad de grasas y trazas de aceite. El aceite recuperado en la caja API, es bombeado de nuevo hacia los tanques y el agua llega a una piscina de aguas residuales de donde es tomada y transportada en carro tanques hasta la locación del pozo Rio Verde No.2.

Debido al contenido de gas, la producción del pozo Tilodirán No.3 pasa por el separador de pruebas, con el fin de manejar y medir el gas para utilizarlo en la Caldera de 50 HP y el remanente, quemarlo en la Tea. Un porta-orificios Daniel de 3" con un Registrador de carta circular para presión estática, diferencial y temperatura, para calcular el volumen de gas producido se encuentran ubicados en la salida de gas del separador. La Figura 7, muestra el esquema de las Facilidades de Producción del Campo Tilodirán.

Figura 7. Facilidades de Producción Campo Tilodirán 2015.



Fuente: CEDCO Informe Ejecutivo Semestral 2015

Según se observa en la descripción del proceso, no existía ningún tipo de aprovechamiento del gas natural producido, adicionalmente la licencia ambiental del campo prohíbe la venta del gas natural pero permite ser utilizado en la

generación de energía eléctrica para el consumo del campo. A pesar de que el gas no está caracterizado apropiadamente, se evidencia la formación de condensado que podrían ser separados y agregados al crudo pesado que produce el campo para mejorar propiedades y generar mayor valor; con el gas seco generar la propia energía.

De haber continuado con la situación presente en ese momento, hubieran persistido las penalidades por no aprovechar el gas natural para generación eléctrica, y se hubiera continuado con la contaminación ambiental, adicionalmente los costos de generación eléctrica hubieran permanecido altos por el uso continuo de generación Diesel y se hubiera seguido comprando nafta en el mercado nacional para mejorar el transporte y comercialización del crudo pesado de 14° API producido en el campo.

Revisando las facilidades de superficie existentes en ese momento, se observó que la tea emanaba líquidos, los cuales también eran recuperados en el KO Drum revisando físicamente este líquido se notó que era condensado.

La producción de gas natural era enviada en su momento totalmente a la tea de la estación ya que la licencia ambiental no permite comercializar este gas. Al desconocer la calidad del gas, este no se estaba aprovechando para generar eléctricamente.

En la actualidad, el campo Rio Verde (Tilodirán) es considerado un campo maduro, donde gran parte de los pozos han disminuido significativamente su tasa de producción de petróleo e incrementado la producción de agua. El 100 % de los pozos se encuentra produciendo con cortes de agua por encima del 85% y cerca de su límite económico.

Con el fin de dar rentabilidad económica a la producción del campo, aprovechando el gas producido se ha pensado en instalar un programa piloto compuesto de:

- Módulo de tratamiento de gas natural para la extracción de condensados y suministrar gas libre de líquidos en la alimentación del sistema de generación eléctrica a gas natural.
- Generadores a gas natural.
- Sistema de mezcla de Crudo para mejorar la condición de venta y comercialización.

Para el año 2017-2018, entraron a producción los pozos perforados de Tilodirán 7, Tilodirán 4, Tilodirán 5 y Tilodirán 11 para el campo Tilodirán.

Adicionalmente para CEDCO, se recibía la producción de otros pozos, Boral 1, Marsupial 1 en el Campo Río Verde y Estero 1, Canacabare 2, Iterbio 1 y Los Hatos en el Campo Alcaraván.

BLOQUE RIO VERDE

Tilodirán 2

Tilodirán 3

Tilodirán 5

Tilodirán 7

Tilodirán 4

Tilodirán 11

Boral 1

Marsupial 1

Tilodirán 6 (pozo inyector de agua)

BLOQUE ALCARAVAN

Esteros 1

Canacabare 2

Iterbio 1

Los Hatos

Estos pozos producían diariamente 2,722 BOPD a 18,4 °API para el año 2018.

2.4 MARCO LEGAL

La Licencia Ambiental de Explotación del Bloque Río Verde, tiene asociadas y autorizadas para el aprovechamiento del gas como combustible para las facilidades, entre otros, la siguiente infraestructura, como se indica en el ARTICULO QUINTO, numeral B:

“B) Construcción de una (1) Facilidad de producción para todo el Campo, en un área máxima de 10 Ha sobre un terraplén de máximo 2 m de altura, dentro de las cuales se instalará la siguiente infraestructura:

- Tanques con dique provisional (incluidos los tanques de almacenamiento de crudo)
- Cargadero impermeabilizado, en caso de requerirse
- Descargadero
- Separadores
- Generadores los que pueden ser alimentados con combustible
- Tratador electrostático
- Campamento, en caso de requerirse
- Quema de gas a través de tea, en caso de requerirse
- Manifold
- Sistema de inyección de química y de agua
- Sistema de bombas electrosumergibles (vertical u horizontal y de desplazamiento)
- Sistema de evaporación
- Sistema de compresores
- Bombas de transferencia
- Bombas de despacho
- Equipos de tratamiento y separación de fluidos
- Sistema de tratamiento de aguas de producción o formación
- Sistema de tratamiento de aguas residuales domésticas
- Laboratorio

- Caseta para almacenamiento de químicos
- Bodega de almacenamiento de materiales para contingencias
- Sistema contra incendios. Para el control de derrames, se deberá contar con equipos de contención y limpieza como barreras, motobombas, skimmer y demás accesorios necesarios.”

La Licencia Ambiental de Explotación respecto al aprovechamiento de gas autoriza, como se indica en el Artículo SEXTO, Punto N° 6 Permiso de emisiones atmosféricas, página 44:

e) Se autoriza como alternativas opcionales para el manejo del gas generado durante la Explotación y Desarrollo del Campo Río verde, las siguientes:

-Su uso como combustible dentro de las facilidades de producción

-Transportado para ser usado como combustible en estaciones de Harken

Al optar por estas alternativas la empresa deberá presentar en los Planes de Manejos Específicos, las medidas de manejo ambiental a tomar de acuerdo a los impactos identificados para estas actividades y actualización correspondiente el plan de contingencia.

f) No se autoriza la alternativa de venta a terceros o transporte al punto de venta, conforme a las consideraciones realizadas en el presente concepto técnico.”

Sobre este punto f, al revisar las consideraciones en la página 22 referentes a la alternativa de venta a terceros o transporte a punto de venta se indica que:

“Respecto a la alternativa de venta a terceros o transportarlo al punto de venta, se entiende que se debe contar con una infraestructura como planta de recuperación y estabilización de condesados, lo cual acarrea métodos constructivos diferentes y uso, aprovechamiento y afectación de los recursos naturales en condiciones diferentes a los solicitados en la presente modificación. Razón por la cual no se considera pertinente su autorización hasta tanto la Empresa no allegue la información concerniente a evaluación de impactos y demanda de recursos específica para esta alternativa.”.

Resolución 181495 del 2 de septiembre de 2009, Artículo 52. Prohibición de Quema de Gas y Desperdicio, del Ministerio de Minas y Energía

ARTÍCULO 52. PROHIBICIÓN DE QUEMA DE GAS Y DESPERDICIO. Se prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmósfera. En toda circunstancia, se deben proveer las facilidades para su utilización, ya sea reinyección al yacimiento o reciclamiento, el almacenamiento subterráneo o en superficie o la comercialización.

Por tal razón para el proyecto de explotación del campo Tilodirán se propone mitigar la quema del gas asociado a la producción, mediante el aprovechamiento como combustible para generación de energía (generación) y/o para realizar su comercialización o entrega a terceros.

3.PROPUUESTA PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL EN EL CAMPO TILORIDAN

3.1.CARACTERIZACIÓN DEL GAS

El día 09 de julio de 2016 fue tomada una muestra de gas en el campo Tilodirán junto con mediciones de sulfuro de hidrógeno y humedad por funcionarios de la empresa Core lab, para realizar un análisis composicional en diferentes partes del proceso de manejo de gas en la Estación Tilodirán.

Las composiciones de gas fueron medidas mediante un cromatógrafo Varian 2800 usando el método GPA 2286. El cromatógrafo de gas utiliza 3 columnas para identificar claramente todos los componentes eludidos desde el N₂, CO₂, C₁ HASTA C₁₂+

La muestra de gas presentó las condiciones expuestas en las tablas 3, 4 y 5.

Tabla 3. Condiciones iniciales de muestra Tilodirán Scrubber 2.

Identificación de la muestra	Fecha	Hora	Presión (Psig)	Temperatura (°F)
Tilodirán Scrubber-2	09 julio 2016	11:30 Hrs.	14.0	78.0

Fuente: Compositional analysis Tilodirán Station Core Laboratories

Tabla 4. Cromatografía inicial del gas Tilodirán Scrubber 2.

Component	Molar %	Weight %
Carbon Dioxide	12,93	21,90
Nitrogen	0,41	0,45
Methane	68,07	42,01
Ethane	7,57	8,77
Propane	3,69	6,26
I-Butane	1,03	2,31
n-Butane	1,91	4,28
i-Pentane	1,02	2,83
n-Pentane	0,98	2,73
Hexanes	1,09	3,58
Heptanes	0,79	2,77
Octanes	0,4	1,61
Nonanes	0,09	0,38
Decanes	0,02	0,12
Undecanes	0	0,00
Dodecanes plus	0	0,00

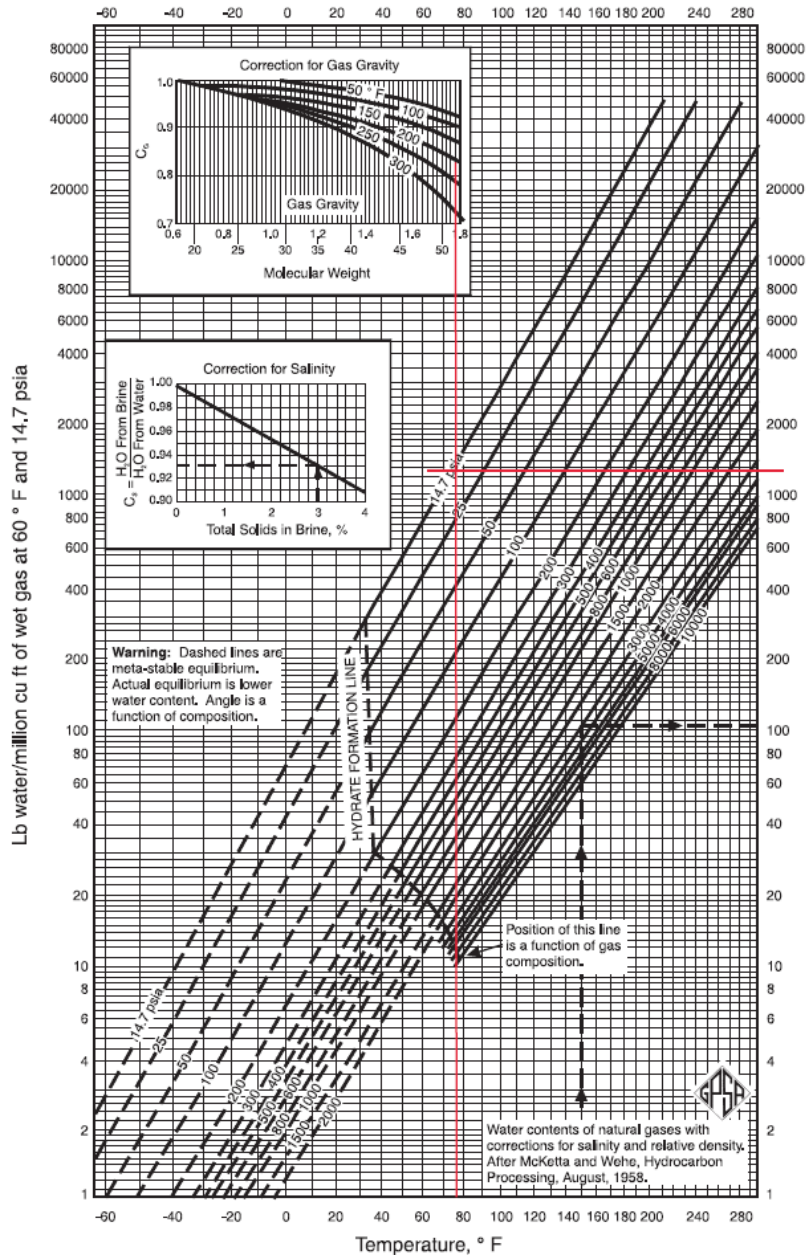
Fuente: Compositional analysis Tilodirán Station Core Laboratories

Tabla 5. Sumario de datos H2S en gas Tilodirán

Lugar	Fecha	Hora	PPMv H2S	SYS. PRES (Psig)	SYS. TEMP. (°F)
Tilodirán / Separador entrada planta	09 julio 2016	11:30 Hrs.	20,0	14,0	78,0

Fuente: Compositional analysis Tilodirán Station Core Laboratories

Figura 8. Water content of hydrocarbon gas.



Fuente: GPSA Cap. 20

Teniendo en cuenta la temperatura (°F) y la presión (Psig) del gas, se determina el contenido de agua del gas a con la figura 8. Water content of hydrocarbon gas. GPSA Cap. 20. Este contenido de agua del gas, permite calcular las libras mol por día de cada componente y el porcentaje molar saturado. Para calcular los barriles de nafta recuperados a partir del porcentaje molar de cada componente, y teniendo en cuenta el caudal de gas disponible (0,25 MMSCFD), se realizó un procedimiento a los datos de la cromatografía en la tabla 4 y 5, como se explica a

continuación: Los datos de las columnas A, B y C de la tabla 6 y 7, son tomados de la cromatografía inicial; la columna D, se obtiene al multiplicar el porcentaje molar de cada componente por el caudal disponible y dividir luego entre 100. La columna E (Gal/ lb mol) es una constante tomada del GPSA que corresponde al número de galones que se obtienen al condensar un mol de cada componente. (Ver figura 23.2 cont'd, Physical Constants GPSA), así se obtienen gal/lb mol para cada uno de los componentes; La columna F (GPM) que corresponde a los galones por mil de pies cúbicos de hidrocarburo recuperables en el gas, se determina multiplicando los valores de la Columna E (Gal/lb mol) por los datos de la columna C (porcentaje molar) de cada componente, dividido entre 100 y a su vez dividido entre 379,48 Scf/mol, que es una constante para obtener galones por pie cúbico estándar de gas, y todo lo anterior multiplicado por 1000; la columna G, se determina multiplicando los valores de la columna F (GPM) por el caudal de gas disponible (0,25 MMSCFD) y por 1000; la columna H, corresponde a la gravedad específica de cada componente; la columna I, se obtiene al multiplicar la columna F (porcentaje molar) por la gravedad específica de la columna H y todo lo anterior dividido entre 100.

En la columna J, se ajusta el porcentaje de recuperación de condensados típicamente para nafta (C5+) 80 al 90%, en la columna K se realiza la multiplicación de cada valor de la columna J correspondiente a cada elemento, por los valores de la columna G, y realizando todo el análisis composicional explicado anteriormente, se obtiene un aproximado de 9,24 BPD de nafta. La experiencia dará, que la planta instalada no fue eficiente, ya que se recuperaban de 5 a 6 barriles de condensado diario. Este valor se fue incrementando a través del tiempo cuando nuevas formaciones productoras de gas se fueron abriendo y nuevos pozos produciendo en el campo. Esto se observa en la gráfica de producción de condensados (Ver Figura 17. Gráfica recuperación de Condensados Campo Tilodirán Septiembre 2016-Febrero 2019).

Tabla 6. Cálculo de barriles de condensado

A	B	C	D	E
SYMBOL	COMPONENT	Feed gas Mole %	MMSCFD	Gal/lb mole
N2	NITROGEN	0,4	0,0	4,2
C1	METHANE	66,2	0,2	6,4
CO2	CARBON DIOXIDE	12,6	0,0	6,4
C2	ETHANE	7,4	0,0	10,1
C3	PROPANE	3,6	0,0	10,4
IC4	ISOBUTANE	1,0	0,0	12,4
NC4	N-BUTANE	1,9	0,0	11,9
IC5	ISOPENTANE	1,0	0,0	13,9
NC5	N-PENTANE	1,0	0,0	13,7
C6	N-HEXANE	1,1	0,0	15,6
C7	N-HEPTANE	0,8	0,0	17,5
C7+	C7+	0,5	0,0	17,5
H2O	WATER	2,7	0,0	2,2
TOTAL		100,0	0,3	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 7. Continuación Cálculo de barriles de condensado

A	G	H	I	J	K	L
SYMBOL	Gal/Day	SPECIFIC GRAVITY	SPECIFIC GRAVITY I	Estimated recovery	Net Gal/Day	BARRILES
N2	10,9	0,1	0,0	0,0	0,0	
C1	2800,1	0,6	0,4	0,0	0,0	
CO2	532,3	1,5	0,2	0,0	0,0	
C2	491,0	1,0	0,1	0,0	0,0	0,0
C3	246,6	1,5	0,1	0,0	0,0	0,0
IC4	81,8	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NC4	146,1	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IC5	90,6	2,5	0,0	0,9	81,5	1,9
NC5	86,1	2,5	0,0	0,9	77,5	1,8
C6	108,8	3,0	0,0	0,9	97,9	2,3
C7	88,4	3,5	0,0	0,9	79,6	1,9
C7+	57,1	3,5	0,0	0,9	51,4	1,2
H2O	38,4	0,6	0,0	0,8	30,7	0,7
TOTAL	1434,9		0,9		418,6	9,24

Fuente: Elaboración propia

3.2. DIAGNÓSTICO DE LAS NECESIDADES ELÉCTRICAS DEL CAMPO

Se realizó un compendio de las necesidades energéticas de la Estación Tilodirán según los equipos utilizados en el año 2016 esto con el fin de poder determinar un generador eléctrico a gas natural en proceso de renta y que cumpliera con las

necesidades eléctricas de la Estación en ese año (ver tabla 8), y se obtuvo el siguiente resultado:

Tabla 8. Necesidades energéticas Estación Tilodirán año 2016 para la instalación de MTG

Descripción de equipo	kW/hr	Und	Total kW/hr
<i>Bomba de inyección recíproca pozo Tilodirán 1</i>	225	2	450
<i>Bomba Piscina</i>	15	2	30
<i>Bomba Inyección de química</i>	2	2	4
<i>Bomba cargue de crudo número 1</i>	15	1	15
<i>Bomba cargue de crudo número 3</i>	15	1	15
<i>Bomba transferencia número 1</i>	20	1	20
<i>Bomba Transferencia Gun Barrel</i>	5	1	5
<i>Compresor 1</i>	6	1	6
<i>Compresor 2</i>	3	1	3
<i>Tilodirán 2</i>	98	1	98
<i>Tilodirán 3</i>	116	1	116
<i>Campamentos, laboratorios, Oficinas y Otros</i>	25	1	25
<i>Total kW/hr</i>		787	

Fuente: CEDCO

Para un total de 787 kW/hr que eran generados con diesel comercial. Por tanto se adquirieron en el mercado dos generadores a gas natural en renta, uno de 500 kW y otro de 350 kW.

En la tabla 9 se presentan las necesidades energéticas de la Estación Tilodirán de 2017-2018, incrementadas por la puesta en producción de nuevas formación productoras y por los pozos adicionales Tilodirán 5 y Tilodirán 6:

Tabla 9. Necesidades energéticas Estación Tilodirán años 2017 y 2018

Descripción de equipos	kW	Und	Total kW
<i>Bomba de inyección BAKER</i>	600	1	600
<i>Bomba de cabeza PSC Filtros</i>	18	1	18
<i>Bomba Booster Planta Galqui</i>	14	2	28
<i>Bomba Microburbuja</i>	14	2	28
<i>Bomba Piscina</i>	15	1	15
<i>Bomba Inyección de química</i>	2	1	2
<i>Bomba cargue de crudo número 1</i>	15	1	15
<i>Bomba cargue de crudo número 3</i>	20	1	20
<i>Bomba transferencia</i>	15	2	30
<i>Bomba Transferencia Gun Barrel</i>	5	1	5
<i>Compresor 1</i>	7	1	7
<i>Compresor 2</i>	3,7	1	3,7
<i>Tilodirán 2</i>	106	1	106
<i>Tilodirán 3</i>	168	1	168
<i>Tilodirán 5</i>	250	1	250
<i>Tilodirán 6</i>	250	1	250
<i>Campamentos, laboratorios, Oficinas y Otros</i>	110	1	110
<i>Total kW/hr</i>		1656	

Fuente: CEDCO

Se obtuvo un consumo eléctrico total de la Estación Tilodirán de 1656 kW.

A partir de estas necesidades energéticas de la Estación Tilodirán se realiza una búsqueda exhaustiva en el mercado de equipos en renta para generación eléctrica (activo fijo a nombre de CEDCO que disminuye el costo de alquiler por OPEX y se pagaría el equipo por el servicio proporcionado por el mismo). Se revisaron equipos de diferentes referencias, capacidades, y considerando los altos valores de dióxido de carbono presentes en el gas de la Estación Tilodirán, se realizaron análisis que garantizaran el buen rendimiento del equipo y beneficio económico para Colombia Energy Development Co. Dentro de la búsqueda que se realizó, se encontró y analizó que muchos de los equipos o referencias disponibles en el mercado no presentaban buen comportamiento ni toleraban las condiciones del gas de la Estación Tilodirán, por lo que se optó por alquilar generadores Waukesha de General Electric Company, ya que estos equipos presentan mejor

calidad en sus materiales y mejor rendimiento, adaptándose así a las diferentes condiciones de los gases.

Basados en la información anterior, se procede a seleccionar los equipos Waukesha en los que está interesada adquirir la compañía (generadores a gas natural de 1,2 MW y 500KW).

Para la selección de los generadores a gas natural, el distribuidor autorizado para Colombia de generadores Waukesha, PEGSA, realizó un análisis en un software de propiedad de General Electric teniendo en cuenta la composición del gas, y las condiciones iniciales, también se consideró el documento “Technical Instruction: TA 1000-0300 Fuel gas quality-natural, associated petroleum, bio and landfill gas”⁹ de General Electric para establecer inicialmente las especificaciones técnicas que debe tener un gas para generar, posteriormente, a partir de las condiciones del gas (cromatografía), se calcula el Waukesha knock index (WKI) de la mezcla, y se determina mediante unas curvas y teniendo en cuenta las condiciones iniciales del gas, cuál es el rendimiento del equipo y la capacidad con la que trabajará. Se concluye a partir de esta revisión, que los equipos Waukesha son los que presentan menor derrateo y entregarán así mayor porcentaje de su potencia nominal.

En las figuras 9 a la 11, se muestra el paso a paso de las pantallas del análisis de software de propiedad de General Electric (GE) para la selección del generador. El autor presenta de esta forma la información para mostrar la originalidad del proceso y no presentarlo por medio de tablas.

⁹ Technical Instruction: TA 1000-0300 Fuel gas quality-natural, associated petroleum, bio and landfill gas, General Electric.

Figura 9. Pantallazo de ingreso de valores de cromatografía Estación Tilodirán y cálculo de WAUKESHA KNOCK INDEX (WKI)

Waukesha Knock Index v1.17		
Fuel Desc:	Natural Gas	WKI: 57.3
Hydro-Carbons	Vol. or Mole%	SLHV: 1071.5 BTU/ft3
CH4 Methane	68.07	SLHV: 42.14 MJ/Nm3
C2H6 Ethane	7.57	LHV: 1090.5 BTU/ft3
C3H8 Propane	3.69	LHV: 42.88 MJ/Nm3
I-C4H10 Iso-Butane	1.03	HHV: 1206.27 BTU/ft3
N-C4H10 N-Butane	1.91	HHV: 47.44 MJ/Nm3
I-C5H12 Iso-Pentane	1.02	SG: 0.89
N-C5H12 N-Pentane	0.98	
C6H14 Hexane	1.09	
C7H16 Heptane	0.79	
C2H4 Ethene	0.51	
C3H6 Propene	0.00	
Non Hydro-Carbons		
N2 Nitrogen	0.41	
O2 Oxygen	0.00	
He Helium	0.00	
CO2 Carbon Dioxide	12.93	
CO Carbon Monoxide	0.00	
H2 Hydrogen	0.00	
H2O Water	0.00	

Commercial Quality Natural Gas

Fuel Contaminants

Clear Fuel Analysis

Fuente: Contratista PEGSA. Simulación software WKI

Según recomendación de fabricante se busca que el WKI sea mayor a 50, valor que depende directamente de la concentración de metanos en el gas de muestra, siendo este valor un factor determinado por el fabricante GE.

Figura 10. Condiciones operativas del generador propuesto por PEGSA

Site conditions		
Inlet Air Temp:	100	°F
Altitude:	1000	ft
Jacket Water Temp:	180	°F
Intercooler Water Temp:	130	°F
NOx Selection:	Customer Catalyst	g/bhp-hr
Fuel WKI:	57.3	
Fuel Heating Value:	1090.5	BTU/ft3
Fuel Pressure:	30 - 50	psig
Electrical Output:	1143	kWe
Generator Efficiency:	95.5%	at 0.8 PF
Cooling Fan:	30	HP
Miscellaneous:		HP
Requested Power:	1635	BHP

Fuente: Contratista PEGSA. Simulación software WKI

Figura 11. Rangos de operación y eficiencia del generador propuesto por PEGSA

Output data					
Rating	MAXIMUM CONTINUOUS RATING AT 100°F INLET AIR	SITE RATING AT INLET AIR TEMPERATURE OF 100°F			
		100%	75%	52%	
Power	1635	1635	1224	843	BHP
Overload	0	0	-	-	% 2/24 hr
Electrical Efficiency	28.8	28.8	27.2	26.4	% (LHV)
Fuel Consumption:					
BSFC LHV	8291	8291	8723	8888	BTU/BHP-hr
BSFC HHV	9171	9171	9649	9832	BTU/BHP-hr
Fuel Volume Flow	207	207	163	115	SCFM

Fuente: Contratista PEGSA. Simulación software WKI

Después de realizar el análisis por software se obtuvo como resultado la selección de un generador de energía modelo VHP 7044GSI de 1,2 MW.¹⁰

3.3.SIMULACIÓN DEL PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL PARA SU USO EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL CAMPO TILODIRÁN

De acuerdo a los procesos de recuperación de hidrocarburos líquidos estudiados en el marco teórico-conceptual: Refrigeración simple, absorción refrigerada, expansión Joule-Thompson, turbo expansión, se decide adoptar el método de refrigeración simple, ya que es el que mejor se adapta a las facilidades de producción y a las condiciones de la Estación Tilodirán, por esta razón se convierte en el proceso más económico para el piloto a ejecutar.

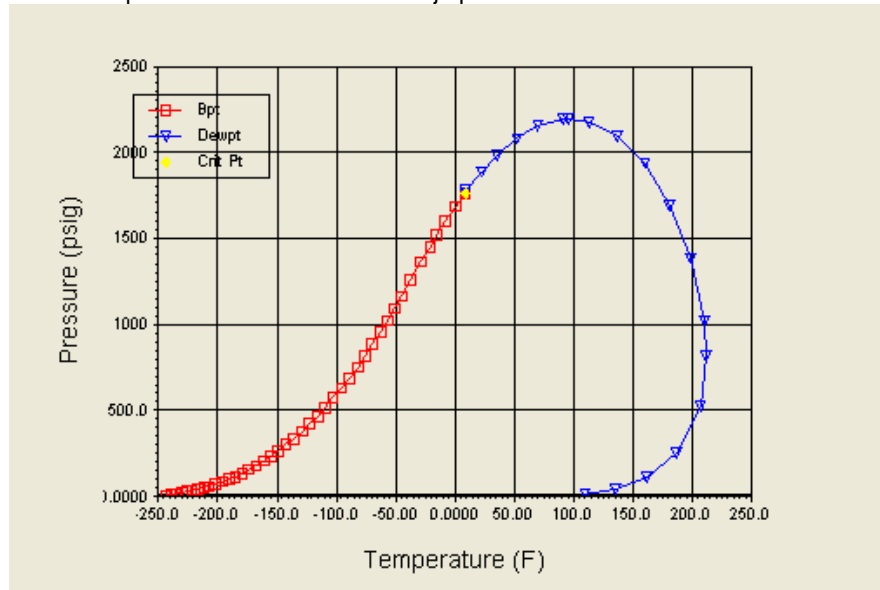
Selección técnica del módulo de tratamiento de gas

Con el fin de corroborar que el sistema de recuperación de hidrocarburo líquido cuyo costo-beneficio se adapta a las necesidades de CEDCO se realizan corridas de simulación por medio del software HYSYS, donde se pudo encontrar lo siguiente:

1. Basado en la cromatografía presentada en la tabla Cromatografía inicial del gas Tilodirán Scrubber 2 (09 de Julio de 2016), del presente trabajo de grado se encuentra que entre mayor sea la presión con la que entre el gas a la planta de condensados mayor serán la cantidad de condensados a recuperar como se evidencia en la figura 12.

¹⁰Tilodirán NM 68.07 16- Enero 2019.

Figura 12. Curva de recuperación de condensados baja presión.

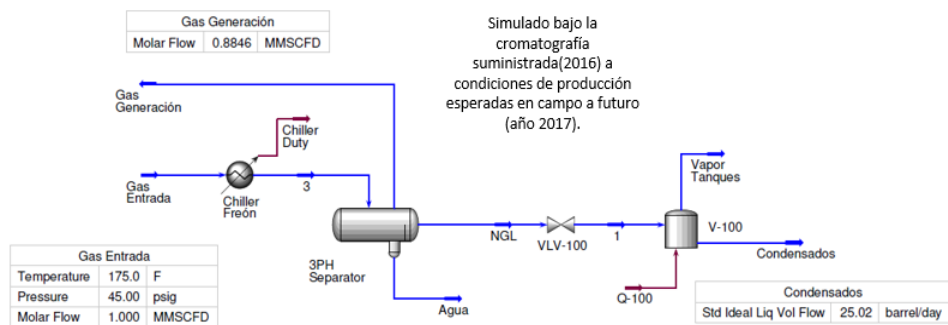


Fuente: Modelamiento Hysys Cromatografía inicial (Julio 09 de 2016)

2. Al simular con un sistema de enfriamiento simple compuesto principalmente por un chiller, un separador, un tanque de recuperación de condensados y una presión contante de 45Psi, se puede llegar a tener un potencial de recuperación de hidrocarburo liquido de 25,02BPD con una producción de 1 MMSCFD, que era lo que se pronosticaba para la producción en campo para el año 2017. Estos resultados se hacen evidentes en la figura 13.

Es importante resaltar que el software HYSYS modela sobre la capacidad nominal de los equipos y no la capacidad operativa, la operativa se maneja en un rango de eficiencia entre el 70 y el 80%.

Figura 13. Diagrama de proceso recuperación de condensados - baja presión



Fuente: Contratista ENFENCO, Estación Tilodirán

Este modelo inicial, fue la base para la consecución del primer módulo de tratamiento de gas a instalarse en la Estación Tilodirán, la cual se especificará en el capítulo PILOTO DESARROLLADO EN CAMPO (PRESENTAR DATA).

3. Con el objetivo de obtener mayor cantidad de condensados, se analizó la muestra de gas tomada para su cromatografía el día 14 de diciembre de 2017 en el campo Tilodirán junto con mediciones de sulfuro de hidrógeno y humedad por funcionarios de la empresa Core lab, para realizar un análisis composicional en diferentes partes del proceso de manejo de gas en la Estación Tilodirán.

Las composiciones de gas fueron medidas mediante un cromatógrafo Varian 3800 usando el método GPA 2286. El cromatógrafo de gas utiliza 3 columnas para identificar claramente todos los componentes eludidos desde el N₂, CO₂, C1 HASTA C12+.

La muestra de gas presentó las condiciones expuestas en las tablas 10 y 11.

Tabla 10. Condiciones iniciales de segunda muestra Tilodirán Scrubber 2.

Identificación de la muestra	Fecha	Hora	Presión (Psig)	Temperatura (°F)
Tilodirán Scrubber-2	14 de Diciembre 2017	15:05 Hrs.	59	149

Fuente: Compositional analysis Tilodirán Station Core Laboratories

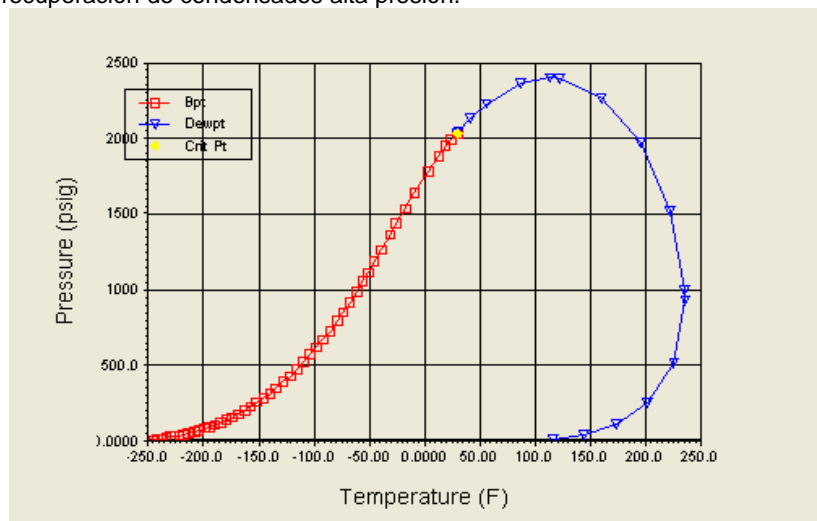
Tabla 11. Segunda cromatografía del gas Tilodirán Scrubber 2.

Component	Molar %	Weight %
Carbon Dioxide	16,10	25,34
Nitrogen	0,80	0,80
Methane	64,51	36,99
Ethane	6,54	7,03
Propane	3,17	5,00
I-Butane	0,92	1,91
n-Butane	1,76	3,69
i-Pentane	1,08	2,79
n-Pentane	1,09	2,83
Hexanes	1,42	4,37
Heptanes	1,34	4,30
Octanes	0,93	3,41
Nonanes	0,26	1,14
Decanes	0,07	0,32
Undecanes	0,01	0,08
Dodecanes plus	0	0

Fuente: Compositional analysis Tilodirán Station Core Laboratories

Dentro del proceso de expansión del piloto de gas se planteó incrementar la presión a 55 psi y se analizó por medio del software HYSYS, entregando la curva de presión y temperatura mostrada en la figura 14.

Figura 14. Curva de recuperación de condensados alta presión.



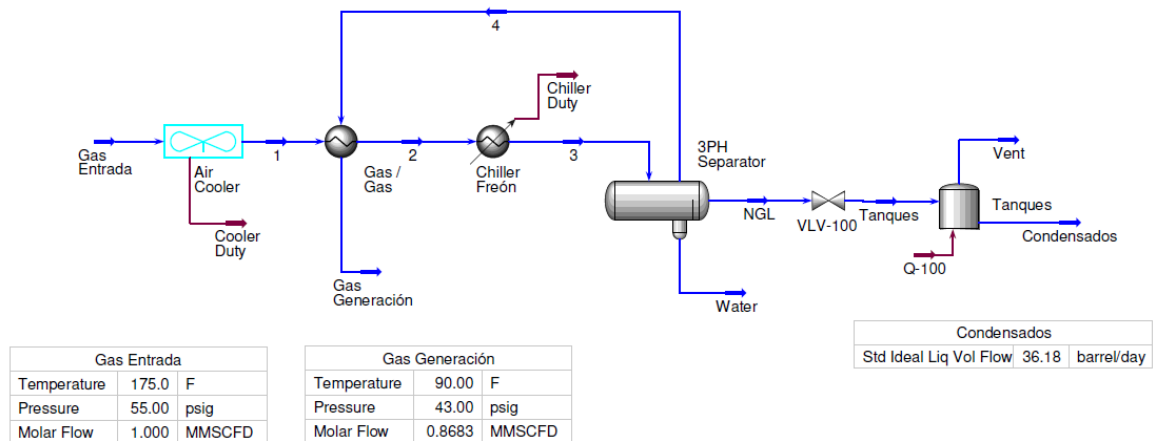
Fuente: Modelamiento 2 HYSYS

Al simular con un sistema de enfriamiento simple compuesto principalmente por un air cooler, sepador-chiller y un tanque de recuperación de condensados y la posibilidad de aumentar la presión de entrada del gas a 55Psi, se puede llegar a obtener un potencial de recuperación de condensados de 36.18 BPD para una producción de 1,0 MSCFD, como se muestra en la figura 15.

Es importante resaltar que el software HYSYS modela sobre la capacidad nominal de los equipos y no la capacidad operativa, la operativa se maneja en un rango de eficiencia entre el 70 y el 80%.

Con el fin de cumplir con un mayor porcentaje de recuperación de condensados, se adquirió en renta un equipo en el mercado, el cual entró a operar a partir del 3 de Enero de 2018, y este se especificará en el capítulo PILOTO DESARROLLADO EN CAMPO (PRESENTAR DATA) para una mayor comprensión.

Figura 15. Diagrama de proceso recuperación de condensados

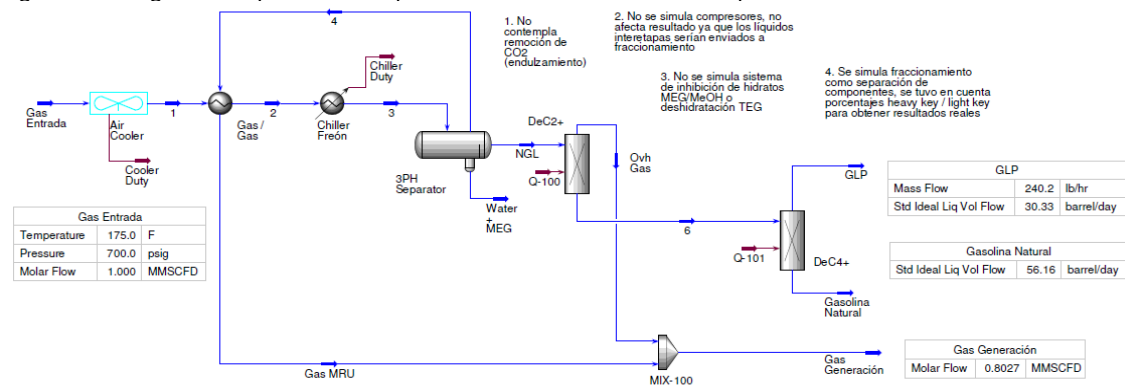


Fuente: Software hysys, Estación Tilodirán-Enero 2018

4. Con el objetivo de alcanzar mayores volúmenes de condensado a los actuales producidos, se planteó la opción de utilizar el sistema de turbo expansión (joule – Thompson se descartó desde el principio por no tener altas presiones de gas y absorción refrigerada también fue descartada por contar con caudales menores a 1 MMSCFD), el cual da un resultado de 56,16 BPD de hidrocarburo recuperado y un GLP de 30,33 BPD como se evidencia en la figura 16.

5. Teniendo en cuenta que para lograr estas cantidades de recuperación es necesario contar con dos torres de enfriamiento, unidades compresoras y a que CEDCO debe destinar un área considerable para la instalación de la infraestructura, siendo esto de alto impacto económico para CEDCO, se decide continuar con la propuesta de refrigeración simple y se deja planteado el sistema de turbo expansión como opción de mejora ante la posibilidad de aumento del caudal de gas del campo en un futuro. Estos resultados se resumen en la tabla 12.

Figura 16. Diagrama de proceso recuperación de condensados - alta presión



Fuente: Software hysys, Estación Tilodirán-Desarrollo futuro

La mejora a futuro no podrá ser desarrollada en el campo Tilodirán debido a que en los pozos que se han perforado y se perforarán a futuro no se tienen formaciones geológicas productoras de gas (Formación Ubaque), causando disminución en las capacidades de este hidrocarburo.

Tabla 12. Resumen simulaciones HYSYS, recuperación de condensados

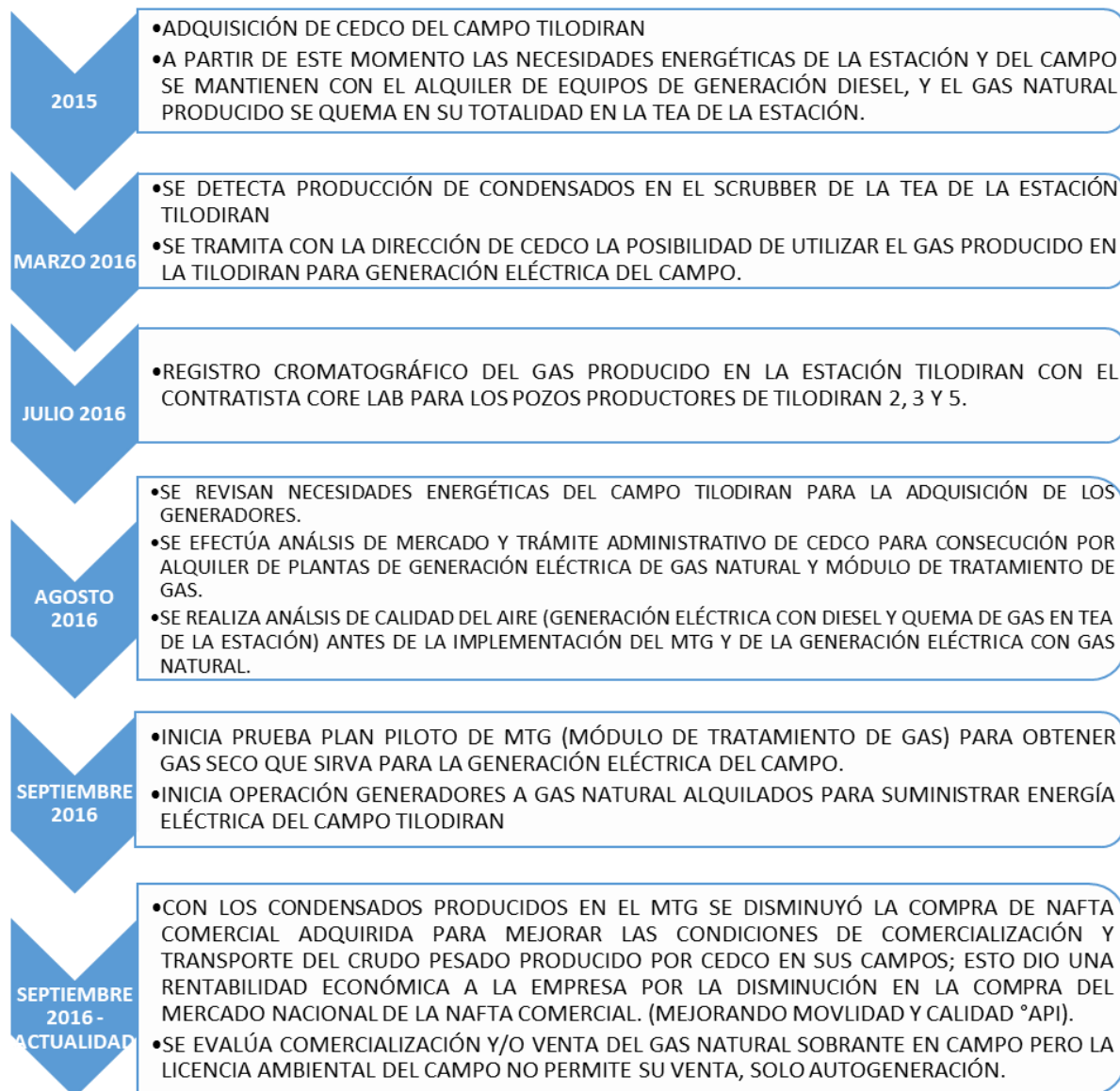
Proceso de recuperación de hidrocarburo líquido	Presión	Equipos para la simulación	Producción gas	Barriles de recuperación de condensado
Enfriamiento simple	45 PSI	Chiller, separador, tanque recuperación de condensados	1 MMSCFD	25,02 BPD
Enfriamiento simple	55 PSI	Air cooler, separador-Chiller, tanque de recuperación de condensados	1MMSCFD	36,18 BPD
Turbo Expansión Joule Thompson	700 PSI	2 torres de enfriamiento Unidades compresoras	1MMSCFD	56,16 BPD

Fuente: Elaboración propia

3.4.PILOTO DESARROLLADO EN CAMPO PARA LA RECUPERACIÓN DE CONDENSADOS EN EL CAMPO TILODIRÁN

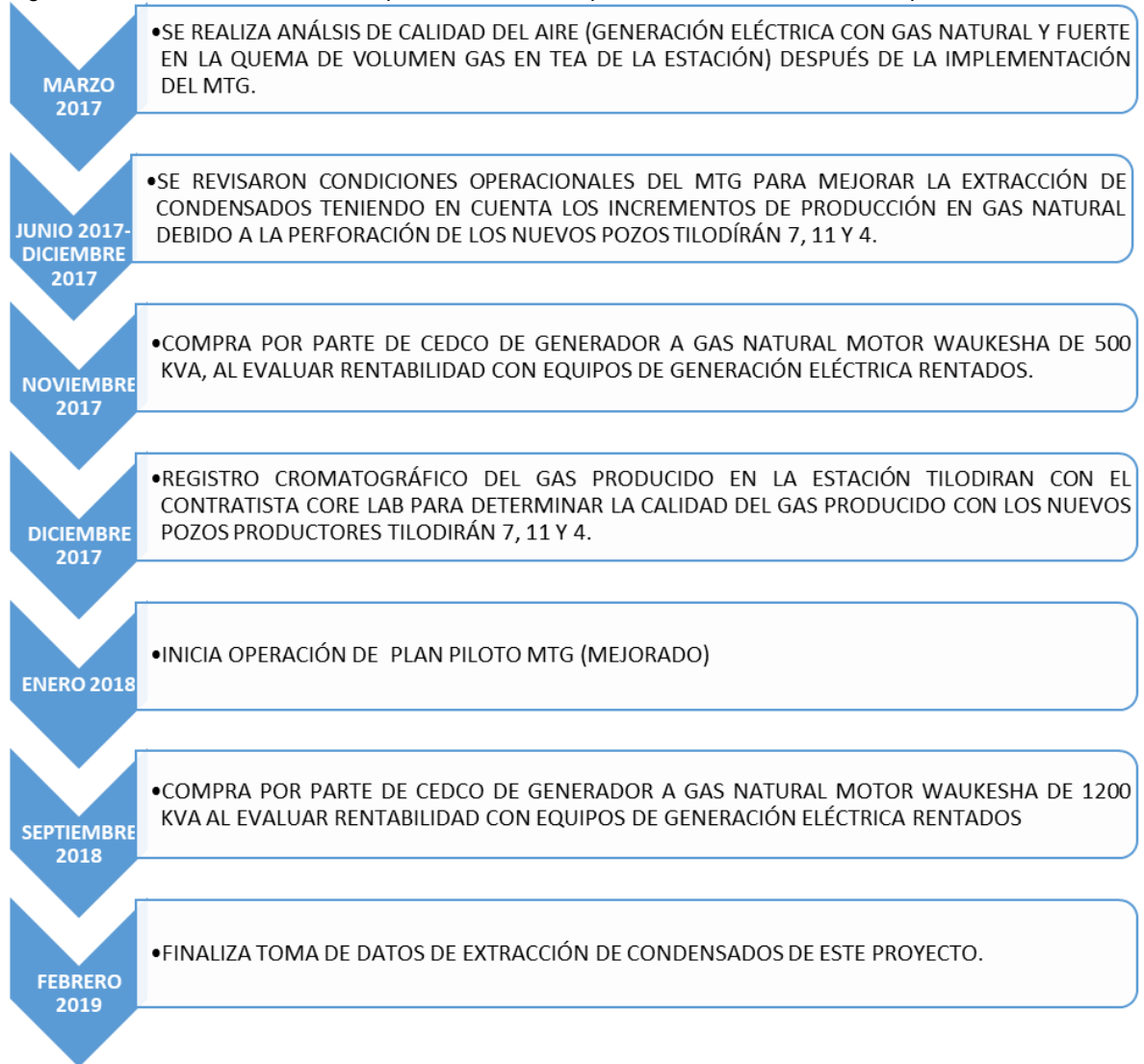
En la siguiente línea de tiempo (Ver figura 17 y 18), se evidencia la trazabilidad del proceso que se llevó para lograr el aprovechamiento de condensados en el Campo Tilodirán.

Figura 17. Línea de tiempo Alternativas recuperación de condensados Campo Tilodirán



Fuente: Elaboración propia

Figura 18. Continuación línea de tiempo Alternativas recuperación de condensados Campo Tilodirán

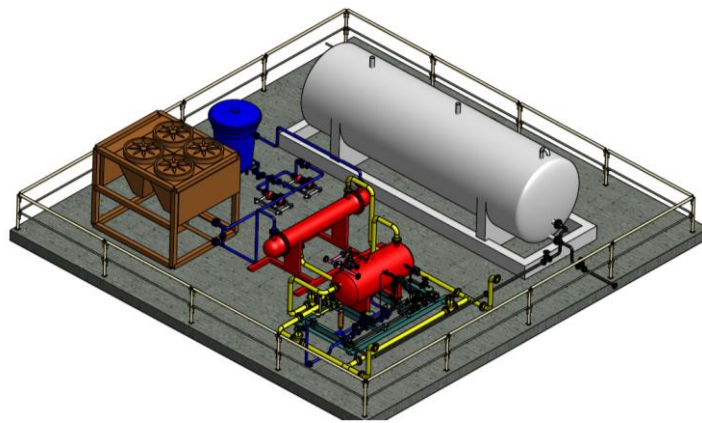


Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a las condiciones del gas que se presentaba en la Estación Tilodirán para agosto del año 2016, se buscó en el mercado cuál era el módulo de tratamiento de gas que se adaptara a las condiciones del gas, y que fuera económicamente viable. Se evaluaron varias propuestas y la que mejor se ajustó a los requerimientos de CEDCO la cual se implementó en septiembre de 2016 y a las condiciones propias del gas fue la siguiente:

El módulo de tratamiento de gas consta de un intercambiador de calor que enfría una corriente de gas. (Ver figura 19. Esquema MTG implementado en Septiembre 2016 Campo Tilodirán). Al enfriar el gas es posible separar los condensados o hidrocarburos pesados. Para enfriar la corriente de gas se debe utilizar un chiller con refrigerante el cual enfriará una corriente de agua en un circuito cerrado, dicha corriente de agua fría entra al intercambiador de calor y realiza la correspondiente transferencia de calor. Después de este enfriamiento de la corriente de gas, se separan los condensados generados por el enfriamiento en un separador trifásico debidamente diseñado.

Figura 19. Esquema MTG implementado en Septiembre 2016 Campo Tilodirán



Fuente: Contratista ENEFENCO

Está diseñada para maximizar el uso del gas asociado a la producción, mediante el aprovechamiento de condensados (nafta o gasolina natural) que podían ser fácilmente mezclados con el crudo de producción y mejorar así su grado API. Todo este módulo está diseñado para una operación segura además de monitorear cada punto del proceso y así tener control del mismo.

La planta del plan piloto inicialmente contaba con los siguientes equipos:

- Chiller Trane: 80 Ton de refrigeración
- Intercambiador gas-liquido (Subdimensionado)
- Separador bifásico

Las condiciones del gas en La Estación Tilodirán para finales del año 2016 eran las siguientes:

Caudal Gas Disponible Tilodirán: 250 KSCFD

Temperatura de gas entrada: 170 F



Presión entrada: 30 - 35 Psig

El gas enviado a los generadores se encontraba húmedo, y requería drenaje constante de scrubbers de entrada.

Los equipos básicos para llevar a cabo el tratamiento del gas en el MTG se encuentran en la tabla 13.

Tabla 13. Equipos MTG implementado en Septiembre de 2016 campo Tilodirán

<p>INTERCAMBIADOR CASCO Y TUBOS GAS NATURAL-AGUA DE CHILLER</p> <p>Dimensiones exteriores aprox: LxWxH: 4000 x1200x1400 mm</p> <p>Fluido Frío: Agua de chiller con monoetilen glicon al 10%</p> <p>Rating: ANSI 150</p> <p>Presión de trabajo lado gas: 45 PSIG.</p> <p>Caudal agua: Aproximadamente 150 GPM</p> <p>Temperatura de entrada agua: 38 °F</p> <p>Fluido caliente: Gas asociado (De acuerdo a Cromatografía)</p> <p>Presión de trabajo lado agua: 25 psig</p> <p>Temperatura entrada gas: Max 120 °F</p> <p>Temperatura salida gas: 50 a 47 °F</p> <p>Construcción tipo (tema): BEM</p> <p>Disposición: Horizontal</p> <p>Tubería: BWG 5/8" o Similar</p> <p>Arreglo tubería: Triangular 30°</p> <p>Casco: A106 O 8"NPS SCH. 40</p> <p>Placa tubos: A105</p> <p>BRIDAS: A105 Slip---On 8" 150#RF</p> <p>Boquillas: 4 WeldingNeck 150#RF O 4" Bridadas en bridas de ANSI # 150.</p>	
<p>CHILLER DE AGUA FRÍA:</p> <p>Modelo: YLAA065HE o Similar</p> <p>Marca: YORK O Similar</p> <p>TONS: Nominal 65 71.9 kW(Full Capacidad)</p> <p>EER:10,4</p> <p>IPLV:15.6</p> <p>Lenght:100.2in</p> <p>Width:88.0in</p> <p>Height:94.2</p> <p>Number of Circuits: 2</p> <p>Refrigerant: R---410a</p> <p>Refrigerant Capacity: 43 lbs</p> <p>Oil Charge: 2.89 gal</p>	

<p> Shipping Weight: 3704 lbs Compressors per circuit: 3/2 Compressor per unit: 5 Nominal Tons per Compressor: 13-15 Condenser Area: 106.9 ft²Fins per Inch: 20 in Fan HP: 2 HP Evaporator 5.4GAL Max Water Side Pressure: 150 psig Max Ref. side pressure: 450 psig Water Flow Min: 60 GPM Water Flow Max: 285 Connection Size: 3 in </p>	
<p> SEPARADOR TRIFÁSICO: Tipo: Horizontal: 150BOPD, 80BWPD, 1MMSCFD Presión de Diseño: 150psig. Diseñado bajo norma ASME Material: ASTM A---283 Grado C Material Conexiones: SA---106Gr B Fluido: Mezcla de Agua y condensados Diámetro Interno: 36in Longitud sin cabezas: 6ft. Capacidad Nominal: 5.6BBL Espesor Shell: 3/8" Espesor Headers: 3/8" Tolerancia Corrosión: 1/16" Temperatura Operación: 30–150°F Peso Aproximado: 2,800lbs. </p>	
<p> BOMBAS DE AGUA FRÍA: Modelo: IHM o similar Bombas chiller 120 Gpm, y máxima Presión Diferencial de 50 Psi. Incluye motor TEFC de 5 HP MonoBloque. </p>	

Fuente: Contratista ENEFENCO

Alquiler: 1,123.594/día /

Precio Venta: USD 312.000 / Recupera: 5 - 8 - 13 BPD

Se instaló este equipo propiedad del contratista ENEFENCO, diseñado para 400 KSCFD y permitió recuperar un promedio de 8 barriles diarios. (Ver data de septiembre de 2016 a diciembre de 2017).

Posteriormente, para principios del año 2018, existía una corriente de gas de 980 KSCFD en el campo Tilodirán 2, el cual debía ser tratado para su uso en generación en sitio, y que además contenía componentes pesados que podían ser

recuperados para ser adicionados a la producción de crudo. El equipo anteriormente instalado que estaba diseñado para 400 KSCFD, se encontraba ya operando en condiciones ineficientes.

Las condiciones del gas en La Estación Tilodirán para inicios del año 2018 eran las siguientes:

Caudal Gas Disponible Tilodirán: 980 KSCFD

Temperatura de gas entrada: 170 F

Presión entrada: 50 - 55 Psig

En el año 2018 se acondicionó una segunda planta con una presión de entrada un poco mayor y con condiciones de enfriamiento en la temperatura que se fueron acondicionando a la planta inicial (ver figura 20).

En la segunda planta de acondicionamiento para el plan piloto se cuenta con:

1 Aero enfriador 15 hp

1 Intercambiador gas-gas. (Regenerador)

1 Intercambiador gas –liquido

1 Unidad Condensadora 15HP

1 Evaporador refrigerante –agua / Glycol. 12 Ton

1 Bomba y tanque de agua (30% glycol)

1 Separador trifásico

Figura 20. Fotografía de unidad MTG implementado a partir del año 2018 Campo Tilodirán



Fuente: Contratista PROMAQ

El desempeño y los resultados se encuentran a continuación, en la tabla 14.

Tabla 14. Comparativo recuperación de condensados en planta inicial y planta acondicionada a caudal de gas.

	PRIMERA PLANTA (CONTRATISTA ENEFENCO)	SEGUNDA PLANTA (CONTRATISTA PROMAQ)
Gas tratado	980 KSCFD	980 KSCFD
T entrada gas	170 F	170 F
T separador frío	85-95 F	40-50 F
T Entrega de gas (hacia generadores)	89-95 F (Gas húmedo)	85 F (Gas seco)
Recuperación condensados	5-12 BPD	25 BPD
Potencia instalada	90 HP	37 HP
Potencia consumida	39 KW	22 KW

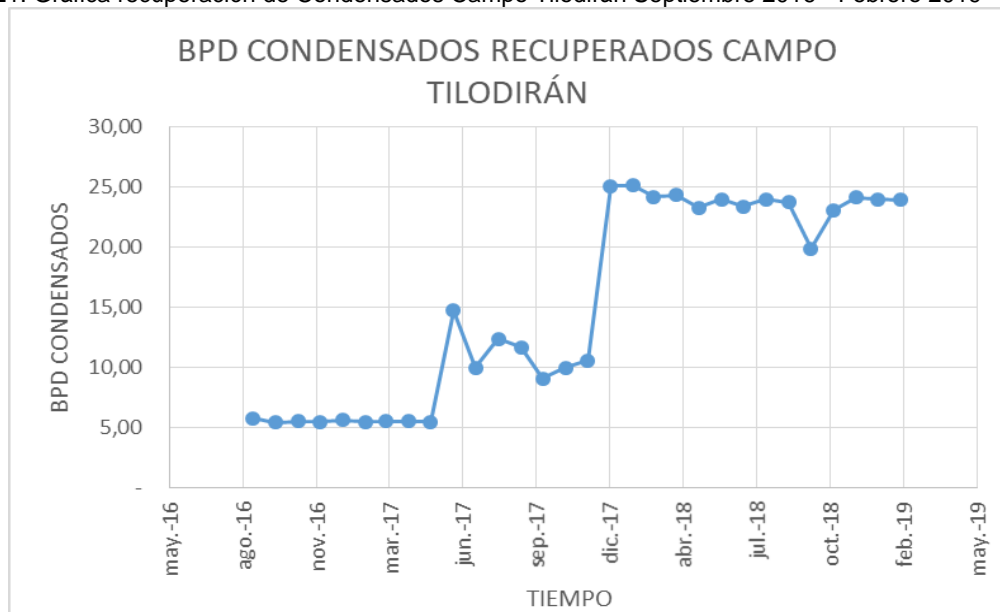
Fuente: Elaboración propia

En este aparte se mostrarán la cantidad diaria-mensual de barriles de condensados recuperados en el campo Tilodirán, desde Septiembre de 2016 hasta Febrero de 2019, bajo la instalación de la planta piloto, intentando optimizar

la misma y mejorando la comercialización de crudo en el campo Tilodirán por el condensado producido.

En la figura 21, se identifican los barriles de condensados recuperados en el Campo Tilodirán desde Septiembre del año 2016 hasta Febrero de 2019, las condiciones API. (Ver anexo D. DATA Recuperación de condensados CEDCO 2016-2019).

Figura 21. Gráfica recuperación de Condensados Campo Tilodirán Septiembre 2016 - Febrero 2019



Fuente: Recuperación de condensados CEDCO (Septiembre de 2016 – Febrero de 2019)

En esta se evidencia el comportamiento de las dos plantas instaladas hasta la fecha en la Estación Tilodirán para la extracción de condensados. Las variaciones existentes son debidas al acondicionamiento y mantenimiento de las unidades como se observa en el mes de noviembre de 2018, la planta necesitó un mantenimiento correctivo.

3.5. EVALUACIÓN DE LOS CONDENSADOS DEL GAS COMO DILUYENTE DEL CRUDO PESADO PRODUCIDO EN EL CAMPO TILORIDAN

La compañía operadora de campos petroleros CEDCO, tiene como fin la comercialización de los crudos producidos a las mejores condiciones del mercado. Durante el mes de septiembre del año 2016 (en el momento del desarrollo del plan piloto del módulo de tratamiento de gas para la recuperación de condensados), se tenían unas condiciones comerciales de venta de crudo producido a 18° API en su punto de entrega (Estación Santiago).

Los pozos productores de CEDCO en su momento en el área del Casanare eran los siguientes:

CAMPO RIO VERDE

Tilodirán 2

Tilodirán 3

Tilodirán 5

CAMPO ALCARAVAN

Estero 1

Estos pozos producían un total de 899 bopd a diferentes condiciones de calidad API (Ver tabla 12).

Para poder cumplir con la condición de exigencia comercial de calidad °API, CEDCO, debía adquirir en mercado nacional Nafta o un diluyente que mejorara las condiciones de calidad del hidrocarburo producido en sus campos. Por medio del uso de la planta de recuperación de condensados (MTG), CEDCO, recuperó inicialmente un promedio de 8 barriles diarios de nafta proveniente del gas, con una calidad de 69 °API (durante los meses de septiembre de 2016 a mayo de 2017 se produjeron en promedio 5,52 barriles diarios y de junio de 2017 a diciembre de 2017 se produjeron en promedio 11,18 barriles diarios).

Realizando un análisis con los pozos en producción para el mes de agosto del año 2016, junto con la recuperación de condensados que se inició en septiembre, al mezclarlas se encontró que CEDCO pasó de una calidad °API 17,4 a 17,6, lo que significó para la compañía la disminución de compra de nafta o diluyente en 11 barriles diarios (22 barriles diarios de nafta eran requeridos en el mercado al no

tener el condensado producto del proceso MTG que se implementó inicialmente en el plan piloto). A continuación en la tabla 15, se muestra dicho análisis:

Tabla 15. Análisis efecto de condensado recuperado en °API septiembre de 2016 a diciembre de 2017

Well Bopd	API	S.G.	Mezcla Cond.	Mezcla Sin Cond	
Tilodiran-2	17,8	0,95	263	263	
Tilodiran-3	17,8	0,95	467	467	
Tilodiran-5	17,8	0,95	68	68	
Estero-1	13,9	0,97	101	101	
Condensado	69,0	0,71	8		
°API NAFTA COMERCIAL	51			-	
TOTAL CEDCO			907	899	
API CEDCO		°API	17,7	17,4	
CALIDAD REQUERIDA CEDCO		°API	18,0	18,0	DIFERENCIA
REQUERIMIENTO DE LIVIANO		Bopd	11	22	11

Fuente: Elaboración propia

En el año 2018 el comercializador de crudo exigía a CEDCO entregar el producto bajo una calidad de °API de 19,5; el cual es la calidad del crudo para poder ingresar al sistema nacional de transporte de crudo por Oleoducto, como punto de entrega en la Estación Santiago, ubicado en el municipio de Maní, Casanare (Estación propiedad de Ecopetrol conectado al sistema de oleoductos de ZENIT-Oleoducto Santiago – El Porvenir).

El cálculo de la gravedad °API producido total por los crudos de CEDCO (Colombia Energy Development Co) es de 18.4 °API (correspondiente a la mezcla de crudos de los siguientes pozos en el área del Casanare):

CAMPO RIO VERDE

Tilodirán 2

Tilodirán 3

Tilodirán 5

Tilodirán 7

Tilodirán 4

Tilodirán 11

Boral 1

Marsupial 1

CAMPO ALCARAVÁN

Estero 1

Canacabare 2

Iterbio 1

Los Hatos

Estos pozos producían diariamente 2,722 BOPD a 18,4 °API para el año 2018, resultados que se plasman en la tabla 16. Con la recuperación de condensados esta calidad °API se incrementaba a 18,7, lo que significó para la compañía la disminución de compra de nafta o diluyente en 33 barriles diarios (116 barriles diarios de nafta eran requeridos en el mercado al no tener el condensado producto del proceso MTG en plan piloto).

Tabla 16. Análisis efecto del condensado recuperado en °API año 2018

Well Bopd	API	S.G.	Mezcla Cond.	Mezcla Sin Cond	
Tilodiran-2	17,80	0,95	114	114	
Tilodiran-3	17,80	0,95	348	348	
Tilodiran-5	17,80	0,95	433	433	
Tilodiran-7	17,80	0,95	378	378	
Tilodiran-11	17,80	0,95	539	539	
Tilodiran-4	19,00	0,94	121	121	
Boral-1	13,00	0,98	224	224	
Marsupial-1	14,80	0,97	35	35	
Estero-1	13,90	0,97	82	82	
Canacabare-2	23,80	0,91	343	343	
Iterbio-1	26,80	0,89	58	58	
Los Hatos-1	30,80	0,87	46	46	
Condensado	67,00	0,71	24	-	
TOTAL CEDCO			2.746	2.722	
API CEDCO		°API	18,7	18,4	
CALIDAD REQUERIDA CEDCO		°API	19,5	19,5	DIFERENCIA
REQUERIMIENTO DE LIVIANO	Bopd	51,00	83	116	33

Fuente: Elaboración propia

Para CEDCO, no sólo significó la disminución de compra de barriles de nafta comercial a terceros, sino que mejoró el proceso de mezcla de crudo disminuyendo los tiempos (ya que se requieren menor cantidad de vehículos de compañías externas para descargar y fiscalizar) y permitiendo de esta forma cumplir con las nominaciones de crudo de venta diarias en menor tiempo.

4.BALANCE DEL APROVECHAMIENTO DEL GAS DEL CAMPO TILORIDAN

En este capítulo se realizará la evaluación del aprovechamiento del gas desde el punto de vista técnico, económico y ambiental con el aprovechamiento del gas del campo.

4.1 BALANCE TÉCNICO

4.1.1 Proceso año 2015 - septiembre de 2016. En el procesamiento de fluidos y facilidades de producción del campo Tilodirán, los pozos Tilodirán No.2 y Tilodirán No.3 llegan al múltiple de distribución (Manifold), en el cual, la producción se dirige a los tanques de 500 bbls, o pasa por el lazo conectado a la línea del Separador de Pruebas.

Los 3 brazos del múltiple corresponden a, línea para prueba de pozos, producción general y el proyectado para futuros pozos y sistema de tratamiento térmico. El múltiple queda operando con dos brazos, uno dedicado a la producción general y el otro para prueba de pozos.

La producción general correspondiente a los pozos Tilodirán No.2 y Tilodirán No.3, pasa por el múltiple hacia el HT, calentado con una caldera de 50 BHP. El agua se separa por el efecto de la temperatura y se almacena en los tanques de 500 bbls, donde por decantación termina el proceso de separación del agua.

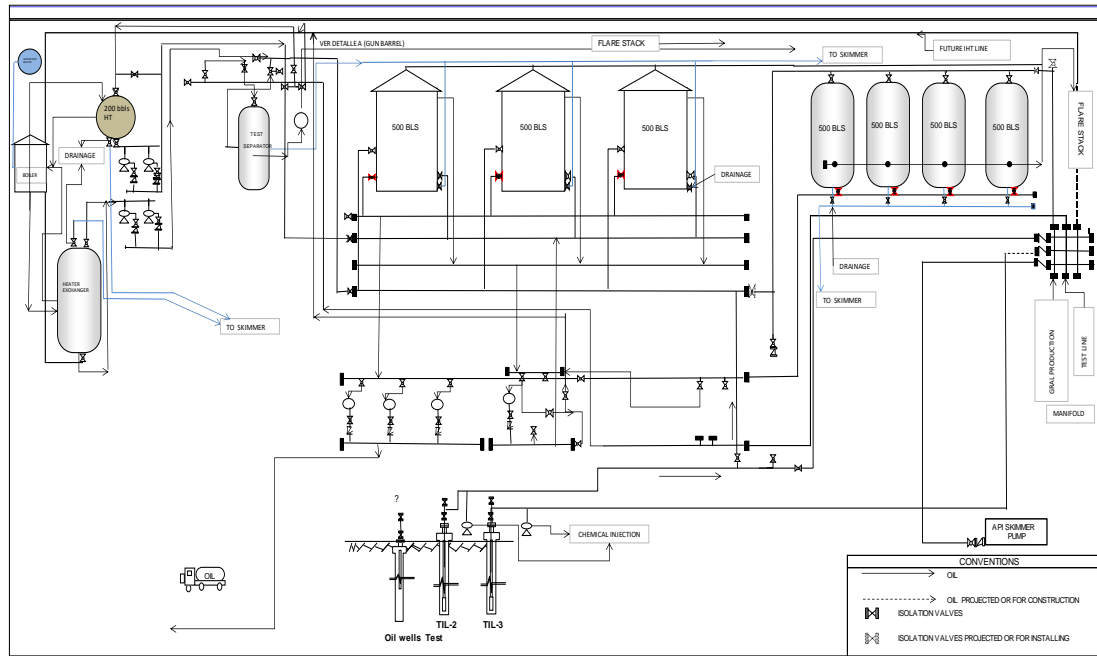
Los pozos se prueban independientemente. Una vez probado el pozo, se determina su potencial de producción, al igual que la calidad, y se reporta en el cuadro de pruebas de los pozos.

La calidad del crudo se determina con los procedimientos aprobados por la norma ASTM con el fin de asegurar la comercialidad y la fiscalización en los tanques.

El agua de drenaje de los tanques es enviada al separador API, para removerle la mayor cantidad de grasas y trazas de aceite. El aceite recuperado en la caja API, es bombeado de nuevo hacia los tanques y el agua llega a una piscina de aguas residuales de donde es tomada y transportada en carro tanques hasta la locación del pozo Rio Verde No.2.

Debido al contenido de gas, la producción del pozo Tilodirán No.3 pasa por el separador de pruebas, con el fin de manejar y medir el gas para utilizarlo en la Caldera de 50 HP y el remanente, quemarlo en la Tea. Un porta-orificios Daniel de 3" con un Registrador de carta circular para presión estática, diferencial y temperatura, para calcular el volumen de gas producido se encuentran ubicados en la salida de gas del separador. La Figura 22, muestra el esquema de las Facilidades de Producción del Campo Tilodirán.

Figura 22. Facilidades de Producción Campo Tilodirán 2015 a septiembre de 2016.



Fuente: CEDCO IES 2015

4.1.2 Proceso septiembre de 2016- Febrero de 2019. La estación TILODIRÁN, se extiende en un área aproximada de 1.904,17 Ha, en su interior se encuentran distribuidas las diferentes áreas de proceso e instalaciones físicas, tales como área de proceso y tratamiento de fluidos de producción, área de proceso y tratamiento de gas de producción, área de tratamiento e inyección de agua residual y área de generación eléctrica.

A continuación, se detallan las áreas anteriormente mencionadas con cada uno de los equipos y/o componentes que la integran.

ÁREA DE PROCESO Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN

Es el área en la cual se lleva a cabo el proceso de separación de agua, crudo y gas, está debidamente encerrada en diques de concreto que la aíslan de las áreas de vegetación que rodean la locación. Los equipos que forman parte de esta área son:

- Dos separadores horizontales trifásicos (crudo-agua-gas), uno para línea general y otro para línea de prueba, los cuales actualmente solo funcionan como separadores bifásicos debido a un problema en el diseño interno
- Un tratador térmico vertical de 200 barriles, usado para romper emulsiones difíciles de tratar con productos químicos
- Una caldera de 50 BHP utilizada para calentamiento del agua que se circula al tratador térmico
- Un tanque de almacenamiento de agua de 4200 galones que se utiliza como suministro de agua a la caldera
- Manifold y líneas de producción desde cabeza de pozo (Tilodirán 2 y Tilodirán 3) hasta la estación, líneas de inyección de agua residual (ARI) entre la locación del pozo Tilodirán 2 y cabeza del pozo Tilodirán-1, líneas de flujo de transferencia entre tanques, líneas de flujo de despacho desde tanques hacia el cargadero
- Dos compresores de aire (Compresor Ingersoll y Compresor PUZKA 5HP) utilizados para abastecer el sistema de instrumentación de la estación
- Siete (7) tanques de almacenamiento de 500 barriles (3 tanques verticales y 4 tanques horizontales)
- Dos (2) tanques de almacenamiento de 2000 barriles
- Bombas de transferencia entre tanques
- Bombas de despacho de crudo

OPERACIÓN GENERAL DE LA ESTACIÓN PROCESO Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN

El fluido producido en cabeza de los pozos del campo se concentra en el manifold de producción de dónde se direcciona hacia el separador general; en el separador se da la separación del gas y el fluido (agua + crudo), la salida de fluido queda conectada hacia uno de los dos tanque de 2000 barriles en donde se recibe por un periodo de 8 horas, luego de este tiempo se cierra y se hace cambio de tanque; al tanque que se cerró se le da 1 hora de reposo y 5 horas de drenaje; la salida de gas del separador se queda conectada hacia la planta de tratamiento de gas.

ÁREA DE PROCESO Y TRATAMIENTO DE GAS PRODUCIDO

El tratamiento del gas producido en la estación TILODIRÁN inicia luego de la separación del gas en el separador principal de la estación, de donde es direccionado hacia la planta de tratamiento conformada por los siguientes equipos:

Planta MTG de septiembre de 2016 a enero de 2018

- Separador Trifásico Horizontal 150 BOPD, 80 BWPD, 1 MMSCFD
- Chiller Trane Capacidad 71,9 KW
- Intercambiador de calor ANSI 150, Caudal de Agua 150 GPM
- Bombas centrifugas de recirculación (agua+glicol) 120 GPM, máxima presión diferencial 50 psi con motor de 5 HP
- Bombas centrifugas de transferencia de crudo liviano hacia la facilidad de producción
- Tanque 200 barriles de capacidad para almacenamiento de condensados
- Scrubber principal 32", utilizado para almacenamiento y contención del gas deshidratado y como pulmón principal para el sistema de generación a gas.
- Una Tea, utilizada para quemar el gas que no se utiliza en la estación

Planta MTG de enero de 2018 a Febrero de 2019 (actualidad)

- Aero enfriador 15 hp
- Intercambiador gas-gas. (Regenerador)
- Intercambiador gas –liquido
- Unidad Condensadora 15HP
- Evaporador refrigerante –agua / Glycol. 12 Ton
- Bomba y tanque de agua (30% glycol)
- Separador trifásico
- Bombas centrifugas de transferencia de crudo liviano hacia la facilidad de producción.
- Tanque 200 barriles de capacidad para almacenamiento de condensados.
- Scrubber principal 32”, utilizado para almacenamiento y contención del gas deshidratado y como pulmón principal para el sistema de generación a gas.
- Una Tea, utilizada para quemar el gas que no se utiliza en la estación.

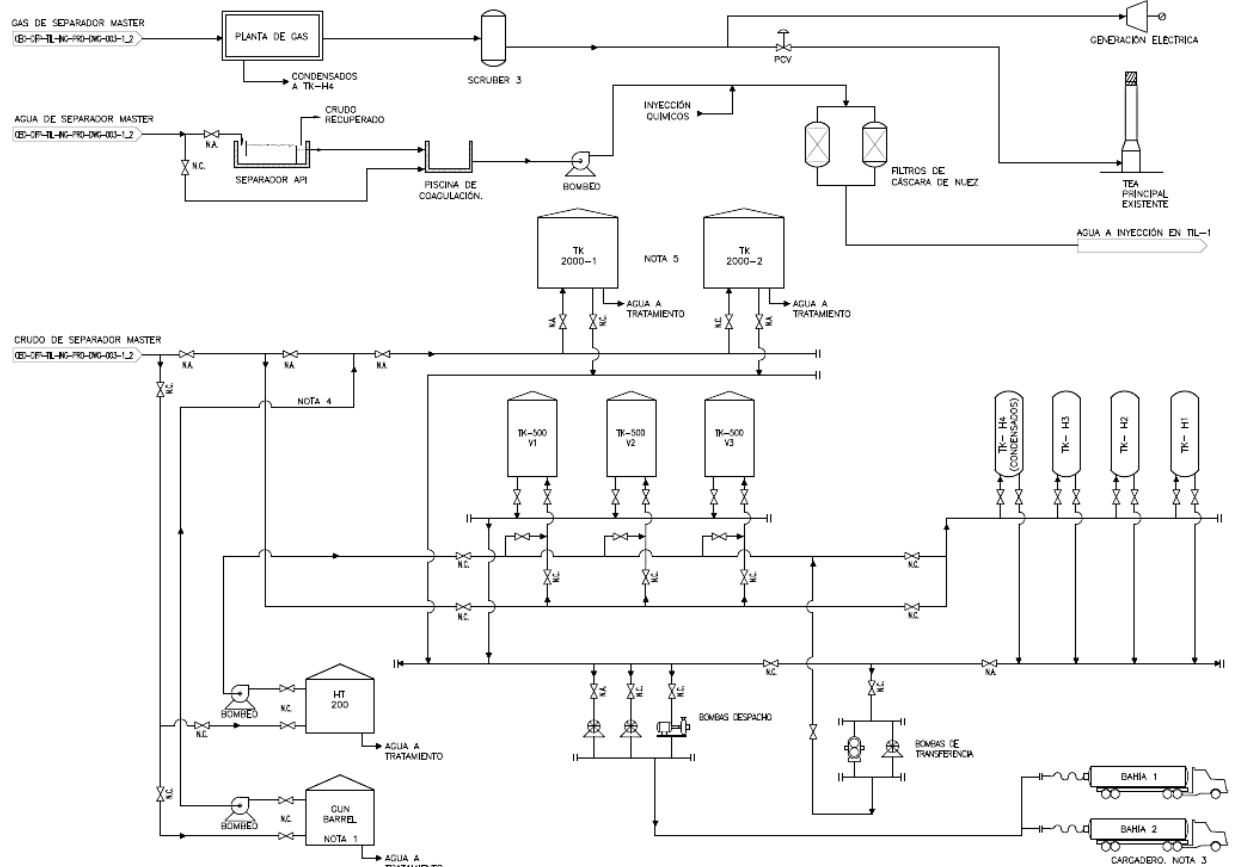
Proceso y Tratamiento del Gas Producido

El proceso de tratamiento del gas inicia en el separador General de la estación a donde llega la producción diariamente, de allí la salida de gas húmedo está conectada con el módulo de tratamiento de gas. El módulo de tratamiento de gas consiste en el enfriamiento de una corriente de gas utilizando un Chiller con refrigerante (Monoetilen Glicol) que enfría una corriente de agua en un circuito cerrado, después esta misma corriente de agua interactúa en el intercambiador de calor con la corriente de gas logrando disminuir la temperatura del gas hasta condensar los hidrocarburos presentes en el gas. Después de este enfriamiento, el gas se direcciona hacia un separador trifásico donde se separa el gas seco, el

agua y el condensado; la salida de condensados del separador está conectada con un tanque de 200 barriles para almacenamiento de los mismos, la salida de agua está conectada con el sistema de drenaje de los tanques de producción y la salida de gas está conectada con el Scrubber de 32" principal.

La Figura 23 muestra el esquema de las Facilidades de Producción del Campo Tilodirán.

Figura 23. Facilidades de Producción Campo Tilodirán septiembre de 2016 – febrero de 2019 con MTG.



Fuente: CEDCO IES 2016 - 2017

4.1.3 Resumen técnico. Durante el proceso de crecimiento del Campo Tilodirán y con el fin de aprovechar mejor los recursos entregados por los pozos en producción del campo, se realizaron mejoras técnicas a nivel de facilidades de producción y específicamente al sistema de gas de la estación obteniendo los siguientes resultados:

Se mejora el proceso de quema del gas, pasando de quemar el 100% de gas producido por medio de equipos obsoletos a contar con equipos de tratamiento de gas para la recuperación de condensado (aprovechando este condensado para la mejora del °API del crudo producido), entregan un gas seco el cual se aprovecha en buena proporción para la generación eléctrica del campo con equipos propios adquiridos por CEDCO disminuyendo el gasto del consumo de combustible diésel y mejorando la eficiencia eléctrica del campo contando con equipos confiables y así evitando pérdidas de producción no programadas por paradas en el suministro en generación eléctrica.

Adicional al entregar un gas seco libre de hidrocarburos se logra que el gas excedente el cual es quemado por sistema de tea, tenga características que representa una disminución en agentes contaminantes a la atmósfera.

4.2 BALANCE ECONÓMICO

Con la implementación de la planta de recuperación de condensados y la puesta en marcha de la generación eléctrica a gas del campo Tilodirán, CEDCO obtiene los siguientes ahorros:

AHORRO POR RECUPERACION DE CONDENSADOS

Realizando un balance general, entre ambas alternativas de MTG instalados, se obtiene la rentabilidad indicada en la tabla 17, tomando únicamente el precio comercial del condensado bajo el valor recuperado neto.

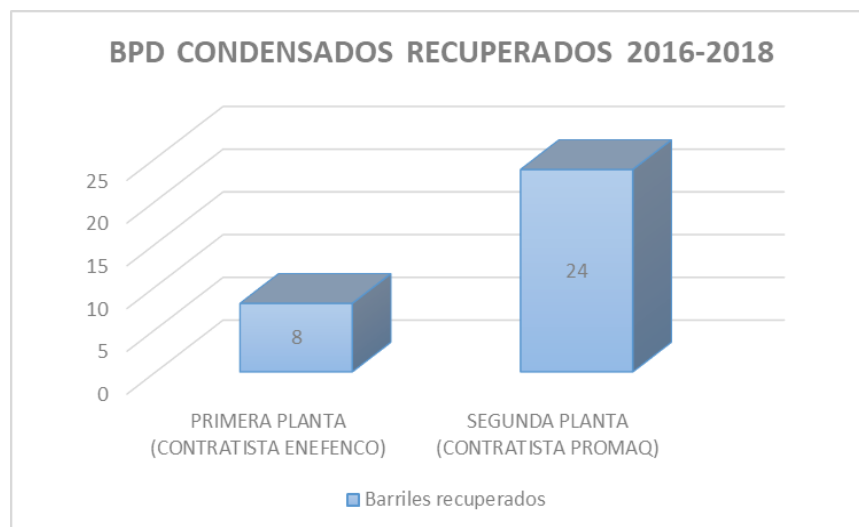
Tabla 17. Balance económico dos alternativas MTG implementadas en la Estación Tilodirán

	PRIMERA PLANTA (CONTRATISTA ENEFENCO)	SEGUNDA PLANTA (CONTRATISTA PROMAQ)
Costo alquiler planta (USD/MES)	10.000	10.000
Gas tratado (KSCFD)	980	980
BPD Condensados recuperados	6	25
Precio del barril USD	62	62
Ingresos USD/Mes	11.160	46.500
Ingresos USD/año	133.920	558.000

Fuente: Elaboración propia

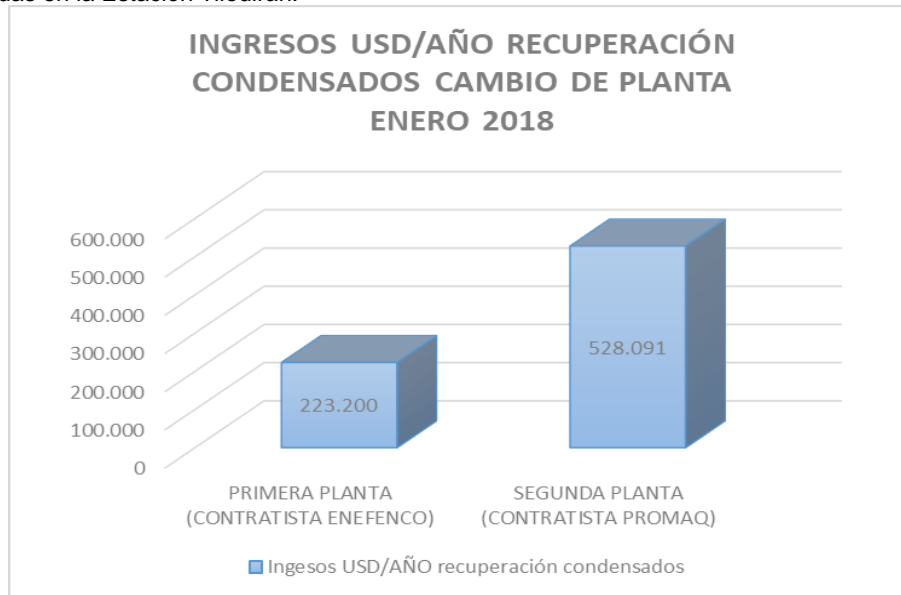
Los anteriores resultados se detallan gráficamente en las figuras 24 y 25.

Figura 24. Comparativo BPD condensados recuperados con dos alternativas de MTG implementadas en la Estación Tilodirán



Fuente: Elaboración propia

Figura 25. Comparativo ingresos anuales recuperación de condensados con dos alternativas de MTG implementadas en la Estación Tilodirán.



Fuente: Elaboración propia

El ahorro se asume por la reducción en barriles diarios de diluyente que CEDCO debía comprar con el fin de cumplir la calidad exigida para la venta de hidrocarburos producidos; este ahorro fue de USD 74,235 en el periodo de septiembre de 2016 a diciembre de 2017 de implementación del primer MTG piloto, ver tabla 18.

Tabla 18. Tabla ahorro recuperación de condensados septiembre de 2016 - diciembre de 2017

Well Bopd	API	S.G.	Mezcla Cond.	Mezcla Sin Cond	
Tilodiran-2	17,8	0,95	263	263	
Tilodiran-3	17,8	0,95	467	467	
Tilodiran-5	17,8	0,95	68	68	
Estero-1	13,9	0,97	101	101	
Condensado	69,0	0,71	8		
*API NAFTA COMERCIAL	51				
TOTAL CEDCO			907	899	
API CEDCO		*API	17,7	17,4	
CALIDAD REQUERIDA CEDCO		*API	18,0	18,0	DIFERENCIA
REQUERIMIENTO DE LIVIANO	Bopd		11	22	11

TARIFA DE DESCUENTO	USD 1,5	BOPD	11
PRECIO /BARRIL TRANSPORTE DE YOPAL A PALOBLA	USD 1,7	BOPM	330
PRECIO /BARRIL BRENT 2016	USD 45	Brent - \$1,5+Trucking	USD 14.949
		Vr alquiler/mes Planta Condensado	USD 10.000
		Effect	USD 4.949
		Año septiembre 2016 - diciembre 2017	USD 74.235

Fuente: Elaboración propia

En el año 2018 se incrementó el número de pozos de producción (Tilodirán 7, Tilodirán 11, Tilodirán 4, Boral 1, Marsupial 1, Canacabare 2, Iterbio 1, Los Hatos 1) en el área, por tanto el beneficio de la instalación de la segunda planta MTG (mejorada) se demuestra en la tabla 19.

Tabla 19. Tabla ahorro recuperación de condensados enero de 2018 a diciembre de 2018

Well Bopd	API	S.G.	Mezcla Cond.	Mezcla Sin Cond	
Tilodiran-2	17,80	0,95	114	114	
Tilodiran-3	17,80	0,95	348	348	
Tilodiran-5	17,80	0,95	433	433	
Tilodiran-7	17,80	0,95	378	378	
Tilodiran-11	17,80	0,95	539	539	
Tilodiran-4	19,00	0,94	121	121	
Boral-1	13,00	0,98	224	224	
Marsupial-1	14,80	0,97	35	35	
Estero-1	13,90	0,97	82	82	
Canacabare-2	23,80	0,91	343	343	
Iterbio-1	26,80	0,89	58	58	
Los Hatos-1	30,80	0,87	46	46	
Condensado	67,00	0,71	24	-	
TOTAL CEDCO			2.746	2.722	
API CEDCO		°API	18,7	18,4	
CALIDAD REQUERIDA CEDCO		°API	19,5	19,5	DIFERENCIA
REQUERIMIENTO DE LIVIANO	Bopd	51,00	83	116	33

TASA DE DESCUENTO CRUDO FLOREÑA 2018	USD 1,5	BOPD	33
PRECIO /BARRIL TRANSPORTE DE YOPAL A PALOBLANCO	USD 1,7	BOPM	984
PRECIO /BARRIL BRENT 2018	USD 62	Brent - \$1,5+Trucking	USD 61.209
		Planta Condensado	USD 10.000
		Effect	USD 51.209
		Año	USD 614.502

Fuente: Elaboración propia

Se evidencia una reducción en barriles diarios de diluyente que CEDCO debía comprar con el fin de cumplir la calidad exigida para la venta de hidrocarburos producidos, la cual da una ganancia de USD 614,502 en recuperación de condensados para el año 2018 con la implementación de mejora del MTG piloto. A continuación, en la tabla 20 se condensa el ahorro obtenido en la implementación de los módulos de tratamiento de gas.

Tabla 20. Comparativo ahorro económico implementación 1er y 2do MTG

	1er MTG Periodo sep 2016- dic 2017	2do MTG Periodo 2018 -Actualidad
Pozos productores	Tilodirán 2, Tilodirán 3, Tilodirán 5, Estero 1	Tilodirán 2, Tilodirán 3, Tilodirán 5, Tilodirán 7, Tilodirán 4, Boral 1, Marsupial 1, Estero 1, Canacabare 2, Iterbio 1, Hatos 1
Barriles de condensados recuperados	8	24
Ahorro en requerimiento de crudo liviano	USD 74,235	USD 614,202

Fuente: Elaboración propia

AHORRO POR GENERACIÓN ELÉCTRICA

Antes de la implementación del piloto de recuperación de condensados (se implementó en el año 2016) y generación eléctrica con gas de producción, el campo Tilodirán tenía un costo por generación de USD 926,233 al año por el uso y/o servicio de generadores diésel propiedad de la empresa, como se muestra en la tabla 21.

Tabla 21. Costo Generación Estación Tilodirán antes de plan piloto

DESCRIPCIÓN	CANT	VALOR	COSTO DÍA	COSTO MES	COSTO AÑO
Consumo coesgen GL	573	USD 2,1	USD 1.194	35.807	429.681
Mantenimiento equipos generación	1	USD 1.379	USD 1.379	41.379	496.552
TOTAL			USD 2.573	USD 77.186	USD 926.233

Fuente: Elaboración propia

Posterior a la implementación de la planta de condensados (MTG) y el inicio de piloto de generación a gas, CEDCO alquila un generador a gas natural de 500 KVA y otro a GN de 350 KVA para suplir la necesidad eléctrica, con ello se retira el consumo de Coesgen (Diesel) en el campo generando así un ahorro de USD 435,133 al año, teniendo como información de costo de generación para antes y después de la implementación del piloto (septiembre de 2016 - septiembre de 2017) el mostrado en la tabla 21.

Tabla 22. Costo generación Estación Tilodirán después de implementar plan piloto 2016

DESCRIPCIÓN	CANT	VALOR	COSTO DÍA	COSTO MES	COSTO AÑO
Alquiler equipos Generación 500 kva	1	USD 593	USD 593	USD 17.790	USD 213.480
Alquiler equipos Generación 350 kva	1	USD 417	USD 417	USD 12.510	USD 150.120
Alquiler MTG	1	USD 354	USD 354	USD 10.625	USD 127.500
TOTAL			USD 1.010	USD 30.300	USD 491.100

Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta los costos por el alquiler de los equipos de generación donde los equipos generadores se pagaban por sí solos, CEDCO toma la decisión en el año 2017 de comprar un generador a GN de 500 KVa con motor Waukesha por un valor de USD 295.000 y otro en el año 2018 de 1,2 MW por un valor de USD 1.001.400 (asociado al aumento de la producción y a la perforación de nuevos pozos).

Una de las formas de conocer el valor de KW/hr antes y después de la implementación del MTG, es teniendo en cuenta valor de alquiler en el mercado de generadores diésel y generadores a GN para la necesidad energética (aprox. 800 KW/hr) de la Estación Tilodirán en 2016. Estos costos de generación, se evidencian en detalle en la tabla 23.

Tabla 23. Costos de generación Estación Tilodirán (3 Escenarios)

COSTO GENERACIÓN CON GENERADOR ALQUILADO DIESEL			
31 AGOSTO 2016	Día	COSTO COP\$	COSTO TOTAL
Alquiler CONTRATISTA Generador Diesel 1MW	1	\$ 850.000	\$ 850.000
Consumo Combustible	695	\$ 6.338	\$ 4.404.910
	Total Costo diario		\$ 5.254.910
	Costo KW/hr		\$ 410

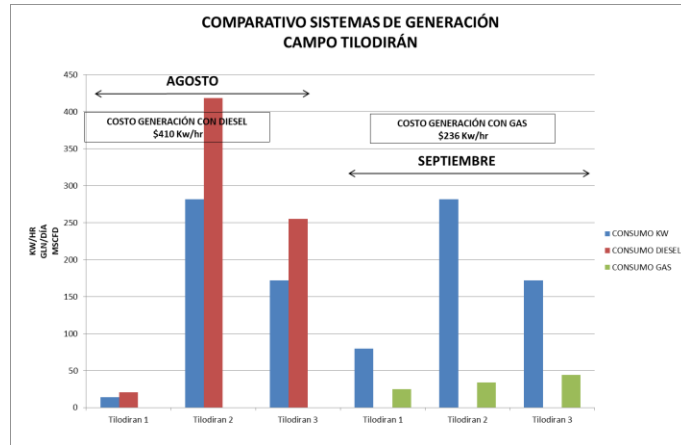
COSTO GENERACIÓN CON GAS INCLUYENDO PLANTA DE GAS			
14 SEPTIEMBRE 2016	Día	COSTO COP\$	COSTO TOTAL
Alquiler Gen Gas 500Kw	1	\$ 1.780.000	\$ 1.780.000
Alquiler Gen Gas 350Kw	1	\$ 1.250.000	\$ 1.250.000
Módulo Gas	1	\$ 1.062.500	\$ 1.062.500
	Total Costo diario		\$ 4.092.500
	Costo KW/hr		\$ 319

COSTO GENERACIÓN CON GAS NATURAL			
14 SEPTIEMBRE 2016	Día	COSTO COP\$	COSTO TOTAL
Alquiler Gen Gas 500Kw	1	\$ 1.780.000	\$ 1.780.000
Alquiler Gen Gas 350Kw	1	\$ 1.250.000	\$ 1.250.000
	Total Costo diario		\$ 3.030.000
	Costo KW/hr		\$ 236

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 26 se muestran los costos de generación (KW/hr) antes y después de implementar el plan piloto:

Figura 26. Comparativo costos de generación con Diesel Vs. Gas natural año 2016



Fuente: Elaboración propia

Se presenta un ahorro por KW/hr de COP\$ 174, al generar eléctricamente con GN en vez de diésel o su sustituto.

Tomando lo anterior como base, para el año 2018, CEDCO se ahorró USD 1.125.550 por generar eléctricamente con el gas producido en el campo Tilodirán.

$$1656 \text{ KW/hr} * \$236 \text{ KW /hr} = \$390,816 \text{ KW/hr}$$

$$\$390,816 \text{ KW/hr} * 24\text{h} * 30\text{días} * 12 \text{ meses} /3000 \text{ (TRM media 2018)} = \text{USD } 1,125,550$$

4.3 BALANCE AMBIENTAL

Con el fin de dar cumplimiento a los requerimientos expuestos en el Numeral 6, del Artículo séptimo de la Resolución 2211 del 30 de diciembre del 2005 (modificada por la Resolución 0984 del 28 de mayo de 2009) la cual otorga licencia ambiental global al proyecto “Explotación y desarrollo del Campo Río Verde”, emitida por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT) hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO., realiza de manera anual un monitoreo de

calidad del aire en tres (3) puntos localizados en el área de influencia del Pozo Tilodirán 2, determinando las concentraciones de material particulado (PST y PM10), Dióxido de Nitrógeno (NO₂) y, Dióxido de Azufre (SO₂) con muestreos diarios de 24 horas tal como lo establece la normatividad colombiana.

De acuerdo a lo anterior, y con el fin de verificar los beneficios generados por el aprovechamiento de condensados para la autogeneración de energía de la estación, se realizó una comparación de los resultados obtenidos en los monitoreos realizados en agosto del año 2016 y en marzo del año 2017 en la estación Rio Verde de los cuales podemos verificar en la tabla 24.

Tabla 24. Resultados comparativos monitoreo calidad de aire Estación Tilodirán

	Agosto de 2016	Marzo de 2017
PM10	73 ug/m ³	36 ug/m ³
SOx	35 ug/m ³	1 ug/m ³
NOx	26ug/m ³	0,12 ug/m ³

Fuente: Informe monitoreo calidad del aire MCS 2016-2017 Estación Tilodirán

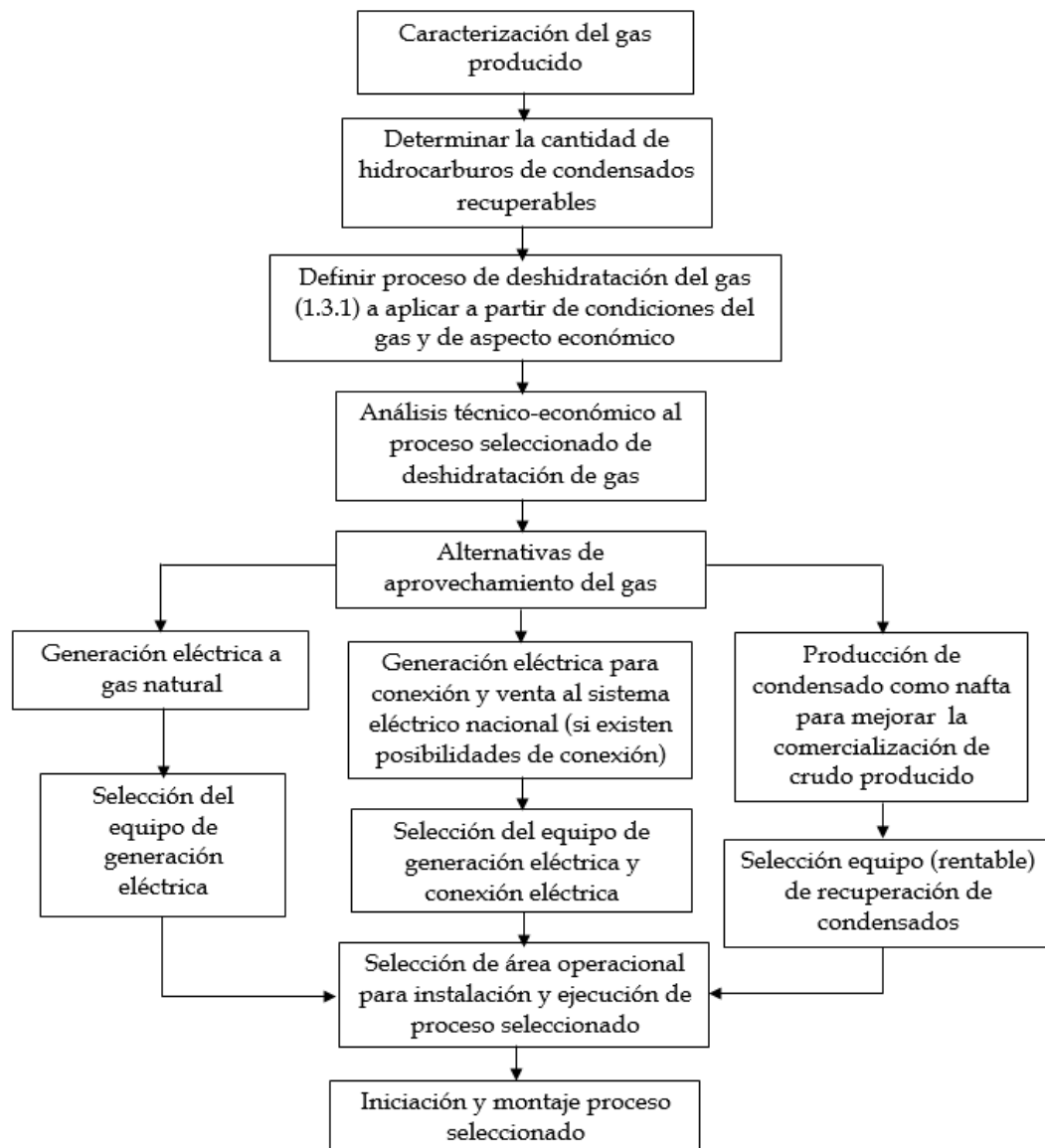
Como se puede evidenciar en el año 2016 se generaba energía a través del Diesel el cual contiene cientos de compuestos químicos emitidos en fase gaseosa o fase particulada sus principales productos gaseosos son dióxido de carbono (CO₂), oxígeno, monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre y los óxidos de nitrógeno (NO_x), principales Gases Efecto Invernadero que son los gases que se acumulan en la atmósfera de la Tierra y que son capaces de absorber la radiación infrarroja del Sol, aumentando y reteniendo el calor en la atmósfera

El aprovechamiento de los condensados del Gas presentó ventajas desde el punto de vista ambiental teniendo en cuenta que el gas natural es un combustible que emite menos del 80 % del CO₂, no emite partículas en su combustión (PM10) que en nuestro caso redujo aproximadamente un 52% así mismo contribuyó a reducir las emisiones de óxido de nitrógeno (NO_x) y óxidos de azufre (SO_x) que por fotólisis forman el ozono a nivel del suelo, el ingrediente principal del smog, hasta en un 95% y que son los principales componentes para la generación de lluvia ácida.

5.METODOLOGÍA SOBRE ALTERNATIVAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS

A partir de las experiencias y resultados alcanzados en el campo Tilodirán sobre el aprovechamiento del gas natural producido en el mismo campo, se plantea una metodología en la figura 27, sobre las diferentes alternativas para el aprovechamiento del gas para ser aplicada en campos de producción de petróleos de la empresa CEDCO y de otras empresas.

Figura 27. Metodología sobre alternativas del aprovechamiento del gas



Fuente: Elaboración propia

Caracterización del gas producido: Se efectuará un análisis de laboratorio certificado con equipos calibrados para determinar qué tipo de gas se produce en el campo a analizar.

Determinar la cantidad de hidrocarburos de condensados recuperables: La cantidad de hidrocarburos de condensados recuperables se hallará según: la calidad del gas producido (temperatura y presión del gas), el contenido de agua del gas (que se determina a partir de la curva Water content of hydrocarbon gas. GPSA Cap. 20), la constante tomada del GPSA que corresponde al número de galones que se obtienen al condensar un mol de cada componente (Ver figura 23.2 cont'd, Physical Constants GPSA) y todos los valores de la cromatografía del gas; se realiza una serie de cálculos para cada uno de los componentes (como se explica de manera detallada en el capítulo “Caracterizar el gas producido en el campo Tilodirán identificando el potencial de condensados y especificaciones de consumo para la generación de energía” de esta tesis y ajustando el porcentaje de recuperación de condensados típicamente para nafta (C5+) 80 al 90%, se obtiene un aproximado de los barriles de nafta recuperables.

Definir proceso de tratamiento del gas a aplicar: Se selecciona el proceso que mejor se adapte a las condiciones técnicas y económicas para su ejecución. Se desarrolla un software de procesos (HYSYS) para poder determinar los equipos de proceso necesarios, con corridas de simulaciones varias indicando las condiciones de entrada y lo que se espera obtener.

Análisis técnico-económico al proceso seleccionado de deshidratación de gas: Se evalúa la factibilidad económica del proceso seleccionado técnicamente para su posterior presentación a la dirección de la empresa, ejecución y puesta en marcha.

Generación eléctrica a gas natural: para cumplir las necesidades eléctricas parciales o totales del campo.

Generación eléctrica para conexión y venta al sistema eléctrico nacional (si existen posibilidades de conexión): La energía producida por este sistema se conecta al sistema eléctrico nacional y a través de ella, se vende o comercializa al mejor postor.

Producción de condensado como nafta para mejorar el transporte y la comercialización de crudo producido: Mejorando condiciones de calidad, °API y viscosidad.

Selección del equipo de generación eléctrica a gas natural: Se busca en el mercado cuál es el generador que mejor se adapta a las condiciones del gas producido por el campo.

Selección de equipo (rentable) de generación de condensados: Se busca en el mercado cuál es el mejor equipo (técnica y económicamente) según el proceso que mejor aplique para las condiciones de extracción de condensados en campo.

Selección de área operacional para instalación y ejecución de proceso seleccionado: Se debe revisar de las áreas disponibles en la Estación donde se instalará el módulo de tratamiento de gas seleccionado, cuál es la mejor área dónde técnica y económicamente se puede realizar este proceso, cumpliendo con las áreas de seguridad establecidas y sin poner en riesgo el proceso de producción de la estación, ni el proceso de recuperación de condensados, que quede dentro de la cobertura de monitoreo y control del sistema contra incendio y de control de derrame de la Estación.

Iniciación y montaje proceso seleccionado: Desarrollar un plan de trabajo ejecutable bajo las variables tiempo y costo.

6.CONCLUSIONES

- ✓ Se realizó la caracterización del gas producido en el campo Tilodirán en la que se identificó inicialmente un potencial de recuperación de condensados de 6,8 BPD, para el cual se realizó la implementación de un piloto instalando un Módulo de Tratamiento de Gas (MTG).
- ✓ Se plantearon, revisaron y simularon las alternativas para la separación de condensados utilizando el software especializado HYSYS, seleccionando la refrigeración simple como la mejor opción económica y técnica, la cual fue luego implementada en el campo Tilodirán.
- ✓ Se realizó la evaluación del uso de condensados del gas como diluyente del crudo pesado producido en el campo, con lo que se logró mejorar la viscosidad y °API para la comercialización y generando la recuperación de 8 barriles diarios en promedio desde septiembre de 2016 hasta el 2 enero de 2018, y de 23,70 barriles promedio del 3 de enero de 2018 a febrero de 2019 por una mejora ejecutada en la planta, la cual consistió principalmente en el cambio del chiller para disminuir la temperatura de enfriamiento a 45°F, se cambió el intercambiador de calor de un monofásico (gas-gas) a un bifásico (gas-gas y gas-líquido) y se aumentó la presión de entrada al MTG de 30 a 50-55 psi con la instalación de una válvula de control.
- ✓ Se realizó un balance técnico, económico y ambiental del aprovechamiento del gas del campo, en el que se implementó la generación eléctrica del campo implementando el gas natural producido, beneficiando el medio ambiente por la disminución de las emisiones a la atmósfera en un 60% de CO₂ NO_x y SO_x. Se presentó un beneficio económico para CEDCO al implementar el MTG para la extracción de condensados USD 74,235 para el periodo comprendido entre septiembre de 2016 y diciembre de 2017 y de USD 614,502 para el periodo entre enero 2018 y diciembre de 2018, en la generación eléctrica con el gas seco producido en el campo se logró un ahorro de USD 435,133 para el año 2016 con la implementación de generadores a gas natural alquilados; para el año 2017 la compañía, realizó la adquisición de un generador de 500 KVA debido al aumento de

producción de gas y para el año 2018, se realiza la adquisición de 1,2MW en razón al aumento de consumo eléctrico de la Estación y de los nuevos pozos perforados, por tal razón el monto de ahorro por la compra de los equipos propios de CEDCO y la disminución en resta se verá reflejado en el año 2019.

- ✓ Se estructuró una metodología con alternativas de aprovechamiento del gas para aplicación en el campo Tilodirán y puede servir de base para estudios similares en otros campos maduros en Colombia.

7.RECOMENDACIONES

- ✓ Aumentar la producción de gas a valores mayores a 2,5 MMSCFD a través de la perforación de nuevos pozos y/o abrir nuevas formaciones productoras de gas en el campo Tilodirán, para poder instalar el sistema de turbo expansión (Joule-Thompson) utilizando unidades de compresión o módulo MTG que ayudarían a extraer unas mayores concentraciones de condensados, beneficiando económicamente a CEDCO en la comercialización de sus crudos de baja calidad (14°API).

- ✓ Implementar este tipo de proyecto piloto de aprovechamiento del gas natural en todos los campos de la empresa donde se tengan producción suficiente de gas natural que abastezca la necesidad de suministro eléctrico de ese campo como es el caso de la Estación Boral.

- ✓ Realizar los estudios de prefactibilidad técnica y económica para suministrar gas natural a través de tubería plástica y/o gasoductos virtuales para poder abastecer las necesidades eléctricas de esas áreas aledañas a los campos donde se está produciendo gas natural, como el caso del pozo Boral 1 donde se genera con generador Diesel y que se encuentra a 700 m de distancia de la Estación Boral.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca llanos Orientales Integración geológica de la digitación y análisis de núcleos, 2012.

ARNOLD,K.,STEWART ,M., Design of Oil Handling Systems and Facilities, Surface Productions Operations Volumen 2, 2da Edición, Gulf Publishing, Houston, Texas, 1999.

CAMPBELL, Jhon y otros. Technical Assistance Service for Design, Operation and Maintenance of Gas Plants. 2003.

COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO. Informe ejecutivo semestral 2015. Santafé de Bogotá D.C., 2015.

COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO. Informe ejecutivo semestral 2016. Bogotá D.C., 2016.

CORE LABORATORIES. Compositional analysis of campo Estación Tilodirán 2, Bogotá D.C., 2016-2017.

DUARTE, C. E. R., AMAYA, M. J. M., GUERRA, R. F., & VALDERRAMA, J. G. C. Uso integral del gas de los campos del Putumayo para recuperación de condensados y autogeneración. 2010.

ENEFENCO. Propuesta por módulo de recuperación de condensados y generación de energía eléctrica para el campo Tilodirán. Bogotá D.C., 2016.

GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASOCIATION. The GPSA Engineering Data Book. 12 Ed. Tulsa, Oklahoma, 2004.

GENERAL ELECTRIC COMPANY. Technical Instruction: TA 1000-0300 Fuel gas quality-natural, associated petroleum, bio and landfill gas, 2011.

GENERAL ELECTRIC COMPANY. Data generate by EngCalc program Version 3.8 “Cedco- Tilodirán NM 68.07”, Bogotá D.C., 2019.

KATZ, D.L. CORNELL, D., KOBAYASHI, R., & POETTMANN. F. H., Handbook of Natural Engineering, MacGraw - Hill ,1978.

MCS. Informe de monitoreo calidad del aire Estación Tilodirán 2016. , 2016.
MOKHATAB, S., POE, W., SPEIGHT, J., Handbook of natural Gas Transmission and Processing, 2006.

PEGSA. Simulación software Waukesha Knock Index v1.17 Cromatografía Estación Tilodirán, 2018.

PEREZ AGUDELO, H., POTOSI HERNANDEZ, O. J. Estudio técnico para optimizar la producción de condensados de las plantas de gas ventas en el CPF Cusiana, 2014.

PEREZ, Julio Cesar, Propiedades físicoquímicas y termodinámicas del gas natural, 2011.

PROMAQ. Propuesta unidad MTG para el campo Tilodirán. Bogotá D.C., 2018.

RODRIGUEZ GUERRERO, Luis Fernando; Análisis de alternativas para el aprovechamiento del gas producido en campo Guaduas, 2017.

SANABRIA GOMEZ, Erick Jonathan; Estudio de alternativas para el aprovechamiento del gas asociado a la producción de los pozos del campo Acordionero, 2017.

SANTOS, Nicolas, Diseño y operación de unidades de tratamiento y procesamiento del gas, Plantas de procesamiento de gas natural, 2011.

STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Gas Handling Systems and Facilities, Gulf Professional, Vol.2, Edición 3, 2014.

ZAMORA ZAMORA, Carlos Esteban; Metodología para el aprovechamiento del gas natural asociado en los llanos orientales, 2016.