EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE TRATAMIENTO Y PROCESAMIENTO EN SUPERFICIE PARA EL ACONDICIONAMIENTO DEL GAS NATURAL EN EL BLOQUE GUAMA OPERADO POR PACIFIC STRATUS ENERGY

CESAR OMAR ORDOÑEZ RIBEROS
DEIBER ALFONSO GONZALEZ ACEVEDO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCRABUROS
BUCARAMANGA
2014

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE TRATAMIENTO Y PROCESAMIENTO EN SUPERFICIE PARA EL ACONDICIONAMIENTO DEL GAS NATURAL EN EL BLOQUE GUAMA OPERADO POR PACIFIC STRATUS ENERGY

CESAR OMAR ORDOÑEZ RIBEROS
DEIBER ALFONSO GONZALEZ ACEVEDO

PROYECTO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS

DIRECTOR
ING. HELENA MARGARITA RIBÓN BARRIOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCRABUROS
BUCARAMANGA
2014

AGRADECIMIENTOS

Nuestro más sincero agradecimiento a la Universidad Industrial de Santander (UIS) y en ella a todos los distinguidos docentes quienes con su profesionalismo y ética, marcaron cada etapa de nuestro camino universitario.

A nuestro Director, la Ing. Helena Margarita Ribón Barrios, quien ha sido la guía idónea durante todo el proceso que ha llevado la realización de este trabajo, por su tiempo brindado y ayuda con las asesorías y aclaración de dudas presentadas en la elaboración del mismo.

Al Ing. Nicolás Santos Santos, por su gran apoyo y motivación para la culminación de nuestros estudios profesionales, por su tiempo compartido y por impulsar el desarrollo de nuestra formación profesional.

Finalmente a todos aquellos que participaron directa o indirectamente en la elaboración de este trabajo.

¡A todos ellos, muchas gracias!

Cesar Omar Ordoñez y Deiber Gonzalez Acevedo

DEDICATORIA

A Dios, por darnos la oportunidad de vivir y por estar presente en cada paso que doy, por fortalecer nuestro corazón e iluminar nuestras mentes y por haber puesto en nuestro camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo este proceso de formación.

A nuestras esposas, quienes nos brindaron su amor, su estímulo y su apoyo constante. Su cariño, comprensión y paciente espera para que pudiera terminar este trabajo son evidencia de su gran amor.

A nuestros padres, no hay un día en el que no le agradezcamos, a Dios el haberme colocado entre ustedes, la fortuna más grande es tenerlos con nosotros y el tesoro más valioso son todos y cada uno de los valores que me inculcaron. Nuestro triunfo es el de ustedes.

Atentamente,

Cesar Omar Ordoñez / Deiber A. Gonzalez Acevedo

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN 14

1 OBJETIVOS 16

1.1 OBJETIVO GENERAL 16

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 16

2 ANTECEDENTES 17

2.1 LOCALIZACIÓN 17

2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA 19

2.3 ALCANCE DEL ESTUDIO 19

3 BASES Y PREMISAS 22

3.1 BASES GENERALES 22

4 MARCO CONCEPTUAL 29

4.1 GAS NATURAL 29

4.2 CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL 31

4.2.1 DE ACUERDO A SU COMPOSICIÓN 32

4.2.2 DE ACUERDO A SU LOCALIZACIÓN EN EL SUBSUELO 32

4.3 PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL 33

4.4 RECOBRO DE LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL (LGN´s) 35

4.5 DESCRIPCIÓN DE OPCIONES DE PROCESO 37

4.6 TECNOLOGÍAS EVALUADAS 37

4.6.1 REFRIGERACIÓN MECÁNICA 38

4.6.2 JOULE-THOMSON (JT) 40

4.6.3 MEMBRANAS PERMEABLES 42

4.6.4 TWISTER 44

5 SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS 47

5.1 PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO 47

5.1.1 CALIDAD DEL GAS NATURAL 47
5.1.2 VERIFICACIÓN DE LA CALIDAD DEL GAS NATURAL 50
5.1.3 GAS NATURAL POR FUERA DE LAS ESPECIFICACIONES DE CALIDAD 51
5.2 EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES DEL GAS POZO PEDERNALITO–1X 51
5.3 DISEÑO Y SIMULACIÓN SISTEMA DE REFRIGERACIÓN MECÁNICA 54
5.4 DISEÑO Y SIMULACIÓN SISTEMA JOULE-THOMSON (JT) 56
5.5 DISEÑO Y SIMULACIÓN SISTEMA DE MEMBRANAS PERMEABLES 58
5.6 DISEÑO Y SIMULACIÓN SISTEMA TWISTER 61
5.7 ANÁLISIS COMPARATIVO EN LA SEPARACIÓN DE LÍQUIDOS (LGN´s) 63
6 EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA 65
6.1 DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO 65
6.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL ESTUDIO 69
7. CONCLUSIONES 75
BIBLIOGRAFÍA 77

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización general Bloque Guama 17
Figura 2. Localización general Bloque Guama 18
Figura 3. Pronóstico de producción de gas 26
Figura 4. Pronóstico de producción de condensado 27
Figura 5. Diagrama de flujo para el procesamiento de gas 35
Figura 6. Diagrama de flujo de una planta de refrigeración mecánica 39
Figura 7. Diagrama de flujo de una planta de expansión JT 41
Figura 8. Proceso de separación con membranas permeables 43
Figura 9. Proceso de separación twister 45
Figura 10. Esquema twister 46
Figura 11. Diagrama de flujo sistema de refrigeración mecánica 54
Figura 12. Diagrama de flujo sistema de expansión por válvula JT 56
Figura 13. Diagrama de flujo sistema de membranas permeables 59
Figura 14. Diagrama de flujo sistema twister 62
Figura 15. Comparación de tecnologías propuestas 63
Figura 16. Flujo de caja acumulado @ 5 MMSCFD 69
Figura 17. Flujo de caja acumulado @ 10 MMSCFD 70
Figura 18. Flujo de caja acumulado @ 30 MMSCFD 71
Figura 19. Flujo de caja acumulado @ 50 MMSCFD 72
Figura 20. Flujo de caja acumulado @ 100 MMSCFD 73

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Especificaciones de calidad del gas natural 22
Tabla 2. Composición del pozo Pedernalito–1X.....23
Tabla 3. Propiedades calculadas del residuo (fracción pesada) 24
Tabla 4. Propiedades físicas del gas del pozo Pedernalito–1X.....24
Tabla 5. Caracterización del condensado pozo Pedernalito–1X 25
Tabla 6. Especificaciones de calidad del gas del pozo Pedernalito–1X 48
Tabla 7. Condiciones de entrada pozo Pedernalito-1X 52
Tabla 8. Verificación de azotropos pozo Pedernalito-1X.....53
Tabla 9. Operación de los equipos del sistema de refrigeración mecánica.....55
Tabla 10. Resultados obtenidos del sistema de refrigeración mecánica.....55
Tabla 11. Operación de los equipos del sistema válvula JT.....57
Tabla 12. Resultados obtenidos del sistema de expansión válvula JT.....58
Tabla 13. Operación de los equipos del sistema de membranas permeables 60
Tabla 14. Resultados obtenidos del sistema de membranas permeables.....61
Tabla 15. Resultados obtenidos del sistema twister.....62
Tabla 16. Factores para la Evaluación Económica 65
Tabla 17. Precios para el gas natural y sus derivados líquidos.....67
Tabla 18. Cálculo de los trabajadores de las plantas de proceso 67
Tabla 19. Resultados generales del VPN y la TIR 68
Tabla 20. Comparativo de tecnologías evaluadas.....74

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Refrigeración mecánica	Adjunto en el CD
ANEXO B. Membranas	Adjunto en el CD
ANEXO C. Válvulas JT	Adjunto en el CD
ANEXO D. Twister	Adjunto en el CD
ANEXO E. Análisis económico gas natural (COOR)	Adjunto en el CD

RESUMEN

TITULO:

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE TRATAMIENTO Y PROCESAMIENTO EN SUPERFICIE PARA EL ACONDICIONAMIENTO DEL GAS NATURAL EN EL BLOQUE GUAMA OPERADO POR PACIFIC STRATUS ENERGY.*

AUTOR: ORDOÑEZ Riberos, Cesar Omar / GONZALEZ Acevedo, Deiber Alfonso.**

PALABRAS CLAVES:

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA, TECNOLOGÍAS, TRATAMIENTO Y PROCESAMIENTO, ACONDICIONAMIENTO, GAS NATURAL.

DESCRIPCIÓN:

Los resultados y análisis del presente trabajo se basó en realización de dos tipos de evaluación, la primera en la realización de un análisis técnico de las diferentes alternativas en tecnologías para el tratamiento y procesamiento del gas natural, la segunda en la evaluación económica de cada una de las tecnologías seleccionadas involucrando tanto costos de operación como de capital.

Como primera instancia, se revisó toda la información técnica, cromatografías y demás información sobre la condición actual de los pozos objetivos de esta evaluación y posteriormente se analizaron los diferentes sistemas para el tratamiento y procesamiento de gas para cada uno de los caudales esperados de producción.

En cada caudal fue analizado los diferentes sistemas de tratamiento y procesamiento (control del punto de roció de hidrocarburos del gas natural), en función de su carga de entrada identificando todas las necesidades como equipos de compra, puesta en funcionamiento, operación y mantenimiento de los diferentes sistemas. Los sistemas evaluados en este estudio fueron: refrigeración mecánica, Joule-Thomson (Válvula JT), membranas permeables y Twister. Siendo esta última, la tecnología que presenta un mejor rendimiento y rentabilidad debido a que involucra la menor cantidad de equipos y la transformación del gas ocurre de manera física sin requerir procesos químicos. Estos aspectos que se ven reflejados en la evaluación económica y jerarquización de las tecnologías para el acondicionamiento del gas natural, permitiendo cumplir con las especificaciones de calidad del gas exigidas por el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

---

*Proyecto de Grado.

**Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ciencias Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: HELENA MARGARITA RIBÓN BARRIOS.

ABSTRACT

TITLE:

TECHNICAL AND FINANCIAL EVALUATION OF THE DIFFERENTS TECHNOLOGIES FOR THE TREATMENT AND PROCESSING OF NATURAL GAS CONDITIONING IN SURFACE IN THE GUAMA BLOCK OPERATED BY PACIFIC ENERGY STRATUS.*

AUTHOR:

ORDOÑEZ Riberos, Cesar Omar / GONZALEZ Acevedo, Deiber Alfonso.**

KEY WORDS:

TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION TECHNOLOGIES, TREATMENT AND PROCESSING, CONDITIONING, NATURAL GAS.

DESCRIPTIÓN:

The results and analysis of this work was based on two types of evaluations, the first one, in conducting a technical analysis of the various alternative technologies for the treatment and processing of natural gas, the second one, in the economic evaluation of each selected technologies involving both operating and capital costs.

As a first instance, all technical information such as gas chromatography and the current condition of the objectives wells of this evaluation was reviewed and subsequently the different treatment systems and gas processing were analyzed for each of the expected production flow.

Each flow was analyzed by the different treatment and processing systems (hydrocarbons dew point control from natural gas), based on their input load identifying all needs such as equipment purchase, commissioning, operation and maintenance of the different systems. The systems evaluated in this study were mechanic refrigeration, Joule-Thomson (JT valve) permeable, membranes and Twister. Being this last technology the one that has the better performance and profitability values because it involves the least amount of equipment and the gas processing occurs in a physically manner without requiring any chemical processes. These aspects are reflected in the economic evaluation and the technologies prioritization for the natural gas conditioning, enabling compliance with gas quality specifications required by the Natural Gas Transportation Unified Rules (TUR).

*Graduation Project.
**Universidad Industrial de Santander, Physicochemical Faculty, Petroleum Engineering School.
Director: HELENA MARGARITA RIBÓN BARRIOS.

INTRODUCCIÓN

Este informe presenta los resultados y análisis de simulaciones del proceso con el objetivo de adelantar las evaluaciones técnicas y económicas necesarias para seleccionar la tecnología más apropiada para el tratamiento y procesamiento del gas natural producido en el pozo Pedernalito-1X ubicado en el valle inferior del Magdalena, específicamente para el control del punto de rocío de los hidrocarburos asociados al gas y poder cumplir con los requerimientos de composición del gas establecidos por la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) en su Reglamento Único de Transporte de Gas Natural RUT.

Las tecnologías a utilizar se han concentrado principalmente las aplicadas en el país, siendo el objetivo comprobar los costos de inversión y operativos de cada sistema de acuerdo a las ventajas técnicas que presente cada una de ellas.

En el Capítulo II, se presentan los antecedentes del problema, surgiendo la necesidad de realizar una evaluación técnico–económica de las diferentes tecnologías para el tratamiento y procesamiento del gas natural que evite problemas a futuro por montajes de equipos o infraestructuras inadecuadas y la no recuperación de la inversión debido a los altos tiempos de recobro de la misma.

En el Capítulo III, se presentan la revisión de la información existente, cromatografía del gas a tratar y procesar.

En Capítulo IV se describe el marco conceptual a aplicar para todos los cálculos relacionados con el proyecto.

En Capítulo V, se incluye el diseño y simulación del proceso para cada una de las tecnologías, incluyendo las condiciones de operación, los equipos típicos para su funcionamiento y un análisis comparativo correspondiente a la separación de los líquidos del gas natural.

En Capítulo VI, se incluye la evaluación económica, teniendo en cuenta parámetros técnicos y operativos de las tecnologías anteriormente evaluadas. Incluyendo el análisis de resultados graficando el flujo de caja Vs. el tiempo.

En el Capítulo VII, se dan las principales recomendaciones para investigación y conclusiones correspondientes al estudio realizado.

Finalmente, en el Capítulo VIII se presentan las referencias bibliográficas utilizadas para la elaboración del estudio.

1 OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente las diferentes tecnologías de tratamiento y procesamiento en superficie para el acondicionamiento del gas natural en el Bloque Guama operado por Pacific Stratus Energy.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilar y analizar la información técnica relacionada con el comportamiento de presión, temperatura y caracterización de los fluidos de los pozos perforados en el Bloque Guama.

- Describir y analizar las diferentes tecnologías para el tratamiento (deshidratación y endulzamiento) y procesamiento (control del punto de roció de hidrocarburos) de gas natural.

- Evaluar técnicamente diferentes tecnologías de tratamiento y procesamiento del gas natural mediante simulación de procesos utilizando el Software Hysys.

- Seleccionar las tecnologías permitan alcanzar las especificaciones de calidad del gas exigidas por el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

- Evaluar económicamente las tecnologías seleccionadas y seleccionar la opción más favorable, mediante el análisis del monto de la inversión de capital, operación, mantenimiento y rentabilidad por venta de productos.

2 ANTECEDENTES

2.1 LOCALIZACIÓN

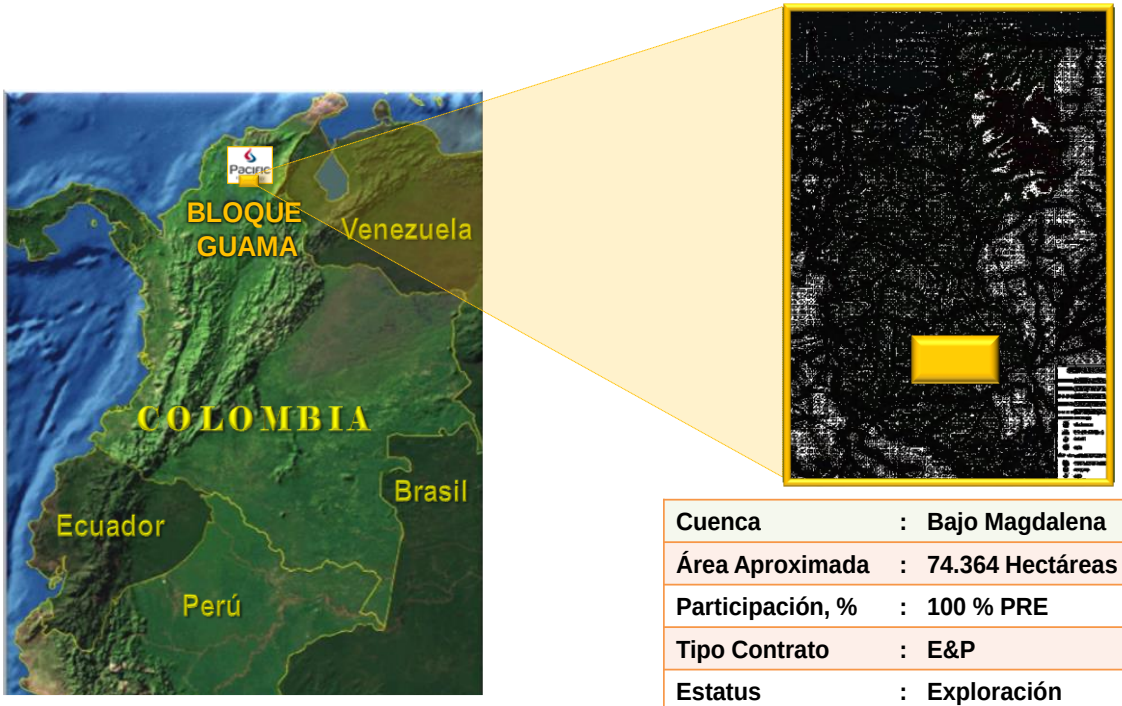
El campo Guanma operado por Pacific Stratus Energy (PSE), se encuentra ubicado en el departamento de Magdalena, más exactamente en el municipio Ariguani.

Figura 1. Localización general Bloque Guama

Fuente: Pacific Stratus Energy.

Actualmente el Bloque Guama cuenta con tres (3) pozos exploratorios y se tiene programado desarrollar un cuarto pozo en busca de nuevos volúmenes de gas que permitan desarrollar estrategias tanto técnica como económicamente viables en búsqueda del desarrollo del Bloque bajo un crecimiento sostenible y un balance para mantener la flexibilidad en el gasto de capital.

Figura 2. Localización general Bloque Guama



Cuenca	:	**Bajo Magdalena**
Área Aproximada	:	**74.364 Hectáreas**
Participación, %	:	**100 % PRE**
Tipo Contrato	:	**E&P**
Estatus	:	**Exploración**
Subsidiaria	:	**PSE Colombia**

Fuente: Pacific Stratus Energy.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Uno de los problemas esenciales que enfrenta la industria de gas natural en Colombia es el posible desabastecimiento de este recurso, por esta razón las compañías petroleras han incrementado la actividad exploratoria en búsqueda de nuevos yacimientos, como también en negocios o estrategias que permitan incrementar con un bajo riesgo el flujo de caja a través de proyectos de inversiones que garanticen ingresos y retorno total de la inversión en los primeros meses de operación.

Pacific Stratus Energy (PSE) continuando con sus planes de expansión, está buscando un posicionamiento en el mercado gasífero Colombiano con los campos o bloques que hasta la fecha no habían sido desarrollados por dicha compañía.

En la actualidad no se han desarrollado grandes proyectos o inversiones para la comercialización del gas en este bloque; sin embargo de acuerdo con los pronósticos de producción y reservas de gas según las pruebas iniciales realizadas en los pozos, se evidencia la presencia de un buen potencial de gas, surgiendo la necesidad de realizar una evaluación técnico–económica de las diferentes tecnologías para el tratamiento y procesamiento del gas natural que evite problemas a futuro por montajes de equipos o infraestructuras inadecuadas y la no recuperación de la inversión debido a los altos tiempos de recobro de la misma.

2.3 ALCANCE DEL ESTUDIO

El presente proyecto busca como primera instancia realizar un documento de consulta en donde se presente el procedimiento para evaluar técnica y económicamente diferentes tecnologías para el tratamiento y acondicionamiento del gas natural, mediante simulación de procesos que permitan realizar el dimensionamiento preliminar de las facilidades de superficie, con una posterior

evaluación económica incluyendo un estimado de costos iniciales y un perfil de inversiones para los diferentes escenarios con su respectiva recuperación de la inversión de acuerdo a su rentabilidad y a los pronósticos esperados de producción de gas natural.

Los alcances detallados del proyecto se describen a continuación:

a) Bases y Premisas - Revisión de la información existente

Como un primer paso dentro de los estudios, se revisará toda la información técnica, cromatografías y demás información sobre la condición actual de los pozos. Para esta etapa se tiene contemplada la búsqueda de información mediante la continua comunicación con el equipo de Yacimiento y Exploración de Pacific Stratus Energy.

b) Marco Conceptual - Planteamiento y Análisis de Alternativas

Comprende el análisis de los diferentes sistemas para el tratamiento y procesamiento de gas para cada uno de los caudales esperados de producción:
Q1 = 5 MMSCFD
Q2 = 10 MMSCFD
Q3 = 30 MMSCFD
Q4 = 50 MMSCFD

En cada caudal será analizado cada uno de los diferentes sistemas de tratamiento y procesamiento (control del punto de roció de hidrocarburos del gas natural), en función de su carga de entrada identificando todas las necesidades como equipos de compra, puesta en funcionamiento, operación y mantenimiento de los diferentes sistemas. Los sistemas a evaluar en este trabajo son los siguientes:

- Refrigeración Mecánica
- Expansión del gas por efecto Joule-Thomson (Válvula JT)

- Membranas Permeables
- Twister

c) Simulación de los Procesos

Con los datos y análisis efectuados anteriormente se procederá a realizar las simulaciones del proceso para cada uno de los escenarios propuestos de volúmenes esperados., Para ello se realizar las simulaciones de cada proceso; con el simulador Hysys, usando el paquete termodinámico Peng-Robinson, incluyendo todos los equipos requeridos para dar cumplimientos a las condiciones del RUT en cuanto a la calidad del gas en su tratamiento y control del Dew Point (HCDT).

d) Evaluación Económica – Visualización Instalaciones

El alcance del estudio de visualización de las instalaciones de superficie para el Bloque Guama contempla la evaluación y jerarquización de tecnologías para el acondicionamiento del gas natural que permitirán cumplir con las especificaciones de calidad del gas exigidas por el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), la determinación de la ruta de salida más conveniente para los fluidos producidos, el dimensionamiento preliminar de las facilidades, elaboración de un estimado de costos Clase V, para el escenario base o de referencia considerado como el más probable.

Adicionalmente, se realizará la evaluación económica determinística para determinar los indicadores económicos, que incluyen el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR) y tiempo de pago de la inversión para el escenario base.

3 BASES Y PREMISAS

El desarrollo del estudio se fundamentó en las bases y premisas, las cuales se describen a continuación:

3.1 BASES GENERALES

Para realizar el estudio de visualización de las facilidades de superficie del Bloque Guama se considera como bases generales la siguiente información:

a) **Especificaciones de calidad del gas natural a ser transportado en los gasoductos del Sistema Nacional de Transporte de Gas, establecidas en el RUT, las mismas se resumen en la Tabla 1.**

Tabla 1. Especificaciones de calidad del gas natural

Especificiones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) **(Nota 1)**	42.8 MJ/m3	1.150 BTU/ft3
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) **(Nota 1)**	35.4 MJ/m3	950 BTU/ft3
Contenido líquido **(Nota 2)**	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H2S máximo	6 mg/m3	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m3	1.0 grano/100PCS
Contenido CO2, máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N2, máximo en % volumen	3%	35
Contenido de inertes máximo en % volumen **(Nota 3)**	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido de agua máximo	97 mg/m3	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	4.5 °C	40 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión **(Nota 4)**	1.6 mg/m³	0.7 grano/1000 pc

Nota 1. Todos los datos sobre metro cúbico o pie cúbico de gas están referidos a condiciones estándar.
Nota 2. Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido. El punto de rocío de hidrocarburos para cualquier presión no deberá superar el valor de 45°F.
Nota 3. Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO2, nitrógeno y oxígeno.
Nota 4. El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

Fuente: Resoluciones CREG 071/99, CREG 054/07 y CREG 041/08.

b) Información relacionada con el comportamiento de presión, temperatura y caracterización de los fluidos (gas, condensado y agua) del pozo exploratorio Pedernalito-1X. La Tabla 2 describe la composición del gas del pozo y las Tablas 3 y 4, sus propiedades.

Tabla 2. Composición del pozo Pedernalito–1X

	Fecha Muestreo	:	15 de Octubre de 2011 - 11:30
	Sitio Muestreo	:	Gas de Separador M4 de 4 – Pedernalito – 1X
	Nº del Cilindro	:	5023
	Descripción Muestra	:	Formación Porquero Intervalo 5868-5072 / 5902- 5906 Pies
	Condiciones Muestreo	:	30,0 psig @ 56,0 ºF

	Componente	Molar (%)	Peso (%)
CO_2	Dióxido de Carbono	0,23	0,53
N_2	Nitrógeno	0,28	0,42
C_1	Metano	93,36	80,13
C_2	Etano	1,07	1,72
C_3	Propano	1,49	3,53
iC_4	i-Butano	0,89	2,76
nC_4	n-Butano	0,94	2,92
iC_5	i-Pentano	0,44	1,71
nC_5	n-Pentano	0,32	1,22
C_6	Hexano	0,37	1,70
C_7	Heptano	0,36	1,83
C_8	Octano	0,20	1,09
C_9	Nonano	0,04	0,34
C_{10}	Decano	0,01	0,10
C_{11}	Undecano	0,00	0,00
C_{12}^+	Dodecano$^+$	0,00	0,00
	Total	**100,00**	**100,00**

Fuente: Reporte de laboratorio CORELAB.

Tabla 3. Propiedades calculadas del residuo (fracción pesada)

	Propiedades del Residuo	Peso Molar (g/mol)	Densidad (g/cm^3 a 60 °F)
C_7^+	Heptano $^+$	99,5	0,7435
C_{10}^+	Decano $^+$	134,0	0,7780
C_{12}^+	Dodecano $^+$	-	-

Fuente: Reporte de laboratorio CORELAB.

Tabla 4. Propiedades físicas del gas del pozo Pedernalito–1X

Parámetro	Valor	Unidad
Gravedad del Gas	0,6464	(Aire=1@14,73 psia, 60 °F)
Peso Molecular Promedio	18,69	g/mol
Densidad Ideal del Gas	0,7878	kg/m^3@14,65 psia, 60 °F
Poder Calorífico Bruto Ideal	1.139,3	BTU/ft^3 @14,65 psia,60 °F
Poder Calorífico Neto Ideal	1.029,9	BTU/ft^3 @14,65 psia,60 °F
Presión Pseudo Crítica	660,8	psia
Temperatura Pseudo Crítica	367,5	Rankine
Factor Compresibilidad , Z	0,997298	@14,65 psia,60 °F
GPM (C2+)	1,96	
GPM (C3+)	1,68	

Fuente: Reporte de laboratorio CORELAB.

Se considera que la caracterización del condensado del Bloque es similar a la indicada en el reporte de laboratorio 10898 de CORELAB, mostrado en la Tabla 5.

Tabla 5. Caracterización del condensado pozo Pedernalito–1X

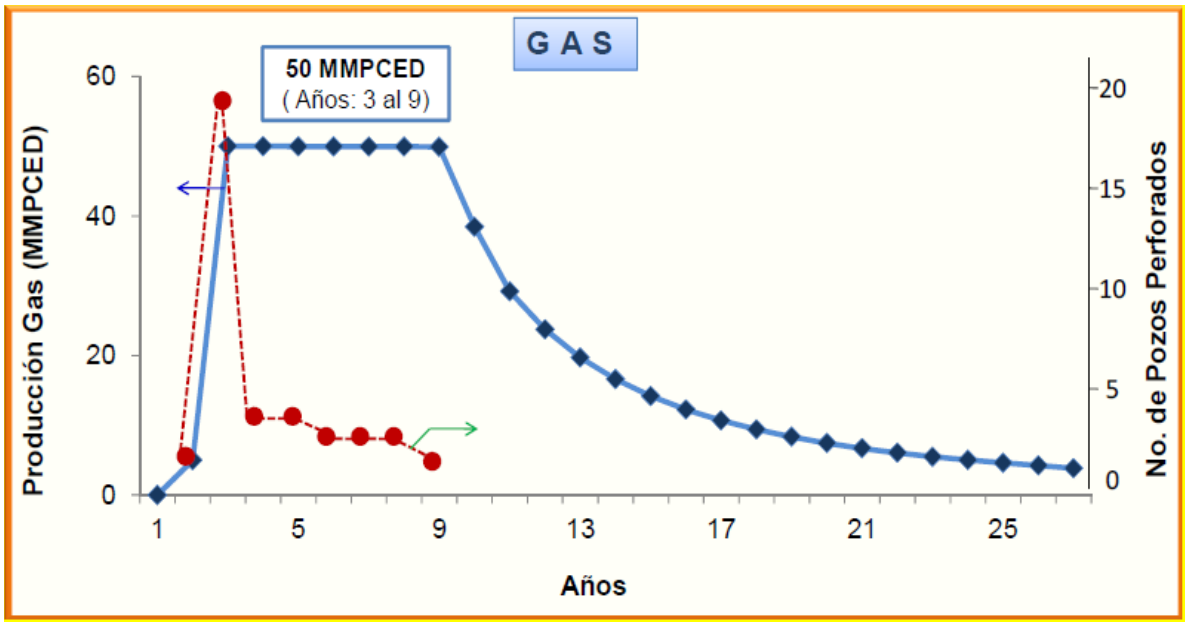
TEST NAME AND NUMBER UNIT		UNIT	RESULT
Gravity API @60 °F (seco)	ASTM D-1298		57,1
Flash Point	ASTM D-93 A	°C	<-5
Pour Point	ASTM D-97	°C	<-33
Sulfur X-ray	ASTM D-4294	WT 5	0,0004
Water and Sediment	ASTM D-4007	Vol %	0
Vanadium	ASTM D-5863 A	ppm	0,3
Nickel	ASTM D-5863 A	ppm	0,1
Sal Content	ASTM D-3230	PTB	0,2
Asphaltenes	IP - 143	Wt %	0,01
Paraffin Content	UOP - 46	Wt %	0,63
Ash	ASTM D-482	Wt %	0,0003
Viscosity @ 80 °F	ASTM D-445	cP	0,706
Viscosity @ 100 °F	ASTM D-445	cP	0,612
Viscosity @ 122 °F	ASTM D-445	cP	0,534
Total Acid Number	D - 664	Mg KOH/g	0,39
Distillation	ASTM D-86	°F	
IBP			122
5 %			194
10 %			208
20%			228
30 %			242
40 %			264
50 %			284
60 %			318
70 %			360
80 %			406
90 %			470
100 %			528
EP			556
% REC			98

Fuente: Reporte de laboratorio CORELAB.

c) Pronósticos de producción suministrados por Pacific Status Energy

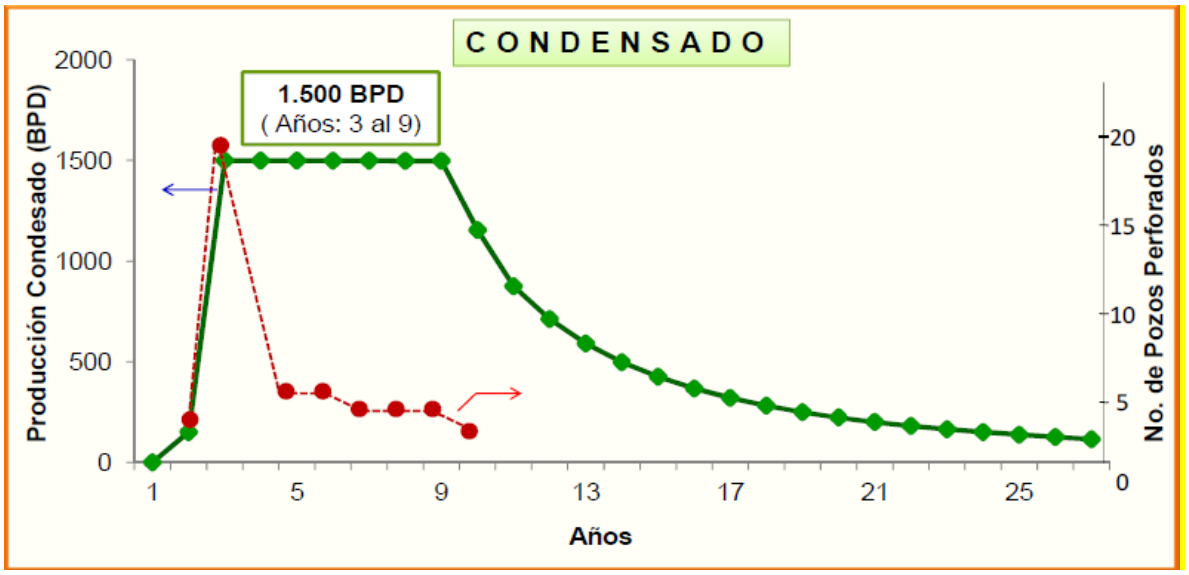
Las figuras 3 y 4, ilustran los pronósticos de producción de gas y condensado para el Bloque Guama, incluyéndose en las gráficas, el número de pozos a ser perforados por año, para mantener el perfil de producción.

Figura 3. Pronóstico de producción de gas



Fuente: Pacific Stratus Energy

Figura 4. Pronóstico de producción de condensado



Fuente: Paficic Stratus Energy

d) Otras consideraciones especiales:

- Se considera la caracterización del pozo Pedernalito-1X.
- Se considera que en el cabezal de pozo las condiciones de presión y temperatura de los fluidos son 1.200 psig y 120 °F, respectivamente.
- Se considera que los pozos productores estarían ubicados en una superficie parcial del Bloque de aproximadamente 7 kilómetros por 6 kilómetros y que la ubicación de las instalaciones de acondicionamiento de gas será en el punto central de esta superficie parcial.
- Se consideran los pronósticos de producción (Figuras 3 y 4); sin embargo esto es validado con la eficiencia de cada proceso.
- Se considerarán opciones para la entrega del gas al mercado interno y para exportación de este recurso. La presión de operación de los gasoductos no será mayor a las 1.200 psig.

- No se incluirá en las instalaciones requeridas un proceso típico de tratamiento de agua.
- El condensado será estabilizado antes de su despacho sometiéndolo a un proceso de estabilización, que se efectuaría a baja presión.
- El gas será acondicionado mediante tecnologías comercialmente disponibles y probadas, para que el gas que se enviará al sistema de transporte gas cumpla con las condiciones de calidad exigidas por el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

e) Estimación de Costos

Para realizar el estimado de costos, incluido en el alcance de esta evaluación, se usarán las técnicas paramétricas o de factorización recomendadas por los sistemas de estimación de costos internacionalmente reconocidos. Se considerará un promedio de 45 % sobre los costos de equipos y materiales para cubrir el costo del transporte y flete desde los Estados Unidos (USA) hasta Colombia, seguros, impuestos de importación, transporte terrestre local hasta el Bloque Guama e impuesto al valor agregado (IVA) aplicado a los artículos de importación.

El costo total considerará las provisiones especiales, tales como: ajustes y contingencias.

4 MARCO CONCEPTUAL

4.1 GAS NATURAL

El gas es un energético natural de origen fósil, que se encuentra normalmente en el subsuelo en estructuras geológicas denominadas trampas. Se formó hace millones de años cuando una serie de organismos descompuestos como animales y plantas, quedaron sepultados bajo lodo y arena, en lo más profundo de antiguos lagos y océanos. En la medida que se acumulaba lodo, arena y sedimento, se fueron formando capas de roca a gran profundidad. La presión causada por el peso sobre éstas capas más el calor de la tierra, transformaron lentamente el material orgánico en petróleo crudo y en gas natural. El gas natural se acumula en bolsas entre la porosidad de las rocas subterráneas. Pero en ocasiones, el gas natural se queda atrapado debajo de la tierra por rocas sólidas que evitan que el gas fluya, formándose lo que se conoce como un yacimiento las cuales pueden ser de origen estructural o estratigráfico; y se forman generalmente cuando ha desaparecido la continuidad de una roca porosa [1].

La composición del gas natural incluye diversos hidrocarburos gaseosos, con predominio del metano, por sobre el 90%, y en proporciones menores etano, propano, butano, pentano y pequeñas proporciones de gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno (Tabla 6).

[1] Borras Brucart, Enrique, “Gas Natural: características, distribución y aplicaciones industriales”. Editores Técnicos asociados. Barcelona, (1987)

Tabla 6. Composición química del gas natural

Hidrocarburo	Composición Química	Rango(en %)
Metano	CH4	91-95
Etano	C2H6	2-6
Dióxido de Carbono	CO2	0-2
Propano	C3H8	0-2
Nitrógeno	N	0-1

Fuente: www.ecopetrol.com.co

En el sector industrial, el gas natural se utiliza como combustible en varios tipos de equipos, como hornos, secadores y calderas. Como materia prima se emplea en las industrias petroquímicas que requieren en sus procesos metano (principal componente del gas natural).

En el sector térmico se utiliza en motores de combustión interna y en turbinas de gas para generación de energía eléctrica. En el sector residencial se emplea para la cocción de alimentos y en sistemas de calefacción de agua, calentadores de ambiente, secadoras de ropa y otros instrumentos. También se utiliza como combustible en el sector vehicular.

La calidad del gas natural que puede ser comercializada en Colombia está definida por el Reglamento Único de transporte de Gas Natural, RUT [2]. Este reglamento es expedido por la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), adscrita al Ministerio de Minas y Energías. Las especificaciones de calidad definidas por el RUT para que el gas natural pueda ser comercializado (gas de venta) se muestra en la Tabla 1.

[2] Reglamento Único de Transporte – RUT. Tomado de: Resolución 054 de 2007 complemento de la (Resolución CREG 071 de 1999)

Por ello el gas de producción el cual sale de los yacimientos debe ser tratado mediante procesos de separación, endulzamiento (remoción de gas acido), deshidratación (control del punto de rocío de agua), control de punto de rocío por hidrocarburo (recobro de líquidos del gas natural, LGN) y fraccionamiento o procesamiento. Estas actividades son desarrolladas en una planta de proceso o de tratamiento del gas.

Las principales ventajas del gas natural son las siguientes:

- No requiere mayor infraestructura para su uso, como tanques de almacenamiento, bombas, intercambiadores de calor, etc.
- No requiere procesamiento previo o posterior a su uso en el punto de consumo, a diferencia de otros energéticos como el carbón que requiere molienda previa y remoción de cenizas después de su uso.
- Es seguro en caso de fugas, debido a que se disipa fácilmente por el aire disminuyendo el riesgo de explosión generado por altas concentraciones.
- Es más amigable con el medio ambiente.
- La frecuencia de mantenimiento de los equipos que operan con gas natural es menor si se compara con la requerida por equipos que utilizan otros energéticos.

4.2 CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL

El gas natural puede ser clasificado de acuerdo a su composición fisicoquímica la cual está relacionada con su estructura molecular y de acuerdo a su locación en el subsuelo.

4.2.1 DE ACUERDO A SU COMPOSICIÓN

- **Gas rico (húmedo):** Es aquel gas natural del cual se puede obtener apreciables cantidades de hidrocarburos líquidos (C3+) debido a que contiene alta proporción de componentes pesados. Es utilizado en la petroquímica y en la elaboración de la gasolina natural.
- **Gas pobre (seco):** También llamado gas seco, es aquel gas que está formado en su mayoría por metano (85-90%). Se utiliza directamente como combustible o en proyectos de mantenimiento de presión de yacimientos, también en la producción de hidrogeno.
- **Gas agrio:** Contiene impurezas como son el H2S y el CO2 los cuales son altamente corrosivos sobre todo el primero.
- **Gas dulce:** es aquel que no contiene o contiene muy poco (trazas) de H2S y CO2.

4.2.2 DE ACUERDO A SU LOCALIZACIÓN EN EL SUBSUELO

- **Gas asociado:** Es el gas disuelto o separado del petróleo (capa de gas) en yacimientos petrolíferos. Este gas ocurre asociado al petróleo en yacimientos subterráneos donde a causa de su segregación gravitacional constituye la capa superior de las fases (gas, petróleo, agua) que normalmente se presentan en un yacimiento [3].
- **Gas no asociado:** Es aquel que esta solo con agua, connata en yacimientos de gas seco.
- **Gas condensado:** Se encuentra en yacimientos de hidrocarburos en estado gaseoso, por características específicas de presión, temperatura y composición. El gas está mezclado con hidrocarburos líquidos; se dice que se halla en estado saturado. Durante la producción del yacimiento, la presión

[3] Borras Brucart, Enrique, "Gas Natural: características, distribución y aplicaciones industriales". Editores Técnicos asociados. Barcelona, (1987)

puede disminuir en el área de condensación retrógrada permitiendo que el gas condense a petróleo líquido, el cual al unirse en forma de película a las paredes de los poros queda atrapado y no puede ser extraído. Esto se evita inyectando gas a fin de mantener la presión del yacimiento.

4.3 PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL

Después de extraer el gas, es necesario procesarlo de tal manera que cumpla con los requerimientos necesarios para su uso final y los estándares regulatorios. Para cada yacimiento, la composición del gas natural es única, por lo que el tratamiento implementado en cada campo de producción puede ser diferente [4].

En general el procesamiento consiste en la remoción de agua, partículas sólidas, hidrocarburos pesados, compuestos de azufre y de nitrógeno, dióxido de carbono, entre otros.

Las operaciones generales (Figura 5) que se realizan en el procesamiento del gas son:

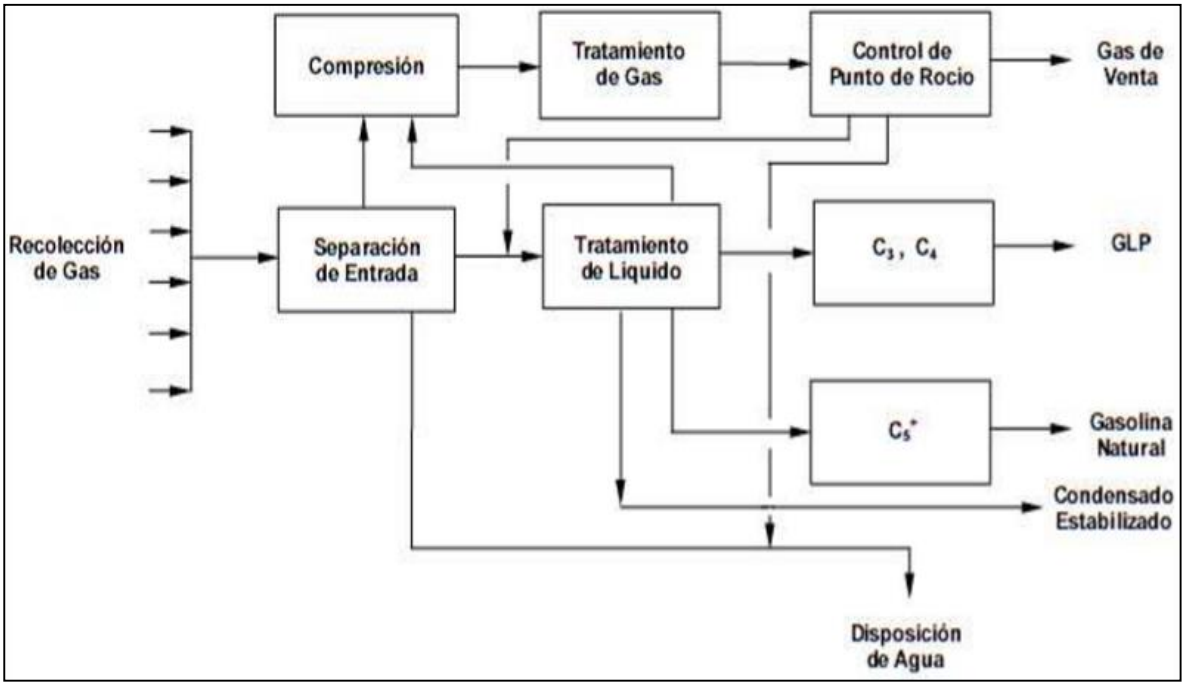
- **Separación inicial:** Debido a que los yacimientos pueden contener gas, petróleo y agua, las tres sustancias requieren ser separadas, lo cual se hace aprovechando las diferencias de densidad entre ellas, en una sola operación. El gas es la sustancia menos densa por lo que sale por la parte superior del separador. El agua es la sustancia con mayor densidad de la mezcla y es retirada por la parte inferior. El petróleo flota sobre el agua pues su densidad es menor, lo que permite que sea separado por la mitad. Si el gas es libre, es decir, no está acompañado de crudo, este paso puede no ser necesario.
- **Filtrado:** Por medio de filtros se retira el material sólido contenido en el gas.
- **Endulzamiento:** En los yacimientos junto con el gas, el petróleo y el agua

[4] www.ecopetrol.com.co

hay otras sustancias como dióxido de carbono y ácido sulfhídrico. El dióxido de carbono en presencia de agua líquida produce corrosión y en condiciones criogénicas (bajas temperaturas) puede producir taponamientos por solidificación. El ácido sulfhídrico es un compuesto altamente tóxico en concentraciones por debajo de 100 partes por millón. Por lo anterior estas sustancias deben ser removidas. Una forma común de retirarlas es por medio de una absorción con soluciones acuosas de aminas. La remoción de dióxido de carbono y de ácido sulfhídrico puede hacerse por otros métodos: adsorción física y métodos híbridos.

- **Deshidratación:** Si el contenido de vapor de agua en el gas es muy alto, se corre el riesgo que en los gasoductos se formen hidratos de metano sólidos, en las zonas donde la presión sea elevada y la temperatura reducida, generando grandes problemas en el transporte. Por esa razón es necesario retirar el vapor, lo cual se hace generalmente mediante absorción con glicol (TEG: trietilenglicol), en la que el glicol captura al agua y permite la salida del gas seco. Existen otros métodos físicos como el uso de tamices moleculares.
- **Extracción de hidrocarburos pesados:** Dependiendo de la composición del gas natural, en esta fase se retiran hidrocarburos líquidos valiosos como lo son el etano, propano, GLP y gasolina natural. El gas procesado debe cumplir las especificaciones de dew point de hidrocarburos y el poder calorífico.
- **Compresión:** Para que el gas pueda ser transportado por gasoductos, su presión debe incrementarse por medio de compresores.

Figura 5. Diagrama de flujo para el procesamiento de gas



Fuente: JARAMILLO Alonso, Curso Operaciones Básicas de Procesos, 2004.

4.4 RECOBRO DE LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL (LGN´s)

La recuperación de los componentes de LGN en el gas no sólo es necesaria para el control del punto de rocío de hidrocarburos en la corriente de gas natural (lo cual evita la formación de la fase líquida durante su transporte), sino también porque proporciona una fuente adicional de ingresos. El LGN tiene mayor valor si se comercializa por separado, que haciendo parte de la corriente del gas natural.

La fracción liviana de LGN, como el etano, propano y butanos, pueden ser comercializados como combustible o como carga para las refinerías y plantas petroquímicas, mientras que la fracción más pesada (C5+), puede ser usada como mezcla en la corriente de petróleo crudo y de esta manera ser comercializados como

tal. Sin tener en cuenta el incentivo económico, el gas debe ser procesado para alcanzar las especificaciones de seguridad y calidad para su venta y distribución. Por lo tanto, la rentabilidad del recobro de LGN no es el único factor para determinar el grado de extracción del LGN.

El término “procesamiento de gas natural” es usado para referirse a la separación o recuperación de etano, propano, butano y componentes más pesados de una corriente de gas natural. Ellos pueden ser fraccionados como un componente puro o pueden ser combinados y vendidos como una mezcla de líquidos, como es el caso del GLP, gases licuados del petróleo (mezcla de C3 y C4).

En muchas instancias las plantas de procesamiento de gas son instaladas porque es más económico extraer y vender los productos líquidos. Otro objetivo del procesamiento del gas natural es disminuir el poder calorífico y el punto de rocío de hidrocarburos al extraer los componentes más pesados. Si el gas es rico en componentes pesados, no trabajará apropiadamente en quemadores que están diseñados para poderes caloríficos más bajos, igualmente si el gas posee un alto punto de rocío de hidrocarburos, éstos se pueden condensar en las líneas de trasporte o en los equipos donde haya una caída de presión.

La primera operación en una planta de procesamiento de gas es separar los componentes que pueden ser recuperados del gas en una corriente líquida (a este proceso también se le llama disminución del punto de rocío de hidrocarburos). Posteriormente se puede fraccionar esta corriente liquida en etano, propano, isobutano o butano normal y gas licuado del petróleo (GLP). Los productos del fraccionamiento del gas natural generalmente están definidos por su presión de vapor.

4.5 DESCRIPCIÓN DE OPCIONES DE PROCESO

Para el manejo y procesamiento de los fluidos de producción que se obtendrán durante la explotación del Bloque Guama, se prevén los siguientes sistemas de proceso:

- Separación de tres fases
- Acondicionamiento de gas
- Compresión de gas
- Estabilización de condensados
- Regeneración de glicol

Para los diferentes sistemas antes indicados, sólo se considera el análisis de opciones en los casos de los sistemas de acondicionamiento y compresión de gas. Para el resto de los sistemas se considera la opción, que de acuerdo a la experiencia, es la más adecuada.

En este trabajo se presentaran brevemente los procesos básicos de las diferentes tecnologías usadas para el procesamiento del gas natural.

4.6 TECNOLOGÍAS EVALUADAS

El acondicionamiento del gas producido implica procesarlo para ajustar su composición y características a las especificaciones de calidad requeridas aguas abajo del Bloque Guama, para su entrega directa a sistemas de transmisión (Especificaciones RUT) y/o usuarios específicos, como son plantas de generación eléctrica. En este trabajo se describirán y evaluaran los procesos de Refrigeración

Mecánica, Joule-Thomson (JT), Separación por Membranas y Twister, usados para separar los líquidos de la corriente de gas natural.

La preselección de estos procesos se fundamenta en que permiten remover por enfriamiento de la corriente gaseosa, tanto hidrocarburos que pueden condensar a las condiciones de operación de los gasoductos así como el agua de saturación que también condensaría parcialmente. Estos procesos permiten, por enfriamiento, remover de la corriente gaseosa, las fracciones de hidrocarburos condensables a las condiciones de transporte por tuberías y el agua de saturación.

Respecto a otros contaminantes, el análisis del gas indica que los contenidos de CO2, H2S y otros, son inferiores a los valores que especifica el RUT, por lo cual no se requieren procesos específicos para su remoción.

Existen varios procesos para el recobrar líquidos del gas, los cuales se diferencian tanto en los principios básicos que emplean para volver líquida una corriente de gas, como en sus eficiencias.

La selección del proceso para obtener una corriente líquida a partir del gas natural depende de los siguientes factores:

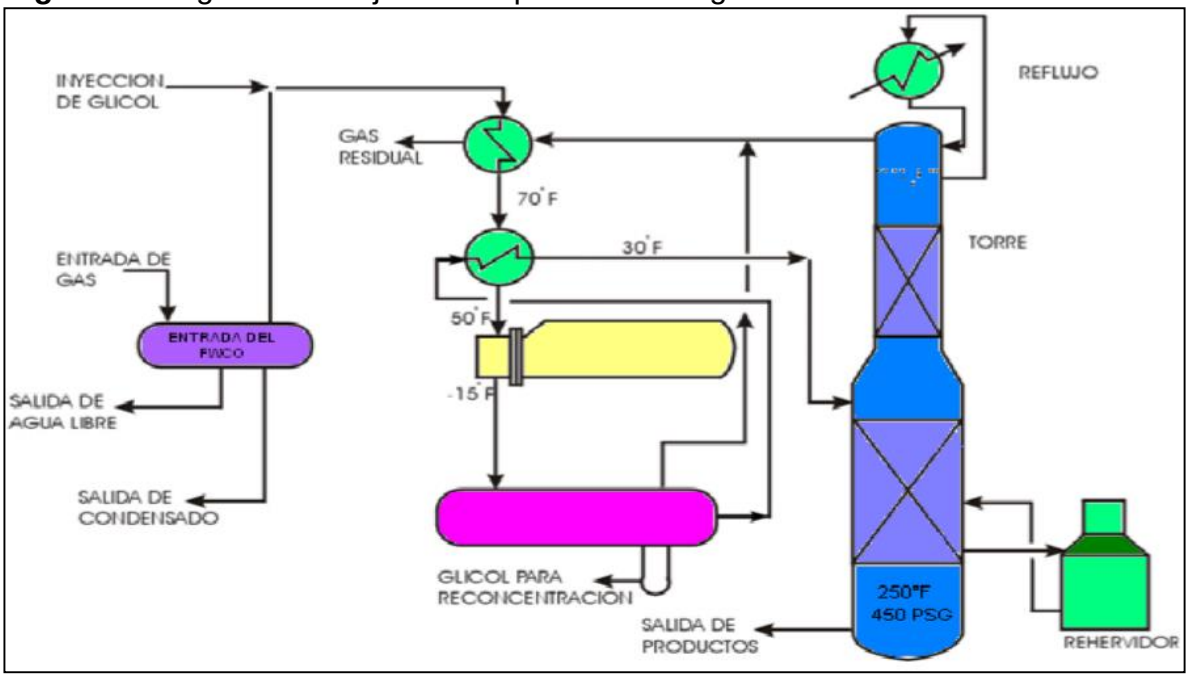
a) Composición del gas
b) Tasa de flujo de gas
c) Economía de la extracción de GLP
d) Economía de la recuperación de etano

4.6.1 REFRIGERACIÓN MECÁNICA

En una planta de refrigeración mecánica el gas es enfriado a una temperatura lo suficientemente baja para condensar la corriente de gas natural, mediante el uso de

un refrigerante. El propano es el refrigerante más utilizado en las plantas de gas. La Figura 6 muestra el diagrama de flujo de una planta de refrigeración mecánica.

Figura 6. Diagrama de flujo de una planta de refrigeración mecánica



Fuente: GPSA.2004. Citado por SANTOS, Nicolás. Texto Guía Recobro de líquidos del Gas Natural. Especialización Ingeniería del Gas. IV Promoción. Universidad Industrial de Santander. Escuela Ingeniería Petróleos. Bucaramanga 2011.

Este proceso logra que ciertos componentes del gas pasen a estado líquido mediante una disminución de temperatura (temperatura de condensación del gas). Para esto se necesita de la ayuda de unidades como intercambiadores de calor, un chiller, un separador frío, una torre, un rehervidor, y la presencia de un inhibidor como lo es el glicol para evitar la formación de hidratos.

En el refrigerador (chiller) se lleva a cabo el enfriamiento del gas por medio de la refrigeración mecánica. Este intercambiador de calor comúnmente es de tubo y

carcasa. El gas de proceso fluye entre los tubos y cede su energía al líquido refrigerante que circula por los tubos. El refrigerante se vaporiza y sale del chiller como vapor saturado.

Cuando el agua está presente en el proceso de refrigeración, la formación de hidratos se previene mediante la deshidratación del gas o mediante la inyección de un inhibidor de hidratos. Si la temperatura del proceso es relativamente baja, el gas es usualmente deshidratado antes de la etapa de refrigeración. Si no, la inyección de un inhibidor (usualmente glicol) a la corriente del intercambiador de calor gas-gas es frecuentemente la solución más simple y económica. En este caso, etilenglicol es inyectado en la entrada del intercambiador gas-gas y/o en el chiller para prevenir la formación de hidratos. El congelamiento podría bloquear parcialmente los tubos del intercambiador, por lo tanto incrementa la caída de presión y disminuye el intercambio de calor. La solución de glicol rico, que contiene agua absorbida, es retirada en el separador frío, reconcentrado y recirculado.

Los niveles típicos de recobro de líquidos con el proceso de refrigeración mecánica son:

- Propano = 85%
- Butano = 94%
- Pentano + = 98%

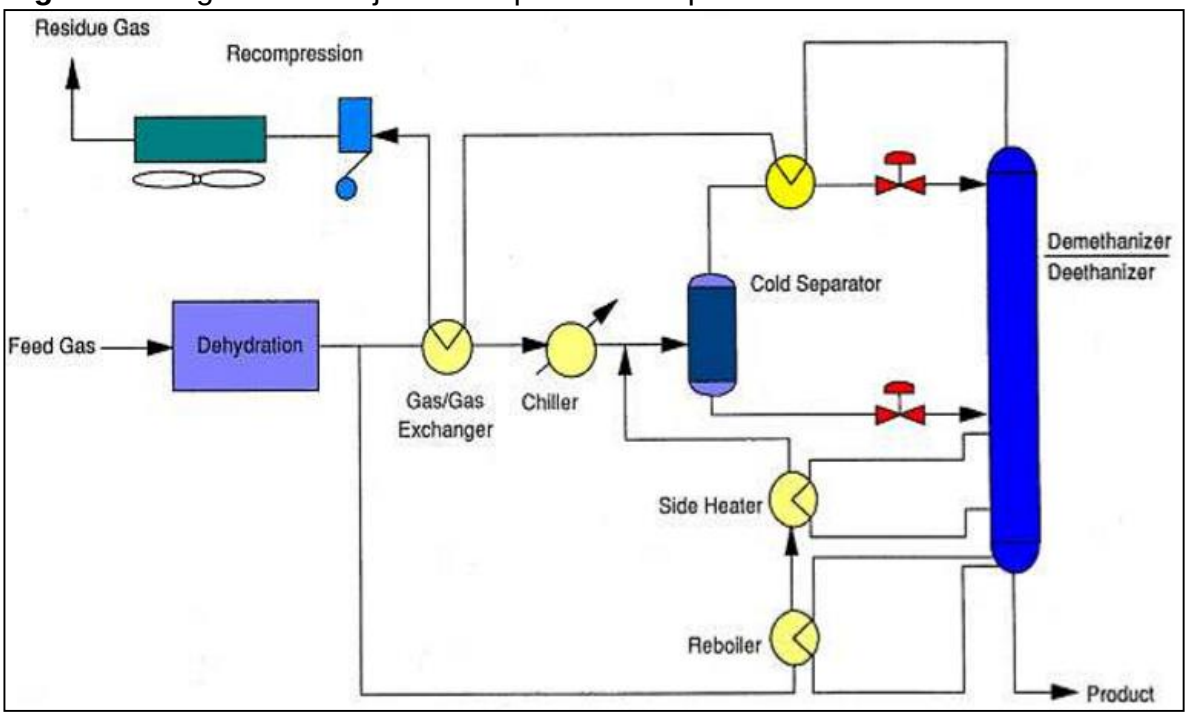
Las plantas de refrigeración mecánica no permiten recuperar etano debido a que para obtenerlo es necesario temperaturas criogénicas (< -50 °F).

4.6.2 JOULE-THOMSON (JT)

Contrario a la refrigeración mecánica, en el proceso de auto-refrigeración o comúnmente nombrado “JT”, el gas de entrada además del pre-enfriamiento con el

gas tratado (a través de un intercambiador gas-gas) es seguido de un enfriamiento por expansión isoentálpica (Expansión Joule-Thomson) a través de una válvula, resultando en la condensación de los componentes pesados y el agua. Con el fin de utilizar eficazmente el proceso JT, el gas debe estar a una presión alta a la entrada. Presiones de más de 1.000 psia son típicas en este tipo de procesos. En la Figura 7 se puede apreciar el diagrama de flujo de una planta de expansión Joule-Thomson.

Figura 7. Diagrama de flujo de una planta de expansión JT



Fuente: GPSA.2004. Citado por SANTOS, Nicolás. Texto Guía Recobro de líquidos del Gas Natural. Especialización Ingeniería del Gas. IV Promoción. Universidad Industrial de Santander. Escuela Ingeniería Petróleos. Bucaramanga 2011.

La clave de este proceso es la caída de presión a través de la válvula de JT y la transferencia de calor en los intercambiadores. El proceso puede operar en una amplia gama de condiciones de gas de alimento y puede producir productos

específicos. El proceso es por lo tanto, muy fácil de operar y suele funcionar como una facilidad desatendida o parcialmente asistida.

Los líquidos condensados son removidos en uno o más separadores para conseguir las especificaciones de presión de vapor y composición. El gas del separador de la unidad de baja temperatura (LTS), que ahora satisface las especificaciones del gas de venta, es calentado con la corriente del alimento.

Generalmente el gas tratado debe ser comprimido a la presión de las líneas de venta si éste ha sido expandido a una baja presión. Así, este proceso es más favorable cuando el gas sin tratar es producido a una alta presión y puede ser expandido a la presión de las líneas de venta sin comprimirlo. Si el gas debe ser comprimido, el proceso se modifica mediante un equipo de potencia para la compresión.

El proceso de JT ofrece un simple y flexible proceso para la recuperación de etano. Por lo general se aplica a bajos flujos de gas donde alguna ineficiencia puede ser tolerada para la reducción de capital y del costo operacional.

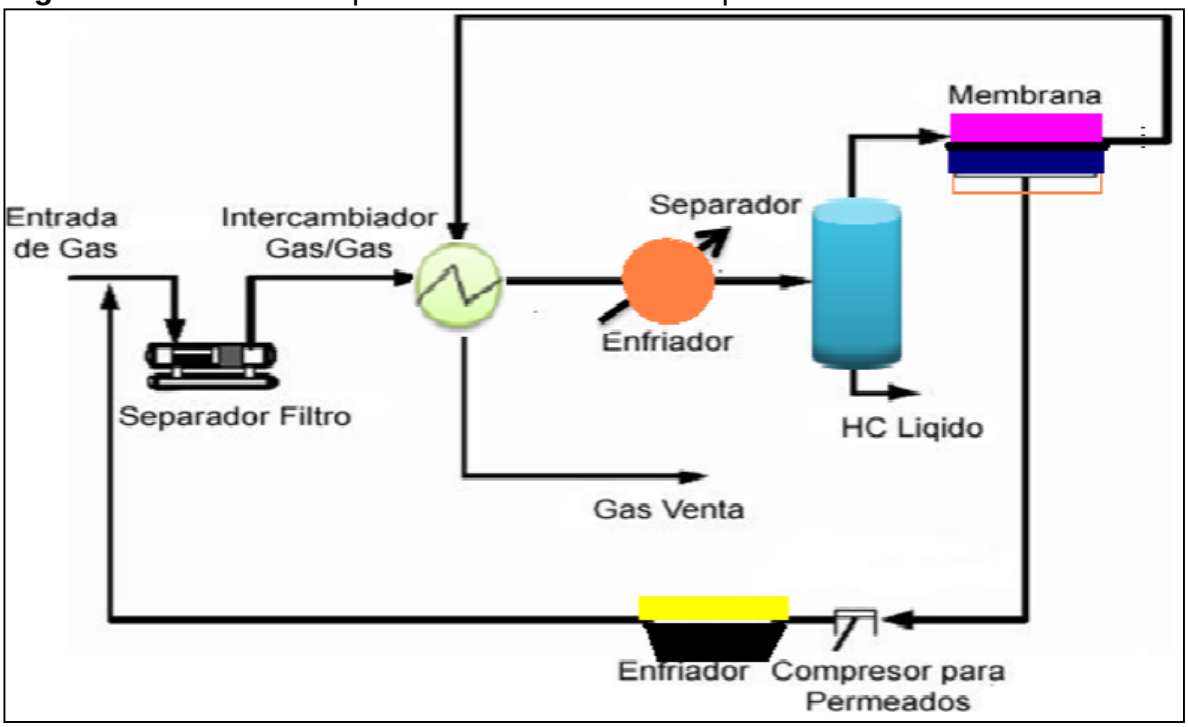
4.6.3 MEMBRANAS PERMEABLES

Las plantas de refrigeración y criogenia tradicionalmente han sido usadas para el recobro de LGN. Estas plantas tienen una alta inversión de capital y altos costos operacionales. Además, ellas contienen numerosas partes rotatorias y son complicadas de operar. El proceso de separación con membranas ofrece una solución simple y de bajo costo para remover y recuperar los hidrocarburos del gas natural.

La Figura 8 muestra un proceso de separación con membrana para recuperación de LGN. Como se muestra, el proceso de separación está basado en una membrana de alto flux que se impregna de forma selectiva de hidrocarburos

pesados. Estos hidrocarburos son impregnados en la membrana y recuperados como líquidos después de re compresión y condensación. La corriente de residuo de la membrana es parcialmente reducida de hidrocarburos pesados y es enviada a la corriente de gas de venta.

Figura 8. Proceso de separación con membranas permeables



Fuente: GPSA.2004. Citado por SANTOS, Nicolás. Texto Guía Recobro de líquidos del Gas Natural. Especialización Ingeniería del Gas. IV Promoción. Universidad Industrial de Santander. Escuela Ingeniería Petróleos. Bucaramanga 2011.

Las membranas de permeación de gas son normalmente fabricadas de polímeros vítreos que presentan una buena selectividad de difusión. Sin embargo, para una separación efectiva, la membrana tiene que ser muy permeable con respecto a la contaminación a ser separada, la cual pasa a través de la membrana conducida por diferencia de presión, y debe ser relativamente impermeable para el metano.

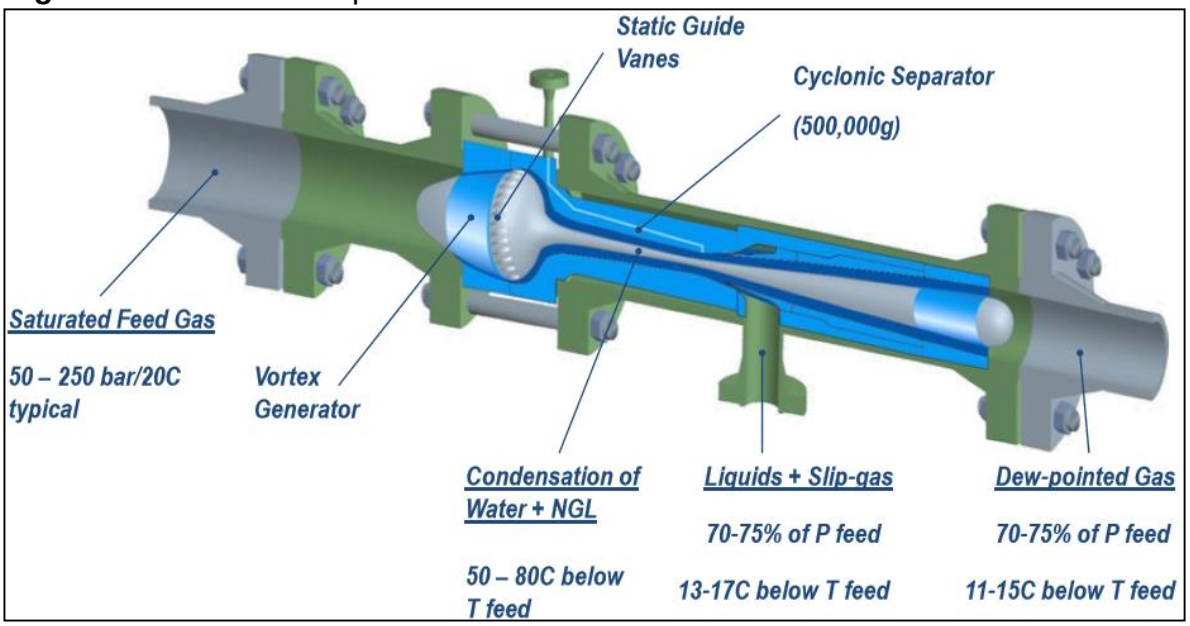
La corporación Membrane Technology & Research ha desarrollado y comercializado un nuevo proceso de membrana para el procesamiento de gas en la industria. La tecnología que permite este proceso es un único tipo de membrana de goma, que es aplicada para la separación de los C3+ del metano en el procesamiento de gas. El proceso de la nueva membrana es muy adecuado para el recobro de LGN y el control del punto de rocío del gas.

Los sistemas de membrana son muy versátiles y son diseñados para procesar un amplio rango de condiciones del alimento. Con una estructura compacta y de bajo por lo cual estos sistemas con muy usados en aplicaciones offshore.

4.6.4 TWISTER

El sistema Twister es una tecnología emergente para la separación de líquidos del gas natural. Este proceso (Figura 9) utiliza una tobera supersónica en la que se reduce la presión hasta que se forma el liquido. El flujo supersónico se pasa entonces a través de las paletas que giran la corriente. Este movimiento centrífugo obliga al líquido a drenarse en las paredes del equipo. El vapor se expande entonces en una boquilla del difusor y recuperando el 70-80% de la presión inicial. Las pruebas en laboratorio han demostrado que este proceso tiene alrededor del 90% del rendimiento isentrópico. Esta tecnología se centra en el control de punto de rocío de hidrocarburos y de deshidratación en aplicaciones tanto off-shore como on-shore.

Figura 9. Proceso de separación twister

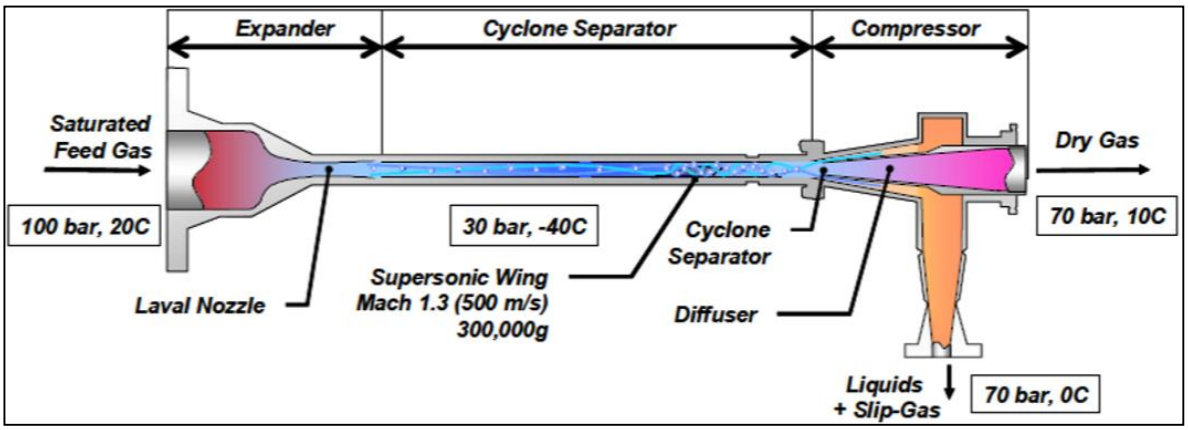


Fuente: www.twisterbv.com

Luego el separador supersónico twister (Figura 10), es una combinación única de conocidos procesos físicos, combinando la expansión, la separación ciclónica gas/líquido, y los pasos del proceso de recompression, en un dispositivo compacto y tubular para condensar y separar agua e hidrocarburos pesados del gas natural.

La condensación y la separación a velocidad supersónica son clave para conseguir en un sólo paso reducciones tanto en capital como en costos de mantenimiento. El tiempo de residencia dentro del separador supersónico twister es solamente de milésimas de segundo, lo cual no permite que se formen hidratos, evitando así la aplicación de químicos inhibidores de formación de hidrato.

Figura 10. Esquema twister



Fuente: www.twisterbv.com

En Colombia, la planta de gas de Gibraltar, es una de las primeras en Latinoamérica que funciona con tecnología twister. La deshidratación y el control de punto de rocío del gas se logran en una unidad compacta que combina varios procesos físicos [5].

El gas se expande, se condensa y luego se separa a velocidades supersónicas, del orden de 1,3 mach, generando fuerzas centrifugas del orden de 500 mil fuerzas de gravedad. Dentro de la unidad ocurren descensos de temperatura de aproximadamente 40ºC por debajo de temperatura de entrada de gas al tubo, lo que permite condensar agua e hidrocarburos pesados. En la zona final del separador supersónico, la de recobro de presión, el gas regresa al 70% de su presión inicial.

[5] www.ecopetrol.com.co

5 SIMULACIÓN DE LOS PROCESOS

5.1 PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

El punto de rocío es un factor relevante para el control de condensados del gas natural, cuando es sometido a diferentes condiciones operacionales. Este parámetro determina en gran parte la calidad del gas y es estimado en condiciones relativas a través de las redes de suministro, desde su explotación hasta el destino final. Por lo tanto un control riguroso de la temperatura a la cual se forma condensado del gas natural es de vital importancia para mantener las especificaciones operacionales y comerciales de dicho hidrocarburo.

El control de punto de rocío del gas natural consiste en la disminución de la temperatura del mismo, a presión constante mediante refrigeración mecánica para prevenir la formación de hidratos. Los hidratos son cristales de agua e hidrocarburos gaseosos que se forman a altas presiones y bajas temperaturas, esto puede traer como consecuencia problemas en los compresores y obstrucción en las líneas de flujo, válvulas de proceso, entre algunos otros inconvenientes.

Como parte de los requerimientos establecidos por la CNO para la calidad del gas necesaria en el transporte del mismo, el Registro Único de Transporte de gas Natural establece lo siguiente:

5.1.1 CALIDAD DEL GAS NATURAL

El gas Natural entregado al transportador por el agente, en el punto de entrada del Sistema de Transporte y por el transportador en el punto de salida, deberá cumplir con las especificaciones de calidad [6], indicadas en la Tabla 6.

[6] Resoluciones CREG 071/99, CREG 054/07 y CREG 041/08.

Tabla 6. Especificaciones de calidad del gas del pozo Pedernalito–1X

Especificiones	Sistema Inglés	Pozo Pedernalito - 1X
Máximo poder calorífico bruto (GHV) **(Nota 1)**	1.150 BTU/ft3	1.073,2 BTU/ft3
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) **(Nota 1)**	950 BTU/ft3	
Contenido líquido **(Nota 2)**	Libre de líquidos	Contiene líquidos
Contenido total de H2S máximo	0.25 grano/100PCS	No detectado
Contenido total de azufre máximo	1.0 grano/100PCS	No detectado
Contenido CO2, máximo en % volumen	2%	0,223%
Contenido de N2, máximo en % volumen	3%	0,195%
Contenido de inertes máximo en % volumen **(Nota 3)**	5%	0,418%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	No reportado
Contenido de agua máximo	6.0 Lb/MPCS	No detectado
Temperatura de entrega máximo	120°F	Parámetro de operación
Temperatura de entrega mínimo	40 °F	Parámetro de operación
Contenido máximo de polvos y material en suspensión **(Nota 4)**	0.7 grano/1000 pc	No reportado

Nota 1. Todos los datos sobre metro cúbico o pie cúbico de gas están referidos a condiciones estándar.
Nota 2. Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.
Nota 3. Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO2, nitrógeno y oxígeno.
Nota 4. El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

Fuente: Resoluciones CREG 071/99, CREG 054/07, CREG 041/08 y Autor.

Salvo acuerdo entre las partes, el productor-comercializador y el remitente están en la obligación de entregar gas natural a la presión de operación del gasoducto en el punto de entrada hasta las 1.200 psig, de acuerdo con los requerimientos del transportador. El agente que entrega el gas no será responsable por una disminución en la presión de entrega debido a un evento atribuible al transportador o a otro agente usuario del Sistema de Transporte correspondiente. Si el gas natural entregado por el agente no se ajusta a alguna de las especificaciones establecidas en el RUT, el transportador podrá rehusar aceptar el gas en el punto de entrada [7].

[7] Resolución CREG-054 de 2007, artículo segundo.

El punto de rocío de hidrocarburos (HCDT, por sus siglas en inglés) para cualquier presión no deberá superar el valor de 45°F (7.2°C). La medición del punto de rocío de hidrocarburos se hará como sigue:

a) medir en puntos de entrada al Sistema Nacional de Transporte (SNT), que podrán estar localizados en cualquier parte del territorio nacional;
b) utilizar la metodología de espejo enfriado automáticamente con analizador en línea, realizando calibraciones periódicas mediante el método de referencia basado en el estándar ASTM D-1142 o estándares de mayor exactitud, cuando estén disponibles.

Se deberá adoptar el método de referencia basado en el estándar ASTM D-1142 o estándares de mayor exactitud, cuando estén disponibles, como método de referencia para resolver disputas, entre los agentes, relacionadas con el punto de rocío de hidrocarburos.

Las partes interesadas escogerán de común acuerdo, cuando ello no sea establecido por autoridad competente, lo siguiente:

a) el estándar de mayor exactitud a utilizar como método de referencia cuando sea del caso;
b) los técnicos competentes para realizar las calibraciones periódicas del analizador en línea y las verificaciones de la medición en caso de disputas,
c) y la periodicidad de las calibraciones del analizador en línea.

5.1.2 VERIFICACIÓN DE LA CALIDAD DEL GAS NATURAL

Es responsabilidad del transportador verificar la calidad del gas que recibió. Una vez que el transportador recibe el gas en el Sistema de Transporte, está aceptan- do que este cumple con las especificaciones de calidad. Para la verificación de la calidad del gas el productor-comercializador deberá instalar en los puntos de entrada, analizadores en línea que permitan determinar, como mínimo [8]:

a) Poder calorífico del gas
b) Dióxido de carbono;
c) Nitrógeno;
d) Oxígeno;
e) Gravedad específica;
f) Cantidad de vapor de agua;
g) Sulfuro de hidrógeno, y
h) Azufre total.

En el punto de salida, el transportador deberá estar en capacidad de garantizar mediante los equipos adecuados o mediante la metodología y periodicidad que acuerden las partes, la calidad del gas entregado.

Para el cumplimiento de las especificaciones de contenido de CO2 en el gas natural entregado por un agente al transportador, se establece un período de transición de dos (2) años, contados a partir de la expedición del presente reglamento.

Si el gas natural entregado por el agente no se ajusta al contenido máximo de CO2 establecido en el RUT, el transportador podrá rehusarse a aceptar el gas en el punto de entrada, o podrá solicitar al remitente el pago de los costos que demande

[8] Resolución CREG-054 de 2007, artículo segundo.

transportar gas por fuera de la especificación establecida en dicho reglamento. Dichos costos se establecerán respetando el principio de neutralidad que señala la ley.

5.1.3 GAS NATURAL POR FUERA DE LAS ESPECIFICACIONES DE CALIDAD

Si el gas natural entregado por el remitente es rechazado por el transportador, por estar fuera de las especificaciones de calidad establecidas en el RUT, el remitente deberá responder por todas las obligaciones que posea con los demás agentes involucrados [9].

Si el transportador entrega gas natural por fuera de las especificaciones de calidad establecidas, el remitente podrá negarse a recibir el gas y el transportador deberá responder por el perjuicio causado.

5.2 EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES DEL GAS POZO PEDERNALITO–1X

Se evaluará el diseño propuesto de una planta de control de punto de rocío de hidrocarburos, haciendo uso de la herramienta para simulación de procesos ASPEN PLUS 8.0, la cual posee procesos entre otros que tiene como principio de funcionamiento un sistema de refrigeración mecánico, deshidratación con glicol, válvula Joule-Thomson, separación con membranas permeables y sistema Twister, equivalente y deshidratación secundaria con tamices moleculares.

[9] Resolución CREG-054 de 2007, artículo segundo.

Las condiciones de entrada del gas del pozo Pedernalito-1X, son las que se muestran a continuación (Tabla 7) y fueron tomadas en el mes de octubre del año 2010:

Tabla 7. Condiciones de entrada pozo Pedernalito-1X

	Sampling Date	**28-oct-2010 18:30**	
	Sampling Location	**PEDERNALITO-1X SEPARADOR 3/3 (CHOKE20/64)**	
	Cylinder Number	**5019**	
	Sample Description	**PEDERNALITO-1X SEPARADOR (CHOKE20/64)**	
	Sampling Conditions	**5.0 psig @ 62.0°F**	
	Component	Mole %	Weight %
H_2	Hydrogen	0,00	0,00
H_2S	Hydrogen Sulphide	0,00	0,00
CO_2	Carbon Dioxide	0,24	0,54
N_2	Nitrogen	0,21	0,30
C_1	Methane	92,30	75,94
C_2	Ethane	1,04	1,60
C_3	Propane	1,71	3,87
iC_4	i-Butane	0,95	2,83
nC_4	n-Butane	0,99	2,94
iC_5	i-Pentane	0,55	2,05
nC_5	n-Pentane	0,38	1,41
C_6	Hexanes	0,45	1,95
C_7	Heptanes	0,44	2,10
C_8	Octanes	0,38	2,09
C_9	Nonanes	0,25	1,60
C_{10}	Decanes	0,10	0,69
C_{11}	Undecanes	0,01	0,09
$C_{12}+$	Dodecanes plus	0,00	0,00
	Totals :	100,0000	100,0000
	Note: 0.00 means less than 0.005.		

Página 1

Fuente: Reporte de laboratorio CORELAB.

Se realiza la verificación de la existencia de azotropos y de esta manera direccionar las simulaciones de forma ajustada en función de esta condición, ya que la existencia de los mismos cambiaría el diseño del sistema de tratamiento del gas. En la Tabla 8 se puede apreciar la verificación de azotropos.

Tabla 8. Verificación de azotropos pozo Pedernalito-1X

AZEOTROPE SEARCH REPORT

Physical Property Model: NRTL **Valid Phase:** VAP-LIQ

Mixture investigated for azeotropes at a pressure of 19 PSI

Comp ID	Component Name	Classification	Temperature
HYDROGEN	HYDROGEN	Unstable node	-251,86 C
HYDROSUL	HYDROGEN-SULFIDE	Saddle	-55,04 C
CARBDIO	CARBON-DIOXIDE	Saddle	-84,09 C
NITROGEN	NITROGEN	Saddle	-193,55 C
METHANE	METHANE	Saddle	-158,27 C
ETHANE	ETHANE	Saddle	-83,68 C
PROPANE	PROPANE	Saddle	-36,09 C
ISOBUTAN	ISOBUTANE	Saddle	-5,15 C
NBUTANE	N-BUTANE	Saddle	6,42 C
ISOPENTA	2-METHYL-BUTANE	Saddle	35,51 C
NPENTANE	N-PENTANE	Saddle	43,80 C
HEXANE	N-HEXANE	Saddle	77,22 C
HEPTANE	N-HEPTANE	Saddle	107,37 C
OCTANE	N-OCTANE	Saddle	135,19 C
NONANE	N-NONANE	Saddle	160,61 C
DECANE	N-DECANE	Saddle	184,67 C
UNDECANE	N-UNDECANE	Saddle	206,70 C
DODECANE	N-DODECANE	Stable node	227,46 C

No azeotropes were found

© 2011 Aspen Technology, Inc., 200 Wheeler Road, Burlington, Massachusetts 01803 USA Tel: + 1 888 996 7100

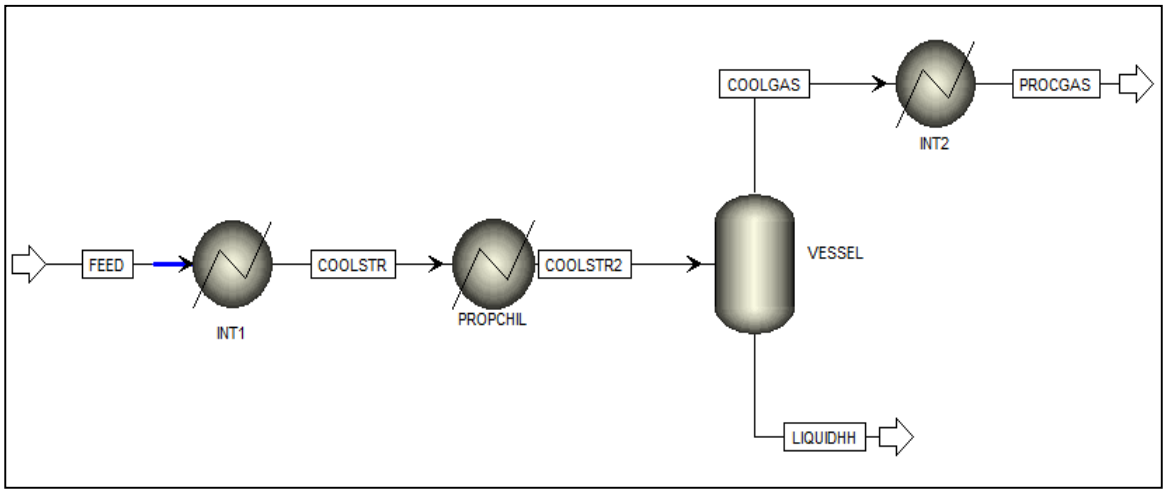
Fuente: Aspen Plus V.8.0.

De acuerdo a los requerimientos establecidos en el RUT, la única condición que no cumple el gas natural del pozo Pedernalito-1X es la de estar libre de líquidos, ya que hay presencia de hidrocarburos en estado líquido a partir del i-pentano (i-C5+).

5.3 DISEÑO Y SIMULACIÓN SISTEMA DE REFRIGERACIÓN MECÁNICA

En función del análisis del control del punto de rocío usando el sistema de refrigeración mecánica, se parte del siguiente esquema básico que no requiere usar TEG debido a que no hay presencia de agua, el H2S no se reporta, mientras que el CO2 y el N2 están por debajo de los límites permisibles establecidos en el RUT. En la Figura 11 se puede apreciar el diagrama de flujo para el sistema de refrigeración mecánica.

Figura 11. Diagrama de flujo sistema de refrigeración mecánica



Fuente: Aspen Plus V.8.0.

Como resultado de las simulaciones se obtuvo los siguientes parámetros (Tabla 9) para los equipos necesarios en el sistema de refrigeración mecánica.

Tabla 9. Operación de los equipos del sistema de refrigeración mecánica

EQUIPOS	ESPECIFICACIONES
INT 1	Block results summary Outlet temperature: 52.1600036 F Outlet pressure: 1195 psia Vapor fraction: 0.95409028 Heat duty: -222565838 Btu/hr Net duty: -222565838 Btu/hr 1st liquid / Total liquid: 1 Pressure-drop correlation parameter: 8.52815184
INT 2	Block results summary Outlet temperature: 40 F Outlet pressure: 1182 psia Vapor fraction: 1 Heat duty: 42903890.3 Btu/hr Net duty: 42903890.3 Btu/hr 1st liquid / Total liquid: Pressure-drop correlation parameter: 12.5433798
PROPCHIL	Block results summary Outlet temperature: 25 F Outlet pressure: 1190 psia Vapor fraction: 0.93993483 Heat duty: -94079854 Btu/hr Net duty: -94079854 Btu/hr 1st liquid / Total liquid: 1 Pressure-drop correlation parameter: 10.0593175
VESSEL	Block results summary Outlet temperature: 25 F Outlet pressure: 1187 psia Vapor fraction: 0.93998157 Heat duty: 491417.628 Btu/hr Net duty: 491417.628 Btu/hr 1st liquid / Total liquid: 1

Fuente: Aspen Plus V.8.0.

El consumo de energía requerido y a la cantidad de líquidos producidos (LGN´s) en función de los diferentes flujos de gas (Q) evaluados para 5,10, 30, 50 y 100 MMSCFD respectivamente, para el sistema de refrigeración mecánica se encuentran reportados en la Tabla 10.

Tabla 10. Resultados obtenidos del sistema de refrigeración mecánica

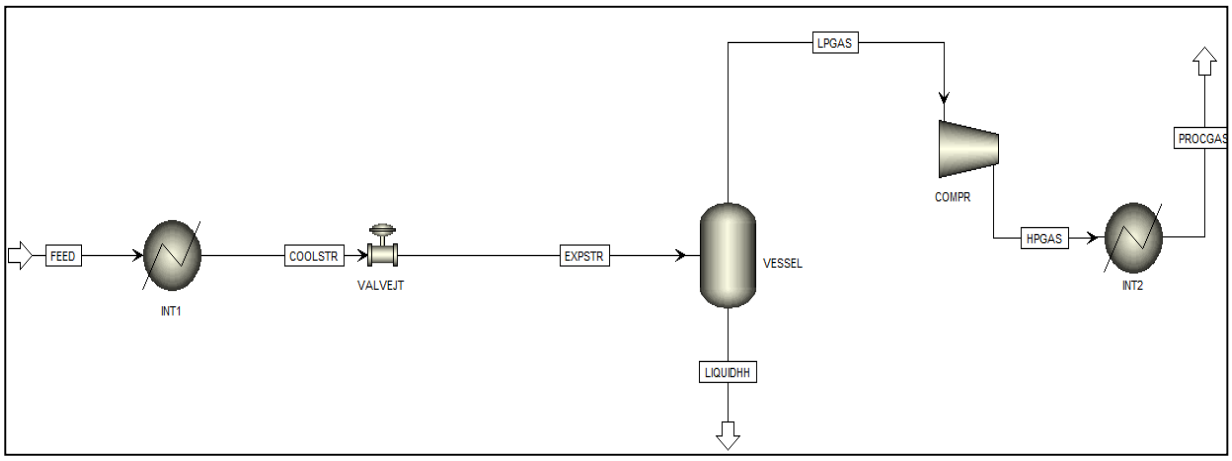
FLUJO (MMSCFD)	CALOR INT1 (MMBTU/D)	CALOR INT2 (MMBTU/D)	CALOR PROPCHIL (MMBTU/D)	FLUJO LIQUIDOS (MMSCFD)
5	-5333,034	1028,047	-2254,304	0,493
10	-10691,707	2061,035	-4519,446	0,494
30	-32049,481	6178,161	-13547,499	0,989
50	-53330,336	10280,459	-22543,038	2,965
100	-106660,6718	20560,93272	-45086,07638	4,933

Fuente: Autor.

5.4 DISEÑO Y SIMULACIÓN SISTEMA JOULE-THOMSON (JT)

En función del análisis del control del punto de rocío usando el sistema de válvula Joule-Thomson (JT), se parte del siguiente esquema básico que no requiere usar TEG debido a que no hay presencia de agua, el H2S no se reporta, mientras que el CO2 y el N2 están por debajo de los límites permisibles establecidos en el RUT. En la Figura 12 se puede apreciar el diagrama de flujo para el sistema de expansión a través de la válvula JT.

Figura 12. Diagrama de flujo sistema de expansión por válvula JT



Fuente: Aspen Plus V.8.0.

Como resultado de las simulaciones se obtuvo los siguientes parámetros (Tabla 11) para los equipos necesarios en el sistema de válvula Joule-Thomson.

Tabla 11. Operación de los equipos del sistema válvula JT

EQUIPOS	ESPECIFICACIONES
INT 1	Block results summary Outlet temperature: 52.1600036 F Outlet pressure: 1195 psia Vapor fraction: 0.95409029 Heat duty: -222565834 Btu/hr Net duty: -222565834 Btu/hr 1st liquid / Total liquid: 1 Pressure-drop correlation parameter: 8.52815182
VALVEJT	Valve results Choking status: Choking is not checked Outlet pressure: 645 psia Pressure drop: 550 psi
VESSEL	Block results summary Outlet temperature: 25.6602313 F Outlet pressure: 642 psia Vapor fraction: 0.95330311 Heat duty: 1344670.92 Btu/hr Net duty: 1344670.92 Btu/hr 1st liquid / Total liquid: 1
COMPR	Compr results Compressor model: Isentropic Compressor Phase calculations: Vapor phase calculation Indicated horsepower: 68002.2637 hp Brake horsepower: 68002.2637 hp Net work required: 68002.2637 hp Power loss: 0 hp Efficiency: 0.72 Mechanical efficiency: 1 Outlet pressure: 1205 psia Outlet temperature: 127.971253 F Isentropic outlet temperature: 108.359757 F Vapor fraction: 1 Displacement: Volumetric efficiency:
INT 2	Block results summary Outlet temperature: 40 F Outlet pressure: 1200 psia Vapor fraction: 1 Heat duty: -225622179 Btu/hr Net duty: -225622179 Btu/hr 1st liquid / Total liquid: Pressure-drop correlation parameter: 10.3586487

Fuente: Aspen Plus V.8.0.

El consumo de energía requerido y a la cantidad de líquidos producidos (LGN´s) en función de los diferentes flujos de gas (Q) evaluados para 5,10, 30, 50 y 100 MMSCFD respectivamente, para el sistema de expansión por válvula JT se encuentran reportados en la Tabla 12.

Tabla 12. Resultados obtenidos del sistema de expansión válvula JT

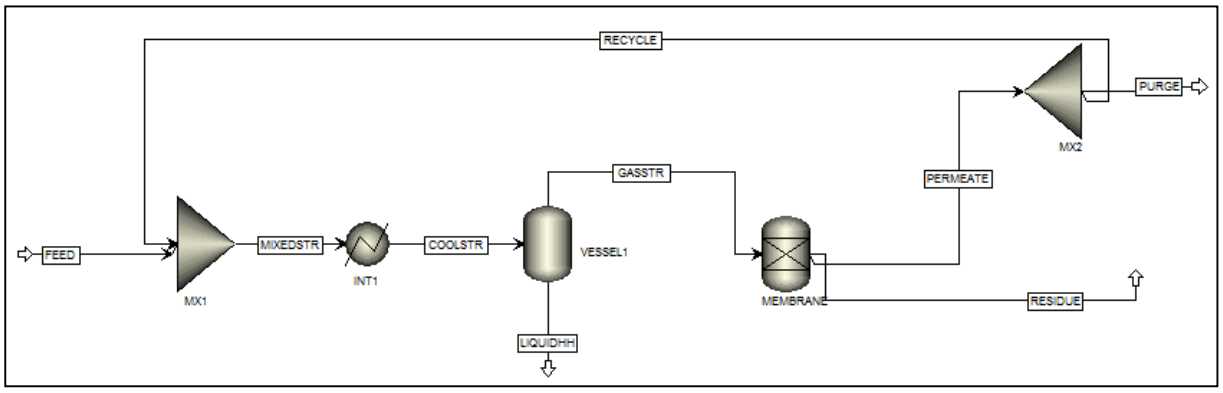
FLUJO (MMSCFD)	CALOR INT1 (MMBTU/D)	CALOR INT2 (MMBTU/D)	TRABAJO COMP (HP)	FLUJO LIQUIDOS (MMSCFD)
5	-5333,014	-5406,263	67893,414	0,436
10	-10691,697	-10838,527	136113,318	0,437
30	-32049,474	-32489,593	408013,577	0,875
50	-53330,333	-54062,684	678934,600	2,623
100	-106660,2749	-108125,2661	1357868,29	4,364

Fuente: Autor.

5.5 DISEÑO Y SIMULACIÓN SISTEMA DE MEMBRANAS PERMEABLES

En función del análisis del control del punto de rocío usando el sistema de membranas permeables, se parte del siguiente esquema básico que no requiere usar TEG debido a que no hay presencia de agua, el H2S no se reporta, mientras que el CO2 y el N2 están por debajo de los límites permisibles establecidos en el RUT. En la Figura 13 se puede apreciar el diagrama de flujo para el sistema de separación con membranas permeables.

Figura 13. Diagrama de flujo sistema de membranas permeables



Fuente: Aspen Plus V.8.0.

Como resultado de las simulaciones se obtuvo los siguientes parámetros (Tabla 13) para los equipos necesarios en el sistema de membranas permeables.

Tabla 13. Operación de los equipos del sistema de membranas permeables

EQUIPOS	ESPECIFICACIONES
MX1	Mixer results Outlet temperature: 89.5699296 F Outlet pressure: 1200 psia Vapor fraction: 0.97844456 1st liquid/Total liquid: 1
INT 1	Block results summary Outlet temperature: 40 F Outlet pressure: 1195 psia Vapor fraction: 0.95478009 Heat duty: -266580059 Btu/hr Net duty: -266580059 Btu/hr 1st liquid / Total liquid: 1 Pressure-drop correlation parameter: 3.60994812
VESSEL1	Block results summary Outlet temperature: 40 F Outlet pressure: 1200 psia Vapor fraction: 0.9547428 Heat duty: -1236643.5 Btu/hr Net duty: -1236643.5 Btu/hr 1st liquid / Total liquid: 1
MX2	Fsplit Results

Stream	Split fraction	Stream order
RECYCLE	0.9	1
PURGE	0.1	2

MEMBRANA	Heat duty: -13063814 Btu/hr Split fractions in outlet streams Substream: MIXED

Component ID	RESIDUE	PERMEATE
CO2	0.24291498	0.75708502
N2	0	1
METHANE	0.58947368	0.41052632
ETHANE	0.49861496	0.50138504
PROPANE	0.3774588	0.6225412
I-BUTANE	0.19736842	0.80263158
N-BUTANE	0.18947368	0.81052632
I-PENTAN	0.16194332	0.83805668
N-PENTAN	0.15	0.85
C6	0	1
C7	0	1
C8	0	1
C9	0	1
C10	0	1
C11	0	1

Fuente: Aspen Plus V.8.0.

El consumo de energía requerido y a la cantidad de líquidos producidos (LGN´s) en función de los diferentes flujos de gas (Q) evaluados para 5,10, 30, 50 y 100 MMSCFD respectivamente, para el sistema de membranas permeables se encuentran reportados en la Tabla 14.

Tabla 14. Resultados obtenidos del sistema de membranas permeables

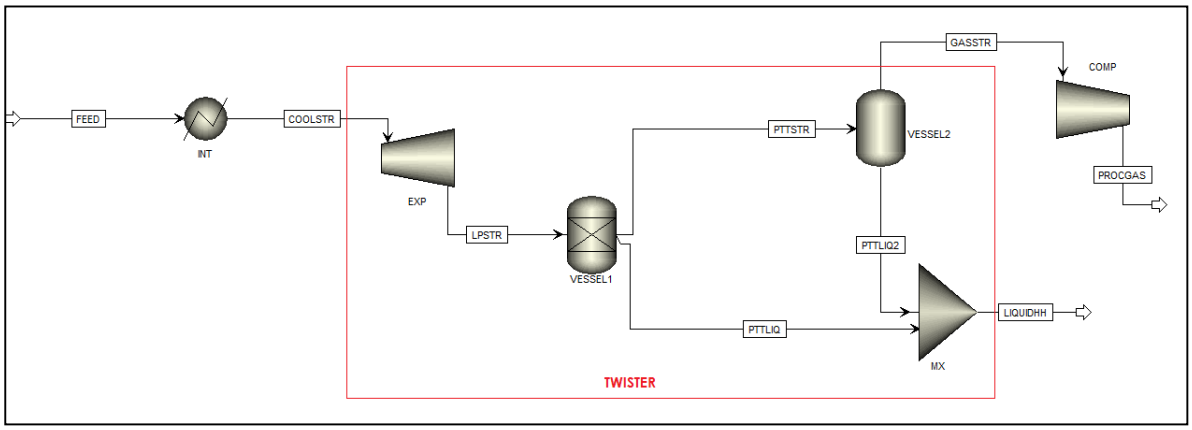
FLUJO (MMSCFD)	CALOR INT1 (MMBTU/D	FLUJO LIQUIDOS (MMSCFD)
5	-6396,357	0,588
10	-12798,002	1,176
30	-38369,723	3,529
50	-63960,051	5,882
100	-127939,774	11,764

Fuente: Autor.

5.6 DISEÑO Y SIMULACIÓN SISTEMA TWISTER

En función del análisis del control del punto de rocío usando el sistema de separación twister, se parte del siguiente esquema básico que no requiere usar TEG debido a que no hay presencia de agua, el H2S no se reporta, mientras que el CO2 y el N2 están por debajo de los límites permisibles establecidos en el RUT. Igualmente todos los parámetros fueron tenidos en cuenta de acuerdo a información técnica de rendimiento por el fabricante Twister BV (Supersonic Gas Solutions). En la Figura 14 se puede apreciar el diagrama de flujo para el sistema twister.

Figura 14. Diagrama de flujo sistema twister



Fuente: Aspen Plus V.8.0.

El consumo de energía requerido y a la cantidad de líquidos producidos (LGN´s) en función del rendimiento del equipo y de los diferentes flujos de gas (Q) evaluados para 5,10, 30, 50 y 100 MMSCFD respectivamente, para el sistema de separación supersónica twister se encuentran reportados en la Tabla 15.

Tabla 15. Resultados obtenidos del sistema twister

FLUJO (MMSCFD)	CALOR INT (MMBTU/D)	TRABAJO COMP (HP)	TRABAJO EXP (HP)	FLUJO LIQUIDOS (MMSCFD)
5	-7791,693	32815,1296	-15811,7898	0,466
10	-15583,387	65630,2592	-31623,5774	0,932
30	-46750,162	196890,778	-94870,7301	2,796
50	-77916,936	328151,296	-158117,882	4,660
100	-155833,8722	656302,592	-316235,764	9,321

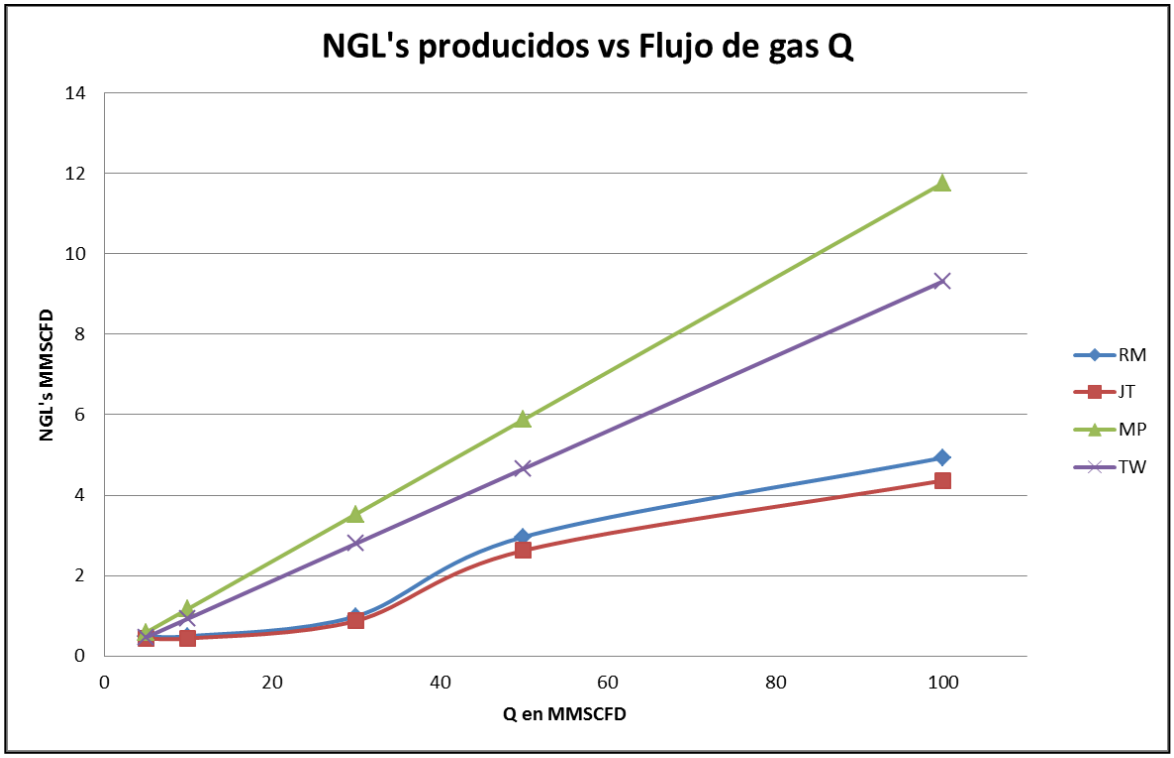
Fuente: Autor.

|

5.7 ANÁLISIS COMPARATIVO EN LA SEPARACIÓN DE LÍQUIDOS (LGN´s)

De acuerdo a los resultados obtenidos frente a la producción de hidrocarburos líquidos del gas natural conocidos como LGN's, se puede observar de la Figura 15, que la tecnología que tiene mayor producción, es el sistema de membranas permeables, específicamente las usadas por la compañía MTR Membrane Technology and Research de donde se tomaron los parámetros de eficiencia y operación de sus plantas. Es de resaltar que existen variaciones en eficiencia y desempeño de un fabricante a otro, así el esquema operativo básico sea similar.

Figura 15. Comparación de tecnologías propuestas



Fuente: Autor.

Por otra parte es necesario tener en cuenta aspectos como costos de operación y mantenimiento en el tiempo de vida útil de la planta de procesamiento del gas natural para análisis financieros, en donde las tecnologías de tipo válvula Joule-Thomson (JT) y Twister, son las de menor costos operacionales y de mantenimiento, debido a que la transformación y procesamiento del gas natural obedece a un cambio físico de la presión que afecta el punto de rocío de manera positiva.

Las simulaciones del sistema twister se realizaron con equipos equivalentes para obtener la cantidad de LGN's producidos y poder compararla con las de las tres tecnologías objeto de este análisis, ya que para desarrollar simulaciones en Fluent CFD, se requiere de parámetros dimensionales que son parte del "know-how" del fabricante que para nuestros análisis, el más representativo es, Twister BV (Supersonic Gas Solutions).

6 EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

6.1 DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO

Para el desarrollo de las proyecciones económicas, se tuvieron en cuenta parámetros técnicos y operativos de cada una de las tecnologías evaluadas. En donde los costos de operación y mantenimiento (OPEX) se calculó de acuerdo a los factores F1, F2 y F3 indicados en la Tabla 16, los cuales son diferentes para cada tecnología y se encuentran en principalmente en función del número de equipos involucrados en las plantas, la complejidad e intensidad de las labores de mantenimiento y operación para las mismas, entre otros. Por otra parte los costos de inversiones (CAPEX) para cada una de las tecnologías fueron evaluados aproximadamente en función de algunos artículos de investigación que involucran estos análisis de rentabilidad de una tecnología frente a la otra.

Tabla 16. Factores para la Evaluación Económica

OPEX=F1*CAPX+F2*COL+F3(RM+U)	
F1	0,17
F2	2,64
F3	3,35
	COST OF OPERATION
COL	LABOR
RM	RAW MATERIALS
U	UTILITIES COSTS

Fuente: Autor.

Dentro del OPEX también fueron tenidos en cuenta los costos de operación (COL) en función del ingreso promedio anual de cada trabajador de la planta de proceso, los costos por materias primas (RM) involucradas en la operación y mantenimiento

y los costos por servicios auxiliares (U), como por ejemplo servicios como energía, agua, químicos, etc. Estos costos se pueden apreciar igualmente en la Tabla 16.

En cuanto a la producción de LGN's se distribuyeron 70-30 respectivamente entre GLP y gasolina natural y el valor total fue tomado de los resultados de las simulaciones realizadas en Aspen Plus V.8.0., para cada tecnología y para los diferentes caudales de gas (Q) evaluados en este estudio, que fueron de 5, 10, 30, 50 y 100 MMSCFD.

Las proyecciones financieras fueron estimadas durante 120 meses (10 años), sin embargo dada la recuperación tan temprana de la inversión del capital inicial, las gráficas obtenidas en el presente informe se analizan en periodos más cortos de solo meses.

En cuanto a los precios de venta del gas natural (NG SELLING) y el costo de suministro del mismo (NG SUPPLY) se tomó una relación del 50% del primero frente al segundo, ya que es necesario tener en cuenta para los análisis financieros los costos de explotación, exploraciones previas y amortización de inversiones de la etapa previa de producción del gas en el campo. En la Tabla 17 se puede apreciar los precios del gas natural y sus productos líquidos, tenidos en cuenta para la evaluación de este estudio.

Tabla 17. Precios para el gas natural y sus derivados líquidos

	Q=	5	MMSCFD			
	ENERGIA NG	2,4	MBTU/KCF			
	GLP	63	BBL/MCF	PRICE	45	US$/BBL
	GASOLINA NATURAL	27	BBL/MCF	PRICE	90	US$/BBL
PRICE	NG SELLING	4,5	US$/MMBTU			
PRICE	NG SUPPLY	2,25	US$/MMBTU			
	DEPRECIACIÓN	120	MONTHS			

Fuente: Autor.

Adicionalmente los precios tomados son referentes de estudios previos de otros ejercicios económicos realizados por diferentes autores en estudios internacionales. Para el cálculo del número de trabajadores se tuvo en cuenta la siguiente fórmula (Tabla 18), la cual está asociada al número de equipos de la planta de procesamiento de gas.

Tabla 18. Cálculo de los trabajadores de las plantas de proceso

NOP=4,5*(6,29+0,23*Neq)^0,5		
Neq	23	
NOP		
BASE SALARY	45300	US$/YEAR
IMPUESTOS	33	%

Fuente: Autor.

Para cada uno de los 20 escenarios obtenidos (4 tecnologías por 5 flujos diferentes de gas) se obtuvieron la tasa interna de retorno (TIR) y el valor presente neto (VPN). En la Tabla 19 se puede observar los resultados obtenidos, los cuales serán analizados posteriormente.

Tabla 19. Resultados generales del VPN y la TIR

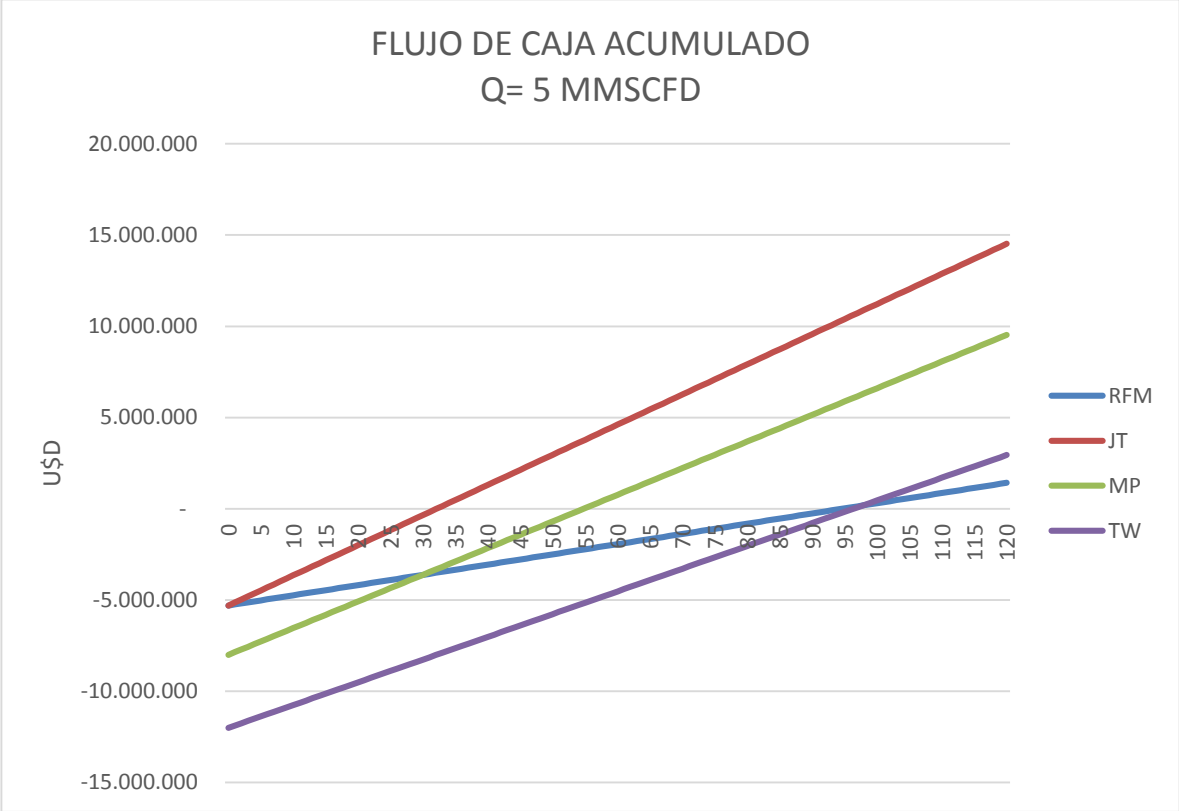
CAUDAL DE GAS Q	REFRIGERACION MECANICA		VALVULA JT		MEMBRANAS PERMEABLES		TWISTER	
	VPN	TIR	VPN	TIR	VPN	TIR	VPN	TIR
5 MMSCFD	$1.424.390	0%	$14.521.635	3%	$9.529.403	2%	$2.945.842	0%
10 MMSCFD	$77.769.340	10%	$116.747.205	17%	$220.550.803	15%	$248.938.612	15%
30 MMSCFD	$789.083.152	56%	$876.100.488	98%	$2.659.955.429	97%	$2.801.338.275	131%
50 MMSCFD	$3.945.692.181	220%	$3.735.957.660	260%	$7.568.581.469	211%	$7.705.860.198	293%
100 MMSCFD	$13.115.683.741	498%	$12.039.846.382	591%	$30.631.709.699	639%	$30.271.665.898	722%

Fuente: Autor.

6.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL ESTUDIO

En las Figuras 16, 17, 18, 19 y 20, se pueden observar los resultados obtenidos de las correlaciones de las diferentes tecnologías evaluadas en este estudio frente a los diferente caudales de gas (Q) de 5, 10, 30, 50 y 100 MMSCFD.

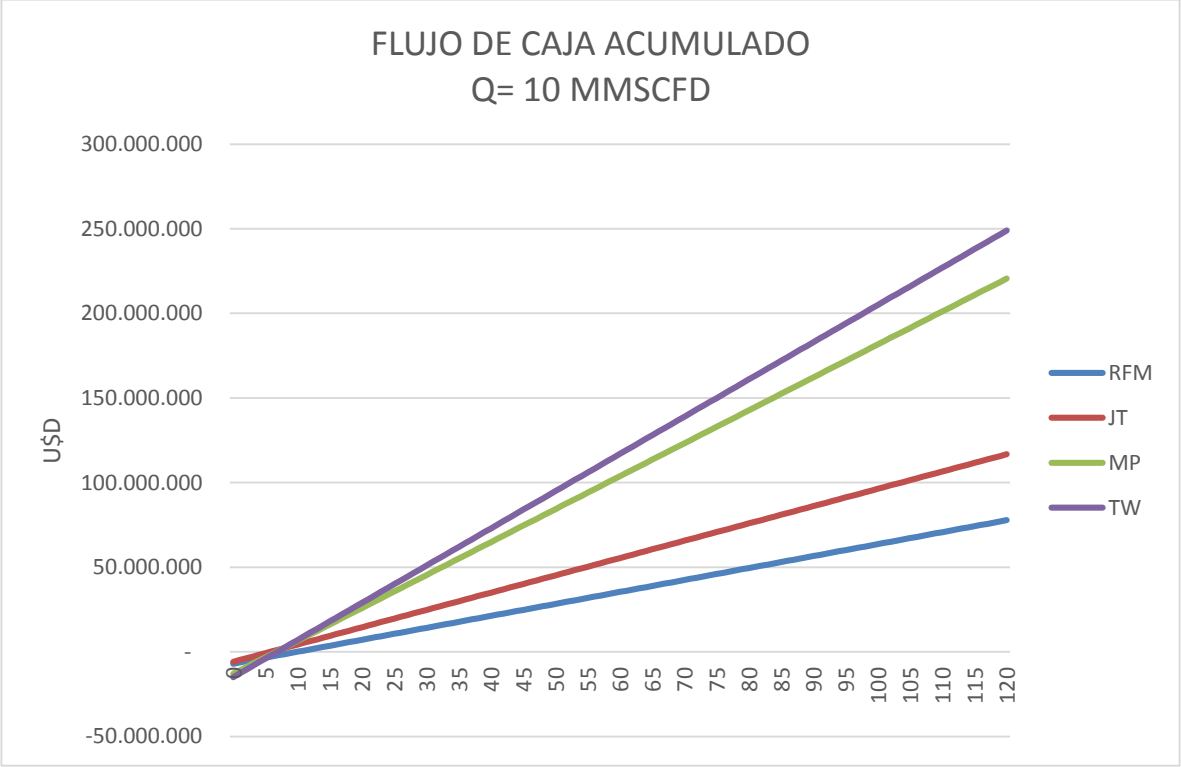
Figura 16. Flujo de caja acumulado @ 5 MMSCFD



Fuente: Autor.

En la Figura 16, se puede apreciar las 4 tecnologías evaluadas para un flujo de gas de 5 MMSCFD. Se puede inferir que la recuperación de la inversión para las tecnologías de JT y Membranas Permeables, presentan una recuperación de la inversión en menor tiempo frente a las tecnologías de Refrigeración Mecánica y Twister; esto se debe principalmente a una menor inversión inicial en equipos para el procesamiento del gas natural.

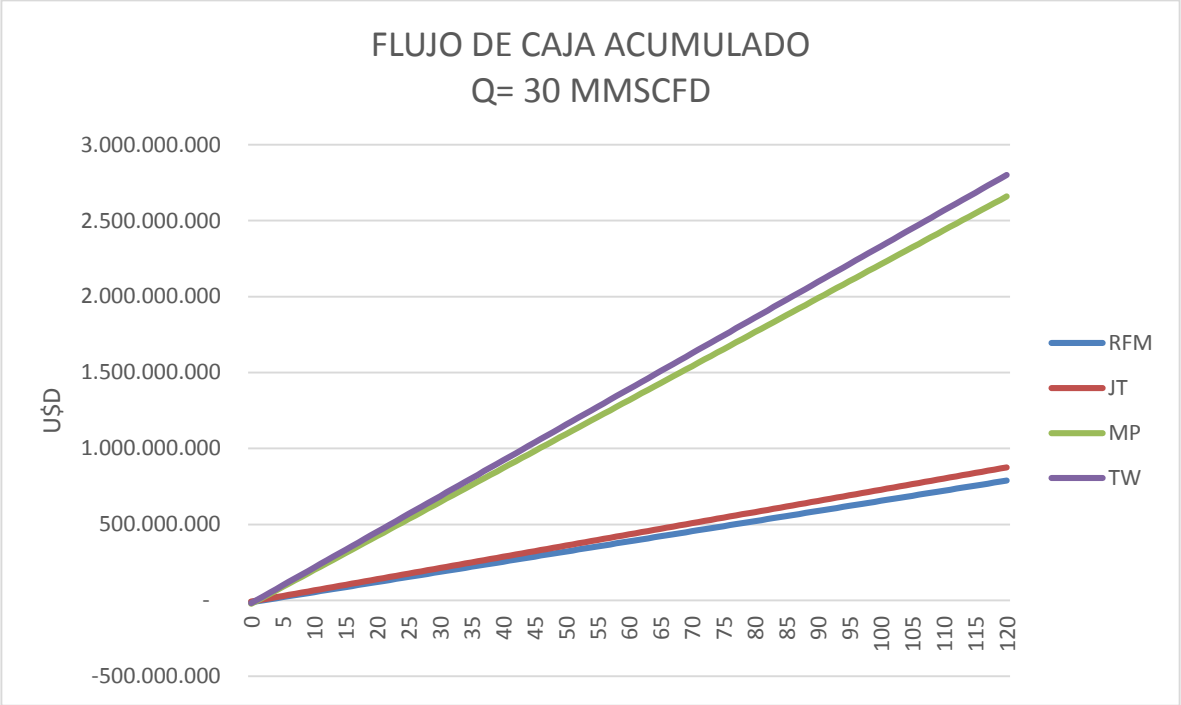
Figura 17. Flujo de caja acumulado @ 10 MMSCFD



Fuente: Autor.

En la Figura 17, se puede apreciar las 4 tecnologías evaluadas para un flujo de gas de 10 MMSCFD. Se puede inferir que la recuperación de la inversión para las tecnologías de Twister y Membranas Permeables, presentan una recuperación de la inversión en menor tiempo frente a las tecnologías de JT y refrigeración mecánica; esto se debe principalmente a una mayor recuperación de LGN, junto con una compensación con los costos de inversión, por un mayor volumen de procesamiento

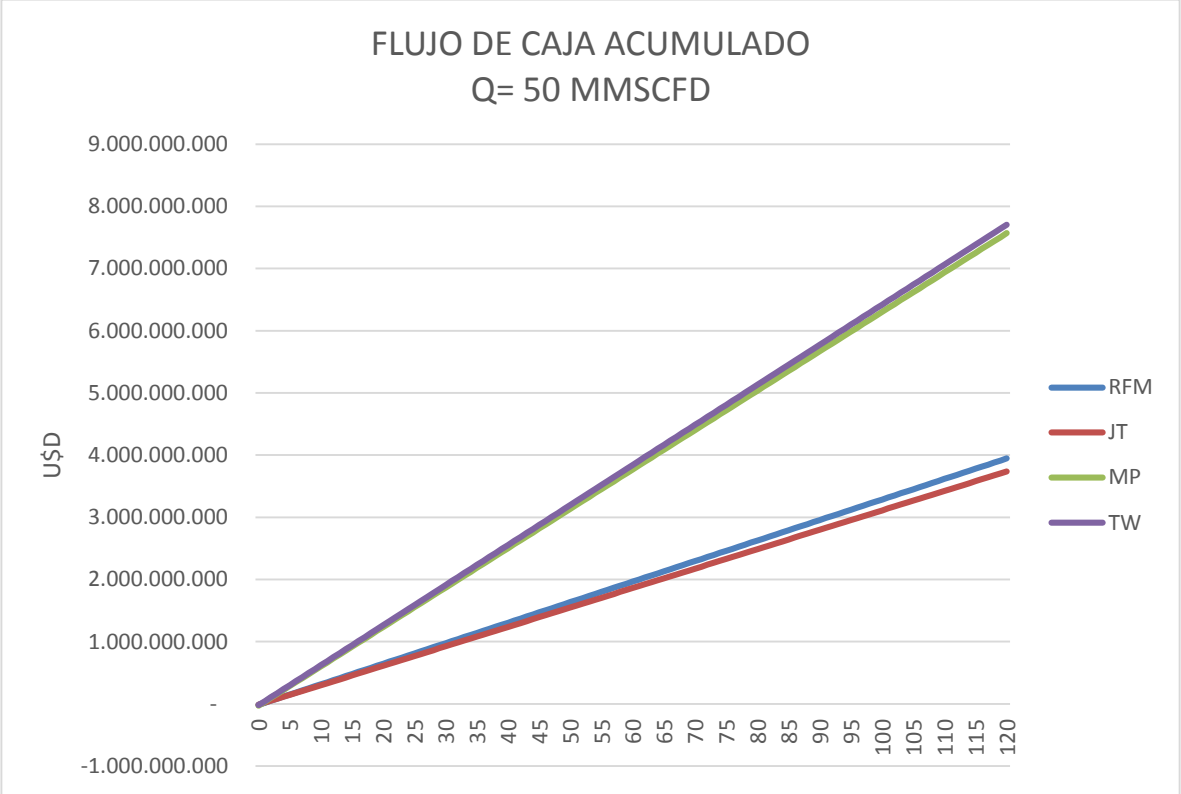
Figura 18. Flujo de caja acumulado @ 30 MMSCFD



Fuente: Autor.

En la Figura 18, se puede apreciar las 4 tecnologías evaluadas para un flujo de gas de 30 MMSCFD. Se puede inferir que la recuperación de la inversión para las tecnologías de Twister y Membranas Permeables, presentan una recuperación de la inversión en menor tiempo frente a las tecnologías de JT y refrigeración mecánica; esto se debe principalmente a una mayor recuperación de LGN, junto con una compensación con los costos de inversión, por un mayor volumen de procesamiento

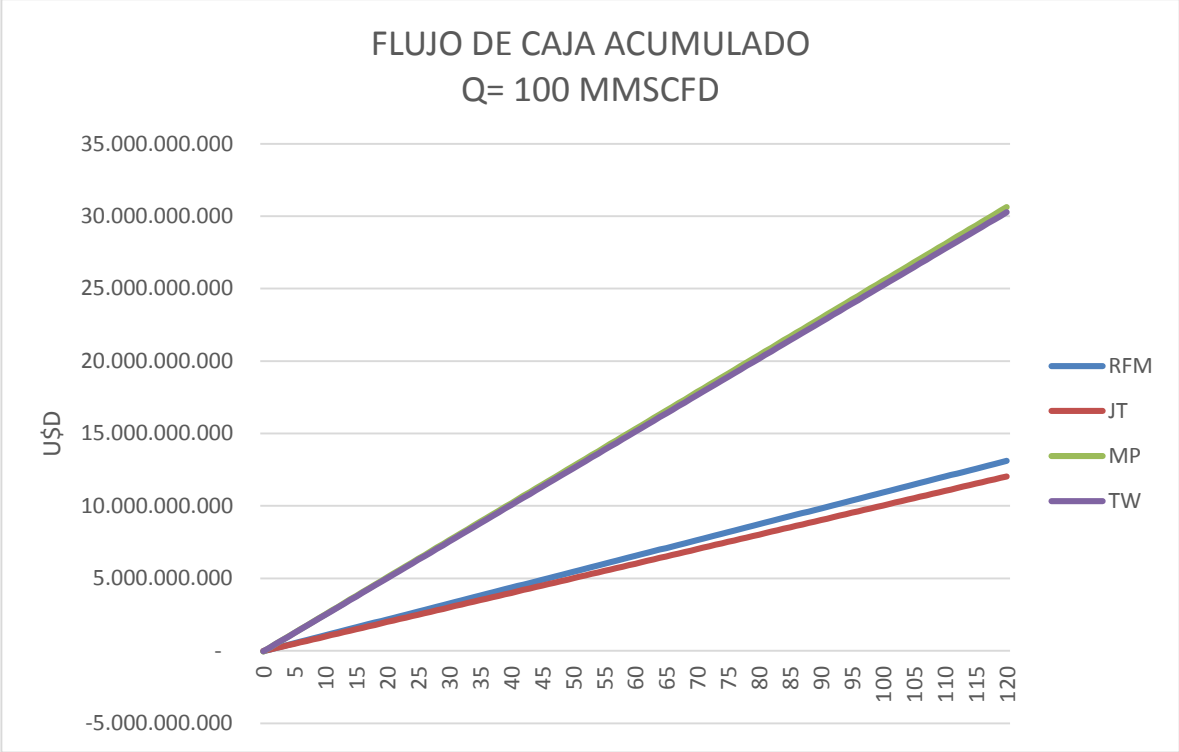
Figura 19. Flujo de caja acumulado @ 50 MMSCFD



Fuente: Autor.

En la Figura 19, se puede apreciar las 4 tecnologías evaluadas para un flujo de gas de 50 MMSCFD. Se puede inferir que la recuperación de la inversión para las tecnologías de Twister y Membranas Permeables, presentan una recuperación de la inversión en menor tiempo frente a las tecnologías de JT y refrigeración mecánica; esto se debe principalmente a una mayor recuperación de LGN, junto con una compensación con los costos de inversión, por un mayor volumen de procesamiento.

Figura 20. Flujo de caja acumulado @ 100 MMSCFD



Fuente: Autor.

En la Figura 20, se puede apreciar las 4 tecnologías evaluadas para un flujo de gas de 100 MMSCFD. Se puede inferir que la recuperación de la inversión para las tecnologías de Membranas Permeables y Twister, presentan una recuperación de la inversión en menor tiempo frente a las tecnologías de JT y refrigeración mecánica; esto se debe principalmente a una mayor recuperación de LGN, junto con una compensación con los costos de inversión, por un mayor volumen de procesamiento..

La selección de una tecnología tanto económicamente como técnicamente requiere de la consideración de diversos factores. Las principales variables que afectan la selección del proceso son las condiciones de entrada (presión del gas, riqueza, y contaminantes), condiciones de la corriente (presión del gas de residuo, productos de líquido deseado, la infraestructura del fraccionamiento del líquido, las condiciones totales (costos de utilidad y valor de combustible, localización de la planta, localización de la infraestructura, y la estabilidad de mercado). Además de la composición del gas de alimento y el modo de operación, las características técnicas más decisivas de algunos procesos son la presión del gas de alimento y la caída de presión permisible. En la Tabla 20, se puede apreciar un comparativo con las desventajas y desventajas de las diferentes tecnologías evaluadas en este estudio.

Tabla 20. Comparativo de tecnologías evaluadas

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Refrigeración Mecánica	
• Proceso sencillo • Baja energía • Bajo costo de operación • Baja caída de presión a través del enfriador	• Puede ocupar amplia área con equipos grandes • Importantes costos de mantenimiento • Eficiencia reducida por amplios porcentajes de inertes • Requiere almacenamiento del refrigerante (puede implicar un riesgo)
Joule Thomson	
• Proceso compacto y sencillo • Fácil de operar • Bajo costo de capital • Bajo costo de operación	• El control de HCDP está directamente relacionado con la reducción de presión • Alta potencia de recompresión • Sensible a la composición del gas a procesar
Membranas Permeables	
• Uso de espacios pequeños • Diseño modular y liviano • Fácil instalación y operación • Bajo costo de mantenimiento • Puede lograr deshidratación y control de HCDT al mismo tiempo	• Pérdida de metano en permeación de baja presión • Puede necesitar recompresión del gas permeado • No competitivo económicamente para grandes plantas • Sensibles a hidrocarburos pesados, requiriendo pretratamiento del gas
Twister	
• Puede lograr deshidratación y control de HCDT al mismo tiempo • Remueve más hidrocarburos que el sistema JT, para la misma caída de presión • Diseño compacto y modular • Fácil instalación y operación	• Alta potencia de recompresión • Limitada expeciencia comercial • Limitada rangeabilidad con respecto al flujo de entrada

Fuente: Autor.

7. CONCLUSIONES

- De acuerdo a los resultados obtenidos de las simulaciones frente a la producción de líquidos (LGN's) por cada tecnología y para los diferentes caudales de gas (Q's), tenemos que todas son significativamente rentables en función del desempeño y la cantidad de equipos con la que se conforman cada una de ellas. La recuperación de la inversión se presenta temprano, esto es dado por los altos niveles de producción de gas y la venta de los LGN's.

- Los sistemas de control de punto de rocío como las membranas permeables y la válvula JT generan un buen recobro de líquidos, pero su alta caída de presión hace necesario inversiones adicionales para la recompresión del gas natural.

- La tecnología de membranas permeables aunque no presenta una buena rentabilidad para bajos volúmenes, si es una alternativa favorable para altos volúmenes de procesamiento, debido a su alta inversión inicial y su alto costo de operación y mantenimiento, es amortiguada por su alta recuperación de líquidos.

- De las 4 tecnologías objeto de estudio, la tecnología Twister es la que presenta un rendimiento y rentabilidad excepciona. Esto se debe a que involucra la menor cantidad de equipos y la transformación del gas ocurre de manera física.

- Igualmente se evidencia que la tecnología Twister reduce los costos, porque requiere bajo mantenimiento, no tiene partes móviles que se desgasten con el tiempo, es ambientalmente amigable y reduce los consumos de energía, debido a que en la misma unidad se recupera la presión sin la necesidad de

compresión de gas adicional, aprovechando la misma energía en el gas de entrada.

- Los parámetros F1, F2, y F3 cumplen un papel importante en el cálculo del OPEX y prácticamente de ellos depende la reducción del margen de error en las proyecciones.

- Los parámetros F1, F2, y F3 pueden ser evaluados con mayor precisión de acuerdo a información específica que puedan suministrar los fabricantes, ya que este acercamiento en los mismos permite minimizar el margen de error en las proyecciones.

- Como recomendación de este estudio es necesario profundizar más en la determinación del CAPEX para cada tecnología y para los diferentes parámetros de operación y capacidad de las plantas. Por tal motivo se plantea realizar un estudio propio del proyecto, evaluando con cada una de las especialidades (proyectos, producción, mantenimiento etc.) cuantificado detalladamente los costos para cada una de las tecnologías evaluadas anteriormente.

- Teniendo en cuenta que este estudio fue realizado con parámetros fijos, como es el caso del precio de venta del gas natural, y de los liquidos, se recomienda que la evaluación económica se amplié con un análisis de sensibilidades, en donde los parámetros anteriores sean variables para escenarios optimistas, medio o pesimistas, que permitan la fijación clara de objetivos en el proyecto y una fácil toma de decisiones en el tiempo de ejecución y operación.

BIBLIOGRAFÍA

1. ARNOLD, KEN. Surface Production Operations Design of Oil Handling Systems and Facilities. Third Edition. USA: Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier, 2008.
2. CAMPBELL, JOHN M. Gas Conditioning and Processing. Volume: 1. USA: Published by: Campbell petroleum series, 1984.
3. CAMPBELL, JOHN M. Gas Conditioning and Processing. Volume: 2. USA: Published by: Campbell petroleum series, 1984.
4. GUERRERO MALDONADO, RAMIRO. Diseño y operación de Unidades de tratamiento y procesamiento de Gas – Compresión de Gas. Especialización en Ingeniería del Gas. Universidad Industrial de Santander. Marzo de 2010.
5. JARAMILLO SANCLEMENTE, ALONSO. Diseño y Operación de Unidades para procesamiento de Gas y aplicaciones de simulación de procesos. Universidad Industrial de Santander. Abril 28- Mayo 07 de 2004.
6. MACHADO PRISCILLA, MONTEIRO JULIANA, Medeiros José, Epson Hugh, Araujo Ofelia. Supersonic separation in onshore natural gas dew point plant. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2012.
7. NOTAS PERSONALES. Asignatura: Plantas de tratamiento y procesamiento de gas. Especialización Ingeniería del Gas, IV promoción, Universidad Industrial de Santander, 2011.

8. NOTAS PERSONALES. Asignaturas: Ingeniería Económica, fundamentos contables, Especialización Gerencia de Hidrocarburos, VII promoción, Universidad Industrial de Santander, 2013.

9. PEÑA VELÁSQUEZ, HERMES. Módulos Diseño y operación de unidades de tratamiento y procesamiento de gas – Diseño asistido por computador. Especialización en Ingeniería del Gas. Universidad Industrial de Santander. Bogotá, Abril del 2010.

10. PLAN DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAS. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Abast_Gas_Natural/PLAN_ABASTECIMIENTO_GAS%20NATURAL_2009.pdf.

11. REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE – RUT (Resolución CREG 071 de 1999).

12. SANTOS SANTOS, NICOLÁS.Modulo, Operaciones básicas de procesos, condensadores y rehervidores – Destilación – Absorción – Adsorción. Especialización en Ingeniería del Gas. Universidad Industrial de Santander. Bogotá Marzo de 2010.

13. WALKER, W.H.; LEWIS, W.K.; MCADAMS, W.H., Principles of Chemical Engineering; 2a Ed., pág. 112, New York, 1927