

**Implementación de un Sistema de Ahorro en el Consumo Energético para el Campo
Moriche, mediante una Unidad Recuperadora de Gas**



Universidad Autónoma de Bucaramanga
Especialización en Gerencia de Recursos Energéticos
Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas
Bucaramanga

2016

**Implementación de un Sistema de Ahorro en el Consumo Energético para el Campo
Moriche, mediante una Unidad Recuperadora de Gas**

Cindy Tatiana Mayorga Cerón

Manuel Alejandro Rojas Gómez

Alejandro Ruiz Rubio

**Monografía presentada como requisito para optar al título de
especialista en gerencia de recursos energéticos**



Universidad Autónoma de Bucaramanga

Especialización en Gerencia de Recursos Energéticos

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Bucaramanga

2016

Contenido

	<i>pág.</i>
Introducción	123
1. Objetivos	14
2. Marco de Referencia	15
2.1 Marco Contextual	15
2.1.1. Historia del Campo Moriche	15
2.1.2. Ubicación geográfica del campo moriche	¡Error! Marcador no definido.
2.1.3. Geología del Campo Moriche	20
2.1.4 Historia de Producción del Campo Moriche	25
2.2 Marco Legal y Regulatorio	32
2.2.1 Ambiental	32
2.2.2. Huella de Carbono	377
3. Marco Operativo Actual y Propuesta del Proyecto.	388
3.1 Generalidades de la Unidad Recuperadora de Vapor “VRU”.	388
3.2 Estado del Arte.	45
3.3 Línea base del proyecto	477
3.4 Diagrama de Flujo de Procesos	488
4. Estudio Financiero	532
4.1 Análisis de costos para el campo sin VRU operativa	532
4.2 Análisis de costos para el campo con VRU operativa	533
4.3. Flujo de caja	577
4.3.1 Flujo de Caja Sin VRU	577
4.3.2 Flujo de Caja Con VRU.	5959
4.4. Parámetros para análisis de sensibilidades	6161

4.5 Análisis de Riesgos	633
4.5.1 Operacionales	633
4.5.2 Seguridad Industrial	633
4.5.3 Ambiental	644
4.5.4 Social	644
5. Conclusiones y Recomendaciones	655
5.1. Conclusiones	655
5.2 Recomendaciones	666
Referencias Bibliográficas	677
Apéndices	688

Lista de Figuras

	pág
Figura 1. Campo Moriche	16
Figura 2. Tanque de almacenamiento campo Moriche	17
Figura 3. Ubicación geográfica Campo Moriche	19
Figura 4. Corte estructural de la cuenca del Valle Medio del Magdalena	23
Figura 5. Unidad Recuperadora de Vapor Campo Moriche	38
Figura 6. Sistema de Operación de una VRU	39
Figura 7. Compresor de tornillo rotatorio	40
Figura 8. Sistema de operación de una VRU	41
Figura 9. Scrubber o Knoockout drum	42
Figura 10. Panel de control	43
Figura 11. Fan Cooler	44
Figura 12. Motor	45
Figura 13. Diagrama de Flujo de Procesos sin VRU implementada	48
Figura 14. Diagrama de Flujo de procesos con implementación de VRU	49
Figura 15. Diagrama de Flujo de Procesos simulado en promax PD	50

Lista de Tablas

	<i>pág.</i>
Tabla 1. Resultados de Producción Campos Exploratorios	27
Tabla 2. Pozos perforados campo Moriche	29
Tabla 3. Poderes caloríficos	32
Tabla 4. Costo de Energía Gas TGI	52
Tabla 5. Sanciones Económicas por Impacto ambiental	53
Tabla 6. Costo Total de la Inversión	53
Tabla 7. Costo de la RVU	54
Tabla 8. Costo de energía eléctrica UNE	54
Tabla 9. Costo de Gas TGI	55
Tabla 10. Costo Start up de VRU	55
Tabla 11. Costo de Depreciación de equipo Unidad Recuperadora de Vapor	56
Tabla 12. Costo total de la inversión sistema	56
Tabla 13. Comparativo de Costos totales	57
Tabla 14. Flujo de Caja sin VRU	58
Tabla 15. Flujo de Caja con VRU	60
Tabla 16. Cantidad de unidades de recuperación de vapor	61

Lista de Gráficas

	pág.
Gráfica 1. Producción de gas del campo Moriche	31
Gráfica 2. Análisis Sensibilidad VRU	62

Lista de Apéndices

	<i>pág.</i>
Apéndice 1. Orden de servicio Cromatografía Campo Moriche	68
Apéndice 2. Orden de compra Unidad Recuperadora de Vapor	69

Glosario

ANULARES: espacio que existe entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, donde puede fluir el fluido

MBTU: 1 mil unidades térmicas británicas

MIGRACIÓN: Es el movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento. La migración se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta, debido a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, en comparación con la roca adyacente. La migración puede ser local o producirse a lo largo de distancias de cientos de kilómetros en las cuencas sedimentaria grandes, y es crucial para la formación de un sistema petrolero viable.

POZO PRODUCTOR: Son aquellos que permiten extraer los fluidos de las formaciones productoras, mientras los no Productores (Secos), una vez terminados no producen ni petróleo ni gas en cantidades suficientes como para ser económicamente rentable.

POZO INYECTOR: Es el pozo destinado a inyectar a los yacimientos algún fluido (gas natural, agua, vapor de agua) con fines de almacenamiento, mantenimiento de presión o conservación del ambiente.

POZO FLUYENDO: Se define desde el punto de vista de producción como aquel que es capaz de vencer las caídas de presión a través del medio poroso, tuberías verticales u descarga, estrangulador y el separador, con la energía propia del yacimiento.

POZO ABANDONADO: Pozo de producción de petróleo crudo y/o gas natural que, por razones mecánicas o económicas, se suspende su uso de manera permanente. La acción consiste en taponear el pozo y lograr la recuperación de ciertos materiales

POZO CERRADO: Pozo con una válvula cerrada para detener la producción. Los pozos se cierran frecuentemente por un periodo de tiempo para permitir la estabilización antes del comienzo de una secuencia de pruebas de abatimiento- restauración de presión.

ROCA FUENTE: También conocida como roca madre es la roca donde se acumula la materia orgánica proveniente de animales y vegetales que quedaron incorporados en el fango de fondo de mares y lagos. Se ha asignado este nombre a las rocas que son ricas en materia orgánica que son o han sido capaz de generar hidrocarburos para formar yacimientos de petróleo económicamente explotables.

ROCA RESERVORIO: Son rocas en las que se acumula el petróleo, poseen excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya libremente a través de ellas.

ROCA SELLO: Capa relativamente impermeable que impide que los fluidos sigan migrando una vez constituyen el yacimiento.

TRAMPA: Una configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar.

VRU: Sistema compuesto por un depurador, un compresor y un interruptor. Su objetivo principal es recuperar los vapores formados dentro de los tanques y de los anulares, completamente sellados de petróleo o condensados. El interruptor detecta las variaciones de presión dentro de los tanques y apaga y enciende el compresor. Los vapores se absorben en donde los líquidos atrapados regresan al sistema de líneas de conducción de líquido o a los tanques y el vapor recuperado se bombea a las líneas de gas.

Resumen

El proyecto de implementación de la unidad recuperadora de vapor para el Campo Moriche surge debido a la necesidad de cubrir el marco legal ambiental sobre venteos de gas y de igual forma reducir los costos operativos asociados a la generación de vapor para inyección.

Durante los periodos de estudio, factibilidad y desarrollo se realizaron diversas modificaciones al plan original con el fin de realizar una adecuada utilización de los recursos disponibles para tal fin, y al mismo tiempo ejecutar de manera óptima cada una de las fases del proyecto.

En este trabajo, adicional a la contextualización del uso de una unidad recuperadora de vapor y sus condiciones operativas, se documenta todo lo concerniente al análisis financiero con el fin de conocer a ciencia cierta, cuánto dinero se está ahorrando Mansarovar Energy por concepto de recuperación de gas de anulares.

Anexo a lo mencionado anteriormente, el presente documento da unas recomendaciones y conclusiones de acuerdo a lo evidenciado por los autores durante la evaluación financiera del proyecto.

Abstract

The VRU implementation Project for the Moriche field arises due to need to cover the legal and environmental framework about gas venting and similarly reduce the operating costs associated to the generation of steam for injection.

During the study, feasibility and development periods it makes different modifications to the original plan in order to perform a proper utilization of the available resources to the target, at the same time run an optimal way each one of the Project phases.

In this job, additional to the contextualization of VRU uses and their operational conditions, they documented all concern to the financial analysis in order to know for sure, how much money Mansarovar is saving for the annular gas recover.

Annexed to the previous commented, this document it gives some recommendations and conclusions according to evidenced by the authors during the project financial evaluation.

Introducción

La búsqueda del cumplimiento de las normas ambientales en la industria del petróleo ha generado nuevas tecnologías a nivel mundial con el fin de proteger eficazmente el entorno donde se desarrollen actividades de dicha índole.

Mansarovar Energy siendo la quinta empresa a nivel nacional en explotación de crudo no se ha quedado atrás en innovaciones que permitan asegurar una excelencia operación confiable y la búsqueda de la mínima afectación al medio.

Basado en estas nuevas tendencias mundiales, Mansarovar en el campo Moriche implementa una unidad recuperadora de gas conectando en línea con la red de anulares, con el fin de utilizar el fluido gaseoso que fluye por esta ruta de anulares.

De esta forma la compañía nacida de una unión entre las empresas petroleras estatales de la India (ONGC VIDESH) y de la república popular de la China (SINOPEC), busca la optimización del costo operativo y asegura el cumplimiento de la normatividad ambiental requerida.

Durante el avance de este documento se menciona la historia del campo, se explica el concepto dentro del marco contextual operativo, el estado del arte actual y futuro para finalizar con una evaluación financiera sobre las bondades de la implementación de la unidad recuperadora de vapor en el campo petrolero antes mencionado.

1. Objetivo

Evaluar y Analizar Financieramente la Implementación de la Unidad Recuperadora de Vapor en el Campo Moriche.

2. Marco de Referencia

2.1 Marco Contextual

2.1.1. Historia del Campo Moriche. Conocido como Territorio Vásquez en honor a Cayetano Vásquez, fue propiedad de la Compañía de Jesús la cual pasó a manos de Boyacá en 1882. El primer caserío se ubicó en la ribera del Río Negro con el nombre de Puerto Reyes en honor al Presidente de Colombia Rafael Reyes; al crearse la Inspección de Policía de Puerto Boyacá el territorio Vásquez pasó a ser administrada por Antioquia con el nombre de Territorio Vásquez. En el año 1926 la Texas Petroleum Company compra las tierras del Territorio Vásquez.

En 1936 el señor Héctor Escobar Motta salió de la ciudad de Tunja hasta Puerto Boyacá con el fin de recuperar el territorio para Boyacá pero se encuentran con campamentos de la Texas Petroleum Company. Los expedicionarios cambian de rumbo y fundan a Puerto Servíez en la desembocadura del Río Nare. En 1945 la Texas Petroleum cambia de sitio el poblado a Puerto Niño donde comenzó las explotaciones.



Figura 1. Campo Moriche

Fuente. Registro fotográfico Mansarovar Energy

Debido a necesidad de construir un poblado la Texas cede algunas tierras donde se fundó Puerto Gustavo en honor a Gustavo Gabriel, para el 15 de diciembre de 1957 y por decreto No.615 se creó el municipio de Puerto Vásquez y casi un año después por medio de la ordenanza No.4 del 17 de noviembre de 1958 se le cambió el nombre al municipio por el que tiene actualmente Puerto Boyacá.

En el territorio se han realizado explotaciones por parte de la Texas_Petroleum_Company, que inició las perforaciones en 1940 en el área de Puerto Niño, en 1968 ya se habían perforado 146 pozos. Ecopetrol se vinculó a la explotación en noviembre de 1986, en los campos de producción de Palagua y Caipal, antigua concesión de la Texas, mediante el sistema de bombeo

mecánico. La firma Omimex de Colombia anuncio en 2004 que extraerá petróleo del fondo de río Magdalena en el campo denominado Under River, con el cual esperaba incrementar la producción local de 17 mil barriles por día a 26.500.

El campo Moriche perteneciente al contrato de Asociación Nare, la cual fue firmada el 3 de Septiembre de 1980, cubriendo una extensión original de 383.267 acres, (155.106 hectáreas), comprendidas por las empresas Ecopetrol y Mansarovar Energy Colombia, con una participación del 50% para cada empresa, la empresa Mansarovar Energy Colombia representa los intereses de Sinopec y Oil and Natural Gas Corporation, encargados de aprobar los planos de desarrollo de los diferentes campos que se encuentran adscritos al contrato en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Figura 2. Tanque de almacenamiento campo moriche

Fuente: Registro Fotográfico Mansarovar Energy

El desarrollo del campo se vio reflejado con la perforación del pozo Laurel 01, que permitió descubrir la acumulación de aceite en el área Moriche Buffer. La perforación de este pozo exploratorio estuvo soportada en la información del programa sísmico de 1982 suministrado por Texaco en la Cuenca del Valle del Magdalena. Posteriormente en 1989 Texas Petroleum Company, al transcurrir el tiempo mediante la resolución 1378 de diciembre de 2003 el Ministerio del Medio Ambiente y desarrollo territorial otorgó licencia ambiental otorgó licencia ambiental global a la empresa Omimex de Colombia, para el proyecto denominado desarrollo del Campo Moriche. Esta licencia ambiental fue modificada en su primer artículo mediante la resolución 100 del 18 de enero del 2007, este cambio se realizó con el objetivo de modificar el titular de la licencia por la empresa Mansarovar Energy Colombia Limited y así dar inicio a la comercialidad del campo a nombre de este titular.

La empresa Mansarovar Energy Colombia Limited probó la trampa a través de los pozos Moriche Norte 01, Moriche Norte 02, Moriche Norte 03, Moriche Norte 04, Moriche Norte 05, Moriche Norte 06. Moriche Sur 01, Moriche Sur 03, Moriche Sur 11, los cuales fueron perforados durante los años 2006, 2007 y 2008.

Actualmente el sector cuenta con una extensión total de 40.920 acres, dentro del cual se incluyen los 10.729 acres del campo Moriche, sobre el cual se ha desarrollado comercialmente el proyecto fase 1 y fase 2 con 1.119 y 3.773 acres respectivamente. Al evaluar y confirmar el potencial petrolífero del área se ha llevado a cabo las fases de desarrollo: fase 1 con 110 pozos productores, fase 2 con 178 pozos productores, adicionalmente se han perforado 8 pozos exploratorios en la

franja oriental del campo de los cuales 5 se encuentran en el área solicitada como fase 3.

2.1.2. Ubicación geográfica del campo Moriche. El campo Moriche se encuentra ubicado en el departamento de Boyacá, en límites con los departamentos de Antioquia y Santander, en el flanco occidental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Limita por el norte con el río Magdalena, por el oeste con el campo Abarco, por el sur con el campo Palagua y al este el límite del contrato de asociación Nare.

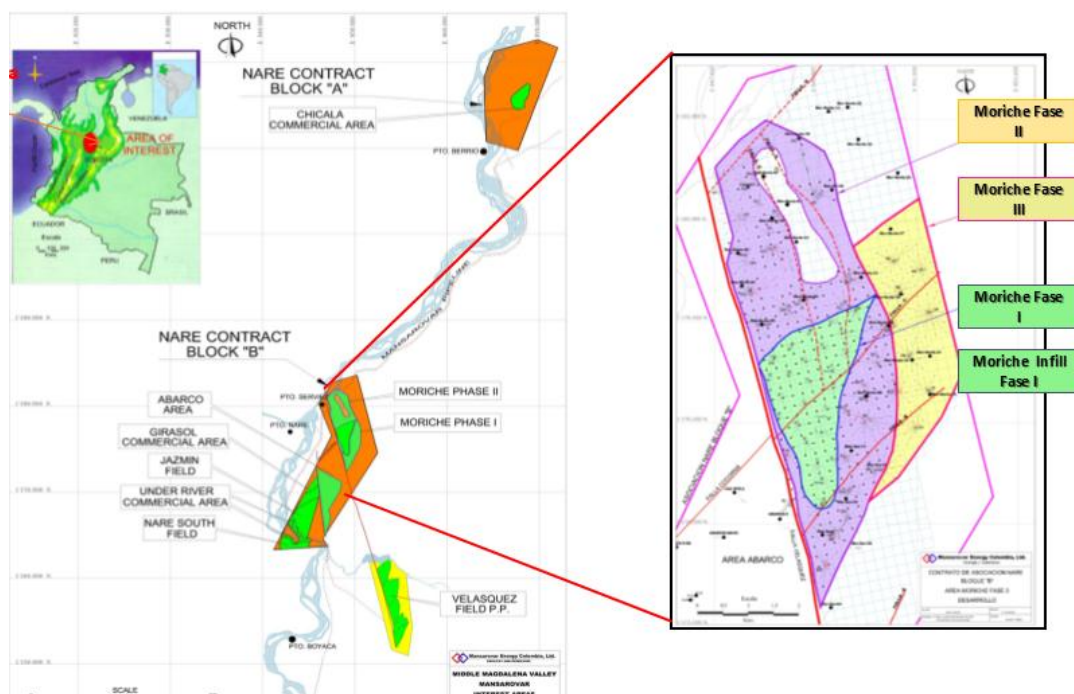


Figura 3. Ubicación geográfica campo Moriche

Fuente: Departamento de Proyectos Mansarovar Energy.

El campo Moriche de acuerdo con la compañía Mansarovar Energy Colombia se encuentra ubicado hacia el límite sur oeste de la cuenca del valle medio del Magdalena, entre las

cordilleras central y oriental del país, en el departamento de Boyacá, en el municipio de Puerto Boyacá en la vereda de Paragua. Para llegar al Campo Moriche en el bloque Nare, ubicado en el departamento de Boyacá, desde Bogotá se sale por el occidente tomando la ruta transversal 50 también llamada autopista Medellín o calle 80 por cerca de 160 km para llegar al casco urbano del municipio de Honda en el departamento de Tolima, antes pasando por los municipios de la Vega, Villeta y Guaduas. Después de llegar al casco urbano del municipio de Honda se prosiga a tomar hacia el norte la troncal hacia el norte, se pasa por el municipio de la Dorada por cerca de 90 km. Para llegar al bloque Nare B en el municipio de Puerto Boyacá, en el departamento de Boyacá, en límites con los departamentos de Santander hacia el Norte y Antioquia hacia el occidente cruzando el río Magdalena.

2.1.3. Geología del Campo Moriche. Dentro de la cuenca se destaca la presencia de la Formación Jurásica Girón que se ubica bajo sedimentos marinos del Cretáceo, compuestos principalmente por esquistos arcillosos y carbonatos. Los esquistos arcillosos de las Formaciones Simití y Paja parecen ser la roca fuente de las arenas de la Formación Mugrosa, cuya migración probablemente se produjo a lo largo del sistema de fallas.

Las Formaciones Mugrosa y Colorado son secuencias de arena y esquistos arcillosos que luego se depositaron a lo largo del período Paleoceno. Actualmente se sabe que el tectonismo de compresión durante la época del Paleoceno temprano, reactivó las fallas de los quebradizos carbonatos del Cretáceo y solo causó una ligera estratificación en las rocas más dúctiles del Paleoceno, que son los yacimientos de interés del Campo Moriche.

- **Columna Estratigráfica**

El Campo Moriche presenta un ordenamiento estratigráfico particular donde se observan secciones intercaladas de arenas continentales y arcillas irregulares del Terciario y sobre el terciario un basamento formado por rocas ígneas y metamórficas.

- **Descripción de formaciones geológicas**

De acuerdo con CLAVIJO y ROYERO, la Cuenca Valle Medio del Magdalena presenta una estratigrafía descrita en las siguientes formaciones.

- ✓ Grupo Girón.
- ✓ Formación Los Santos.
- ✓ Formación Cumbre.
- ✓ Formación Rosa Blanca.
- ✓ Formación Paja.
- ✓ Formación Tablazo.
- ✓ Formación Simití.
- ✓ Formación La Luna.
- ✓ Formación Umir.
- ✓ Formación Lizama.
- ✓ Formación La Paz.
- ✓ Formación Esmeralda.
- ✓ Formación Mugrosa.
- ✓ Formación Colorado.
- ✓ Grupo Real.

✓ Grupo Mesa.

- **Geología Estructural**

La geología estructural se encuentra al sureste de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, está generalizada por un monoclinal con rumbo suroeste-noreste y con un buzamiento suave hacia el este.

El sistema de fallas regionales es de tipo normal y se crearon en la cuenca durante el agrietamiento ocurrido en la época Jurásica. La mayor discordancia angular del Palozeno-Cretáceo identificada en la cuenca es considerada como el resultado del levantamiento de la cordillera central en el Cretáceo tardío que transfirió la cuenca marina del Cretáceo dentro de una superficie de depósitos del pie de monte.

Los sistemas antes mencionados, que se encuentran en el subsuelo son de carácter transtensivo, por lo que generan fallas de apariencia normal, que por lo general presentan el bloque hundido hacia la cuenca. La unión de estos sistemas de fallas genero cierres estructurales de tamaños considerables, que a la vez contribuyeron a la acumulación de volúmenes importantes de hidrocarburos, tales como los encontrados en los campos ubicados en la zona, que están relacionadas con la falla Velásquez y Cocorná.

La **figura 4** muestra la presencia de pliegues bajo superficies de cabalgamiento, estructuras dúplex, estructuras con cierres de falla y trampas estratigráficas presentes a lo largo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

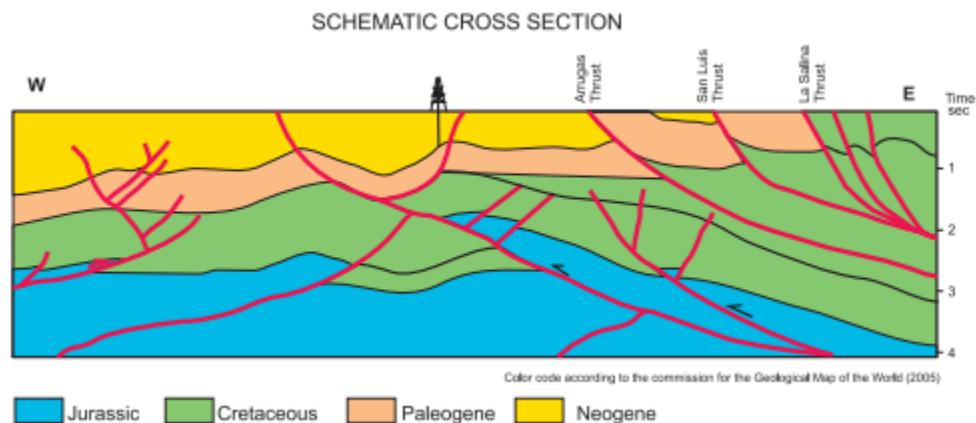


Figura 4. Corte estructural de la cuenca del Valle Medio del Magdalena

Fuente: ANH. Agencia nacional de hidrocarburos. Mapa de cuencas [en línea]

[http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf)

[sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf) [citado el 1 de mayo de 2014]

El Campo Moriche se encuentra ubicado en la intersección de dos importantes elementos estructurales: El monoclin de Velásquez con una tendencia Noreste – Suroeste, y una suave inclinación de 5 - 7° al Sur este, y el sistema de Fallas de Velásquez – Palagua en dirección Sureste-Noroeste.

La acumulación es controlada por el cierre estructural generado por la prolongación de la Falla de Velásquez - Palagua al noreste, asociada a una falla normal de cabalgamiento al Noroeste-Sureste, con un estilo muy similar al Campo Velásquez, Las fallas normales asociadas con esta acumulación hacen que el bloque tenga buzamiento hacia el este, con un desplazamiento de +/- 100 ft en la falla principal y de 50 a 80 ft en las fallas secundarias.

- **Geología del petróleo**

El grupo Chuspas pertenece a la secuencia inferior de arenas de la época del oligoceno subdividida en tres unidades A, B y C y la zona inferior del basamento considerada como la zona principal de presencia de hidrocarburos en el área Moriche. La Unidad A es una zona saturada con agua salada donde no se presenta interés alguno. La unidad B es el yacimiento objetivo en el campo Moriche, las unidades individuales de arena no son uniformes ni continuas lateralmente lo que dificulta su correlación entre pozos, las principales ricas tienen espesores entre 2 y 60 ft representadas por cuerpos de aren individuales limitados arealmente y con discontinuidad lateral en algunos casos. La unidad C presenta acumulación de hidrocarburos pero no ha sido explotada. La zona inferior del basamento es la zona de interés donde se están realizando estudios.

Dentro de los principales eventos que hacen parte de la geología del petróleo de la Cuenca Valle Medio del Magdalena, se destacan entre otros, los siguientes:

Roca Fuente: Para esta sección de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, se tiene como Roca Generadora a la Formación la Luna, Formación Simití y Formación Tablazo las cuales están compuestas principalmente por calizas de alto contenido en matriz micrítica y shales calcáreos con gran presencia lutitas ricas en materia orgánica. El TOC varía de 1 a 6% lo cual indica que el carbono orgánico total es bueno a excelente. El tipo de kerogeno es tipo II y su RO varía de 1,1 a 1,2% siendo una roca fuente madura.

Roca Reservorio: Las rocas almacén en esta parte de la cuenca son areniscas de origen continental, depositadas en un ambiente de canales entrelazados de edad del Eoceno-Oligoceno, correspondientes a los grupos Chuspas y Chorros. La permeabilidad varía entre los 150 y 2000 md.

Roca Sello: Las lutitas marinas de las formaciones Simití y Umir representan los sellos de los potenciales reservorios cretácicos. En contraste, las arcillolitas plásticas continentales de las formaciones Esmeralda y Colorado constituyen los sellos para los reservorios cenozoicos.

Migración: La roca generadora se encuentra ubicada en la parte más profunda de la cuenca, y de esta zona se han generado y expulsado los hidrocarburos que a su vez migraron por las unidades terciarias arenosas, buzamiento arriba hacia el occidente.

Trampa: Cuatro importantes tipos de trampas han sido identificadas, pliegues contraccionales asociados a fallas bajo superficies de cabalgamiento, estructuras “dúplex” de cabalgamiento con cierre independiente. Cierres dependientes de falla y trampas en el lado bajo de las fallas sellantes.

2.1.4 Historia de Producción del Campo Moriche. El campo Moriche fue descubierto en agosto de 1983 con la perforación del pozo Laurel 01. El desarrollo de Moriche Fase I esta área inicia en 2008 con la perforación de 110 pozos que producen entre 30 y 60 BOPD en frío.

En 2009, se aprueba la comercialidad por parte de Ecopetrol de Moriche Fase II. En esta área se han perforado 260 pozos con una producción que varía en la zona Norte entre 8-20 BOPD y la zona Centro-Sur entre 20-60 BOPD. Tres años después, en septiembre de 2012 se aprueba Moriche Fase III.

Al norte de Moriche Fase III, el campo cuenta con un área buffer de 1300 acres y OOIP estimado de 240 MMB. A la fecha se han perforado cuatro pozos exploratorios en el área: MOR-Norte11, MOR-Norte12, MOR-Norte20 y MOR-Norte22 (cerrado desde octubre/2011), los cuales han presentado un potencial en frío de 20 BOPD en promedio.

Moriche Fase 1: El desarrollo de la primera fase de Moriche (Fase 1) se llevó a cabo durante los años 2008 y 2009, en los cuales se perforaron los 110 pozos propuestos en el Plan de Desarrollo. Durante el 2013 se perforo un pozo infill (Mor-T06)

Moriche Fase 2: A principios del 2010 se inició el desarrollo de la Fase 2 de Moriche, una vez aprobada la Extensión de Comercialidad y el Plan de Desarrollo del proyecto. A finales de 2011 se habían perforado 240 pozos adicionales a los 15 pozos de avanzada existentes; de estos, 96 pozos fueron perforados en el 2010 y 144 pozos en el 2011. Durante la vigencia de 2012 se perforaron 4 pozos adicionales de desarrollo en esta área y en el año 2013 solo se perforo un pozo adicional en el área (el Mor-BA09).

Moriche Fase 3: La campaña de desarrollo en esta fase se inició en la vigencia 2012 con la perforación de 23 pozos de desarrollo más 1 pozo de avanzada, para un total de 24 pozos. Los 57 restantes de desarrollo contemplado dentro del Plan de Desarrollo, se perforaron durante el 2013.

- **Pozos exploratorios**

A través del tiempo se han perforado cinco pozos exploratorios en el Campo Moriche: Balso-1, Morche-1, Laurel-1, MoricheSur-1 y MoricheNorte-1. Los resultados de producción arrojados se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Resultados de Producción Campos Exploratorios.

Campo	Tipo	Fecha	Resultados de la Production
Laurel-1	Frio	1983.2.12-	20 bfpd – 44% BS&W –11 bopd
Balso-1	Frio	1984.6.4-	20 bfpd –30% BS&W – 14bopd
Moriche-1	Frio	1987.12.29-	54bfpd –5% BS&W – 51bopd
Moriche-S-1	Frio	2007.5.7-9.13	66 bfpd –1.8% BS&W – 65bopd
Moriche-N-1	Frio	2007.10.7- 10.28	>100bfpd –1.0% BS&W

Fuente. Datos generales de campo Mansarovar Energy Colombia.

Laurel-1: En 1983 fue el primer pozo perforado en el área de Moriche, llegando a una profundidad total de 1.441 ft en el basamento metamórfico. Localizado al Noreste de Moriche-1, con una sección de arena petrolífera de 64 pies. Completado con revestimiento con un resultado de producción de 11 BOPD de gravedad API 11,4° y un corte de agua del 44%.

Balso-1: Este pozo fue perforado en 1983 con una profundidad de 2.703 ft en el basamento metamórfico. La sección de arena petrolífera es de 85 ft en la que se realizó un completamiento dual. En junio de 1.984 fue sometido a una inyección de vapor durante 30 días, con un calor total inyectado de 3.883 MMBTU, la producción obtenida fue de 20 BFPD con un 32% de BS&W, 14 BOPD con gravedad API de 14°.

Moriche-1: En 1987 fue perforado, ubicado a 2 km del noreste del pozo Balso-1; a una profundidad de 2.424 ft dentro del basamento metamórfico, 338 ft más alto estructuralmente a nivel de basamento que Balso-1. Se encontró una sección de arena petrolífera de 109 ft netos, mejor desarrollada que la del pozo Balso-1. Se completó y se probó en 1.987 dando una producción de 54 BFPD con 5% de BS&W y 51 BOPD de 12,8 grados API en frio. En 2001 fue

sometido a inyección de vapor llegando a una tasa de 405 BOPD con un corte de agua del 11,2% mostrando una buena respuesta a la inyección de vapor.

MoricheSur-1: En 2007 se perforó alcanzando una profundidad de 2.998 ft en el basamento metamórfico. Localizado a un 1 km al sur de Balso-1 aproximadamente y 55 ft más bajo estructuralmente que Balso-1. Su producción desde 2.007 ha representado una tasa promedio de 65 BOPD y un BS&W menor que el 2% y gravedad API de 14,3°.

MoricheNorte-1: Se perforó en 2007 llegando a una profundidad de 1.800 ft en el basamento metamórfico. Localizado a 2,3 km al noroeste de MoricheSur-1 y 670 ft más alto estructuralmente que Moriche-1. Las pruebas de producción en frío hasta ahora son más altas de los 100 BOPD con una gravedad API de 16°.

- **Producción del campo Moriche**

El campo Moriche es actualmente el de mayor volumen de producción dentro de la asociación Nare con un promedio diario de 15000 bls para el año 2016. En la actualidad el campo Moriche cuenta con un total de 604 pozos perforados, los cuales están enlistados en diferentes categorías como muestra la siguiente tabla:

Tabla 2. Pozos perforados campo Moriche

ESTADO DEL POZO	CAMPO MORICHE
PRODUCTOR	522
INYECTOR	13
REMOJO	7
FLUYENDO	3
ACONDICIONADO	34
ABANDONADO	1
CERRADO	18
BAJO POTENCIAL	6
TOTAL DE POZOS PERFORADOS	604

Fuente. Autor

La metodología de explotación del campo de crudo extra pesado, es realizada por medio del método de inyección cíclica de vapor, requiriendo una energía promedio de 10900MMBTU/D. Este vapor es generado por dos tipos de calderas con capacidad cada una de 1000MMBTU/D o 500MMBTU/D. actualmente se tienen 11 calderas de 1000MMBTU/ y 5 calderas móviles de 500MMBTU/D. los 604 pozos se encuentran localizados en 59 clúster dentro del área comercial del campo, todos ellos con un promedio de gravedad API de 12°, viscosidad aproximada de 8000 Cp. Teniendo en cuenta que no es posible la producción por flujo natural, se utilizan sistemas de levantamiento artificial con el fin de extraer el fluido del subsuelo del pozo. Durante la primera etapa de producción del pozo después de perforado se instala una bomba de cavidad progresiva que permite evacuar los fluidos de completamiento y realiza una

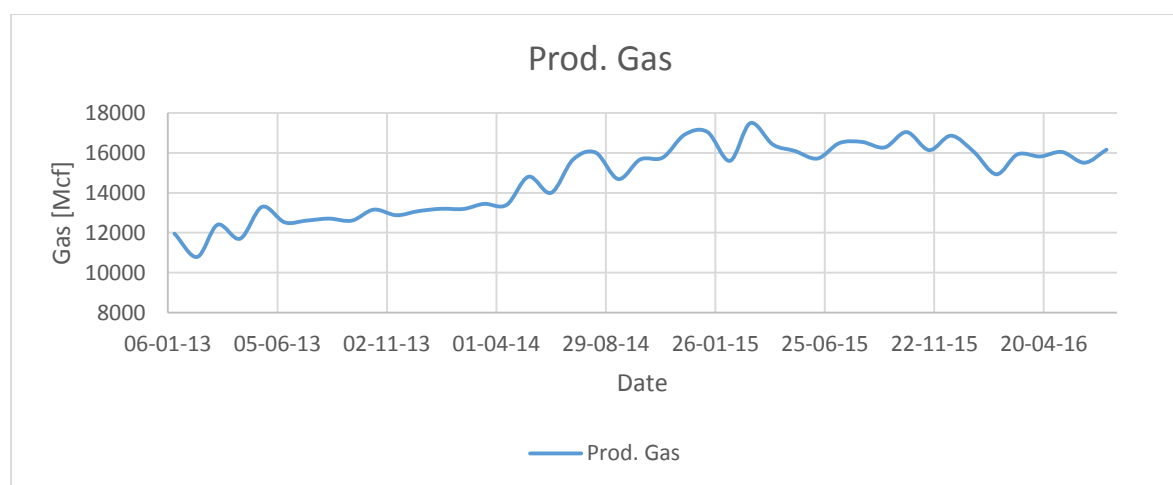
limpieza inicial de la cara de la formación, acción necesaria para poder realizar inyección de vapor. Durante el proceso de inyección de vapor se presentan tres etapas, en las cuales la energía inyectada altera las propiedades físicas y químicas del fluido en fondo. La primera etapa o de inyección es donde el vapor a una temperatura, presión y calidad dadas es introducido al pozo mediante una serie de conexiones de líneas en superficie desde la caldera hasta el fondo, esta etapa tiene un promedio de duración de 5-6 días. Cuando se cumple el volumen proyectado de energía a inyectar en el pozo, inicia la segunda etapa o de remojo, quizá para la teoría de investigación la más importante del ciclo completo de inyección, ya que durante este tiempo (4-5 días) se realiza la transferencia de energía desde el vapor hacia el crudo. . La tercera etapa o etapa final, es el periodo de flujo estimulado natural, en el cual el pozo puede aportar fluido en superficie sin necesidad de la ayuda de un sistema de levantamiento artificial, esta situación puede o no presentarse en los pozos, y hasta el día de hoy no hay un estudio que confirme la probabilidad de flujo o no flujo de un pozo estimulado mediante el proceso de inyección cíclica de vapor. Después de inyectado el pozo y cumplidas cada una de las etapas mencionadas anteriormente, se procede a instalar el sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico el cual permite la extracción de fluidos sin restricciones de temperatura o volumen. Para esta etapa se utilizan bombas de tubería inserta tipo SBP modificada, las cuales realizan acción recíproca de bombeo mediante un sistema de válvulas y pistón en fondo de pozo, extrayendo todo el fluido generado por el pozo mediante la tubería del mismo y permitiendo a su vez que el anular quede sin restricción para la extracción de un volumen extra de gas de fondo. Generalmente los ciclos de inyección – producción por pozo están en promedio de 3.5 a 4 meses cada uno.

A continuación, se muestra la gráfica de producción de petróleo de Campo Moriche durante el último año:

- **Producción de gas**

Particularmente este proyecto está enfocado en el aprovechamiento del gas liberado en fondo y que fluye naturalmente por los anulares de los pozos, ya que actualmente este fluido es emitido a la atmosfera generando una no conformidad ambiental de acuerdo a los requerimientos del ente regulador y adicional perdidas de dinero por un producto que puede ser fácilmente recuperable y aprovechable como combustible de las calderas generadoras de vapor.

A continuación, se muestra la gráfica de producción de gas de Campo Moriche durante el último año:



Gráfica 1. Producción de gas del campo Moriche

Fuente. Autor.

Los estudios realizados a la composición química del gas han arrojado resultados positivos en cuanto a las propiedades que posee, en relación a la mezcla con gas comercial que la empresa compra a la comercializadora TGI.

En la siguiente tabla se muestran los datos del poder calorífico obtenido en la toma del anular de un pozo tipo, también el valor obtenido a la salida del compresor de la VRU y finalmente la medida del poder calorífico que tiene el gas comercial que llega la línea de TGI

utilizado actualmente como combustible para las calderas de vapor, con estas mediciones queda evidenciado que el gas que se recupera del pozo mediante el uso de las VRU posee características fisicoquímicas muy similares a las del gas comercial de TGI haciendo posible su utilización para mejorar la eficiencia energética de la operación, mediante el aprovechamiento de este como combustible para los equipos de generación de vapor.

Tabla 3. Poderes caloríficos

PARAMETRO	POZO PH03-HZ04	DESCARGA DE COMPRESOR	LINEA COMERCIAL TGI
Valor calorífico ideal bruto [BTU/ft ³ @14.6 psi, 60F]	989	1000	1186
Valor calorífico ideal neto [BTU/ft ³ @14.6 psi, 60F]	891	901	1069

Fuente: Autor

Basados en estos resultados obtenidos se ha logrado desarrollar proyectos con el fin de aprovechar el volumen de producción del gas en el campo y de esta forma buscar mejorar el rendimiento financiero y energético de la empresa.

2.2 Marco Legal y Regulatorio

2.2.1 Ambiental. En el año 1931, dada la entrada en vigencia de la Ley 37, se inicia el otorgamiento de Concesiones en Colombia, que implicaba para el estado una participación en las regalías de la explotación de petróleos. El contrato de asociación Nare, Antioquia, fue otorgada a

la Texas petroleum Company el 3 de septiembre de 1954, con un porcentaje de participación del 50%. Mansarovar Energy es la compañía operadora actual. Las áreas que posteriormente se declaran comerciales son: Nare Sur el 21 de diciembre de 1984; Jazmín (Nare Norte) el 25 de marzo de 1987; Chicalá el 20 de diciembre de 1988 y Moriche el 13 de febrero de 1989.

A partir del mes de septiembre del año 2006 Mansarovar Energy adquirió toda la infraestructura petrolera a Omimex de Colombia LTD., quien entre 1994 y 1995 la adquirió de Texas Petroleum Company (propietario original) establecido en el país desde 1954.

Mediante la resolución N^o 99-00100 del 14 de Julio de 1999 se otorgó al a empresa OMIMEX DE COLOMBIA LTDA con NIT 800.294.313-2 concesión de aguas a derivar de la fuente acuífero subterráneo TECA (arenas A-1 y A-2), en un caudal de 55 L/s, para destinar a los usos doméstico e industrial (inyección de vapor de agua) en las instalaciones de los campos Nare y Teca.

Mediante acto administrativo N^o 130ZF-2587 del 25 de enero de 2007, se reconoció personería para seguir actuando como titular de la concesión en el porcentaje correspondiente a la empresa MANSAROVAR ENERGY con NIT 800.294.313-2 atendiendo al cambio de razón social de OMIMEX DE COLOMBIA LTDA por MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA.

Actualmente Mansarovar Energy desarrolla un plan de manejo ambiental que se desarrolla de la siguiente forma:

Objetivos:

- Proporcionar criterios técnicos que minimicen los impactos sobre el medio ambiente, realizando un uso apropiado de los recursos naturales, evitando afectaciones innecesarias y restaurando las zonas afectadas durante la intervención de áreas para el desarrollo de actividades actuales y proyectadas para el Campo Moriche.

- Establecer las acciones a desarrollar con el fin de contrarrestar los impactos ambientales identificados.
- Establecer un programa de gestión social encaminado a la divulgación del proyecto, contratación de personal para las labores donde se requiera mano de obra no calificada, y conocimiento de las inquietudes de las comunidades que estén al alcance de Mansarovar Energy.

Teniendo en cuenta las normas mencionadas anteriormente, Mansarovar Energy para el Campo Moriche realizó una estructuración del plan de manejo ambiental, con el fin de cumplir cabalmente todas y cada una de las solicitudes requeridas por el ministerio del medio ambiente. Mediante una socialización se aceptó cumplir el protocolo de manejo ambiental, se realizaron estructuras y programas de manejo ambiental.

Llevando a cabo esta normalización Mansarovar Energy está directamente comprometida con la preservación del medio ambiente.

Teniendo en cuenta las fichas realizadas, el área ambiental está continuamente actualizando el plan de manejo ambiental de acuerdo a la modificación de los planes.

Las estrategias de manejo ambiental se presentaron en forma de fichas, bajo la siguiente estructura:

- **Objetivo:** señala de manera específica y aprecia la finalidad que se pretende desarrollar con la estrategia de manejo ambiental.
- **Meta:** presentar las metas a alcanzar, indicándose el momento de aplicación de la medida a que corresponden.
- **Etapas:** hace alusión a la actividad propia del proyecto que genera el impacto en el área.

- Impacto ambiental: está relacionado con el impacto provocado por las diferentes etapas del proyecto, indicando su tipo, causas, la afectación y el riesgo ambiental implícito en la actividad.
- Riesgos ambientales implícitos en la actividad: es la posibilidad de que se produzca un daño o impacto en los recursos socio ambiental debido a las actividades propias del proyecto de perforación exploratoria.
- Tipo de medida: está relacionado con la acción a tomar para prevenir, proteger, controlar, mitigar, restaurar, recuperar o compensar los impactos generados.
- Acciones a desarrollar: corresponde a las medidas específicas que se adaptaran para el control y manejo ambiental del impacto.
- Indicadores: establecer indicadores cualitativos y cuantitativos que permitan verificar la eficacia y eficiencia de la medida.
- Lugar de aplicación: es el sitio, área o trayecto donde se platicará la medida.
- Responsable de la ejecución: identifica la empresa, entidades u organizaciones y personas que directamente asumirán la ejecución de la medida.
- Personal requerido: corresponde a las características de formación profesional, capacitación y experiencia requerida para el personal que dirige, desarrolla y controla la ejecución de la medida.
- Monitoreo y seguimiento: corresponde al establecimiento de los indicadores que mostrarán la eficiencia de la medida. Se establece de igual forma la periodicidad del monitoreo.
- Población beneficiada: corresponde a la población que se verá beneficiada por las medidas establecidas en cada una de las actividades proyectadas para el proyecto.

- Mecanismos y estrategias participativas: son las acciones e instrumentos de carácter grupal para fomentar la participación de los empleados y de la comunidad en las diferentes actividades proyectadas para el desarrollo del proyecto.
- Cronograma de ejecución: indica el tiempo de ejecución de la medida y el momento de aplicación, respecto del cronograma planteado para el proyecto.
- Cuantificación y costos: establece la unidad de medición, cantidad y costo unitario y costo total.

En el siguiente listado se presenta la estructura dada para el plan de manejo para el proyecto con cada una de las fichas:

Ficha 1. Manejo y Disposición de Materiales sobrantes

Ficha 2. Manejo de Taludes

Ficha 3. Manejo Paisajístico

Ficha 4. Manejo de Áreas de Préstamo Lateral

Ficha 5. Manejo de Residuos sólidos y especiales

Ficha 6. Mantenimiento de Infraestructura Petrolera existente

Ficha 7. Manejo de Residuos líquidos

Ficha 8. Manejo de la captación de agua

Ficha 9. Manejo de aguas subterráneas (Reinyección)

Ficha 10. Manejo de emisiones de Gas.

Ficha 11. Proyecto de compensación asociado al recurso hídrico.

Ficha 12. Manejo de flora, fauna y conservación de hábitats

Ficha 13. Conservación de áreas sensibles o de importancia ecológica

Ficha 14. Compensación por afectación paisajística

Ficha 15. Educación y capacitación al personal asociado al proyecto

Ficha 16. Reasentamiento de la población afectada.

Ficha 17. Contratación de mano de obra local.

Ficha 18. Compensación social

2.2.2. Huella de Carbono. El alto consumo energético y las emisiones de CO₂ generadas a la extracción de crudo y a las actividades asociadas de transporte en el campo Moriche se totalizan en 420.404 toneladas equivalentes CO₂ con una clara tendencia anual a incrementar, el 10% de estas emisiones corresponden a las generadas por el gas en TEA que se emite directamente hacia la atmosfera, por estas emisiones Mansarovar Energy está obligada a pagar alrededor de USD 70000 en multas y sanciones, con la implementación de la Unidad Recuperadora de Vapor se van a reducir los costos y la necesidad de comprar el gas natural, también se eliminarían los derrames de petróleo del anular asociados a la condensación de vapores que escapan por este y se reducirían en su totalidad la emisión de gases de efecto invernadero en TEA, acción que va a favorecer de forma importante al medio ambiente brindándole a la compañía mayor sostenibilidad y un Good Will que va a generar incentivos tributarios para Mansarovar Energy reflejados en un ahorro adicional en la reducción de impuestos.

3. Marco Operativo Actual y Propuesta Del Proyecto

3.1 Generalidades de la Unidad Recuperadora de Vapor “VRU”

En el proceso de extracción de hidrocarburos se acumulan gases o vapores en los anulares de los pozos, creando una contrapresión que hace menos eficiente el trabajo de las bombas, disminuyendo el potencial de producción. Durante la carga y el almacenamiento, los hidrocarburos más livianos disueltos en el crudo se evaporan, creando condiciones molestas (olores) y aún de riesgo para la vida del personal que labora en campo, (ambientes explosivos, contaminación del aire).

Los equipos diseñados para recoger estos vapores y eliminar las condiciones asociadas a ellos se conocen como Unidades de Recuperación de Vapor, que permiten eliminar las condiciones peligrosas y dan beneficios económicos provenientes del aprovechamiento del gas recuperado y de algunos hidrocarburos líquidos.



Figura 5. Unidad Recuperadora de Vapor Campo Moriche

Fuente: Registro Fotográfico Mansarovar Energy

Operación VRU: El Sistema VRU opera de la siguiente manera:

- Inicia con una separación de líquidos del gas / Scrubber.

- El gas se mezcla con aceite glicol como lubricación y pasa por un filtro para remover partículas sólidas.
- La mezcla entra a un compresor de tornillos rotativos para comprimir el gas.
- Se realiza la separación de aceite del gas para reutilizar el aceite mediante recirculación.
- El gas pasa por un fan cooler para ser enfriado y despachado a la presión requerida de descarga

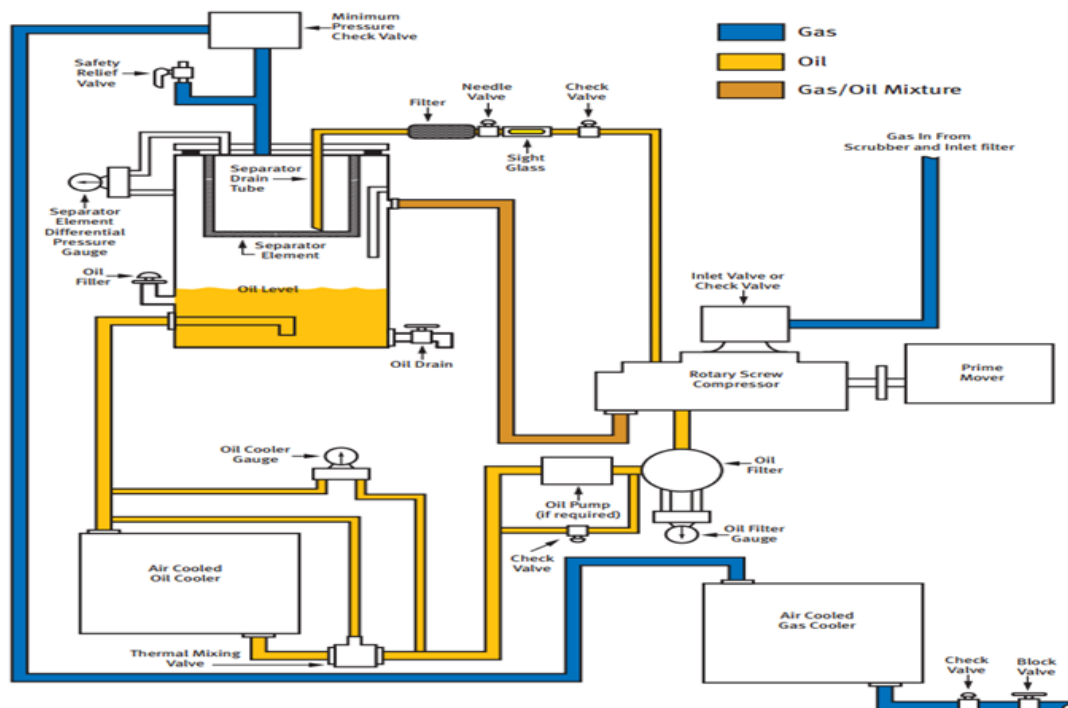


Figura 6. Sistema de operación de una VRU

Fuente Ventana operativa VRU campo moriche. Diana Fontecha- Jose A. Perez- Mansarovar Energy

- **Compresor**

El compresor es el dispositivo en el cual se centra la función primordial de las VRU, ya que se encarga de succionar el gas venteado y de elevar la presión del mismo y pueda fluir hacia los gasoductos y otras instalaciones.



Figura 7. Compresor de tornillo rotatorio.

Fuente: Informe técnico VRU campo Moriche. Mansarovar.

Este equipo se encuentra dimensionado de acuerdo a las especificaciones y requerimientos de volumen y presión, pero las medidas estándar incluyen un compresor recíprocante de dos etapas construido en hierro fundido de alta resistencia para obtener fuerza y durabilidad. La presión de succión requerida puede estar desde 1 PSI hasta 30 PSI. Una presión de descarga de 400 PSI la cual es estándar para todas las aplicaciones. El sistema de lubricación está diseñado con un sistema de presión avanzado con un soporte de larga vida. Las válvulas del compresor son de tipo heavy duty disc, las cuales son livianas y de alta eficiencia.

El gas es comprimido en las cavidades de los rotores a una velocidad determinada dependiendo del volumen de gas a comprimir, la apertura en la entrada del compresor es regulado mediante una válvula que restringe la entrada de gas hasta mínimo un 40% del volumen total nominal a un 64% de BHP.

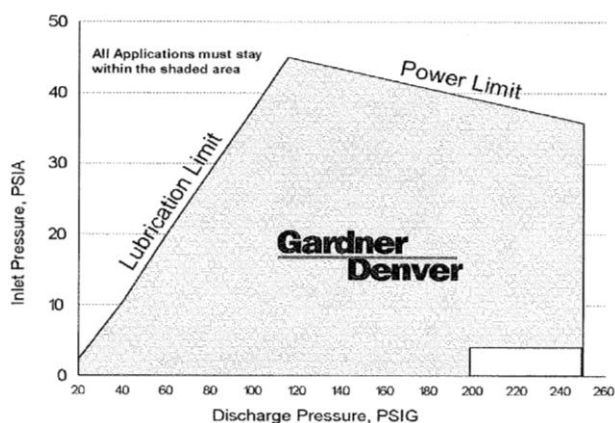


Figura 8. Sistema de operación de una VRU

Fuente Ventana operativa VRU campo moriche. Diana Fontecha- Jose A. Perez- Mansarovar Energy

Teniendo en cuenta las presiones de entrada y de descarga del compresor predeterminadas bajo los criterios operativos, el fabricante determina unos límites de lubricación y de poder para asegurar el correcto funcionamiento del compresor.

La configuración de parámetros se realiza teniendo en cuenta los volúmenes de gas, velocidades de flujo, lubricación del compresor.

Tips básicos de control de capacidad:

1. Regular la entrada: Apertura a la entrada de gas dependiendo del volumen de gas presente.
2. Ajuste a la longitud de rotor mediante Turn Valve para exponer más o menos número de cavidades.

3. Control de velocidad ajustando las RPM del motor del compresor para controlar la salida de gas.

- **Scrubber**

Es un recipiente diseñado para manejar corrientes con una alta relación gas-líquido. El líquido, por lo general, entra como una niebla, disperso en el gas, o arrastrado en la parte inferior de la tubería. Este contenedor posee poca capacidad para retención de líquido.



Figura 9. Scrubber o Knockout drum

Fuente Registro Fotográfico Mansarovar Energy

- **Panel de control**

Es un dispositivo el cual permite observar los parámetros de operación de la VRU como, presión, temperatura y flujo de gas. Además, tiene dentro de sus funciones el encendido y apagado automático controlando la presión de succión. Este también permite la aceleración del motor eléctrico de la VRU y tiene la capacidad de aceleración de la válvula de bypass para mantener constante el flujo de gas.

Una vez establecidos los parámetros de operación mediante ajustes iterativos se realiza seguimiento al sistema en operación tomando datos cada dos horas en el panel view de la VRU, verificando diariamente las condiciones de los pozos alienados al Sistema (con temperaturas menores a 120F) y drenando las líneas en los puntos acondicionados para tal fin.



Figura 10. Panel de control

Fuente Registro Fotográfico Mansarovar Energy

- **Líneas de flujo**

Las líneas de flujo, son las tuberías de diferentes diámetros (varían con la gravedad del petróleo) que conducen la producción de cada pozo a los sistemas de recolección denominados múltiples de producción, antes de ser enviados al resto de los equipos de producción que conforman una estación de flujo. Existen diferentes diámetros de líneas de flujo de gas como se muestra en la figura 12. El diámetro y clase de material del que están compuestas las líneas de flujo utilizadas para conducir el gas en el campo Moriche se especifican a continuación.

- 6" Pipe, SCH 40, SMLS, BE ASTM GR 8, ASME B36,10
- 4" Pipe, SCH 40, SMLS, BE ASTM GR 8, ASME B36,10
- 3" Pipe, SCH 40, SMLS, BE ASTM GR 8, ASME B36,10

- **Fan cooler**

Es un equipo a través del cual pasa el gas para su enfriamiento después de haberse hecho la separación en el scrubber, de ahí es dirigido a la zona de descarga a presión y temperatura óptima del proceso.



Figura 11. Fan cooler

Fuente Registro fotográfico Mansarovar Energy

- **Motor**

Es el encargado de proporcionarle la energía mecánica al compresor para poder impulsar el gas a la presión requerida para el proceso de separación de la VRU.



Figura 12. Motor

Fuente Registro fotográfico Mansarovar Energy

3.2 Estado del Arte

Durante la actual crisis de la industria petrolera, las empresas del sector se han visto sometidas a fuertes reducciones y restricciones en el plano financiero. De igual forma, se ha fortalecido el concepto de eficiencia energética y optimización de recursos, los cuales durante la época de buenos precios del barril no eran observados con la misma relevancia que hasta el día de hoy. Mansarovar Energy no es ajena a esta situación, y bajo esta premisa busca dentro de sus campos de operación proyectos que puedan ayudar a mejorar los estados financieros de la empresa y que a la vez no generen grandes inversiones para su operatividad.

Durante esta misión de optimización se evidencia una unidad recuperadora de vapores (VRU) ubicada en la estación de transferencia y recibo (ETR) de Campo Moriche, la cual fue adquirida en el año 2015 por un monto de USD \$342,953.00 con el objetivo de recobrar gas de los anulares de los pozos y utilizarlo como combustible en las calderas que se encuentran instaladas para los procesos de inyección de vapor.

La unidad recuperadora se encuentra fuera de servicio debido a que la red de gas anular no ha sido completada en su totalidad, situación que generó bajo nivel de prioridad en la puesta a punto del equipo.

El plan inicial contempla que esta unidad va a ser alimentada por los pozos que pertenecen solo a la Fase uno del campo, y se estima dentro del proyecto de sistema de recuperación de gas de anulares la compra y puesta en operación de 2 unidades recuperadoras más en función del desarrollo al que sea sometido el campo Moriche a través del tiempo.

Después de evaluar diversas fuentes de reducción de costos, realizando balances de flujo con el fin de optimizar al máximo los estados financieros Mansarovar Energy determina el arranque definitivo de la red de gas de anulares para utilizar este fluido como combustible alimento de los generadores de vapor ubicados en el campo, y de esta forma intentar disminuir el consumo de gas comercial y por consiguiente los costos asociados a la inyección cíclica de vapor.

Es así como en febrero de 2016 se delega un equipo de ingenieros con el objetivo final de la operación continua y estable de la unidad recuperadora de vapores (VRU), estimando una recuperación mínima viable de 2500 MMBTU de gas.

3.3 Línea base del proyecto

Durante la campaña de desarrollo de Campo Moriche, surgió el plan piloto de recuperación de gas de anulares como una oportunidad de mejora y excelencia operacional para Mansarovar Energy.

Inicialmente se contempló el desarrollo del área denominada Moriche Fase uno, con un total de 109 pozos a perforar.

Con esta información se procedió a contemplar todos los parámetros posibles y necesarios para ejecutar el proyecto de forma eficiente con el fin de maximizar la oportunidad de recuperación de gas para los pozos perforados hasta ese momento, es decir la fase inicial o uno de Campo Moriche.

Durante las reuniones previas para la implementación del proyecto, realizadas en conjunto, el proveedor de la unidad recuperadora junto con el área de proyectos, ingeniería y operaciones de Mansarovar surgen nuevas condiciones y recomendaciones que apuntan a mejorar la funcionalidad operativa del equipo.

A partir de ahí, con el esquema del proyecto estipulado y cumpliéndose las recomendaciones operativas por parte del equipo multidisciplinario, se realiza el punto de partida con la meta de recuperar 2500 MMBTU de gas estimado, producción de gas promedio del campo. Con este objetivo, se tiene proyectado disminuir el gasto de consumo de gas combustible para 2 generadores estáticos y un generador móvil, los cuales consumen en promedio 2300 / 2400 MMBTU día.

3.4 Diagrama de Flujo de Procesos

A continuación se muestra como se encuentra configurado el campo actualmente sin la implementación de la Unidad Recuperadora de Vapor, como se observa el gas que se produce en los pozos a través de anulares pasa directamente a las teas y se quema, generando emisiones directas de gas, y el total del gas requerido para la operación usado como combustible para el funcionamiento de los generadores de vapor se obtiene de la línea de gas de la empresa TGI.

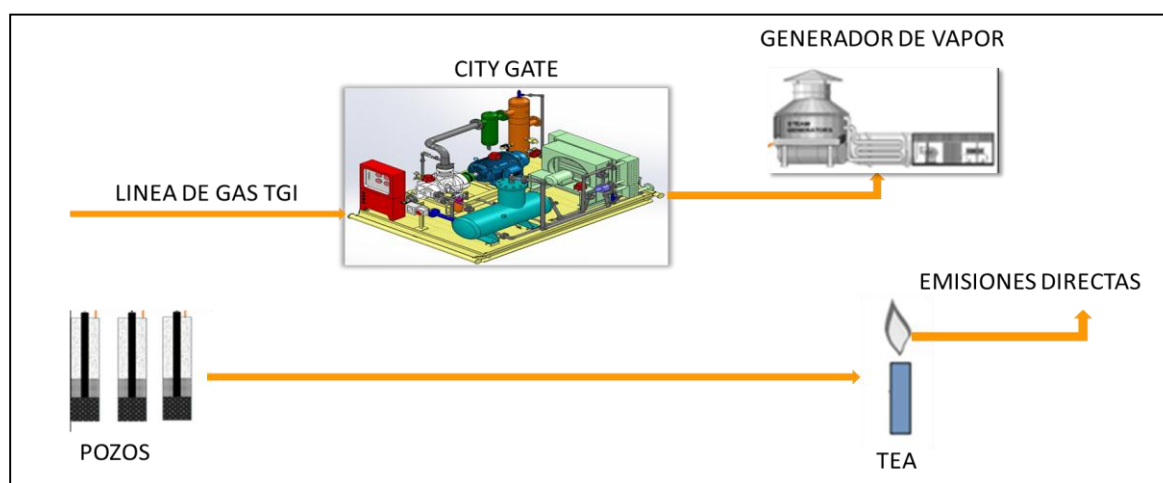


Figura 13. Diagrama de Flujo de Procesos sin VRU implementada

Fuente: Autor.

A continuación, se muestra la configuración del flujo de procesos con la implementación de la Unidad Recuperadora de Gas, donde se puede observar que el gas producido del pozo ahora es dirigido a través de las líneas de flujo hacia la VRU, donde es tratado para posteriormente ser utilizado como combustible de los equipos de generación de vapor, disminuyendo el consumo de gas que se compraba a la empresa TGI.

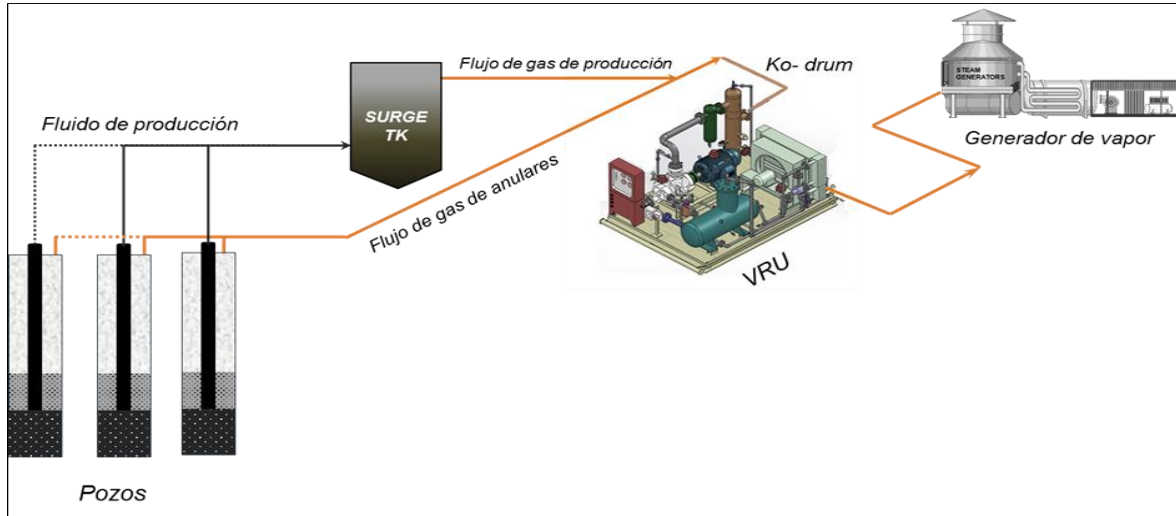


Figura 14. Diagrama de flujo de procesos con implementación de VRU

Fuente: Autor.

Las VRU más comunes se componen de:

- Scrubber de entrada
- Unidad Compresora
- Motor (eléctrico o de gas)
- Intercambiador de Calor
- Separador
- Sistema de Bombeo de Condensados
- Control e interfase

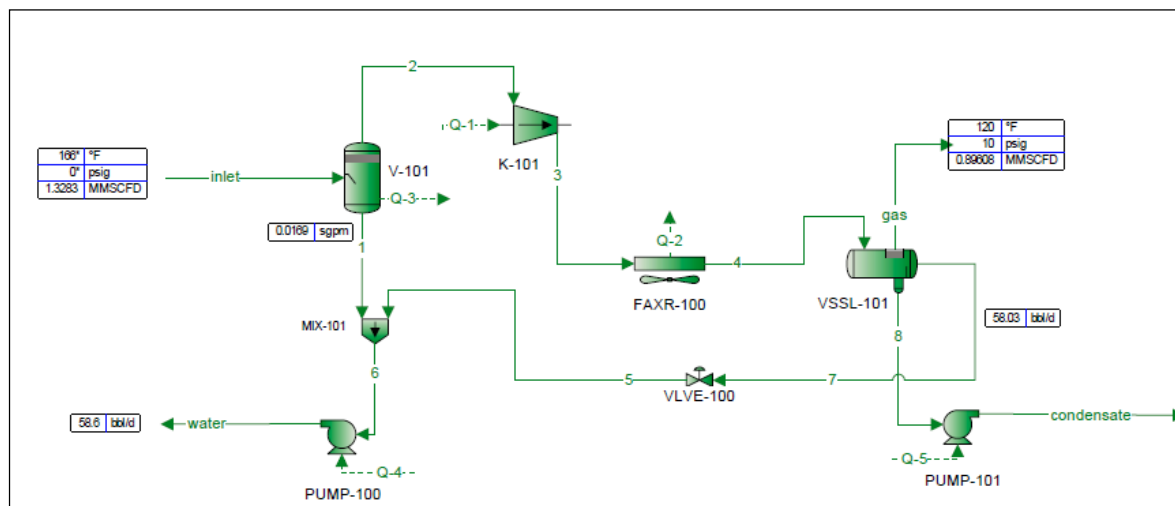


Figura 15. Diagrama de Flujo de Procesos simulado en promax PFD

Fuente Informe Mansarovar Energy

La conceptualización del proyecto está basada en el aprovechamiento de un fluido de producción en este caso el gas, como fuente combustible para consumo de los equipos generadores de vapor. Tomando esto como principio, el gas inicia su trayecto dividido en 2 vertientes, una es la tubería de producción del pozo la cual transporta desde la tubería el fluido extraído de fondo, ingresa a un tanque de separación primaria o Surge Tank donde el gas se libera por expansión, fluye hacia la línea de gas y anulares de producción, a continuación el gas es recibido por la unidad recuperadora de vapores (VRU) donde se comprime a una presión de 65psi y sale dirigido hacia el punto de mezcla con la línea de gas comercial, y de ahí es transportado por la red de gas combustible hacia las calderas generadoras de vapor del Campo Moriche.

Las unidades de recuperación de vapor se han implementado por parte de Mansarovar desde el 2010 iniciando en Campo Jazmín, en este campo se genera la innovación del aprovechamiento del gas como combustible para los generadores de vapor.

Desde ese hace algunos años hasta el día de hoy, los avances tecnológicos han sido específicamente más avanzados sobre los elementos del compresor y la instrumentación de los equipos, mejorando sustancialmente los parámetros de cabeza de succión negativa de gas del equipo con datos puntuales de hasta -2.5 psi, permitiendo de esta forma una mayor recuperación de gas y obteniendo un mejor rendimiento en los tiempos operativos de los equipos.

4. Estudio Financiero

Con la implementación de esta unidad recuperadora de vapor en el Campo Moriche, para la recuperación del gas producido, se espera tener mayor eficiencia energética mediante el uso del gas recuperado como combustible para los equipos de generación de vapor y reducir la emisión de gases de efecto invernadero a la atmosfera contribuyendo a la conservación del medio ambiente. Teniendo en cuenta estos beneficios se realizará un análisis para determinar la viabilidad financiera del proyecto, analizando los costos para la puesta en marcha y operación de la Unidad Recuperadora de Vapor.

4.1 Análisis de costos para el campo moriche sin VRU operativa

En esta sección se describe al detalle los costos del proceso de inyección en el campo moriche sin la operatividad de la VRU

Tabla 4. Costo de energía Gas TGI

ÍTEM	COSTO DE GAS DE TGI		COSTO TOTAL GAS ANUAL USD
	GAS REQUERIDO DIA MMBTU	VALOR UNIDAD [USD/MMBTU]	
Cantidad de gas requerido de TGI en USD/MMBTU para el proceso de inyección de vapor	7.609	USD 4,53	USD 12.592.625,75
TOTAL			USD 12.592.625,75

Fuente: Autores

Tabla 5. Sanciones Económicas por Impacto ambiental

SANCIONES ECONOMICAS POR IMPACTO AMBIENTAL	
ACTIVOS	VALOR DEL ACTIVO USD
Sanciones debido a la quema de gas en tea	70.000
TOTAL	USD 70.000

Fuente: Autores

Tabla 6. Costo total de la inversión

INVERSIÓN TOTAL SIN IMPLEMENTACION VRU	
ÍTEM	VALOR TOTAL USD
Costo de la inversión sin IMPLEMENTACION VRU	USD 12.671.163

Fuente: Autores

4.2 Análisis de costos para el campo con VRU operativa

En esta sección se describen al detalle, los costos para la operatividad de la VRU en el campo Moriche.

Tabla 7. Costo de la VRU

COSTO DE LA VRU				
ÍTEM	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNIDAD - USD	TOTAL
Costo Unidad Recuperadora de Vapor				
VRU, que incluye todos los elementos compuestos por el compresor, fan coller, motor, líneas de flujo, panel de control y los elementos auxiliares	EA	1	342.953	342.953
TOTAL				USD 342.953

Fuente: Autores

Tabla 8. Costo de energía eléctrica UNE

COSTO DE ENERGÍA			
ÍTEM	UNIDAD	VALOR UNIDAD [KW-h/USD]	TOTAL
Costos de energía de acuerdo a precios de energía red eléctrica de UNE, KW/H.	EA	0.98	8.554
TOTAL			USD 8.554

Fuente: Autores

Contemplando la implementación de la VRU se debe tener en cuenta que de igual manera va a existir un consumo de gas de la red de TGI debido a que la unidad solamente tiene la capacidad de recuperar una fracción de gas.

Tabla 9. Costo de gas TGI

COSTO DE GAS DE TGI			
ÍTEM	GAS REQUERIDO DIA MMBTU	VALOR UNIDAD [USD/MMBTU]	COSTO TOTAL GAS ANUAL USD
Cantidad de energía requerida proporcionada por la empresa TGI, cantidad de gas en MMBTU para el proceso de inyección de vapor	5.109	4,53	8.454.982,83
TOTAL			USD 8.454.969,43

Fuente: Autores

Tabla 10. Costo start up de VRU

COSTO START UP DE VRU			
ÍTEM	CANTIDAD	VALOR UNIDAD - USD	TOTAL
Asesoría en el mantenimiento de unidad compresora Brahma C-75 cada 2000 horas por 6 meses	8	1.500	12.000
Visitas e inspecciones periódicas a los equipos durante 6 meses, se contemplan 8 visitas, el tiempo ofertado	8	833,33	6.666,6
Filtro de aceite+ filtro de succión+ filtro separador gas aceite + cone strainer 3”	45	268,14	12.066,6
			50000
TOTAL			USD 80.733,2

Fuente: Autores

Dentro de los costos indirectos se contempla el mantenimiento eléctrico y mecánico que se realiza periódicamente. El periodo está determinado por el índice de falla operativo de los equipos operativos, para el caso de los elementos que componen la unidad recuperadora de vapor, el índice de falla está definido como nivel dos, basado en esto la revisión se realiza dos días a la semana.

Tabla 11. Costo de depreciación de equipo Unidad Recuperadora de Vapor

DEPRECIACIÓN DE EQUIPO UNIDAD RECUPERADORA DE VAPOR					
ACTIVOS	VALOR DEL ACTIVO	AÑOS DEPRECIABLES	DEPRECIACIÓN MES	DEPRESACIÓN AÑO	
Depreciación de Unidad Recuperadora de Vapor	USD 342.953	10	USD 2.857,94	USD	34.295,28
TOTAL			USD 2857,94	USD	34.295,28

Fuente: Autores

Tabla 12 Costo total de la inversión sistema

ÍTEM	INVERSIÓN TOTAL SISTEMA	
	VALOR TOTAL USD	
Costo de la inversión en el sistema	USD	8.966.173

Fuente: Autores

Tabla 13. Comparativo de costos totales

VRU OPERATIVA		VRU NO OPERATIVA	
USD	8.966.173	USD	12.671.163

Fuente: Autores

Analizando el cuadro comparativo de los costos totales del proyecto con la Unidad Recuperadora de gas en relación a los costos totales sin la implementación y puesta en marcha de la Unidad Recuperadora de Gas se evidencia que se genera un ahorro importante del 25 % en los costos operacionales del proceso de inyección.

4.3. Flujo de caja

4.3.1 Flujo de Caja Sin VRU. Realizando el flujo de caja para el actual estado del campo en el proceso de inyección cíclica de vapor se puede concluir que la compañía está desperdiciando un recurso como es el gas que podría utilizarse como combustible para los equipos de generación de vapor, reduciendo los costos que asociados al consumo de gas se encuentran actualmente por el orden de los USD12.592.609, también se estaría aprovechando eficientemente el gas producido por la formación y se reducirían las emisiones de gas de efecto invernadero.

Tabla 14. Flujo de Caja sin VRU

CONCEPTO	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
1 INGRESOS											
2 INGRESOS POR AHORRO DE GAS CON VRU											
4 Total de ingresos		USD -	USD -	USD -	USD -	USD -	USD -	USD -	USD -	USD -	USD -
5 EGRESOS											
8 UNIDAD RECUPERADORA DE GAS											
9 CROMATOGRAFIA											
10 ENERGIA ELECTRICA	USD 8.554	USD 8.554	USD 8.554	USD 8.554	USD 8.554	USD 8.554	USD 8.554	USD 8.554	USD 8.554	USD 8.554	USD 8.554
11 START UP											
12 MANTENIMIENTO MECANICO, ELECTRICO Y OPERATIVO											
13 SANICIONES IMPACTO AMBIENTAL	USD 70.000	USD 87.500	USD 109.375	USD 136.719	USD 170.898	USD 213.623	USD 267.029	USD 333.786	USD 417.233	USD 521.541	USD 651.226
14 ENERGIA GAS TGI	USD 12.592.809	USD 12.592.809	USD 12.592.809	USD 12.592.809	USD 12.592.809	USD 12.592.809	USD 12.592.809	USD 12.592.809	USD 12.592.809	USD 12.592.809	USD 12.592.809
15 Total de egresos	USD 12.671.163	USD 12.688.663	USD 12.710.538	USD 12.737.882	USD 12.772.062	USD 12.814.786	USD 12.868.192	USD 12.934.949	USD 13.016.396	USD 13.122.704	USD 13.253.089
16 Saldo (ingresos - egresos)	-USD 12.671.163	-USD 12.688.663	-USD 12.710.538	-USD 12.737.882	-USD 12.772.062	-USD 12.814.786	-USD 12.868.192	-USD 12.934.949	-USD 13.016.396	-USD 13.122.704	-USD 13.253.089
17 (+) Depreciación		USD 34.295	USD 34.295	USD 34.295	USD 34.295	USD 34.295	USD 34.295	USD 34.295	USD 34.295	USD 34.295	USD 34.295
18 Saldo neto en caja		-USD 12.654.868	-USD 12.676.243	-USD 12.703.587	-USD 12.737.767	-USD 12.780.491	-USD 12.833.897	-USD 12.900.654	-USD 12.984.101	-USD 13.088.409	-USD 13.218.794
19 (+) Saldo inicial de caja		-USD 12.671.163	-USD 25.325.532	-USD 38.001.775	-USD 50.705.362	-USD 63.443.128	-USD 76.223.619	-USD 89.057.516	-USD 101.958.170	-USD 114.942.271	-USD 128.030.680
20 SALDO FINAL EN CAJA	-USD 12.671.163	-USD 25.325.532	-USD 38.001.775	-USD 50.705.362	-USD 63.443.128	-USD 76.223.619	-USD 89.057.516	-USD 101.958.170	-USD 114.942.271	-USD 128.030.680	-USD 144.249.474

Fuente: Autor

4.3.2 Flujo de Caja Con VRU. Realizando el flujo de caja para el proyecto implementando y poniendo en marcha la VRU que se compró se observa que el saldo final en caja a lo largo del horizonte del proyecto arroja valores negativos y en orden creciente ya que los costos asumidos para la operación asociados al consumo de gas sobrepasan en cada año los ingresos por ahorro de gas recuperado con la unidad recuperadora de gas, estos resultados obtenidos indican que el proyecto como está planteado genera un ahorro mínimo del total del gas necesario para el proceso de recobro mejorado con inyección cíclica de vapor, más adelante se realizara un análisis de sensibilidad incrementando la cantidad de unidades recuperadoras de vapor y tener certeza si al implementar mayor número de estos equipos se incrementa la rentabilidad del proyecto en un periodo de tiempo corto.

Tabla 15. Flujo de Caja con VRU

CONCEPTO	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
1 INGRESOS											
2 INGRESOS POR AHORRO DE GAS CON VRU		USD 4.137.642	USD 4.137.642	USD 4.137.642	USD 4.137.642	USD 4.137.642	USD 4.137.642	USD 4.137.642	USD 4.137.642	USD 4.137.642	USD 4.137.642
4 Total de ingresos		USD 4.137.642	USD 4.137.642	USD 4.137.642	USD 4.137.642	USD 4.137.642	USD 4.137.642	USD 4.137.642	USD 4.137.642	USD 4.137.642	USD 4.137.642
5 EGRESOS											
8 UNIDAD RECUPERADORA DE GAS	USD 342.663										
9 CROMATOGRAFIA		USD 35.617									
10 ENERGIA ELECTRICA	USD 8.554	USD 8.554	USD 8.554	USD 8.554	USD 8.554	USD 8.554	USD 8.554	USD 8.554	USD 8.554	USD 8.554	USD 8.554
11 START UP		USD 80.733									
12 MANTENIMIENTO MECANICO, ELECTRICO Y OPERATIVO		USD 43.347	USD 86.694	USD 86.694	USD 86.694	USD 86.694	USD 86.694	USD 86.694	USD 86.694	USD 86.694	USD 86.694
13 SANCIONES IMPACTO AMBIENTAL	USD 70.000										
14 ENERGIA GAS TCI	USD 12.592.616	USD 8.454.974	USD 8.454.974	USD 8.454.974	USD 8.454.974	USD 8.454.974	USD 8.454.974	USD 8.454.974	USD 8.454.974	USD 8.454.974	USD 8.454.974
15 Total de egresos	USD 13.014.123	USD 8.623.225	USD 8.550.222	USD 8.550.222	USD 8.550.222	USD 8.550.222	USD 8.550.222	USD 8.550.222	USD 8.550.222	USD 8.550.222	USD 8.550.222
16 Saldo (ingresos - egresos)	-USD 13.014.123	USD 4.405.583	USD 4.412.580	USD 4.412.580	USD 4.412.580	USD 4.412.580	USD 4.412.580	USD 4.412.580	USD 4.412.580	USD 4.412.580	USD 4.412.580
17 (+) Depreciación		USD 34.295	USD 34.295	USD 34.295	USD 34.295	USD 34.295	USD 34.295	USD 34.295	USD 34.295	USD 34.295	USD 34.295
18 Saldo neto en caja		USD 4.461.207	USD 4.378.285	USD 4.378.285	USD 4.378.285	USD 4.378.285	USD 4.378.285	USD 4.378.285	USD 4.378.285	USD 4.378.285	USD 4.378.285
19 (+) Saldo inicial de caja		-USD 13.014.123	-USD 17.465.411	-USD 21.843.695	-USD 26.221.980	-USD 30.600.264	-USD 34.978.549	-USD 39.356.833	-USD 43.735.118	-USD 48.113.402	-USD 52.491.687
20 SALDO FINAL EN CAJA	-USD 13.014.123	-USD 17.465.411	-USD 21.843.695	-USD 26.221.980	-USD 30.600.264	-USD 34.978.549	-USD 39.356.833	-USD 43.735.118	-USD 48.113.402	-USD 52.491.687	-USD 56.868.971

Fuente: Autor

4.4. Parámetros para análisis de sensibilidades

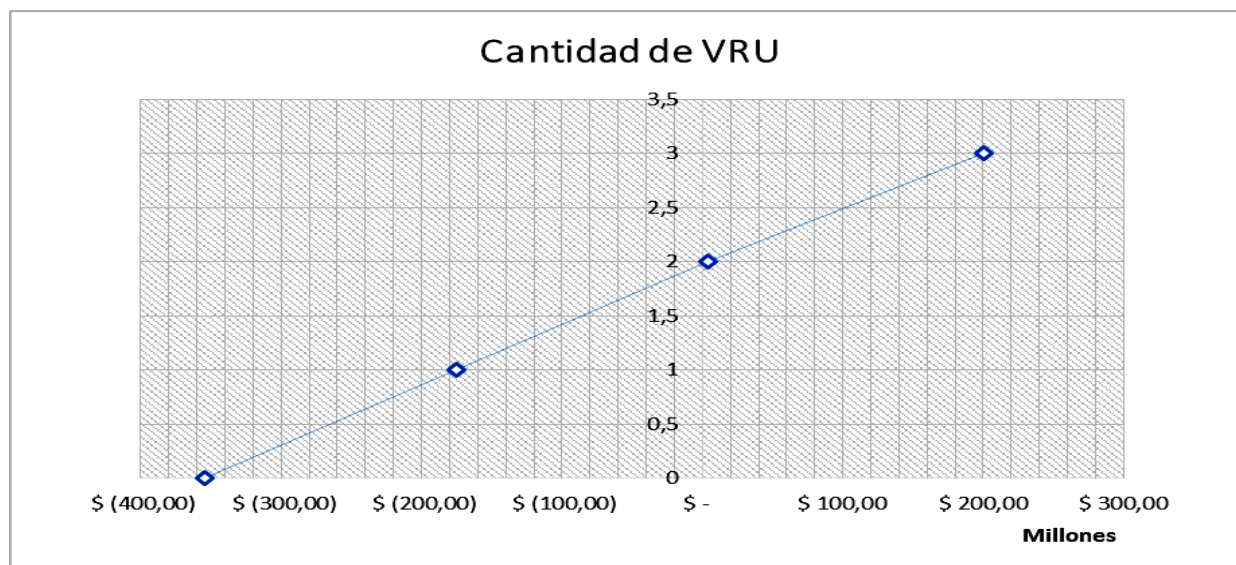
Para establecer este análisis de sensibilidades se analizaron el incremento de equipos o unidades recuperadoras de vapor hasta 3 unidades implementadas

Tabla 16. Cantidad de unidades de recuperación de vapor

1 VRU		2 VRU		3 VRU	
DATOS	VALOR [USD]	DATOS	VALOR [USD]	FACTOR	VALOR [USD]
Ahorro de gas	USD 4.137.642	Ahorro de gas	8.275.280	Ahorro de gas	12.592.609
TIR	-	TIR	17%	TIR	92%
VPN (Valor presente Neto)	(175.558.982)	VPN (Valor presente Neto)	4.485.679	VPN (Valor presente Neto)	200.402.128
VNA (Valor Neto Actual)	(162.544.859)	VNA (Valor Neto Actual)	17.842.748	VNA (Valor Neto Actual)	214.102.150
Tiempo de recuperación de la inversión (meses)	No se recupera	Tiempo de recuperación de la inversión (meses)	4	Tiempo de recuperación de la inversión (meses)	2

Fuente: Autor

Al realizar el análisis de sensibilidad variando la cantidad de unidades de recuperación de vapor se evidencia:



Grafica 2. Análisis sensibilidad VRU

Fuente: Autor

Con una unidad de recuperación de vapor, el VPN = USD (175.558.982), de esta forma el proyecto no suplirá la necesidad de gas requerida para la operación ya que el ahorro solo es de USD 4.137.642

Al aumentar a 2 unidades de recuperación de vapor, se observa claramente una recuperación de la inversión en un periodo de máximo 4 años con un VPN = USD 4.485.679, TIR = 17 % haciendo que el proyecto tenga mayor rentabilidad y apalancando su implementación, también se observa un ahorro sustancial en el consumo de gas combustible por el orden de USD 8.275.280, equivalente al 66 % del consumo total de gas.

Cuando se aumenta a 3 las unidades de recuperación de vapor el periodo de recuperación de la inversión es de 2 años, con un VPN = USD 200.402.128, TIR = 92 %, mostrando un ahorro en el consumo de gas equivalente al total de gas requerido para la operación el cual es de USD

12.592.609, más un excedente de USD 179.289 en gas combustible, del cual se puede hacer disposición de ser requerido.

4.5 Análisis de Riesgos

El desarrollo del proyecto de implementación contempla la evaluación y análisis de los riesgos en las siguientes 5 categorías, para las cuales se deben evaluar mediante una matriz de consecuencia/probabilidad con el objetivo de determinar el grado o nivel de impacto del riesgo analizado en la compañía:

4.5.1 Operacionales. Para minimizar los riesgos operacionales se deben adquirir sensores y demás accesorios para el monitoreo y control del funcionamiento de la VRU, también se debe realizar la definición de los parámetros operacionales y rangos de dichos parámetros del proceso, del equipo y de diseño, adicionalmente se debe hacer la especificación de alarmas de control y realizar reclutamiento de personal idóneo, debidamente capacitado y entrenado que cumpla con el perfil para el cargo.

4.5.2 Seguridad Industrial. Los riesgos de seguridad industrial asociados a la implementación y operación de la VRU, están especificados y clasificados a todo lo referente a lesiones al personal técnico especialista para la operación de este tipo de equipos, las medidas de eliminación y mitigación de estos tipos de riesgos contempla:

- Entrenamiento en uso adecuado de los elementos de protección personal.
- Entrenamiento en atención de emergencias.

- Entrenamiento y capacitación en la operación de este tipo de equipos.
- Revisión y conocimiento completo de las consideraciones de diseño y parámetros operacionales máximos y mínimos (Ventanas del proceso, Operación, Diseño del equipo).
- Elaboración de procedimientos operacionales detallados, con el paso a paso y consideraciones de seguridad del proceso especificadas.
- Análisis WHATIF / HAZOP previo al inicio de operaciones y divulgación a todo el equipo de trabajo.

4.5.3 Ambiental. Dentro de los impactos ambientales identificados, se especifica como un impacto positivo en la implementación del proyecto, la reducción de emisiones por quema de gas y eliminación de contaminantes generados por reacciones de combustión incompletas en la quema de condensados.

4.5.4 Social. Desde el punto de vista de impacto social, el desarrollo del proyecto no contempla afectación negativa adicional, teniendo en cuenta que el desarrollo del proyecto se realiza en un área en la cual las facilidades de producción ya se encuentran construidas con sus correspondientes permisos de aprovechamiento territorial, este equipo VRU no requiere la adecuación de espacio adicional dentro de la facilidad y puede ser instalado dentro del área de proceso definido.

5. Conclusiones y Recomendaciones

5.1. Conclusiones

El proyecto de acuerdo al análisis realizado no es viable, como se puede evidenciar en el flujo de caja, a pesar de la existencia de un ahorro en el consumo de gas, es un porcentaje mínimo del orden de 25 % frente al total del gas requerido para la operación, sin mencionar que la unidad estuvo inoperativa durante el primer año, lo cual representó pérdidas económicas en relación a sanciones ambientales, alto costo por consumo de gas y el costo de la unidad inoperativa.

Al realizar un análisis de sensibilidad se evidencia que al aumentar en 2 la cantidad de unidades de recuperación de vapor, el proyecto es viable financieramente observándose un flujo de caja positivo en un periodo de tan solo 4 años que asociado al ahorro sustancial en el consumo de gas combustible por el orden de USD 8.275.280, equivalente al 66 % del consumo total de gas apalancan la implementación del proyecto

Con respecto a la parte ambiental existe un importante beneficio asociado a la disminución en la emisión de gases de efecto invernadero ya que al utilizar un porcentaje del gas que regularmente es quemado en Tea, se reduce la huella de carbono en un 10 % del total CO₂ liberado a la atmósfera, lo cual se refleja en un ahorro por multas y sanciones ambientales de USD 70000. Si se contribuye a la reducción de gases de efecto invernadero se logra que la empresa tenga un Good Will lo cual genera incentivos tributarios y proyecta una imagen de empresa sostenible.

5.2 Recomendaciones

Se recomienda para el proyecto aumentar en 2 o más unidades de recuperación de vapor, debido a que se va a incrementar la recuperación total del gas requerido para la operación, aumentando así el ahorro por la compra de gas combustible a la empresa TGI, de esta forma se apalanca el proyecto financieramente y se recupera la inversión en un tiempo corto, además se incrementa el beneficio ambiental ya que se estarían reduciendo en su totalidad las emisiones de CO₂ liberados a la atmosfera por el gas producido en cabeza de pozo.

Minimizar el recorrido del gas por los bajos es una forma de evitar la acumulación de líquidos. Sin embargo, en puntos donde es inevitable el paso del gas por los bajos se hace necesaria la instalación de scrubbers y válvulas de drenaje.

Realizar flushing con nitrógeno a la red de anulares.

Identificar bolsillos donde puede ocurrir taponamiento de las líneas de gas anular por condensados.

Identificar puntos estratégicos para la instalación de scrubbers de refuerzo.

Realizar diseño de scrubbers.

Instalar válvulas de goteo para efectuar drenaje de líquidos presentes en la línea con los controles ambientales pertinentes.

Referencias Bibliográficas

<https://es.scribd.com/doc/292300020/Generalidades-Del-Campo-Moriche>

<http://www.mansarovar.co/>

http://www.upme.gov.co/SeccionHidrocarburos_sp/Publicaciones/2016/Proyeccion_de_los_precios_de_los_combustibles_junio_2016.pdf

Mitigation of greenhouse gases and spills through a vapor recovery system abstract.

Orden de Servicio No. 4600001422. Mansarovar Energy

Presupuesto 2016. Version 1. Campo Mansarovar

Apéndices

Apéndice 1. Orden de servicio Cromatografía campo Moriche



Mansarovar Energy Colombia Ltd.

Nit. 800.249.313-2
Calle 100 No. 13-76 Piso 11, Tel: (57) 1 - 4851212
Bogota D.C. - Colombia

Orden de Servicio No. 4600001422

Fecha Orden de Servicio: 23.05.2014
Tipo: Compra Servicios
Pagina: 1 de 2

Proveedor: CORE LABORATORIES NIT: 800009327 Dirección: CAR 29 168 52 Teléfono: Ciudad: BOGOTÁ Contacto: Email:	Contratación / Cliente : Fecha de Inicio: 26.05.2014 Fecha de Finalización: 09.06.2014 Lugar Prestación de Servicio: CAMPO MORICHE Minuta: Centro Logístico: OPERASOC NARE	Moneda Orden de Servicio: USD Moneda de Pago: Condiciones de Pago: Contrato Marco: Comprador: JORGE RUIZ Email: jorge_ruiz@mansarovar.com.co Teléfono: 4851212 Ext. 1299
--	---	--

Item	Código	Descripción	Solpid	Cantidad	Unidad	Valor Unitario	Valor Total
1		Análisis cromatográfico.	1300001736				10.235,00
	10010	Análisis cromatográfico y análisis de gas. Incluye operador para toma y análisis de muestras de gas por día y transporte del personal y análisis.		1	UN	10.235,00	
Subtotal							10.235,00
De descuento							0,00
IVA							1.637,00
Total							11.872,00

Preparación: RUIZ / 23.05.2014	Aprobación 1: ALVARO MORALES / 23.05.2014	Aprobación 2:
--	---	----------------------

Observaciones: Servicio requerido para la toma de muestras con análisis cromatográfico y medición de vapor de agua en el gas. SOLICITADO POR ING. CAMPO MORICHE.
--

Instrucciones Generales:

- * Los Términos y Condiciones Generales de Compras y Contratación (Anexo 1) son parte integral de esta Orden. Es importante tener en cuenta para la compra de bienes la cláusula de descuento por incumplimiento y demora en el tiempo de entrega pactado, descrita en este documento.
- * Para el caso de compra de bienes se adjuntan las Instrucciones de Entrega (Anexo 2) las cuales son parte integral de esta Orden.
- * El número de minuta especificado en la cabecera de este documento (si aplica) avala la aprobación de esta compra por parte de las instancias internas de Mansarovar Energy Colombia Ltd. garantizando que las aprobaciones y firma de este documento se hace por poder del ordenador del gasto de la compañía.

Instrucciones de Facturación:

- * Para el caso de bienes se podrá facturar cuando se haya entregado la totalidad de las cantidades solicitadas en la orden, excepto en aquellos casos donde exista cronograma de entrega diferente por región y siempre y cuando su cantidad haya sido entregada completamente, para cada entrega acordada y previa autorización de Procurement.
- * Previo a la facturación se debe contar con el aval de entrega (o recibido o satisfacción del bien o servicio por parte de Mansarovar.
- * La factura debe venir acompañada por una copia de la(s) orden(es) de compra/servicio correspondiente(s) así como una copia de la(s) aceptación(es) de recibo del bien o servicio, documento que será entregado por Mansarovar al proveedor. Para el caso de bienes, el documento de entrada de la mercancía (aceptación) será entregado en un plazo no superior a 10 días calendario posterior a la fecha de entrega (contacto andrea_usaqueo@mansarovar.com.co). Los ítems especificados en la factura deben ser exactamente iguales a los indicados en la(s) orden(es) de compra/servicio o contrato (s) correspondiente(s). Sin estos datos no se aceptará la notificación de la factura.
- * La notificación de la factura se debe realizar en las instalaciones de Mansarovar Energy Colombia Ltd., ubicadas en la Calle 100 No.13-76 piso 11 de la ciudad de Bogotá, en las horas y fechas determinadas para tal fin. La notificación de los proveedores regionales se llevará a cabo en las instalaciones del Campo correspondiente.
- * Para las compras realizadas en dólares a proveedores nacionales, la factura deberá ser emitida en dólares la cual será pagadera en pesos colombianos a la TRM del día del pago.

Apéndice 2. Orden de compra Unidad Recuperadora de Vapor

 MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD NIT: 800-249,313-2 CALLE 100 # 13-76 PISO 11 Ph. 4-85-12-12 Fax Bogotá DC - Colombia	N Buff Moriche Desarrollo-230026 Purchase Order N° 23-FOR101186 Status: Approved Currency: U.S. Dollars Page : 2 of 2											
	Supplier : ASERVIN EXPORT LLC Address : 7225 N.w. 68th Street Unit #7 Miami Florida 33166 City : Phone : 305-883-4324 Fax: 305-883-4341 Attention : Alba Lucia B. De Estrada	Deliver To : EXW MIAMI Address : POR FAVOR ENVIAR TODOS LOS DOCUMENTOS A CLEMENCIA RANGEL, E-MAIL: Clemencia_Rangel@mansarovar.com.co Notify To : Clemencia Rangel PO Date : 3-Nov-10	Observations: Sistema de gas MOB-004, Moriche Buffer.									
#	Commodity	Quantity	Unit	Description	Part Number	Unit Price	Total Amount					
2	PY593	1.00	EA	"Design, Fabrication, Testing and Supply of One (1) Vapor Recovery Unit Package (VRU), supply shall include all auxiliaries and accessories, according to Specification No. MEC-ET-M-GEN-00-208, Data Sheet NNM-HD-M-EIN-21-209 and associated documents. Service Moriche Intermediate Station North Documents required as per Specification No. MEC-ET-M-GEN-00-208: Seller data requirement list and Surveillance Plan		342,953.0000	342,953.00					
IS : FIVE HUNDRED SEVENTYONE THOUSAND SEVEN HUNDRED SEVENTY and 00/100 US DOLLARS						Total	571,770.00					
						Import Expenses	0.00					
						Estimated Freight						
						Total Import	US\$ 571,770.00					
INTERNAL INFORMATION												
Account	Elem.	AFE	Cost Cent.	Intercomp.	Amount	Account	Elem.	AFE	Cost Cent.	Intercomp.	Amount	Related Requisitions
150830	593	23MBD4-AUXILI	5300		571,770.00							2010000640
DELIVERY INSTRUCTIONS												
TIEMPO DE ENTREGA: 16 SEMANAS *TPI REQUERIDO* FORMA DE PAGO: 40% Anticipo, 30% previo despacho de fabrica de equipos mayores, 20% una vez												