

**ANÁLISIS COSTO BENEFICIO PARA IMPLEMENTACIÓN DE UNIDAD
RECUPERADORA DE VAPORES EN CAMPOS PRODUCTORES DE CRUDO
PESADO CON DILUCIÓN DE NAFTA**

EDISON PAEZ BELTRAN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS,
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2011**

**ANÁLISIS COSTO BENEFICIO PARA IMPLEMENTACIÓN DE UNIDAD
RECUPERADORA DE VAPORES EN CAMPOS PRODUCTORES DE CRUDO
PESADO CON DILUCIÓN DE NAFTA**

EDISON PAEZ BELTRAN

Monografía para obtener el Título de
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director
Ing. JORGE ENRIQUE FORERO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS,
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2011**

DEDICATORIA

Esta monografía está dedicada a mi hermana Viviana Isabel, quien con su apoyo incondicional y enseñanza me dio las pautas y fuerza necesaria para iniciar y terminar mis estudios de pregrado y posgrado, formando así un mejor profesional.

AGRADECIMIENTOS

Mis agradecimientos son para el ingeniero Wólfram Ripoll por su gran apoyo e impulso desinteresado para el inicio y desarrollo de este Posgrado, al igual que el Ingeniero Jorge Enrique Forero quien fue más que mi director de proyecto al convertirse en mi guía para la ejecución paso a paso de esta investigación y no puedodejar de mencionar a mis padres y hermanos que son la bases de todos mis logros.

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCION	15
1. OBJETIVOS	17
1.1 OBJETIVO GENERAL	17
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE SISTEMAS DE RECUPERACIÓN DE VAPORES (URV)	18
2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL	18
2.2 CLASIFICACIÓN DE UNIDAD RECUPERADORA DE VAPORES (URV) 18	
2.2.1 URV por sistema de absorción.....	18
2.2.2 URV por condensación	20
2.2.3 URV por simple enfriamiento.....	23
2.3 PARTES BÁSICAS DE UNA URV	24
2.3.1 Sistema de almacenaje de líquido con vapores	24
2.3.2 Sistema de compresión.....	26
2.3.3 Sistema de separación de líquidos condensados y gases.....	26
2.3.4 Sistema de expansión y refrigeración	27
2.4 UNIDAD RECUPERADORA DE VAPORES COMBINADO O MIXTO	30
2.4.1 Unidad recuperadora de vapores con sistema gas blanketing e intercambiadores de calor.....	30
2.4.2 Unidad recuperadora de vapores con gas blanketing, intercambiador de calor y turbina de generación para auto consumo	31
3. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DE CADA UNO DE LOS SISTEMAS DE UNIDADES RECUPERACIÓN DE VAPORES	34
3.1 ANÁLISIS COSTO BENEFICIO UNIDAD RECUPERADORA DE VAPORES SIMPLE	36
3.1.1 Análisis costo beneficio de unidad recuperadora con aero-enfriador en el sistema de expansión	36

3.1.2	Análisis costo beneficio unidad recuperadora de vapores con torres de enfriamiento en el sistema de expansión.....	43
3.2	ANÁLISIS COSTO BENEFICIO UNIDAD RECUPERADORA DE VAPORES COMBINADO O MIXTO.....	44
3.2.1	Análisis costo beneficio unidad recuperadora de vapores con sistema gas blanketing e intercambiadores de calor.	45
3.2.2	Análisis costo beneficio unidad recuperadora de vapores con gas blanketing, intercambiador de calor y turbina de generación para auto consumo.	46
3.3	CUADRO COMPARATIVO DE RECUPERACIÓN VS COSTO SEGÚN INVERSIÓN	49
4.	DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE CÁLCULOS BÁSICOS DE TOMA DE DECISIÓN.....	52
4.1	PASOS REQUERIDOS PARA LA REALIZACIÓN DE CÁLCULOS BÁSICOS	52
4.1.1	Presupuesto de equipos importados.....	52
4.1.2	Costo de montaje de URV.	53
4.1.3	Resumen de presupuesto del proyecto.	54
4.1.4	Flujo de caja libre del proyecto.	55
4.1.6	Chillers.....	57
4.1.7	Intercambiadores.	58
4.2	COMO INTERPRETAR LOS RESULTADOS.....	58
5.	PRESENTACIÓN DE EJEMPLO PRÁCTICO REAL DE IMPLEMENTACIÓN DE UNIDAD DE RECUPERACIÓN DE VAPORES.....	60
5.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE ESTACION CHICHIMENE	60
5.1.1	Unidad recuperadora de vapores aplicada en estación ECOPETROL CHICHIMENE en sistema de tanques de almacenamiento y sistema de botas de gas.	63
6.	CONCLUSIONES.....	68
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	70
8.	ANEXOS.....	71

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Cromatografía de gas de proceso.....	37
Tabla 2. Costo de equipos de larga entrega (importados).....	39
Tabla 3. Costo de montajes y puesta en marcha.....	40
Tabla 4. Resumen de presupuesto del proyecto de unidad recuperadora de vapores.....	41
Tabla 5. Flujo de caja de URV simple.....	42
Tabla 6. Flujo de caja de URV con torre de enfriamiento.....	43
Tabla 7. Resumen de presupuesto de proyecto gas blanketing.....	44
Tabla 8. Flujo de caja de una URV con sistema gas blanketing e intercambiador de calor.....	45
Tabla 9. Flujo de caja de una URV con sistema gas blanketing y turbina generadora simple.....	48
Tabla 10. Cuadro comparativo de inversión.....	49
Tabla 11. Manejo de pestaña de presupuesto de equipos importados.....	52
Tabla 12. Manejo de pestaña de costo de montaje de una URV.....	53
Tabla 13. Manejo de pestaña del resumen de presupuesto.....	54
Tabla 14. Manejo de pestaña de flujo de caja libre.....	55
Tabla 15. Manejo de pestaña de turbina a gas marca TAURUS 60.....	56
Tabla 16. Manejo de pestaña de turbina a gas marca TITAN 250.....	56
Tabla 17. Manejo de pestaña de cálculo de chillers.....	57
Tabla 18. Manejo de pestaña de cálculo de intercambiadores.....	58
Tabla 19. Flujo de caja de URV estación CHICHIMENE ECOPETROL.....	63

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Tipo de URV más común en bombas de auto servicio (Sistema de absorción)	19
Figura 2. Sistema URV por condensación	20
Figura 3. Torres de enfriamiento en la industria.....	21
Figura 4. Intercambiador de calor de recuperadora de vapores	21
Figura 5. URV por simple enfriamiento	23
Figura 6. Tanque de almacenamiento	24
Figura 7. Sistema de gas blanketing en tanque de almacenamiento.....	25
Figura 8. Sistema de recepción de gases (scrubber).....	26
Figura 9. Sistema de compresión	26
Figura 10. Separador trifásico.....	27
Figura 11. Banco de bombas de condensado y agua.....	27
Figura 12. Aero-enfriador de tiro forzado	28
Figura 13. Unidad recuperadora de vapores básica	29
Figura 14. URV con sistema gas blanketing e intercambiadores de calor de coraza y tubos	30
Figura 15. Unidad recuperadora de vapores con gas blanketing, intercambiador de calor de coraza y tubos y turbina generadora a gas	32
Figura 16. Transferencia de calor por conducción.	35
Figura 17. Costo promedio de turbinas generadoras a gas	47

Figura 18. Grafica de incremento de costos y % de recuperación según implementación de equipos	49
Figura 19. Grafica de punto cumbre de recobro y valor presente de todos los sistemas analizados.....	51
Figura 20. Unidad recuperadora de vapores con sistema gas blanketing estación CHCHIMENE.	62
Figura 21. Curva de gravedad API Vs porcentaje de mezcla crudo-nafta	64
Figura 22. Grafica de curvas de viscosidad de crudo-nafta Vs porcentaje de mezcla a diferentes temperaturas.....	65
Figura 23. Balance de masa de campo ECOPETROL CHICHIMENE	66

RESUMEN

TITULO:

ANÁLISIS COSTO BENEFICIO PARA IMPLEMENTACIÓN DE UNIDAD RECUPERADORA DE VAPORES EN CAMPOS PRODUCTORES DE CRUDO PESADO CON DILUCIÓN DE NAFTA *

AUTOR:

EDISON PAEZ BELTRAN **

PALABRAS CLAVES:

UNIDAD RECUPERADORA DE VAPORES, CRUDO PESADO, DILUCIÓN, NAFTA.

DESCRIPCIÓN:

Para el transporte y venta de crudo pesado en Colombia se ha recurrido a una de las tantas alternativas prácticas y lógicas, que consiste en la dilución de crudo con nafta a una proporción desde el 5% hasta un 25% de diluyente con respecto al crudo transportado.

Este sistema dio inicio solo en puntos de despacho para dar el grado API de convención(17-18 grados,300 cst, T. ambiente), pero con pruebas e investigaciones se ha llevado hasta el punto de inyección en boca de pozo para mejorar su fluidez y poder recorrer mayores distancias con una menor potencia de bombeo, pero esto nos lleva a un problema en el almacenaje que consiste en las pérdidas debido a la alta volatilidad del diluyente, ya que la temperatura de evaporación está muy cercana a la temperatura ambiente.

Es allí donde aparece la necesidad de buscar una forma de recuperar este producto para minimizar las pérdidas.

Esta monografía se enfoca en hacer un análisis costo beneficio de implementación de algunos sistemas recuperadores de vapores que reducen desde un 75% hasta un 98% las pérdidas por evaporación, dependiendo de qué complejidad se requiere y que tanto se quiere recuperar con un menor presupuesto, a su vez se realizó un programa de cálculo muy sencillo para la toma de decisión del mejor método de recuperación.

*PROYECTO DE GRADO

**Facultad físico química. Escuela petróleos. Director Jorge Enrique Forero.

SUMMARY

TITLE:

COST BENEFIT ANALYSIS IMPLEMENTATION OF UNITY IN FIELDS VAPOR RECOVERY HEAVY OIL PRODUCERS OF DILUTION OF NAFTA *

AUTHOR:

BELTRAN PAEZ EDISON **

KEYWORDS:

UNIT VAPOR RECOVERY, HEAVY OIL , DILUTION, NAFTA.

DESCRIPTION:

For the transportation and sale of heavy oil in Colombia has turned to one of the many practical and logical alternative, which is the dilution of oil with gasoline at a ratio from 5% to 25% thinner compared to oil transported .

This system began only in clearance points to give the API convention (17-18 degrees, 300 cst, T. environment), but research and testing has led to the injection wellhead to improve fluidity and power over greater distances with less pumping power, but this leads to a problem in storage that is losses due to the high volatility of the diluent, as the evaporation temperature is very close to room temperature.

This is where the need arises to find a way to recover this product to minimize losses.

This monograph focuses on making a cost benefit analysis of implementation of some systems that reduce vapor recovery from 75% to 98% losses through evaporation, depending on what complexity is required and that both want to recover with a lower budget turn was made a simple calculation program for better decision making recovery method.

The main objective was to analyze the implementation of a vapor recovery unit in the storage system for heavy oil diluted with gasoline, resulting in that the best economic option is the vapor recovery unit mixed with gas blanketing system with an efficiency of about 68%, definitely very low compared to other configurations, but the most profitable in a managerial or displaying it in words most traditional is the more profitable option.

Inside the paper development of real data were taken and cost of equipment already deployed in the industry, as costs interventory, construction and assembly used to balance date are updated to 2011, giving us a truthful review.

*WORK DEGREE.

**School physical chemistry. School oils. Director Jorge Enrique Forero.

GLOSARIO

CONDUCCIÓN DE CALOR: proceso de transferencia de calor a través de un material fijo tal como una pared estacionaria. Éste fenómeno es debido al movimiento de los electrones libres que transportan energía cuando existe una diferencia de temperatura, esto explica que los materiales buenos en conducción de calor tienden a ser buenos conductores eléctricos.

CONVECCIÓN DE CALOR: la convección es la transferencia de calor entre partes relativamente calientes y frías de un fluido por medio de mezcla y puede ser natural o forzada. Si se calienta un líquido o un gas, su densidad (masa por unidad de volumen) suele disminuir. Si el líquido o gas se encuentra en el campo gravitatorio, el fluido más caliente y menos denso asciende, mientras que el fluido más frío y más denso desciende. Este tipo de movimiento, debido exclusivamente a la no uniformidad de la temperatura del fluido, se denomina convección natural. La convección forzada se logra sometiendo el fluido a un gradiente de presiones, con lo que se fuerza su movimiento de acuerdo a las leyes de la mecánica de fluidos.

NAFTA: fracción ligera del petróleo, obtenida en la destilación del crudo. Sus variedades se usan como materia prima en la petroquímica, y algunas como disolventes. (50-75 grados API@ 25 C).

RADIACIÓN DE CALOR: la radiación involucra la transferencia de energía radiante desde una fuente a un receptor. La radiación presenta una diferencia fundamental respecto a la conducción y la convección: las sustancias que intercambian calor no tienen que estar en contacto, sino que pueden estar separadas por un vacío. La radiación es un término que se aplica genéricamente a toda clase de fenómenos relacionados con ondas electromagnéticas.

SCRUBBER: recipiente de recepción de fluidos que tiene como fin dar una disminución de velocidad, paso de transferencia, tiempo de proceso y para el caso de una URV sería la primera etapa de separación de gas- líquido por proceso de expansión y choque deflector.

SISTEMA GAS BLANKETING: gas utilizado para mantener un recipiente con presión positiva.

URV: unidad recuperadora de vapores, es un sistema recolector de vapores de las instalaciones de almacenaje y carga, con el cual toma los gases provenientes de vapor de tanques o recipientes de separación y los vuelve líquidos de nuevo retornando al sistema de almacenaje.

INTRODUCCION

El 28 de agosto de 1859 el aventurero norteamericano Edwin L. Drake, luego de cavar un hoyo de treinta metros en Pennsylvania occidental, encontró petróleo, inaugurando la era moderna de los hidrocarburos. Una sentencia suya habría de presidir la nueva época.

Toda clase de inversionistas y financistas se lanzaron a la conquista del subsuelo. La tierra fue perforada por doquier. Abriéndose paso a bala limpia, surgieron los primeros productores y las primeras compañías. Aunque la débil compañía de Drake quedó fuera del negocio poco después, otros lograron fortunas explosivas y eso que la producción diaria de cada pozo era inicialmente muy modesta. El pozo de Drake arrojaba 35 barriles, lo que resultaría una broma si se lo compara con los nuevos pozos petroleros produciendo miles de barriles diarios. Contrastando el bajo rendimiento productivo, el precio por barril era entonces excelente, pues se pagaba 20 dólares por cada uno.

Dentro de estos yacimientos se producía crudo de tipo liviano siendo el crudo pesado y extra-pesado de carácter despreciable, pero la tendencia actual del mundo productor muestra una disminución de pozos productores de crudo liviano dando lugar a la explotación de los crudos pesados en forma industrializada y obligando a los refinadores a una modificación y modernización de las plantas de proceso de refinación. Es claro que está naciendo un nuevo orden petrolero mundial en el que hay una nueva distribución de funciones, nuevos actores y nuevas reglas del juego.

Es así como nace el nuevo sistema de explotación de hidrocarburos pesados y la necesidad de adecuar el fluido para poder ser transportado por los oleoductos ya instalados sin tener que modificar los sistemas de bombeo ni cambio de secciones de oleoducto.

Los ingenieros de diseño y proceso buscaron un punto determinado en viscosidad (300 cst) y grado API(18 grados) a una temperatura ambiente promedio en Colombia (25 grados centígrados) el punto mínimo para ser transportado este tipo de crudo, una de las soluciones sería la dilución del crudo con diluyentes que dieran este punto de operación.

Para el transporte y venta de crudo pesado se ha recurrido a una alternativa muy práctica y lógica que radica en la disminución de viscosidad por método de dilución, la cual consiste en la inyección y dilución de crudo con nafta a una proporción de 25% de diluyente, aunque en algunas ocasiones no es lo correcto debido a algunas propiedades muy importantes como son la temperatura, las propiedades de disolución, compatibilidad, etc. Espor esto que se debe recurrir a otros métodos diferentes que no serán tocados en esta monografía.

Este sistema de dilución dio inicio solo en puntos de despacho para dar el grado API de convención (mayor a 18 grados y una viscosidad de 300 cst) pero con pruebas e investigaciones se ha llevado hasta el punto de inyección en boca de pozo para mejorar su fluidez y poder recorrer mayores distancias con una menor potencia de bombeo además de aumentar la capacidad de producción en las plantas y pozos ya instalados, el siguiente paso sería la inyección de solventes en pozos petroleros de crudo pesado y extra-pesado, pero esto nos lleva a un problema en el almacenaje que consiste en las pérdidas debido a la alta volatilidad del diluyente, ya que la temperatura de evaporación está muy cercana a la temperatura ambiente.

Es allí donde aparece la necesidad de buscar una forma de recuperar este producto “nafta volatilizada” para minimizar las pérdidas.

Esta monografía se enfoca en hacer un análisis costo beneficio de implementación de algunos sistemas recuperadores de vapores que reducen desde un 75% hasta un 98% las pérdidas por evaporación, dependiendo de qué complejidad se requiere y que tanto se quiere recuperar con un menor presupuesto, a su vez se realizara un programa de cálculo muy sencillo para la toma de decisión del mejor método de recuperación.

Dentro de este documento se mostraran algunos resultados del campo ECOPETROL CHICHIMENE donde la recuperación de condensado es muy grande (aproximadamente 800 BPD) lo cual no es muy normal, esto nos permitiría determinar que algún punto de proceso como temperatura, presión, flujo, porcentaje de inyección de diluyente u otros podría estar fuera de balance, pero es un caso real que analizaremos en el transcurso de los seis capítulos de esta monografía.

Pero la mayor ganancia de esta implementación de recuperación de condensado es para el medio ambiente ya que el retiro de estos condensados del flujo de gas que era enviado a tea directamente disminuye la emisión de gases al ambiente y disminuye la generación de calor al medio.

Se espera que por medio de esta monografía incentive al lector a implementar nuevas tecnologías que disminuyan los impactos al ambiente y que sea claro económicamente viable.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Análisis costo beneficio de la implementación de una unidad recuperadora de vapores en campo productor de crudo pesado con dilución de nafta y su disminución de perdidas por evaporación.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Analizar cada una de las alternativas de implementación de recuperadoras de vapores con sus correspondientes subsistemas, que harían más o menos eficiente la recuperación de vapores relacionándolos con su costo de implementación para la toma de una decisión más efectiva.

Ilustrar al lector de las diferentes tecnologías que pueden ser aplicadas a la recuperación de vapores, teniendo en cuenta porcentaje de recuperación.

Elaboración de una guía de cálculos en Excel básica para la toma de decisión de la implementación de los sistemas de recuperación de vapores.

Analizar dos ejemplos prácticos implementados en la estación CHICHIMENE ECOPEPETROL S.A. (febrero 2011) y unificados solo en el sistema de enfriamiento, con excelentes resultados para la investigación, dentro de los resultados se tenemos una recuperación del 63% del disolvente volatilizado que serian aproximadamente 500 barriles por día.

2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE SISTEMAS DE RECUPERACIÓN DE VAPORES (URV)

2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Una unidad recuperadora de vapor (URV), en palabras sencillas es un sistema recolector de vapores de las instalaciones de almacenaje y carga, con el cual toma los gases provenientes de vapor de tanques o recipientes de separación y los licua de nuevo retornando al sistema de almacenaje. Los métodos para recuperar vapores incluyen absorción (Figura 1), condensación (Figura 2) y simple enfriamiento (Figura 5), siendo este último método el más usado por costos de implementación y costos de montaje, este es el caso práctico que mostraremos más adelante implementado en la industria petrolera de la estación ECOPEPETROL CHICHIMENE.

2.2 CLASIFICACIÓN DE UNIDAD RECUPERADORA DE VAPORES (URV)

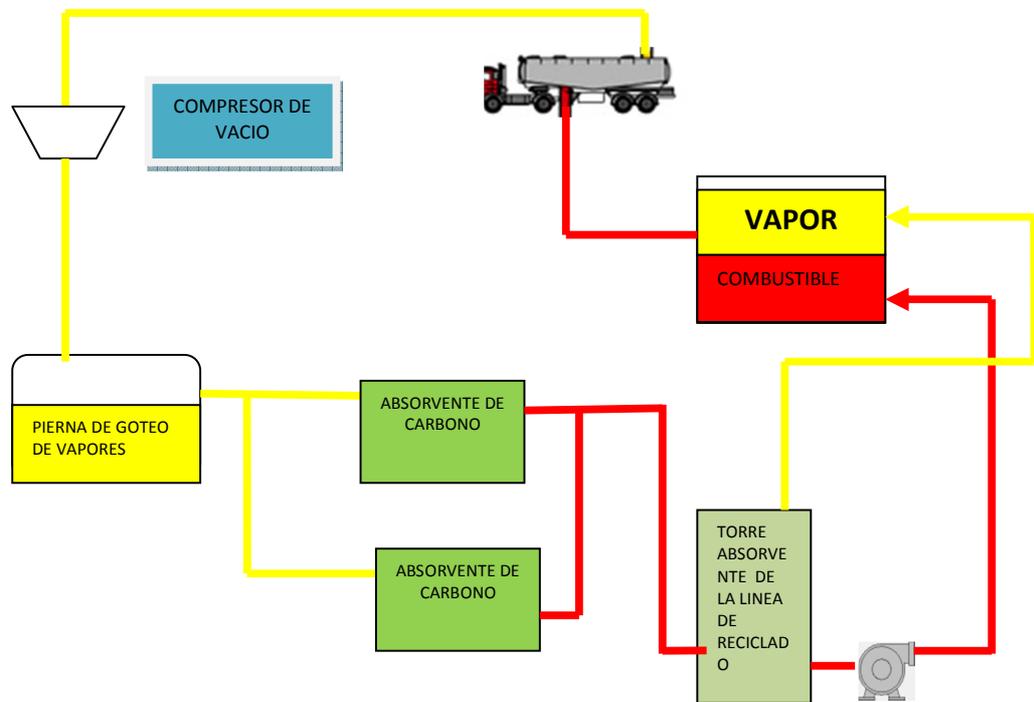
La clasificación de unidades recuperadoras puede ser agrupada de formas diferentes dependiendo de su capacidad, tipo de producto a recuperar, tipo de operación, tipo de industria y muchos otros conceptos mas, pero dentro del gremio de hidrocarburos se clasifica en tres grandes grupos de la siguiente manera.

2.2.1 URV por sistema de absorción. El sistema de absorción es tal vez el más complejo, costoso y difícil de implementar de todos los sistemas de recuperación, pero el mejor recuperador de vapores(98%) del mercado hasta el momento.

Para la recuperación de gases de bombas de combustible o líquidos ya en proceso de venta es el sistema más recomendado por los especialistas en este tema, por su alto % de recuperación hace estas pérdidas casi insignificantes a la hora de liquidar el producto.

A pesar que es el sistema más eficiente del mercado como ya se mencionó, no se va a hacer ser énfasis en el por motivos de poca versatilidad, en el sistema de almacenaje de hidrocarburos pesados diluidos con nafta sin refinar, este prototipo colapsaría, ya que dentro del sistema de absorción por su alta viscosidad tapanía el producto absorbente de la unidad.

Figura 1. Tipo de URV más común en bombas de auto servicio (Sistema de absorción)



FUENTE: AUTOR

Para tener una mejor idea del proceso de recuperación por absorción, a continuación se describe rápidamente el proceso de unidad recuperadora de vapores con el sistema de absorción. La unidad básica del sistema de recuperación de vapor se compone de un proceso de absorción de presión activado con dos lechos de contenedores activados con carbono, alternando en ciclos de entre 15 a 30 minutos cada uno. La regeneración de los reactores de carbono se logra principalmente por la evacuación de los contenedores con una bomba de vacío a un nivel de presión determinado y secundariamente, con un expulsador de aire ambiental hacia la cama de contenedores en una manera controlada durante el último 25% del ciclo de regeneración.

Los componentes orgánicos volátiles exhalados por el carbono durante la regeneración del reactor son recuperados efectivamente en un proceso simple de un solo paso, a saber, la absorción en una torre empacada contra la corriente y usando un absorbente. El absorbente del tanque de suministro es bombeado en la plataforma para ser usado como aceite limpio en el absorbente y como líquido intercambiador de calor para la bomba de absorción.

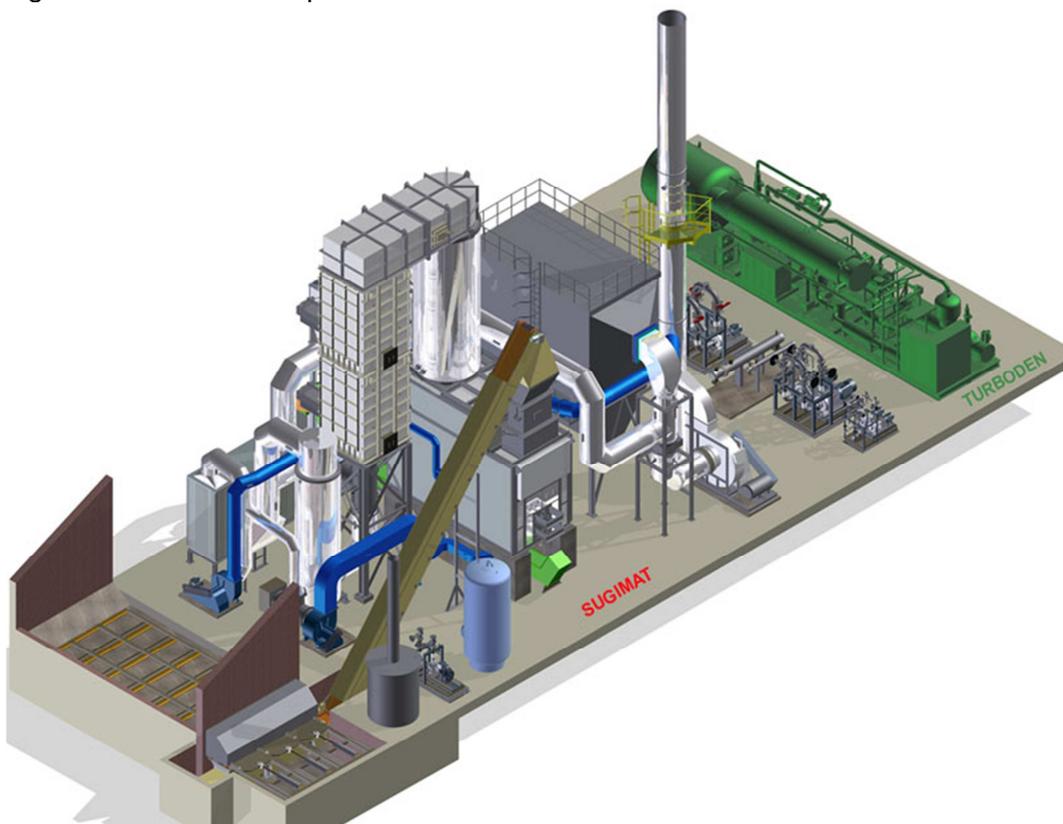
Todo el producto recuperado por el sistema es bombeado de regreso al tanque de suministro de absorbente antes mencionado. Aquí se le permite al producto líquido

recuperado y enriquecido, que se disperse por todo el ambiente del tanque de suministro.

2.2.2 URV por condensación. Este sistema es uno de los más usados por la industria petrolera debido a su alta versatilidad y tipo de equipos que son económicos y a su vez pueden manejar todo tipo de gases provenientes de los tanques, sin tener taponamiento prematuro como en el sistema de absorción que se utiliza solo en la recuperación de vapores limpios como gasolinas o ACPM.

Dentro del sistema de unidad recuperadora de vapores hay un parámetro primordial que hace el sistema más o menos eficiente y es el delta de temperatura de enfriamiento a desalojar para producir la condensación de los vapores, por lo cual hay como ya lo mencionábamos diversos equipos de condensación como son torres de enfriamiento(Figura 3) intercambiadores de calor(Figura 4), refrigeración por ciclo cerrado y otros de los cuales el más utilizado son las torres de enfriamiento e intercambiadores por costo y mercado.

Figura 2. Sistema URV por condensación



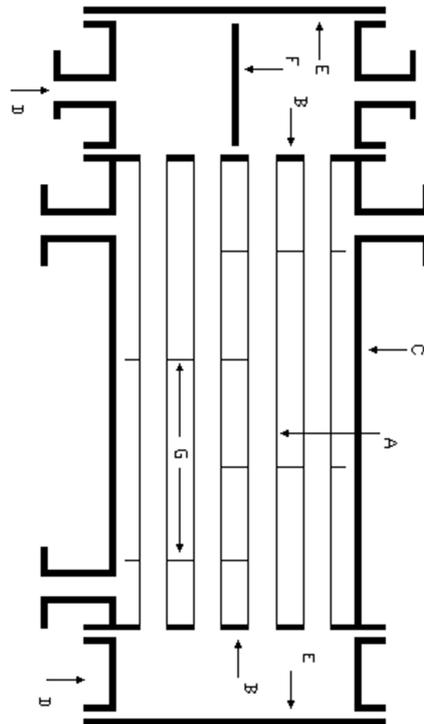
FUENTE: Informe Natural Gas EPA pollution preventer.

Figura3. Torres de enfriamiento en la industria



FUENTE: Informe Natural Gas EPA pollution preventer.

Figura 4. Intercambiador de calor de recuperadora de vapores



FUENTE: Nota Refinería SHELL CAPSA.

2.2.3 URV por simple enfriamiento. Este sistema al igual que el de condensación es tal vez el más usado en la industria petrolera por su bajo-bajo costo comparándolo con los dos sistemas anteriores, pero con la gran desventaja de ser el menos eficiente de los tres.

Consta al igual que los demás de un sistema de recepción de vapores (scrubber), un sistema de compresión, un sistema de separación y un sistema de enfriamiento con aero-enfriadores que hacen el intercambio de calor muy dependiente del medio ambiente, es decir que el fluido de refrigeración es aire a temperatura ambiente lo cual lo hace menos eficiente que el sistema de absorción y el sistema de condensación.

Figura 5. URV por simple enfriamiento



FUENTE: planta instalada por JORDAN TECHNOLOGIES en EEUU.

En este sistema de recuperación por simple enfriamiento en la etapa de expansión, se hará un pare mayor por ser la más usada en el mercado de hidrocarburos y donde tendremos ejemplos reales, la cual cumplirá uno de nuestros objetivos que es despertar la inquietud en los lectores sobre el ahorro por la recuperación de vapores y disminución de quema de gases ricos en nuestro país, aportando un granito de arena para nuestras siguientes generaciones.

En conclusión una unidad recuperadora de vapores (URV), la cual vamos a referir con estas siglas durante toda la monografía solo es dentro del lenguaje de empresarios, inversionistas y gerentes petroleros, una unidad de proceso económico y simple que proporciona una recuperación de producto perdidos y mejora las operaciones económicas capturando hasta el 98% de las emisiones fugitivas, sin desmeritar la disminución de combustión de gas rico disminuyendo el

efecto invernadero y calentamiento global, el cual es punto importante en el desarrollo de nuevas tecnologías ya que es uno de los objetivos principales del sector industrial a nivel mundial.

Dentro del próximo capítulo se describirá las partes esenciales de una unidad recuperadora de vapores que son básicas o comunes para todos los sistemas y las partes que diferencian un sistema de otro serán utilizadas solo para el análisis de costos, esto nos ayudara a hacer el análisis costo beneficio un poco más sencillo.

2.3 PARTES BÁSICAS DE UNA URV

Dentro de las partes básicas de una URV se encuentran divididas en 4 subsistemas o procesos que son:

2.3.1 Sistema de almacenaje de líquido con vapores. Este sería el inicio de las labores para poder recuperar vapores, se trata de algunas adecuaciones primordiales que van de la mano con la unidad recuperadora de vapores (URV), dentro de este sistema se encuentra la adecuación o construcción del subsistema como de gas blanketing (Figura 7), scrubber de recepción de gases condensables (Figura 8), ductos de conducción y control de parámetros de operación confiable.

Figura 6. Tanque de almacenamiento



FUENTE: tanque de almacenamiento campo ECOPETROL CHICHIMENE.

Dentro de los temas que se resolverán esta el tema de gas blanketing en un sistema de recuperación, el cual es primordial, todo sistema de unidad recuperadora de vapores asociada a un proceso de flujo constante como lo es el almacenamiento y despacho de crudo pesado mezclado con nafta, debe de tener una atmósfera sin mezclas explosivas, es decir, una atmósfera inerte y presurizada evitando el ingreso de aire al sistema de almacenamiento para que nunca se forme una atmósfera asequible a explosiones.

Ahí es donde entra el sistema gas blanketing a ser figurativo puesto que su objetivo es tener una atmosfera siempre libre de mezcla y presurizada para evitar el ingreso de aire, por lo general el sistema de gas blanketing usado en las petroleras son gases de la misma formación o gases re-circulados de la misma descarga de URV controlada por una válvula de control de presión calibrada y determinada por una ingeniería antes prevista.

Nota1: este sistema nunca puede ser instalado y desarrollado sin ingeniería antes prevista, podría causar daños, perdidas de activos y perdida de personas de gran magnitud.

Figura 7. Sistema de gas blanketing en tanque de almacenamiento



Válvula reguladora de presión.

FUENTE: tanque de almacenamiento campo ECOPETROL CHICHIMENE.

Figura 8. Sistema de recepción de gases (scrubber).



FUENTE: URV campo ECOPETROL CHICHIMENE.

2.3.2 Sistema de compresión. Este sistema es uno de las más importantes y versátiles por su gran gamas de diseños y estilos, que hacen muy puntual y selectivo el tipo de equipo a comprar.

Figura 9. Sistema de compresión



FUENTE: URV campo ECOPETROL CHICHIMENE.

2.3.3 Sistema de separación de líquidos condensados y gases. Este sistema cuenta con unos subsistemas que varían dependiendo de la configuración que se tenga contemplada en el diseño, pero lo más básico sería los subsistemas de separador trifásico (Figura 10), banco de bombas de condensado (Figura 11),

banco de bombas de agua (Figura 11) y sistema de protecciones de operación confiable.

Figura 10. Separador trifásico



FUENTE: URV campo ECOPETROL CHICHIMENE.

Figura 11. Banco de bombas de condensado y agua



Banco de bombas de agua

Banco de bombas de condensado recuperado

FUENTE: URV campo ECOPETROL CHICHIMENE.

2.3.4 Sistema de expansión y refrigeración. Este sistema es el más importante de todos y del cual depende su porcentaje de recuperación de condensados de hidrocarburos.

Como antes se mencionaba la recuperación de condensados depende del tipo de gases que se deseen condensar y de su delta de enfriamiento, que no es más que la diferencia de temperatura entra la entrada y al salida de los gases comprimidos, en este caso sería el de aero-enfriadores que se limitarían a disminuir los gases comprimidos hasta un máximo de temperatura ambiente. En la Figura 12 se muestra un aero- enfriador de tiro forzado utilizado en una URV ya instalada y en funcionamiento.

Figura 12. Aero-enfriador de tiro forzado

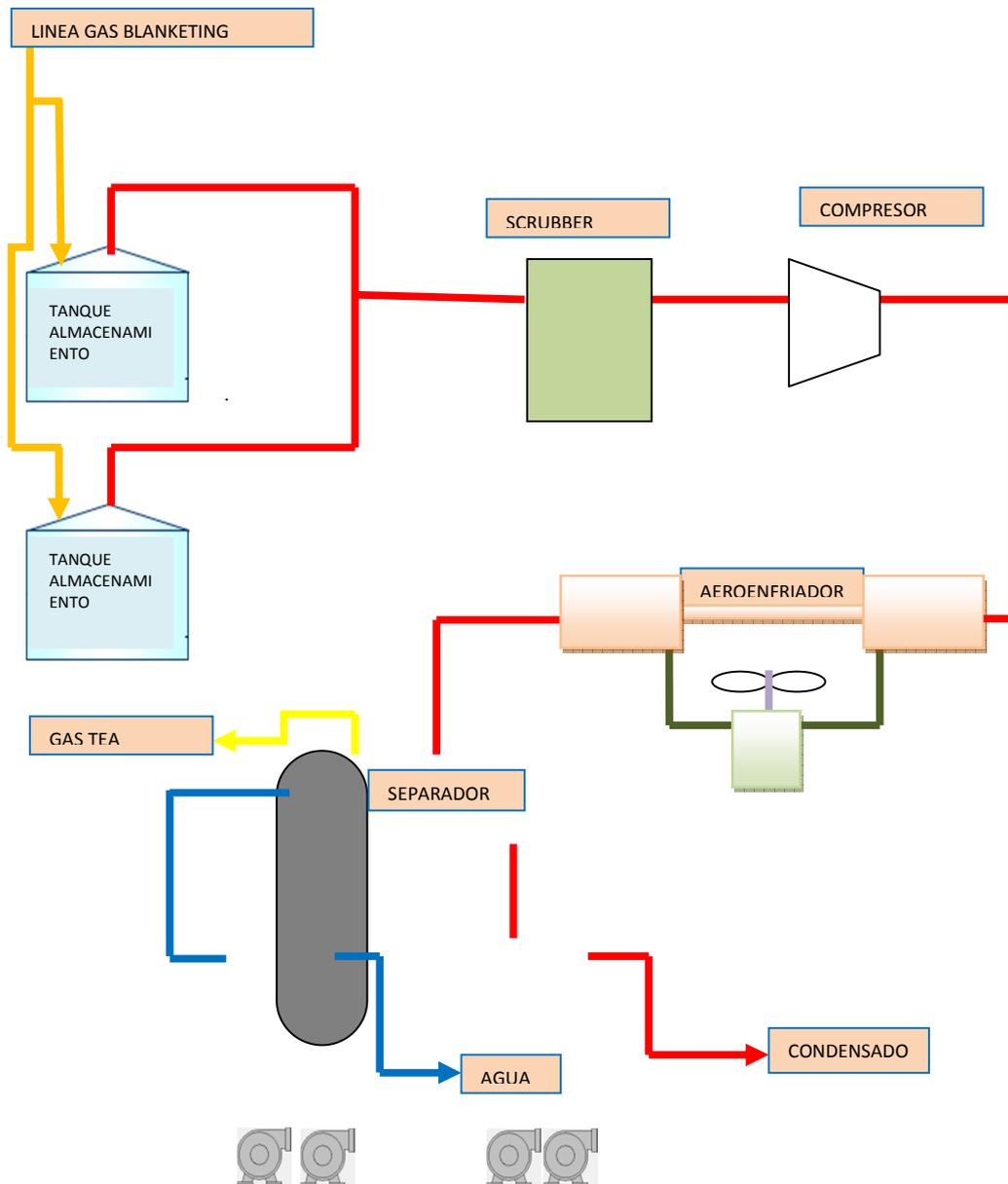


FUENTE: URV campo ECOPETROL CHICHIMENE.

Estos serian los cuatro componentes mínimos para la construcción y montaje de un sistema de recuperación de vapores básica (Figura 13) obviamente no es la más eficiente, pero si la más económica, sin embargo es la más utilizada en la industria del petróleo para casos de crudos pesados diluidos con nafta en los campos de Ecopetrol S.A. (doc. 1244.01-00-SP-0000-01_0 (2) ingeniería de proceso Ecopetrol S.A.).

El diseño de cada equipo dependería de la capacidad de proceso, es decir la cantidad de flujo másico y tipo de gas a recuperable, enmarcado en que tan eficiente seria aumentar o disminuir capacidades con respecto al costo.

Figura 13. Unidad recuperadora de vapores básica



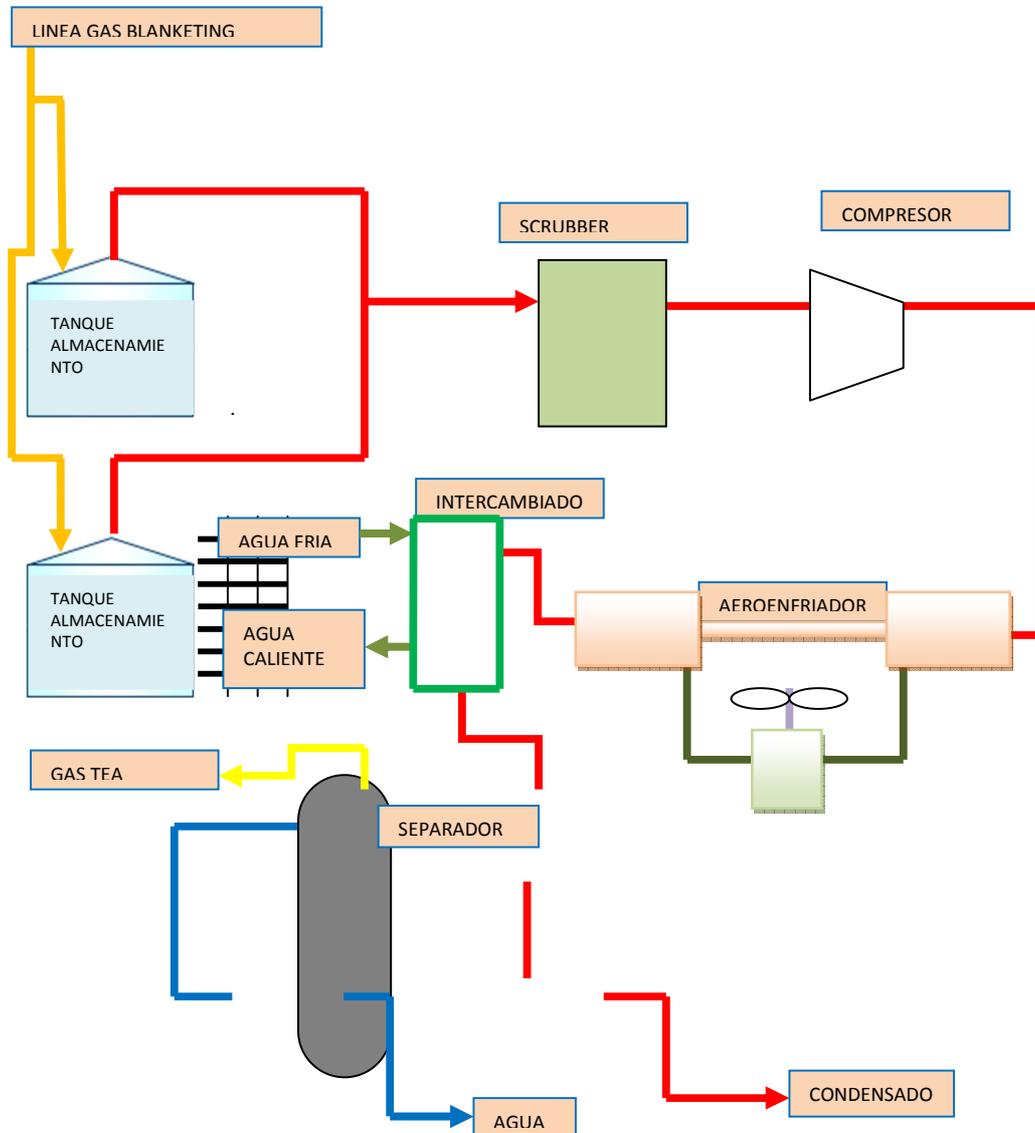
FUENTE: AUTOR

2.4 UNIDAD RECUPERADORA DE VAPORES COMBINADO O MIXTO

Este es un tema muy extenso de tratar como lo sería la clasificación de los mismos sistemas, como su palabra lo describe (mixto) pues se tendría una clase por cada diseñador, por lo cual solo se tocarán algunas de las combinaciones más utilizadas en la industria petrolera y de la cual se tiene conocimiento.

2.4.1 Unidad recuperadora de vapores con sistema gas blanketing e intercambiadores de calor.

Figura 14. URV con sistema gas blanketing e intercambiadores de calor de coraza y tubos





FUENTE: AUTOR

Dentro de este tipo de URV se tendrá un componente más que aumentaría una recuperación de condensados en un 5% comparado con el diseño básico, este componente se trata de un intercambiador de corazas y tubos el cual tendría un fluido de enfriamiento de fácil acceso y de costo mínimo, preferiblemente agua.

Este sistema se emplea donde el agua que se encuentre dentro del campo y tenga la condición necesaria para ser utilizada dentro del sistema del intercambiador.

Nota 2: La implementación de este sistema debe ser utilizado en plantas que ya este implementado el sistema de tratamiento de agua, si no lo hay acarrearía un costo adicional que sería la implementación de ella y el análisis costo beneficio se distorsionaría para efectos de inversión (ver anexo de análisis de agua para ver propiedades).

2.4.2 Unidad recuperadora de vapores con gas blanketing, intercambiador de calor y turbina de generación para auto consumo. Este tipo de unidad recuperadora sería la de mayor aprovechamiento del recurso natural ya que el gas residual se utilizaría para la generación de energía eléctrica de auto consumo.

Al igual que los sistemas pasados este sistema aumentaría el costo de construcción y montaje, pero se obtiene un beneficio adicional que a su vez entraría en el balance costo beneficio dando una puntuación positiva o negativa dependiendo del flujo másico que maneja el campo a estudiar, este punto determinara su implementación.

Por otro lado la utilización de esta energía sería aprovechada por el campo en electricidad de autoconsumo dando una confiabilidad de operación mayor, en casos muy favorables donde se manejan cantidades de gas promedios mayores a 2 millones de pies cúbicos de gas esta implementación sería excelente para generación de tipo modular, este balance de caja se verá reflejado en el próximo modulo en la Tabla 9 de esta monografía.

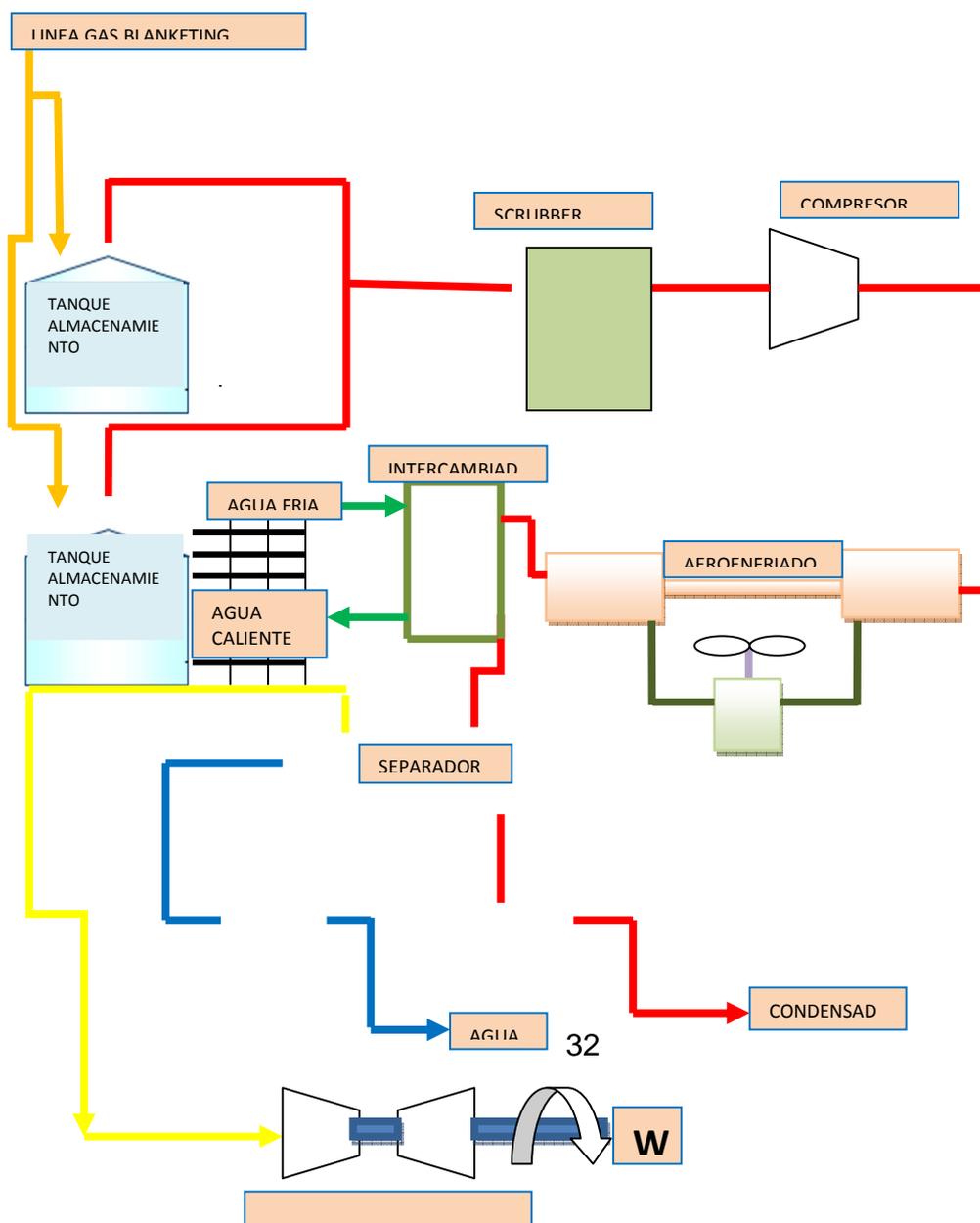
Esta URV contaría con dos componentes adicionales a la unidad básica, que serian un intercambiador de calor de coraza y tubos y una turbina generadora a

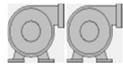
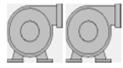
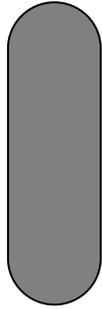
gas incluyendo todas las adecuaciones eléctricas para el conexionado interno del sistema eléctrico utilizado en el campo, siendo así un respaldo de este mismo.

Dentro de la Figura 15 se muestra un diagrama de proceso de este tipo de arreglo sin contar con todo el sistema de conexionado eléctrico interno, esto sería solo para tema de estudio pues tendríamos que entrar en un diseño de detalle para poder mostrar todo el sistema completo.

Dentro de la investigación se determinaron algunos fabricantes de turbinas que dieron precios superficiales para poder tener una guía en el análisis costo beneficio pero no es completamente valida debido a que la elección de esta dependería del tipo de gas producido por el campo y la eficiencia que desee tener en su generación.

Figura 15. Unidad recuperadora de vapores con gas blanketing, intercambiador de calor de coraza y tubos y turbina generadora a gas





FUENTE: AUTOR

3. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO DE CADA UNO DE LOS SISTEMAS DE UNIDADES RECUPERACIÓN DE VAPORES

En esta sección no se analizan conceptos fundamentales del análisis térmico e hidráulico y no se evalúa la eficiencia con que se emplea los condensados solo se evaluarán los costos a los que se producen los condensados, es por esto que el lector deberá tener un conocimiento promedio del tema para entender algunos procesos de selección por rendimiento y eficiencia.

Al concluir esta sección, los lectores de esta monografía serán capaces de determinar los costos con que se suministra o remueve calor en su proceso y la eficiencia con la que los producen además será capaz de determinar el grado de integración energética de un proceso y las opciones para optimizar el consumo de condensado en el proceso de dilución y por ende reducir el índice de inyección de nafta debido al aprovechamiento del condensado recuperado.

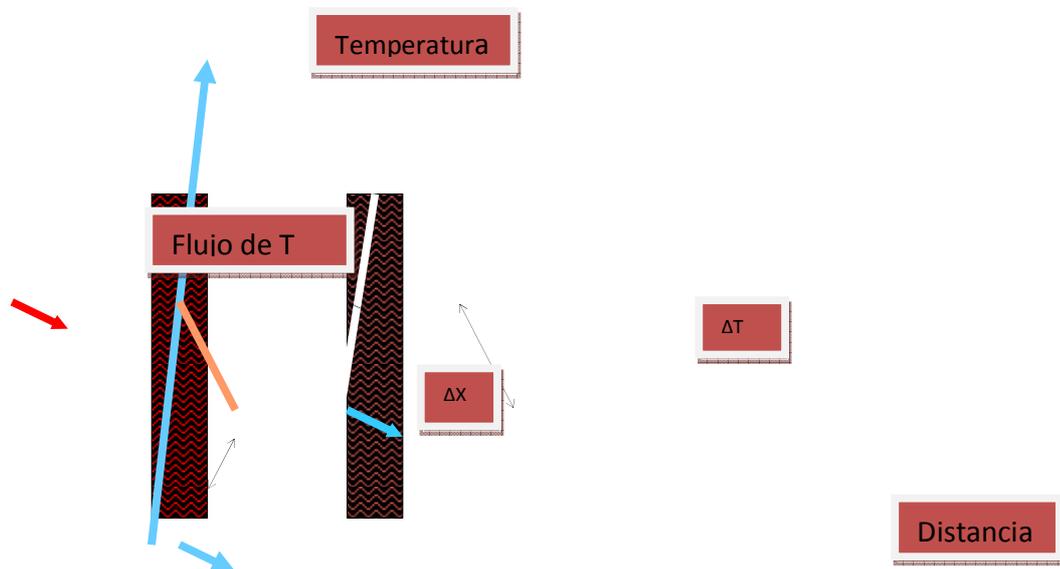
Es por esto que se dará un repaso muy corto pero fundamental para el análisis del mejor sistema de condensación, el cual se reduce al cálculo de transferencia de calor necesaria para condensar los volátiles de mayor peso. Aparte de esto es necesario para el cálculo las características de los gases para poder hacer un balance de la recuperación de la inversión.

Dentro del repaso tocaremos las tres clases de transferencia de calor:

- **Conducción:** Proceso de transferencia de calor a través de un material fijo tal como una pared estacionaria. Éste fenómeno es debido al movimiento de los electrones libres que transportan energía cuando existe una diferencia de temperatura, esto explica que los materiales buenos en conducción de calor tienden a ser buenos conductores eléctricos. (Figura 16).

Este tipo de transferencia de calor es la más usada para nuestro caso pues todos los sistemas de condensación son de tipo conductivo (aero-enfriadores, intercambiadores, torres de enfriamiento), pero por simple referencia describiremos los demás.

Figura 16. Transferencia de calor por conducción.



$$dQ = k A [-(dT/dx)] = \text{BTU/hrK} = \text{conductividad térmica}$$

FUENTE: AUTOR

- **Convección:** La convección es la transferencia de calor entre partes relativamente calientes y frías de un fluido por medio de mezcla y puede ser natural o forzada.

Si se calienta un líquido o un gas, su densidad (masa por unidad de volumen) suele disminuir. Si el líquido o gas se encuentra en el campo gravitatorio, el fluido más caliente y menos denso asciende, mientras que el fluido más frío y más denso desciende. Este tipo de movimiento, debido exclusivamente a la no uniformidad de la temperatura del fluido, se denomina convección natural. La convección forzada se logra sometiendo el fluido a un gradiente de presiones, con lo que se fuerza su movimiento de acuerdo a las leyes de la mecánica de fluidos.

$$dQ = h A dT$$

h = coeficiente de transferencia de calor

h = f (naturaleza del fluido, agitación, velocidad).

- **Radiación:** La radiación involucra la transferencia de energía radiante desde una fuente a un receptor.

La radiación presenta una diferencia fundamental respecto a la conducción y la convección: las sustancias que intercambian calor no tienen que estar en contacto, sino que pueden estar separadas por un vacío. La radiación es un término que se aplica genéricamente a toda clase de fenómenos relacionados con ondas electromagnéticas.

$$dQ = s e d A T^4$$

T = Temperatura absoluta e = Emisividad

A = Área de transferencia s = Constante dimensional

Como se puede ver es muy importante para cualquiera de los sistemas de transmisión de calor el área a interactuar, es decir entra mayor sea el área, mayor sería la transmisión de calor, por lo cual reiteramos que antes de hacer un proceso de selección de sistema a implementar debemos tener una ingeniería detallada para que no se torne antieconómica y estorbosa en el momento de montaje.

Después de dar un repaso muy superficial del principio por el cual se diseñaría el elemento más importante de la unidad recuperadora de vapores (sistema de condensación) y con la cual dependerá su eficiencia de trabajo y recuperación de condensados pasaremos al grueso de este documento.

3.1 ANÁLISIS COSTO BENEFICIO UNIDAD RECUPERADORA DE VAPORES SIMPLE

En esta sección se tomarán base datos reales de proceso para facilitar a los lectores, datos promedios reales y calcularemos los costos de cada uno de nuestros equipos a integrar, tiempo de recobro, tasa de retorno, costos de montaje, costos de gerenciamiento de los proyectos y todos los puntos relacionados con costos y economía, pero debemos entender por alcance del proyecto que los análisis de proceso los cuales son fundamentales en este capítulo son tomados directos de ingenierías ya desarrolladas para diferentes campos de tal forma que los análisis solo será una base para entender los beneficios que tendríamos al utilizar e implementar estos sistemas.

3.1.1 Análisis costo beneficio de unidad recuperadora con aero-enfriador en el sistema de expansión. A continuación se detallan los datos de partida de cálculos:

A. Tipo de gas. Los datos del gas de proceso se toman por medio de una cromatografía (Ver Tabla 1) y son los datos primordiales de donde se analizan todos los pasos a seguir porque dependiendo de qué clase de gas se va a trabajar se sabrá qué porcentaje de líquidos se condensarán.

Tabla 1. Cromatografía de gas de proceso

		BTU/lbmol
HIDRÓGENO	0,000000	0,0
H2S	0,000000	345.100,2
CO2	0,117344	0,0
NITRÓGENO	0,018717	0,0
METANO	0,627442	345.100,2
ETANO	0,040407	614.148,7
PROPANO	0,021100	879.180,0
i-BUTANO	0,006712	1.140.520,2
n-BUTANO	0,010575	114.340,0
22-MPROPANO	0,000419	1.399.000,0
i-PENTANO	0,003206	1.403.900,0
n-PENTANO	0,002438	1.407.400,0
n-HEXANO	0,000668	1.671.800,0
MCICLOPENTANO	0,000138	1.593.800,0
BENCENO	0,000044	1.363.300,0
CICLOHEXANO	0,000141	1.586.700,0
n-HEPTANO	0,000293	1.936.200,0
MCICLOHEXANO	0,000085	1.846.300,0
TOLUENO	0,000034	1.622.400,0
n-OCTANO	0,000119	2.200.600,0
E-BENCENO	0,000006	1.887.000,0
p-XILENO	0,000007	1.881.900,0
o-XILENO	0,000008	1.882.300,0
n-NONANO	0,000039	2.465.000,0
124-MBENCENO	0,000003	2.141.400,0
n-DECANO	0,000023	2.729.400,0
n-UNDECANO	0,000010	2.993.800,0
n-DODECANO	0,000003	3.258.200,0
n-TRIDECANO	0,000002	3.522.600,0
n-TETRADECANO	0,000001	3.787.100,0
n-PENTADECANO	0,000000	4.051.400,0
n-HEXADECANO	0,000000	4.315.900,0
n-HEPTADECANO	0,000000	4.580.300,0
n-OCTADECANO	0,000000	4.844.700,0
n-NONADECANO	0,000000	5.109.000,0
n-EICOSANO	0,000000	5.373.500,0
n-HENEICOSANO	0,000000	5.373.500,0
n-DOCOSANO	0,000000	5.373.500,0
n-TRICOSANO	0,000000	5.373.500,0
n-TETRACOSANO	0,000000	5.373.500,0
n-PENTACOSANO	0,000000	5.373.500,0
n-HEXACOSANO	0,000000	5.373.500,0
n-HEPTACOSANO	0,000000	5.373.500,0
n-OCTACOSANO	0,000000	5.373.500,0
n-NONACOSANO	0,000000	5.373.500,0
n-TRIACONTANO	0,000000	5.373.500,0
n-HENTRIACONTANO	0,000000	5.373.500,0
n-DOTRIACONTANO	0,000000	5.373.500,0

n-TRITRIACONTANO	0,000000	5.373.500,0
n-TETRATRIACONTANO	0,000000	5.373.500,0
n-PENTATRIACONTANO	0,000000	5.373.500,0
n-HEXATRIACONTANO	0,000000	5.373.500,0
AGUA	0,026860	0,000000
NBP(1)83*	0,066418	1.936.200,0
NBP(1)102*	0,033822	1.936.200,0
NBP(1)139*	0,007173	1.936.200,0
NBP(1)159*	0,007860	1.936.200,0
NBP(1)188*	0,003933	1.936.200,0
NBP(1)213*	0,002375	1.936.200,0
NBP(1)238*	0,000824	1.936.200,0
NBP(1)276*	0,000462	1.936.200,0
NBP(1)293*	0,000133	1.936.200,0
NBP(1)325*	0,000097	1.936.200,0
NBP(1)347*	0,000038	1.936.200,0
NBP(1)375*	0,000012	1.936.200,0
NBP(1)402*	0,000004	1.936.200,0
NBP(1)430*	0,000002	1.936.200,0
TOTAL	1,000000	
FRACCIÓN VAPOR (MOLAR)	1,000000	
FLUJO TOTAL MÁSICO - lb/hr	61.930,6	
FLUJO TOTAL MOLAR - lbmol/hr	2.105,0	
PESO MOLECULAR PROMEDIO	29,420	
FLUJO VOLUMÉTRICO DE GAS - MMSCFD	19,17	
FLUJO VOLUMÉTRICO DE CRUDO - BOPD	---	
FLUJO DE AGUA - BWPD	---	
DENSIDAD - lb/ft ³	0,09	
TEMPERATURA - °F	108,8	
PRESIÓN - psi	4,00	
FLUJO ENERGÉTICO DEL GAS- MMBTU/hr	1.091,8	

FUENTE: Reporte análisis de gas ECOPETROL CHICHIMENE.

B. Caudales y flujos: otro punto a tocar es los caudales que se manejaran en este ejercicio son de 4 millones de pies cúbicos por día, a una presión de 0 psi para tratar de simular caso real de un tanque con botas de gas a una presión de 2 psi.

C. Temperatura y datos de diseño:

Propiedades estimadas del gas asociado son las siguientes:

Peso Molecular 22.8

Densidad @ P y T 0.229 lb/ft³

Factor de compresibilidad @ P y T 0.9903

Viscosidad @ P y T, 0.013 cP

Poder Calorífico inferior @ P y T 348.000 BTU/lbmol

Las Características de la Nafta que se utilizará para la dilución del crudo son:

Propiedades

Punto inicial de ebullición 150 – 155 ƒ

Punto final de ebullición 225 – 270 ƒ

Azufre 0.05 – 0.15 %w

Corrosión al Cobre 1.0

API 58 – 65°

Gravedad Específica 0.72 – 0.747

Presión de vapor Reid 5.87 – 6.7 psi

Nota 3. Propiedades de la Nafta de dilución (datos entregados por el ICP).

Con estos datos básicos y otros cuantos más se hicieron cálculos de recuperación de condensado, con los cuales se realizaron los balances de costo beneficio para buscar el tiempo de recuperación de la inversión, todos los datos de costos de equipos, costos de montaje y algunos programas sencillos se encuentran en el anexo en Excel entregado en esta monografía.

De este archivo se extrajeron las tablas mostradas a continuación en el resto de este capítulo.

D. Costos de inversión:

Se mostrarán los costos de inversión en las Tablas 2, 3 y 4

Tabla 2. Costo de equipos de larga entrega (importados)

ITEM	DESCRIPCION	Un.	Cant.	VR. TOTAL (COL\$)	VALOR TOTAL (US)
1	UNIDAD RECUPERADOR DE CONDESADOS	UND	1	\$ 2.244.186.000	\$ 1.122.093
2	SEPARADOR TRIFASICO	UND	1	\$ 722.100.000	\$ 361.050
3	UNIDAD PAQUETE TEA	UND	1	\$ 451.906.000	\$ 225.953
4	COLUMNA DE MONTAJE CON CARRILERA	UND	4	\$ 200.000.000	\$ 100.000
5	INTERCAMBIADOR DE CALOR	UND	1	\$ 290.000.000	\$ 145.000
6	KO DRUM	UND	1	\$ 54.000.000	\$ 27.000
7	TORRE DE ENFRIAMIENTO	UND	1	\$ 14.906.000	\$ 7.453
8	BOMBAS DE AGUAS Y CONDENSADO	UND	2	\$ 50.562.080	\$ 25.281
TOTAL COMPRAS EQUIPO DE LARGA ENTREGA				4.027.660.080	\$ 2.013.830

FUENTE: AUTOR

Tabla3. Costo de montajes y puesta en marcha

Presupuesto Proyecto de Recuperación de condensados

PRESUPUESTO					TRM		\$ 2.000,00	
ITEM	DESCRIPCION	Un	Cant	VR. TOTAL (COL\$)	VALOR TOTAL (US)	2009 (US)	2010 (US)	2011 (US)
1	Obra Civil	GI	1	\$ 1.459.155	\$ 730		\$ 219	\$ 511
2	Suministro y Montaje obra Mecánica	GI	1	\$498.959.359	\$ 249.480		\$ 74.844	\$174.636
3	Suministro y Montaje obra Tubería	GI	1	\$490.264.222	\$ 245.132		\$ 73.540	\$171.592
4	Suministro y Montaje obra Obras eléctricas	GI	1	\$2.752.722.597	\$1.376.361		\$412.908	\$ 963.453
5	Suministro y Montaje obra Automatización	GI	1	\$ 111.685.628	\$ 55.843		\$ 16.753	\$ 39.090
6	Suministro y Montaje obra Sistema contra incendio	GI	1	\$ 650.000.000	\$ 325.000		\$ 97.500	\$227.500
7	AIU			\$1.808.881.000	\$ 904.441		\$ 271.332	\$ 633.108
8	Compras de bodega	GI	1	\$4.173.818.688	\$2.086.909		\$63.547	
9	INGENIERÍA BÁSICA	GI	1	\$ 373.000.000	\$ 186.500	\$186.500		
10	INGENIERÍA DETALLE	GI	1	\$ 99.515.000	\$ 49.758		\$ 49.758	
11	GERENCIA E INTERVENTORIA	GI	1	\$ 647.532.706	\$ 323.766			
12	OFICINAS	GI	1	\$ 129.506.542	\$ 64.753			\$ 45.327
13	GESTIÓN DE PROYECTOS	GI	1	\$ 129.506.542	\$ 64.753			
14	CONTINGENCIAS (RIESGOS E INCERTIDUMBRES)	GI	1	\$1.039.325.177	\$ 519.663			\$ 519.663
	TOTAL COSTO DEL PROYECTO			\$12.906.176.611	\$6.453.088	\$186.500	\$1.060.400	\$2.774.880

FUENTE: AUTOR

Tabla 4. Resumen de presupuesto del proyecto de unidad recuperadora de vapores

ITEM	DESCRIPCIÓN				VALOR
1	SUMINISTROS ESTÁNDAR (INGENIERIA)				
2	COMPRAS BODEGA (TUBERIA Y PARTES LECTRICAS)				\$ 4.173.818.688
3	INGENIERIAS BASICA Y DE DETALLE				\$ 4.273.333.688
4	GERENCIA, OFICINAS E INTERVENTORIA				\$ 906.545.790
5	OTROS				\$ 0
6	TOTAL SUMINISTROS				\$ 9.353.698.166
7					
8	CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE				
9	CIVIL				\$ 1.459.155
10	MECÁNICA				\$ 498.959.359
11	TUBERÍA				\$ 490.264.222
12	ELÉCTRICA				\$ 2.752.722.597
13	INSTRUMENTACIÓN				\$ 111.685.628
	SISTEMA CONTRA INCENDIO				\$ 650.000.000
15	TOTAL CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE				\$ 4.505.090.961
16	TOTAL COSTOS DIRECTOS				\$ 13.858.789.127
17					
18	TOTAL ADMINISTRACIÓN	A	12%		\$ 1.663.054.695
19					
20	IMPREVISTOS	I	7%		\$ 970.115.239
21					
22	UTILIDAD	U	6%		\$ 831.527.348
23					
24	TOTAL	AIU	25%		\$ 3.464.697.282
	TOTAL COSTOS INDIRECTOS				\$ 3.464.697.282
25					
26	COMPRAS EMPRESA OPERADORA				\$ 4.027.660.080
27					
30	IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (Sobre UTILIDAD)	IVA	16%		\$ 133.044.376
31					
32					
33					
34	GRAN TOTAL DEL PROYECTO				\$ 21.484.190.865
35	GRAN TOTAL DEL PROYECTO DOLARES				10.742.095

FUENTE: AUTOR

La Tabla 5 muestra el balance de caja donde se muestra los costos y beneficios económicos que la implementación de una URV son necesarios, además de los beneficios de disminución del impacto ambiental.

Tabla 5. Flujo de caja de URV simple.

FUENTE: AUTOR

MONEDA DOLARES	Años				
	1	2	3	4	5
CAPEX	-10.742.095	0	0	0	0
Ingresos					
barriles recuperados tanques	2007500	2208250	2429075	2671982,5	2939180,75
barriles recuperados botas	4015000	4416500	4858150	5343965	5878361,5
costos de transporte	1460000	1606000	1766600	1943260	2137586
Total ingresos	7482500	8230750	9053825	9959207,5	10955128,25
OPEX					
inversión de actualización	2000000	2000000	2000000	2000000	2000000
mantenimiento	1000000	1100000,0	1210000,0	1331000,0	1464100,0
operación	1000000	1100000	1210000	1331000	1464100
empleados	1000000	1100000	1210000	1331000	1464100
Industria y comercio, etc..	500000	550000	605000	665500	732050
total OPEX	5500000	5850000,0	6235000,0	6658500,0	7124350,0
Utilidad operacional	1982500	2380750	2818825	3300707,5	3830778,25
depreciación	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000
Utilidad antes impuestos	982500	1380750	1818825	2300707,5	2830778,25
Impuestos (32.5%)	319312,50	448743,75	591118,13	747729,94	920002,93
Utilidad neta	663187,50	932006,25	1227706,88	1552977,56	1910775,32
capital de trabajo	0	0	0	0	0
valor de salvamento	0	0	0	0	0
flujo de caja libre	-9078907,933	1932006,25	2227706,875	2552977,563	2910775,319
tasa	10%				
TIR	27,62%				
VPN	\$ 9.211.784,397				

DOLARES

Dentro de los análisis se muestra de una unidad de recuperación de vapores simple tendría un pago total de su inversión en muy corto tiempo mirando el tipo de inversión, es decir que su inversión es justificable como lo demuestran los valores de la tasa de retorno (TIR) y su valor presente neto (VPN).

Se aclara que los precios de compra de barriles de condensado y costo de transporte de nafta son asumidos como costos actuales y están sujetos a variaciones.

3.1.2 Análisis costo beneficio unidad recuperadora de vapores con torres de enfriamiento en el sistema de expansión

Tabla 6. Flujo de caja de URV con torre de enfriamiento

MONEDA DOLARES	Años				
	1	2	3	4	5
CAPEX	-11.142.095	0	0	0	0
Ingresos					
barriles recuperados tanques	2208250	2429075	2671982,5	2939180,75	3233098,825
barriles recuperados botas	4215750	4637325	5101057,5	5611163,25	6172279,575
costos de transporte	1460000	1606000	1766600	1943260	2137586
total ingresos	7884000	8672400	9539640	10493604	11542964,4
OPEX					
inversión de actualización	2000000	2000000	2000000	2000000	2000000
mantenimiento	1000000	1100000,0	1210000,0	1331000,0	1464100,0
operación	1000000	1100000	1210000	1331000	1464100
empleados	1000000	1100000	1210000	1331000	1464100
Industria y comercio, etc..	500000	550000	605000	665500	732050
total OPEX	5500000	5850000,0	6235000,0	6658500,0	7124350,0
Utilidad operacional	2384000	2822400	3304640	3835104	4418614,4
depreciación	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000
Utilidad antes impuestos	1384000	1822400	2304640	2835104	3418614,4
Impuestos (32.5%)	449800,00	592280,00	749008,00	921408,80	1111049,68
Utilidad neta	934200,00	1230120,00	1555632,00	1913695,20	2307564,72
capital de trabajo	0	0	0	0	0
valor de salvamento	0	0	0	0	0
flujo de caja libre	-9207895,433	2230120	2555632	2913695,2	3307564,72
tasa	10%				
TIR	31,21%				
VPN	\$ 11.521.909,397				

DOLARES

FUENTE: AUTOR

Dentro de este análisis costo beneficio al igual que los demás solo lo modifica dos puntos, el primero en el costo de la inversión inicial debido al aumento de equipos que tendrá que comprarse e instalarse y el punto dos es el aumento de condensado recuperado que asciende al aumentar su capacidad de disipar el calor, aunque el análisis de estos proyectos los mostramos solo en 5 años dentro del documento de análisis de Excel se puede ver un análisis más detallado de 10 años, por motivos de espacio se tomaron los primeros 5 años ya que la recuperación del proyecto se da en corto tiempo si se analiza según Tabla 6.

3.2 ANÁLISIS COSTO BENEFICIO UNIDAD RECUPERADORA DE VAPORES COMBINADO O MIXTO

Dentro de este análisis se tomaran en cuenta unos costos iniciales que prácticamente se determina como otro proyecto anexo al de la URV debido a su complejidad de manejo, en la Tabla 7 se mostrara el resumen del presupuesto necesario para implementar el sistema de gas blanketing.

Tabla 7. Resumen de presupuesto de proyecto gas blanketing. FUENTE: EPB.

COSTOS DIRECTOS	SUMINISTROS ESTÁNDAR (Fácil consecución)			
	MECÁNICA			\$ 0
	TUBERÍA			\$ 558.003.291
	ELÉCTRICA			\$ 0
	INSTRUMENTACIÓN			\$ 988.713.335
	TOTAL SUMINISTROS			\$ 1.546.716.626
	CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE			
	CIVIL			\$ 478.353.202
	MECÁNICA			\$ 0
	TUBERÍA			\$ 473.487.378
	ELÉCTRICA			\$ 0
	INSTRUMENTACIÓN			\$ 224.704.350
	SISTEMA CONTRAINCENDIO			\$ 0
	TOTAL CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE			\$ 1.176.544.930
TOTAL COSTOS DIRECTOS			\$ 2.723.261.556	
TOTAL ADMINISTRACIÓN	A	12%	\$ 326.791.387	
IMPREVISTOS	I	7%	\$ 190.628.309	
UTILIDAD	U	6%	\$ 163.395.693	
TOTAL	AIU	25%	\$ 680.815.389	
TOTAL COSTOS INDIRECTOS			\$ 680.815.389	
COMPRAS EMPRESA OPERADORA			\$ 0	
IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (Sobre UTILIDAD)	IVA	16%	\$ 26.143.311	
GRAN TOTAL DEL PROYECTO			\$ 3.430.220.256	
GRAN TOTAL DEL PROYECTO			1.715.110	

3.2.1 Análisis costo beneficio unidad recuperadora de vapores con sistema gas blanketing e intercambiadores de calor. En la siguiente tabla muestra el aumento de recuperación de condensado debido a su recirculación de gas hacia tanques, pero esto no es lo más importante de esta implementación, su grado de aporte es, la disminución en un 98% del riesgo de ignición en el sistema de URV y tanque, como su nombre lo indica el sistema gas blanketing mantiene con una presión positiva el sistema de almacenamiento y mantiene una atmosfera inerte con cero mezclas explosivas.

Tabla 8. Flujo de caja de una URV con sistema gas blanketing e intercambiador de calor

MONEDA DOLARES	Años				
	1	2	3	4	5
CAPEX	-12.457.206	0	0	0	0
Ingresos					
barriles recuperados tanques	2609750	2870725	3157797,5	3473577,25	3820934,975
barriles recuperados botas	4416500	4858150	5343965	5878361,5	6466197,65
costos de transporte	1460000	1606000	1766600	1943260	2137586
total ingresos	8486250	9334875	10268362,5	11295198,75	12424718,63
OPEX					
inversión de actualización	2000000	2000000	2000000	2000000	2000000
mantenimiento	1000000	1100000,0	1210000,0	1331000,0	1464100,0
operación	1000000	1100000	1210000	1331000	1464100
empleados	1000000	1100000	1210000	1331000	1464100
Industria y comercio, etc..	500000	550000	605000	665500	732050
total OPEX	5500000	5850000,0	6235000,0	6658500,0	7124350,0
Utilidad operacional	2986250	3484875	4033362,5	4636698,75	5300368,625
depreciación	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000
Utilidad antes impuestos	1986250	2484875	3033362,5	3636698,75	4300368,625
Impuestos (32.5%)	645531,25	807584,38	985842,81	1181927,09	1397619,80
Utilidad neta	1340718,75	1677290,63	2047519,69	2454771,66	2902748,82
capital de trabajo	0	0	0	0	0
valor de salvamento	0	0	0	0	0
flujo de caja libre	-10116486,81	2677290,625	3047519,688	3454771,656	3902748,822
tasa	10%				
TIR	33,66%				
VPN	\$ 14.271.986,769	DOLARES			

FUENTE: AUTOR

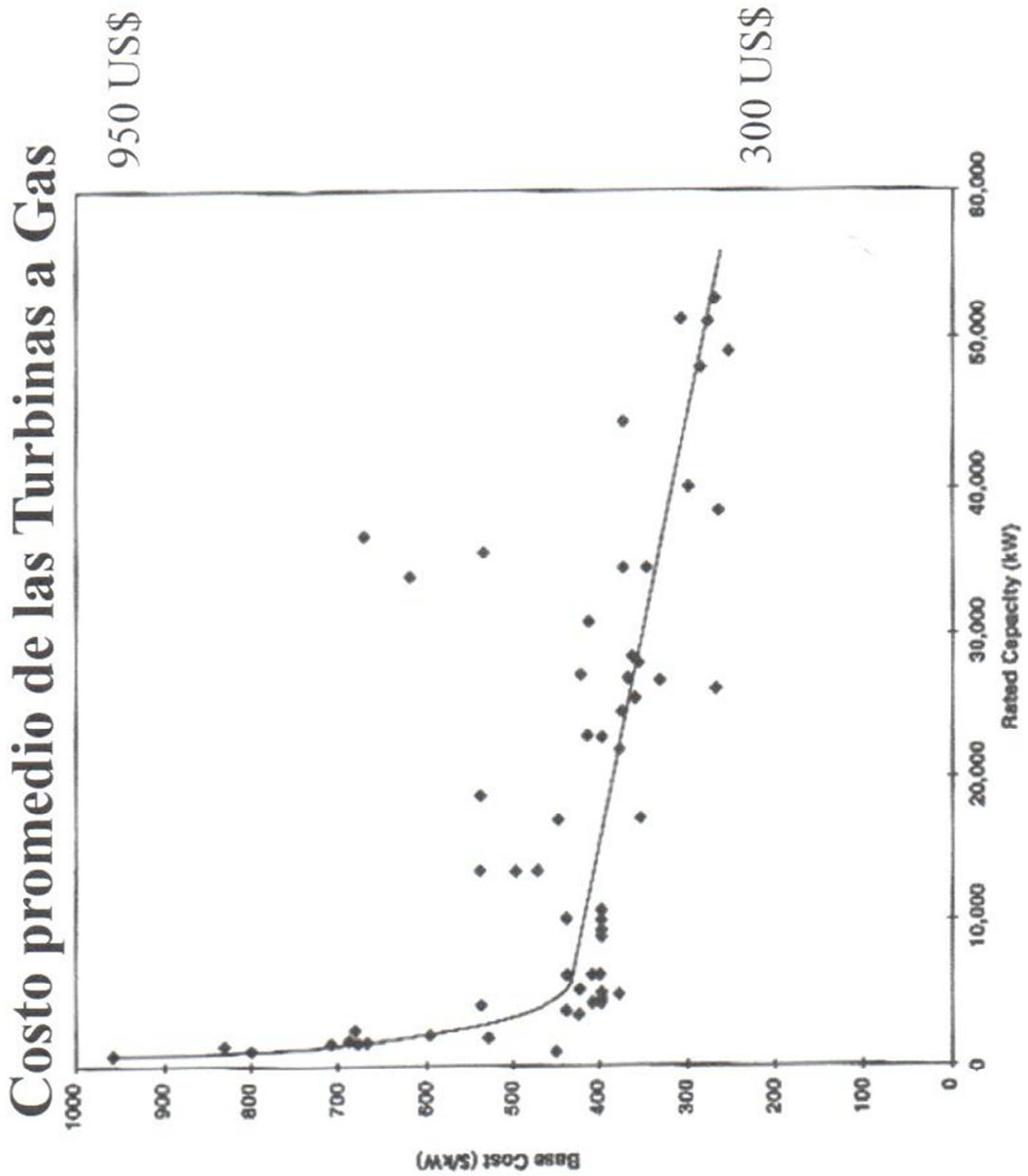
Como se puede ver el aumento de inversión y complejidad de los equipos a intervenir en el proceso aumenta las utilidades de recuperación y disminuye el tiempo de recuperación de la inversión, pero su variación depende del punto de vista que se tome pues aparentemente no es mayor cosa si se reduce a la visión única de costos pero la reducción de contaminación al ambiente si es un gran paso para lograr el objetivo mundial de desacelerar el aumento de temperatura ambiente promedio y disminuir los gases emitidos.

3.2.2 Análisis costo beneficio unidad recuperadora de vapores con gas blanketing, intercambiador de calor y turbina de generación para auto consumo. Para dar inicio a este punto tan importante debemos tratar algunos temas como son costos del mercado. Puesto que es la optimización total de la energía entregado por el subsuelo se tendrá una sutil justificación de estos equipos a implementar debido al acarreo de inversión duplicado sin esperar un salto gigantesco en el VPN.

En primer lugar la toma de esta decisión de implementación de una unidad generadora debe ser tomada con gran cautela y con costos muy bien definidos al igual que un estudio de ingeniería a fondo, un error en este pasó y todo el esfuerzo del proyecto se vería opacado por esta decisión, desde mi punto de vista y el de muchos expertos en el tema el sistema de generación se debería montar después que el sistema de URV esté dando resultados positivos y el flujo calculado sea el correcto y suficiente para mantener la capacidad de consumo del equipo, de lo contrario terminaría dando perdidas, caso que no queremos revisar.

Una de los puntos a tocar es costos y mercados de turbinas generadoras (figura 17), el cual aparentemente es muy exclusivo en este gremio, pero dentro de los modelos vendidos en el campo tenemos graficas de precios que acercan a un presión de 1 millón de dólares por cada 1MW generado y su consumo promedio es de 500 mil pies cúbicosdía por cada 1MW generado y sus eficiencias oscilan entre 30 y 38% en ciclo simple y 39 y 55% en ciclo mixto.

Figura 17. Costo promedio de turbinas generadoras a gas



*Este documento se encuentra anexo PPT-2.2 TURBO COMPRESOR (PDF).
FUENTE: Reporte PPT-2.2 TURBOCOMPRESORES instalados EEUU.

Tabla9. Flujo de caja de una URV con sistema gas blanketing y turbina generadora simple

MONEDA DOLARES	Años				
	1	2	3	4	5
CAPEX	-20.457.206	0	0	0	0
Ingresos					
barriles recuperados tanques	2609750	2870725	3157797,5	3473577,25	3820934,975
barriles recuperados botas	4416500	4858150	5343965	5878361,5	6466197,65
generación turbina 4 MW	3471150	3818265	4200091,5	4620100,65	5082110,715
costos de transporte	1460000	1606000	1766600	1943260	2137586
total ingresos	8486250	9334875	10268362,5	11295198,75	12424718,63
OPEX					
inversión de actualización	2000000	2000000	2000000	2000000	2000000
mantenimiento	1500000	1650000,0	1815000,0	1996500,0	2196150,0
operación	1000000	1100000	1210000	1331000	1464100
empleados	1200000	1320000	1452000	1597200	1756920
Industria y comercio, etc..	500000	550000	605000	665500	732050
total OPEX	6200000	6620000,0	7082000,0	7590200,0	8149220,0
Utilidad operacional	2286250	2714875	3186362,5	3704998,75	4275498,625
depreciación	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000
Utilidad antes impuestos	1286250	1714875	2186362,5	2704998,75	3275498,625
Impuestos (32.5%)	418031,25	557334,38	710567,81	879124,59	1064537,05
Utilidad neta	868218,75	1157540,63	1475794,69	1825874,16	2210961,57
capital de trabajo	0	0	0	0	0
valor de salvamento	0	0	0	0	0
flujo de caja libre	-18588986,81	2157540,625	2475794,688	2825874,156	3210961,572
tasa	10%				
TIR	11,73%				
VPN	\$ 1.546.986,769				

DOLARES

FUENTE: AUTOR

3.3 CUADRO COMPARATIVO DE RECUPERACIÓN VS COSTO SEGÚN INVERSIÓN

Tabla 10. Cuadro comparativo de inversión

CASO	TIPO DE URV	Costo De Montaje E Inversión De Equipos Instalados(US\$)	EFICIENCIA (%)	Recuperación De Barriles De NAFTHA (BPD)	Tiempo De Recobro (MESES)	TIR	VPN
1	URV SIMPLE	10.742.095	60%	150	14	28%	9.200.000
2	URV CON TORRE DE ENFRIAMIENTO	10.996.641	62%	160	16	31%	11.500.000
3	URV CON GAS BLANKETING	12.457.206	70%	175	18	34%	14.300.000
4	URV CON BLANKETING Y TURBINA	16.590.103	92%	175	48	12%	1.500.000

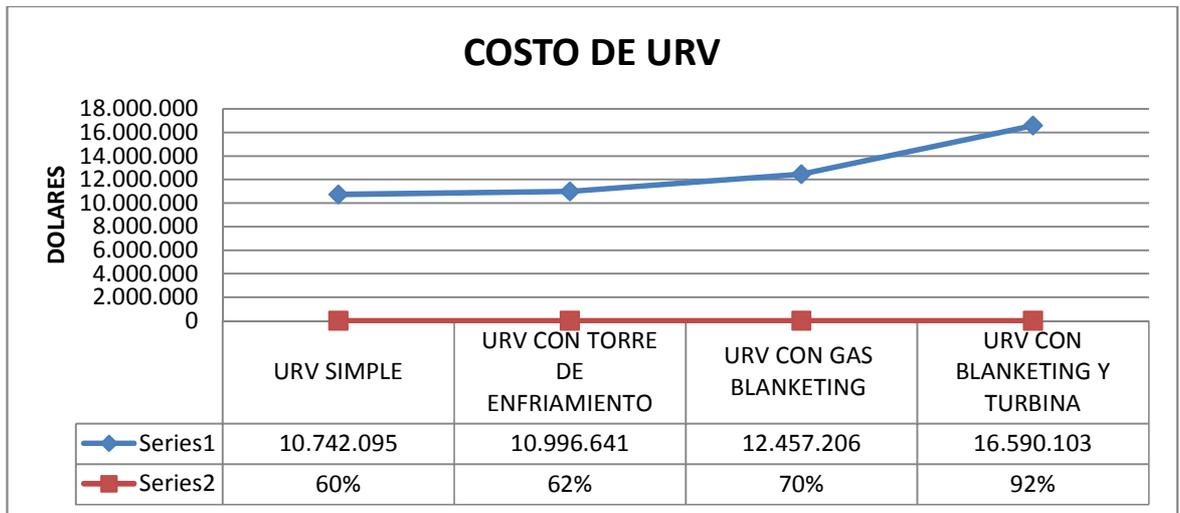
FUENTE: AUTOR

Dentro del cuadro comparativo (Tabla 10) tenemos las diferentes formas de implementación de unidades recuperadoras, sus costos de implementación, sus porcentajes de eficiencia y otros puntos clave que permiten dar un panorama de inversión, aunque cada caso es específico para cada planta y para cada tipo de gas asociado al campo, este es un ejemplo académico, pero por lo general se comporta de estamisma manera dentro de los sistemas reales.

Para dar fin a este capítulo se presentan algunas conclusiones que serian la interpretación de este cuadro:

- La mejor aplicación tanto en recobro como en producción de condensado es el tercer caso que sería una URV con gas blanketing, esta sería la mejor decisión desde el punto de vista de inversión.(ver Figura 18)

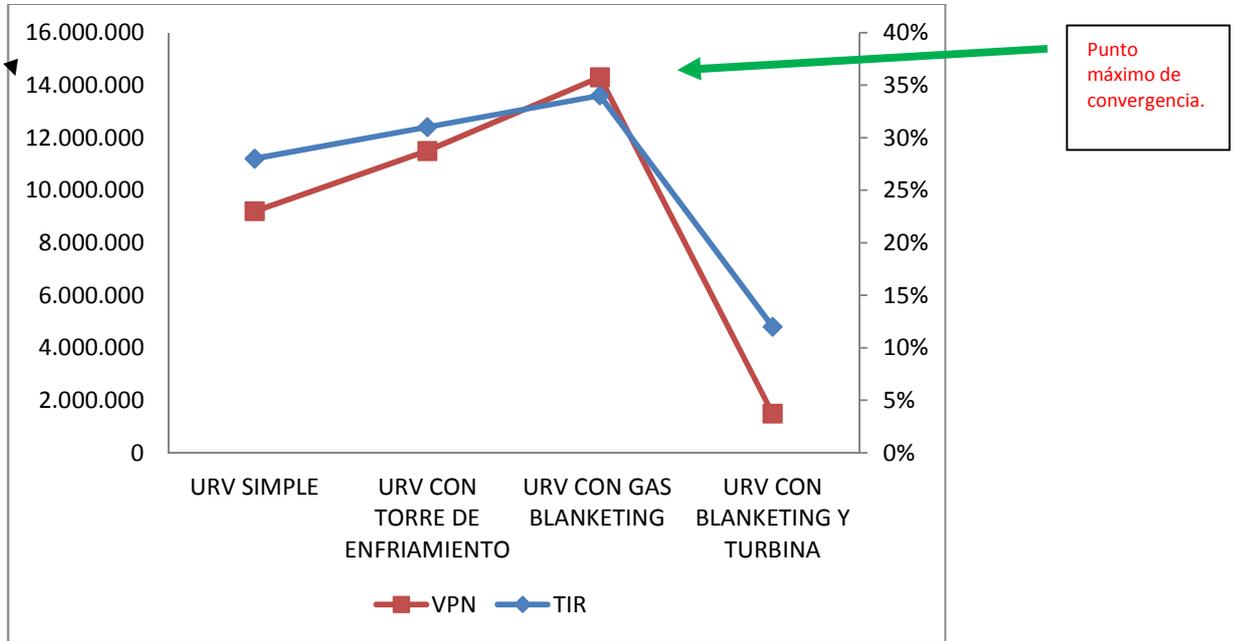
Figura 18. Grafica de incremento de costos y % de recuperación según implementación de equipos



FUENTE: AUTOR

- La aplicación de URV con gas blanketing y turbina generadora a gas aparentemente no es tan rentable desde el punto de vista de inversión, aunque si miran su TIR y VPN es viable pero no tan llamativa como los demás casos, no debe de olvidarse la confiabilidad que le da a el campo por ser auto-generadores, sin contar el aprovechamiento de todos los recursos entregados por el subsuelo.
- La decisión de implementar una unidad generadora debe ser tomada con gran cautela y con costos muy bien definidos al igual que un estudio de ingeniería a fondo, un error en este pasó y todo el esfuerzo del proyecto se vería opacado por esta decisión.
- Dentro de los puntos más importantes a evaluar se encuentran el VPN Vs TIR como lo muestra la Figura 19, la cual se mezclan y da un punto de máximo valor generado por la inversión y máximo % de recuperación de este mismo por lo cual corroboramos que la mejor aplicación será la de URV con gas blanketing.

Figura 19. Grafica de punto cumbre de recobro y valor presente de todos los sistemas analizados



FUENTE: AUTOR

- Para un sistema de menos de 80 barriles recuperados se debe de hacer un análisis diferente de costos para poder desarrollar el proyecto, según los análisis mostrados.

4. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE CÁLCULOS BÁSICOS DE TOMA DE DECISIÓN

Dentro del siguiente capítulo se describirán los pasos y las casillas del programa básico en Excel que pueden ser modificados para realizar un re-cálculo o para analizar un sistema diferente con datos diferentes.

Dentro de este programa el cual está anexo a la monografía se tendrán una gran cantidad de páginas que van desde el presupuesto de cada uno de los sistemas analizados anteriormente, hasta el análisis de una turbina para garantizar algunos estudios iniciales si algún lector ya tiene una medición promedio del sistema a analizar, cabe notar que los valores que están estipulados en el programa son tomados de datos de fábrica de estas empresas, es decir que los programas de cálculo simple son entregados por algunos vendedores de estas mismas marcas para impulsar la implementación en nuestros campos.

4.1 PASOS REQUERIDOS PARA LA REALIZACIÓN DE CÁLCULOS BÁSICOS

A través de la utilización de ellos en el programa Excel facilita la toma de decisión de la implementación de los sistemas de recuperación de vapores.

4.1.1 Presupuesto de equipos importados. Dentro de esta pestaña se encuentran los costos de los equipos que tardan más de 6 meses y se requiere importar y dar un avance de dinero, todos estos valores se encuentran ligados al precio del dólar por lo cual todos sus costos estarán ligados a este.

Dentro de la tabla dinámica el cuadro que está de color rojo (valor total US\$ 2000) es el cuadro que cambia el valor en dólares de toda la tabla, del resto de cuadros se puede modificar sin ningún problema si desea implementar algún ítem más.

Tabla 11. Manejo de pestaña de presupuesto de equipos importados

ITEM	DESCRIPCION	Un.	Cant.	VR. (COL\$)	TOTAL	VALOR TOTAL (US) 2000
1	UNIDAD RECUPERADOR DE CONDESADOS	UND	1	\$	2.244.186.000	\$ 1.122.093
2	SEPARADOR TRIFASICO	UND	1	\$	722.100.000	\$ 361.050
3	UNIDAD PAQUETE TEA	UND	1	\$	451.906.000	\$ 225.953
4	COLUMNA DE MONTAJE CON CARRILERA	UND	4	\$	200.000.000	\$ 100.000
5	INTERCAMBIADOR DE CALOR	UND	1	\$	290.000.000	\$ 145.000
6	KO DRUM	UND	1	\$	54.000.000	\$ 27.000
7	TORRE DE ENFRIAMIENTO	UND	1	\$	14.906.000	\$ 7.453
8	BOMBAS DE AGUAS Y CONDENSADO	UND	2	\$	50.562.080	\$ 25.281
	TOTAL COMPRAS EQUIPO DE LARGA ENTREGA			\$	4.027.660.080	\$ 2.013.830

FUENTE: AUTOR

4.1.2 Costo de montaje de URV.

Tabla 12. Manejo de pestaña de costo de montaje de una URV

ITEM	DESCRIPCION	Un.	Ca nt.	VR. (COL\$)	TOTAL	VALOR TOTAL (US)	TRM		
							2009 (US)	2010 (US)	2011 (US)
									\$ 2.000,00
1	Obra Civil	GI	1	\$ 1.459.155	\$ 730		\$ 219	\$ 511	
2	Suministro y Montaje obra Mecánica	GI	1	\$ 498.959.359	\$ 249.480		\$ 74.844	\$ 174.636	
3	Suministro y Montaje obra Tubería	GI	1	\$ 490.264.222	\$ 245.132		\$73.540	\$ 171.592	
4	Suministro y Montaje obra Obras eléctricas	GI	1	\$2.752.722.597	\$ 1.376.361		\$ 412.908	\$ 963.453	
5	Suministro y Montaje obra Automatización	GI	1	\$ 111.685.628	\$ 55.843		\$ 16.753	\$ 39.090	
6	Suministro y Montaje obra Sistema contra incendio	GI	1	\$ 650.000.000	\$ 325.000		\$ 97.500	\$ 227.500	
7	AIU			\$1.808.881.000	\$ 904.441		\$ 271.332	\$ 633.108	
8	Compras de bodega	GI	1	\$4.173.818.688	\$2.086.909		\$ 63.547		
9	INGENIERÍA BÁSICA	GI	1	\$ 373.000.000	\$186.500	\$186.500			
10	INGENIERÍA DETALLE	GI	1	\$ 99.515.000	\$ 49.758		\$ 49.758		
11	GERENCIA INTERVENTORIA	GI	1	\$ 647.532.706	\$ 323.766				
12	OFICINAS	GI	1	\$ 129.506.542	\$ 64.753			\$ 45.327	
13	GESTIÓN DE PROYECTOS	GI	1	\$ 129.506.542	\$ 64.753				
14	CONTINGENCIAS (RIESGOS INCERTIDUMBRES)	GI	1	\$1.039.325.172	\$ 519.663			\$ 519.663	
15	TOTAL COSTO DEL PROYECTO			\$12.906.176.611	\$6.453.088	\$186.500	\$1.060.400	\$2.774.880	

FUENTE: AUTOR

Dentro de este cuadro (Tabla 12) al igual que el anterior el punto más importante es que todos los costos están ligados por la casilla que se encuentra en rojo, del resto de la tabla se puede cambiar, aunque hay que resaltar que algunos valores de estas tablas se tomaran para el calcula de flujo de caja en los siguientes ejercicios.

4.1.3 Resumen de presupuesto del proyecto.

Tabla 13. Manejo de pestaña del resumen de presupuesto

COSTOS DIRECTOS	SUMINISTROS ESTÁNDAR (Fácil consecución)			
	MECÁNICA			\$ 0
	TUBERÍA			\$ 558.003.291
	ELÉCTRICA			\$ 0
	INSTRUMENTACIÓN			\$ 988.713.335
	TOTAL SUMINISTROS			\$ 1.546.716.626
	CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE			
	CIVIL			\$ 478.353.202
	MECÁNICA			\$ 0
	TUBERÍA			\$ 473.487.378
	ELÉCTRICA			\$ 0
	INSTRUMENTACIÓN			\$ 224.704.350
	SISTEMA CONTRAINCENDIO			\$ 0
	TOTAL CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE			\$ 1.176.544.930
TOTAL COSTOS DIRECTOS			\$ 2.723.261.556	
TOTAL ADMINISTRACIÓN	A	12%	\$ 326.791.387	
IMPREVISTOS	I	7%	\$ 190.628.309	
UTILIDAD	U	6%	\$ 163.395.693	
TOTAL	AIU	25%	\$ 680.815.389	
TOTAL COSTOS INDIRECTOS			\$ 680.815.389	
COMPRAS EMPRESA OPERADORA			\$ 0	
IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (Sobre UTILIDAD)	IVA	16%	\$ 26.143.311	
GRAN TOTAL DEL PROYECTO			\$ 3.430.220.256	
GRAN TOTAL DEL PROYECTO			1.715.110	

FUENTE: AUTOR

Todos los datos pueden ser variados en la Tabla 13 ya que los datos que influyen en el flujo de caja ya están ligados y se verá reflejado las modificaciones.

Nota: se recomienda hacer una copia antes de hacer modificaciones del programa, para no alterar el análisis del proyecto.

4.1.4 Flujo de caja libre del proyecto.

Tabla 14. Manejo de pestaña de flujo de caja libre.

MONEDA DOLARES	Años				
	1	2	3	4	5
CAPEX	-12.457.206	0	0	0	0
Ingresos					
barriles recuperados	2609750	2870725	3157797,5	3473577,25	3820934,975
barriles recuperados botas	4416500	4858150	5343965	5878361,5	6466197,65
costos de transporte	1460000	1606000	1766600	1943260	2137586
total ingresos	8486250	9334875	10268362,5	11295198,75	12424718,63
OPEX					
inversión de actualización	2000000	2000000	2000000	2000000	2000000
mantenimiento	1000000	1100000,0	1210000,0	1331000,0	1464100,0
operación	1000000	1100000	1210000	1331000	1464100
empleados	1000000	1100000	1210000	1331000	1464100
industria y comercio, etc..	500000	550000	605000	665500	732050
total OPEX	5500000	5850000,0	6235000,0	6658500,0	7124350,0
Utilidad operacional	2986250	3484875	4033362,5	4636698,75	5300368,625
depreciación	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000
Utilidad antes impuestos	1986250	2484875	3033362,5	3636698,75	4300368,625
impuestos (32.5%)	645531,25	807584,38	985842,81	1181927,09	1397619,80
Utilidad neta	1340718,75	1677290,63	2047519,69	2454771,66	2902748,82
capital de trabajo	0	0	0	0	0
valor de salvamento	0	0	0	0	0
flujo de caja libre	-10116486,81	2677290,625	3047519,688	3454771,656	3902748,822
tasa	10%				
TIR	33,66%				
VPN	\$14.271.986,769				

FUENTE: AUTOR

Nota: Todas las Unidades son en Dólares Americanos

Dentro de esta pestaña se encuentra una de las complicadas de entender pero se recomienda estudiar la página antes de buscar su funcionalidad.

Dentro de los cuadros se tiene el CAPEX que sería la inversión inicial de implementación y montaje, la cual está ligada a los cuadros anteriores, dentro de este programa se trato de ser lo más sencillo posible para facilitar el uso de los lectores.

Otros datos importantes son los barriles recuperados que están presupuestados para el año, su valor es real para el promedio de precios en el mercado durante los dos meses anteriores (marzo y abril 2011), cualquier variación se reflejara en los resultados mostrados (VPN, TIR).

La casilla de costos de transporte es una ganancia puesto que la cantidad de barriles transportados por los carrotanques es anexada al precio del barril el cual es reducido por que el sistema de bombeo de los condensados desemboca en el tanque de dilución, siendo un ahorro de transporte.

En general todas las casillas pueden ser modificadas y disminuidas o aumentadas, teniendo en cuenta que cada modificación será reflejada en los resultados y modificara los datos de las demás páginas.

4.1.5 Turbinas.

Tabla 15. Manejo de pestaña de turbina a gas marca TAURUS 60

TURBINA DE GAS - TAURUS 60

Modelo	TAURUS 60	
HeatRate	10.684 BTU/kWh	11.265 kJ/kWh
Generación E.Eléctrica	5.700 kWh	19,5 MMBTU/hr
Eficiencia	32,0 %	
Tipo de Combustible	Gases de URV	
LHV Combustible	1.126,7 BTU/SCF	10.598,1 kcal/Nm ³
Consumo de Combustible	60,9 MMBTU/hr	
Consumo de Combustible por día	1,30 MMSCFD	
Calor residual	41,4 MMBTU/hr	

FUENTE: AUTOR

Tabla 16. Manejo de pestaña de turbina a gas marca TITAN 250.

TURBINA DE GAS - TITAN 250

Modelo	TITAN 250	
HeatRate	8.775 BTU/kWh	9.252 kJ/kWh
Generación E.Eléctrica	21.700 kWh	74,1 MMBTU/hr
Eficiencia	38,9 %	
Tipo de Combustible	Gases de URV	

LHV Combustible	1.366,7 BTU/SCF	12.855,2 kcal/Nm ³
Consumo de Combustible	190,4 MMBTU/hr	
Consumo de Combustible por día	3,34 MMSCFD	
Calor residual	116,3 MMBTU/hr	

FUENTE: AUTOR

Dentro de las tablas de turbinas (Tabla 15 y 16) están las casillas de color crema que se pueden modificar para realizar el punto más importante que es la generación que desea tener correlacionado con la casilla de color fucsia que es el flujo mínimo de gas para su funcionamiento por el día, si este parámetro no es estable en el campo a implementar se tendría un desfase de diseño muy grande.

4.1.6 Chillers. Dentro de estas pestañas tendremos el cálculo del sistemas con expansión y enfriamiento con sistema chiller, el cual aprovecha los fluidos calientes para hacer precalentamiento de algunos sistemas y en algunos casos al ligarse con un sistema de absorción se utilizan los fluidos calientes para generar el enfriamiento, como en el caso de las turbinas las casillas que se pueden cambiar serían las de color crema y los resultados de diseño sería las casillas de color rojo el cual nos daría una magnitud de área de transferencia para el diseño del equipo, en algunas ocasiones el área de transferencia no es la construida debido a espacio o en algunas ocasiones se cambia de opción de equipos.

Tabla 17. Manejo de pestaña de cálculo de chillers.

ENFRIADOR CON AGUA REFRIGERADA (DESPUÉS DEL AEROENFRIADOR)

	Lado Frío		Lado Caliente	
	Entrada	Salida	Entrada	Salida
Fluido	Gases		Agua refrigerada	
Caudal			773 GPM	
			26.491 BHPD	
Flujo másico Total	28.500 lb/hr		386.891 lb/hr	
Temperatura	110,0 °F	50,0 °F	44,0 °F	54,0 °F
Calor específico			1,000 BTU/lb °F	1,000 BTU/lb °F
Fracción Vapor (Molar)	0,8162	0,3617	-----	-----
Calor intercambiado	3.868.907 BTU/hr		322,4 TR	

FUENTE: AUTOR

ENFRIADOR CON AGUA REFRIGERADA (DESPUÉS DEL AEROENFRIADOR)

	Lado Frío		Lado Caliente	
	Entrada	Salida	Entrada	Salida
Fluido	Gases		Agua refrigerada	
Caudal			44 GPM	
			1.510 BWPD	
Flujo másico Total	8.170 lb/hr		22.050 lb/hr	
Temperatura	74,3 ºF	50,0 ºF	44,0 ºF	54,0 ºF
Calor específico			1,000 BTU/lb ºF	1,000 BTU/lb ºF
Fracción Vapor (Molar)	1,0000	0,9566	-----	-----
Calor intercambiado	220.500 BTU/hr		18,4 TR	

FUENTE: AUTOR

4.1.7 Intercambiadores. Dentro de esta página (Tabla 18) se encuentra el cálculo para la utilización de intercambiadores de coraza y tubos y al igual que todos los resultados van en rojo y las casillas de cambio van en color crema.

Tabla 18. Manejo de pestaña de cálculo de intercambiadores

PRECALENTADOR DE CRUDO

	Lado Frío		Lado Caliente	
	Entrada	Salida	Entrada	Salida
Fluido	Crudo		Agua caliente	
Caudal	125.904 BOPD		-----	
	13.900 BWPD		13.600 BWPD	
Flujo másico Total	1.876.488 lb/hr		198.212 lb/hr	
Temperatura	120,1 ºF	126,7 ºF	170,0 ºF	140,1 ºF
Calor específico	0,466 BTU/lb ºF	0,492 BTU/lb ºF	1,000 BTU/lb ºF	1,000 BTU/lb ºF
Aproximación	20,0 ºF			
Calor intercambiado	5.926.732 BTU/hr			

FUENTE: AUTOR

4.2 COMO INTERPRETAR LOS RESULTADOS

Cada lector tendrá su punto de vista en este programa y es una realidad que no es un programa de gran exactitud, pero si dará una idea de cómo se puede evaluar un proyecto de manera simple. Los resultados serán interpretados por medio de

comparación de todos los puntos clave como serian los costos de montaje, recuperación de la inversión, valor presente neto y algunas otras cosas más como lo mostramos en el análisis de la Tabla 10.

Como se sabe, antes de invertir en un proyecto que implica este monto de dinero se necesita la revisión de varias propuestas, para esto es este programa que analiza algunas opciones y se comparan para poder tomar una decisión, la forma de interpretación de los resultados se enfocan en el montaje, construcción y puesta en marcha de una URV con sistema gas blanketing para un campo que maneje como mínimo 2 millones de pies cúbicos por día en su flujo de sistema de almacenamiento.

5. PRESENTACIÓN DE EJEMPLO PRÁCTICO REAL DE IMPLEMENTACIÓN DE UNIDAD DE RECUPERACIÓN DE VAPORES

Dentro de este capítulo se estudiara el caso del campo de ECOPETROL ESTACION CHICHIMENE en el cual se instalo una unidad recuperadora de vapores con sistema de gas blanketing y sistema de expansión y refrigeración por aero-enfriadores en serie.

Este sistema consta de dos compresores con ductos diferentes de alimentación pero con una descarga conjunta y común, estos dos compresores manejan dos flujos diferentes, uno proveniente de tanques a 0 PSI y con un flujo de 1,3 millones de pies cúbicos diarios de flujo y el otro flujo proviene de botas de gas con una presión de 2 PSI y con un flujo de 2,3 millones de pies cúbicos diarios.

Estos dos sistemas descargan a 10 psi y tiene un delta de temperatura de 50 F en el sistema de enfriamiento, la recuperación de condensado del sistema de tanques esta por alrededor de 125 barriles por día y el sistema de botas recupera alrededor de 400 barriles por día.

Para evitar extender en temas de diseño dentro de los documentos anexos estarán el catalogo del equipo implementado (catalogo A5015 Y A5016) y el documento de programa de diseño utilizado con algunos otros documentos básicos de diseño y montaje.

Lo que si se mostrará es un breve resumen de operación de la plata CHICHIMENE para un mayor entendimiento global.

5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE ESTACION CHICHIMENE

El crudo extra pesado de San Fernando T2 llega a los múltiples de recibo previamente diluido con Naftacomo medio diluyente de 10% a 20% y posterior a este múltiple se complementa el proceso de dilución a finde alcanzar una densidad entre 14-15 °API antes de entrar a tratamiento; apr oximadamente se estimautilizar entre 10% y 22% de Nafta. Luego de esta pre-dilución, el fluido se envía a la etapa de remoción deGas, utilizando para ello separadores bifásicos ya existentes; en esta etapa se estima retirar 6.6 MMSCFDde gas.

De los separadores bifásicos, la mezcla crudo y agua se envía a la etapa de remoción de agua libre, demodo que el corte de agua sea máximo del 20% a la salida de los tanques de surgencia, los cuales tienensu correspondiente bota de gas para separar el gas residual presente en la mezcla crudo-agua.De esta etapa de separación de agua libre, y luego se envía a loscalentadores de fuego directo,

previa dilución con Nafta para ajustar condiciones requeridas, para calentar el crudo a 170°F. El crudo caliente se dirige luego a los separadores electrostáticos, en los cuales se remueve el agua emulsionada. La dilución con Nafta es primordial a fin de garantizar que la densidad API a la entrada de los separadores electrostáticos sea de 15°API, a una temperatura de 170°F, BSW 20% y presión de operación entre 60-65 psi. Los calentadores de fuego directo son equiposexistentes y estarán en la capacidad de utilizar gas o crudo como medio combustible.

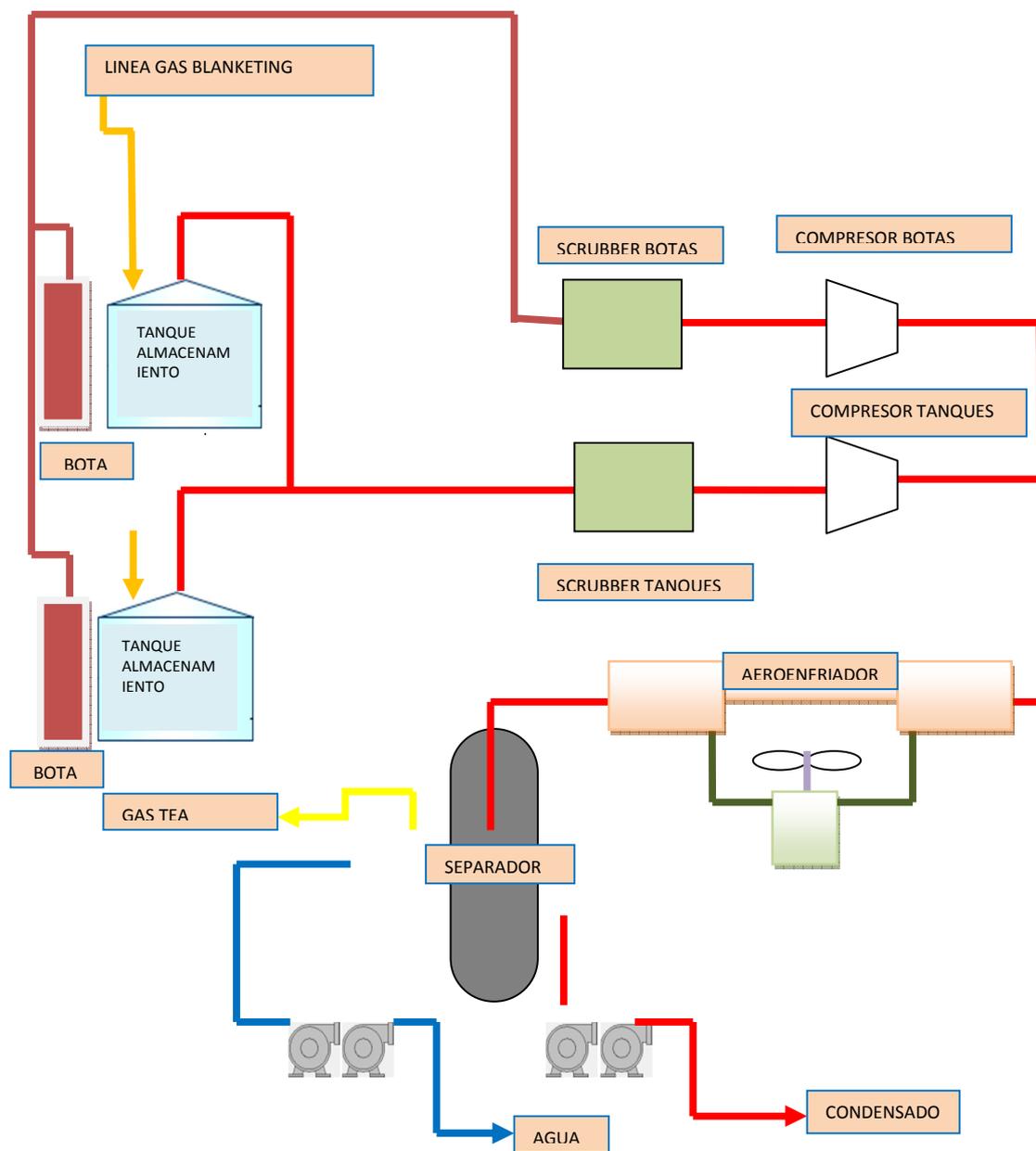
En esta etapa final de remoción de agua se aumenta el contenido de Nafta en el crudo a 20% como mínimo y la temperatura a 170 °F como máximo y se obtiene un BSW máximo de 0.5%. El crudo deshidratado de aproximadamente 17°API se almacena en tanques (dos nuevos y tres existentes) y finalmente se diluye con Nafta hasta alcanzar 300 cts. de viscosidad a 86°F (~17 °API), quedando listo para bombeo hacia la estación Castilla o la Planta de Apiay, a través de los oleoductos existentes de 16" y 10" respectivamente. El gas generado en los separadores bifásicos al inicio del proceso de deshidratación es enviado a un tambor de gas combustible y es utilizado para suplir la demanda de gas combustible de los calentadores de fuego directo y para los pilotos de la Tea. Este gas también puede ser enviado a quema en la Tea cuando se presente una condición de emergencia por alta presión en el tambor de gas combustible.

Los vapores generados en el proceso de deshidratación del crudo son enviados a la unidad de recuperación de vapores –URV- a fin de recuperar la Nafta y otros livianos evaporados y así reducir el gasto de Nafta. En esta unidad el gas se enfría a 120°F y se envía a un separador trifásico para recuperar los condensados de gas, los cuales son enviados al tanque de compensación. El agua generada en esta unidad se envía a los tanques de surgencia. Los gases generados en la URV, junto con el gas proveniente de los separadores bifásicos, enviados en caso de emergencia, son conducidos a la TEA para su quema, previo paso por un tambor separador para el despojo de posibles condensados.

El agua producida en las diferentes etapas del proceso es enviada a un tanque de agua y de allí es bombeada hacia la Planta de tratamiento en la estación Acacias o hacia la STAP de la estación Chichimene, para luego ser enviada al vertimiento del Río Acacias.

Con estos datos básicos se iniciara el análisis de este proyecto, dentro de estos datos se muestra la distribución de este sistema en la Figura 20 en el cual se plantea el proceso de la unidad recuperadora de vapores y su análisis económico en el otro punto a tocar.

Figura 20. Unidad recuperadora de vapores con sistema gas blanketing estación CHCHIMENE.



FUENTE: AUTOR

5.1.1 Unidad recuperadora de vapores aplicada en estación ECOPETROL CHICHIMENE en sistema de tanques de almacenamiento y sistema de botas de gas.

Tabla 19. Flujo de caja de URV estación CHICHIMENE ECOPETROL

MONEDA DOLARES	Años				
	1	2	3	4	5
CAPEX	-12.457.206	0	0	0	0
Ingresos					
barriles recuperados tanques	5018750	5520625	6072687,5	6679956,25	7347951,875
barriles recuperados botas	16060000	17666000	19432600	21375860	23513446
costos de transporte	1460000	1606000	1766600	1943260	2137586
total ingresos	22538750	24792625	27271887,5	29999076,25	32998983,88
OPEX					
inversión de actualización	2000000	2000000	2000000	2000000	2000000
mantenimiento	1000000	1100000,0	1210000,0	1331000,0	1464100,0
operación	1000000	1100000	1210000	1331000	1464100
empleados	1000000	1100000	1210000	1331000	1464100
industria y comercio, etc..	500000	550000	605000	665500	732050
total OPEX	5500000	5850000,0	6235000,0	6658500,0	7124350,0
Utilidad operacional	17038750	18942625	21036887,5	23340576,25	25874633,88
depreciación	1000000	1000000	1000000	1000000	1000000
Utilidad antes impuestos	16038750	17942625	20036887,5	22340576,25	24874633,88
Impuestos (32.5%)	5212593,75	5831353,13	6511988,44	7260687,28	8084256,01
Utilidad neta	10826156,25	12111271,88	13524899,06	15079888,97	16790377,87
capital de trabajo	0	0	0	0	0
valor de salvamento	0	0	0	0	0
flujo de caja libre	-631049,3105	13111271,88	14524899,06	16079888,97	17790377,87
tasa	10%				
TIR	2088,47%				

VPN

\$ 109.126.361,769 DOLARES

Nota: Todas las Unidades son en Dólares Americanos.

FUENTE: AUTOR

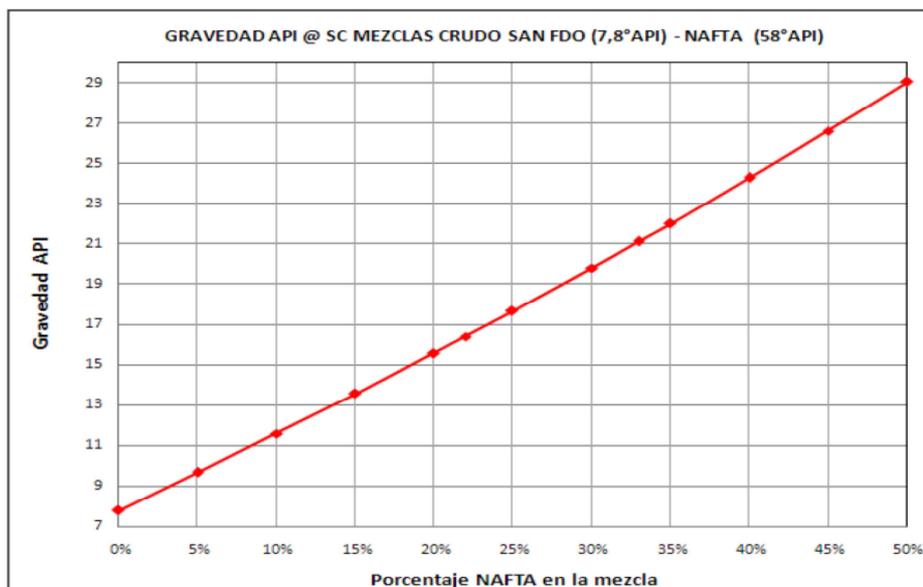
En este análisis se puede ver que la recuperación se da en menos de 1 año, aproximadamente con un cálculo simple se pagaría en 8 meses es decir que la implementación fue un éxito sin contar la tasa de retorno tan fuera de sentido y el valor presente neto es considerablemente bueno, este análisis se hace con el sistema de tipo didáctico y vemos que siendo un análisis hecho por expertos se sale de todos los promedios, esto nos lleva a concluir que cada sistema que analicemos tendrá su análisis particular.

Este tipo de recuperación no es muy común, pero es real y nos lleva a hacer otras preguntas básicas de diseño que nos llevaría a revisar la ingeniería aguas arriba y aguas debajo de este campo.

En este caso particular la implementación de una turbina generadora sería casi una necesidad ya que manejan un promedio de gas hacia tea de 4 millones de pies cúbicos por día, sería un desperdicio no hacerlo, pero como se había descrito esta implementación se hace después de que la unidad recuperadora está en funcionamiento y produciendo, el arranque de este sistema fue hace 2 meses y se espera que estabilice los datos para iniciar el cálculo de la turbina o en otro caso se planteara la reinyección de este gas a la formación.

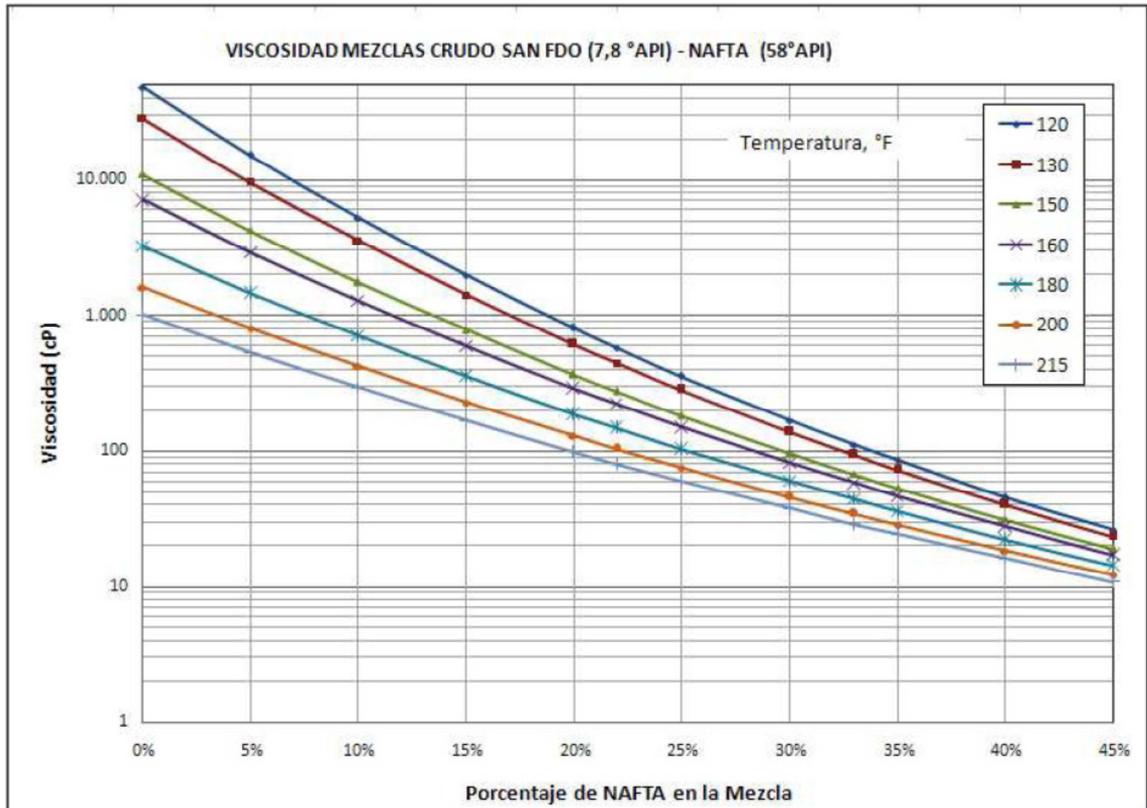
Después de revisar estos puntos nos preguntaremos que pasaría si se disminuyera la inyección de diluyente para así disminuir la emisión de gases en tanques de almacenamiento, esta pregunta se resolvería con la siguiente grafica:

Figura 21. Curva de gravedad API Vs porcentaje de mezcla crudo-nafta



FUENTE: características de crudo san Fernando estación ECOPETROL CHICHIMENE

Figura 22. Grafica de curvas de viscosidad de crudo-nafta Vs porcentaje de mezcla a diferentes temperaturas



FUENTE: características de crudo san Fernando estación ECOPETROL CHICHIMENE

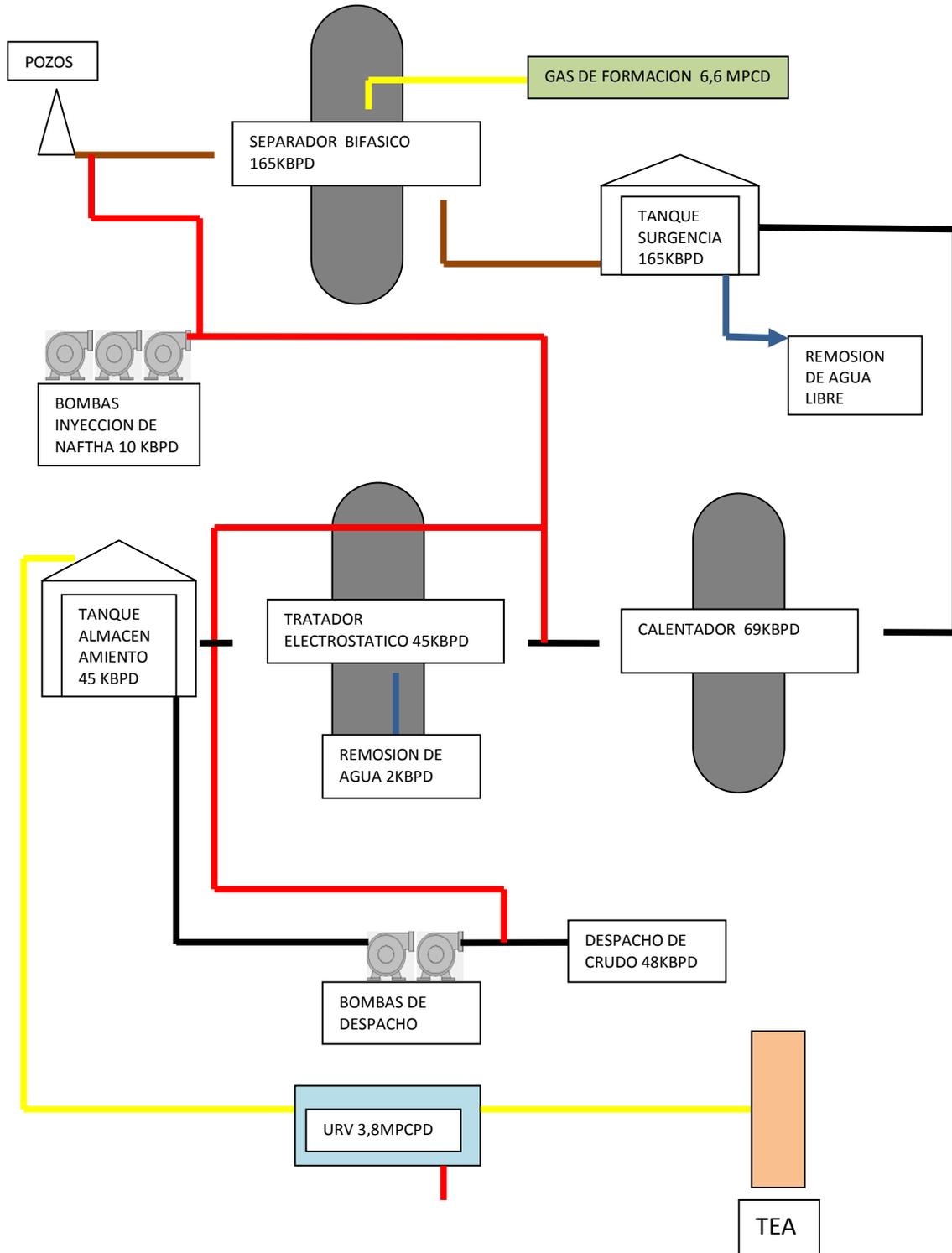
Para el cálculo de la viscosidad de las mezclas de Crudo San Fernando con Nafta se hizo el ajuste del modelo de mezcla, tomando como base de datos de caracterización de estas mezclas binarias suministradas por el ICP (Crudo de Sep. 2008, API 7.8°API).

Dentro de estas graficas realizadas por las empresas especializadas en diseño y con datos entregados por el ICP nos muestran que la disminución de diluyente repercute en la disminución de viscosidad del crudo a su vez el grado API y por consiguiente la capacidad de bombeo y circulación de crudo en la planta se disminuye hasta el punto de un paro general.

Sin embargo no hay que descartar la revisión de algunos parámetros operativos que disminuyan la evaporación, inclusive el cambio de diluyentesería un parámetro a revisar.

Otra punto a revisar sería el balance de masa de todo el campo que determinaría los pasos a seguir para asegurar un diseño efectivo de recuperación de condensado.

Figura 23. Balance de masa de campo ECOPETROL CHICHIMENE



Condensado 800BPD

FUENTE: AUTOR

Este sería un diagrama básico de balance de masa para determinar los puntos básicos del sistema. Dentro de los documentos anexos se encuentra el análisis detallado y la metodología de análisis para la determinación de todo el diseño de la planta incluyendo la recuperadora de vapores.

Como pueden ver la recuperación de vapores de este sistema casi en un 95% de condensado de hidrocarburos y 5% de agua, es debido a que los gases tomados son provenientes de los tanques de despacho y botas de gas los cuales tienen un BSW de 0,5%.

6. CONCLUSIONES

- Debido al alto costo 100 dólares por barril y la alta demanda de productos diluyentes se determinó que la implementación de unidades recuperadoras de condensado son económicamente viable en campos de crudo pesado diluido con nafta en la actualidad.
- La recuperación de vapores puede ofrecer una alta recuperación de la inversión debido al costo relativamente bajo de los equipos instalados y su sencillez de operación y en los casos en que existe alta demanda de diluyente su retorno de inversión son considerablemente buenas.
- La implementación de un sistema de recuperación de vapores es muy rentable si los vapores emitidos por el almacenamiento son producto de la evaporación de diluyente como se observan en los campos de crudo pesado de ECOPEPETRO S.A. aproximadamente 1500 barriles diarios son evaporados, si el flujo de gas no son de diluyente será una recuperación mínima que no aseguraría la inversión del montaje.
- La presión recomendada en las botas de gas para la evacuación de gases hacia el sistema de URV es de 4-6 PSI si el sistema lo permite, esto nos asegura una presión suficiente para ingresar en la recuperadora de vapores y una evacuación de gases sin arrastre de producto acumulado.
- La toma de decisiones de implementar un sistema de recuperación de vapores se debe de hacer con una ingeniería de detalle muy bien analizada y justificada, de lo contrario sería más favorable implementarla después de construida la planta para asegurar el flujo mínimo requerido para el funcionamiento.
- La unidad de recuperación de vapores debe instalarse cuando resulte rentable hacerlo teniendo en consideración los beneficios tanto ambientales como económicos.
- Se analizaron cada una de las alternativas de implementación de recuperadoras de vapores con sus correspondientes subsistemas, que harían más o menos eficiente la recuperación de condensados relacionándolos con su costo de implementación, de los cuales se concluyó de cada uno los siguientes puntos:
 - La unidad recuperadora de vapores con sistema de expansión y refrigeración con aero-enfriado el más económico pero menos eficiente.
 - La unidad recuperadora de vapores con sistema de expansión y refrigeración con intercambiador de coraza y tubos con eficiencia del 65%

pero no es recomendable si no hay un fluido limpio y económico de enfriamiento.

- La unidad recuperadora de vapores simple con sistema gas blanketing es bajo en costo, medianamente eficiente pero completamente seguro, este sistema sería el más indicado a aplicar en plantas de hidrocarburos pesados con dilución de nafta.
 - Unidad recuperadora de vapores con sistema gas blanketing y turbina generadora, al mejor de las configuraciones con eficiencia del 98% y aprovechamiento total de los recursos, pero es la más costosa de todas.
-
- La guía de cálculos en Excel básica para la toma de decisión de la implementación, será una base sencilla para iniciar la revisión de proceso e ingeniería, aunque solo es un cálculo tipo estudiantil pero son reales en la selección básica de los vendedores de equipos.
 - La decisión de la implementación de turbinas generadoras en estos sistemas son temas muy delicados, por lo cual se debería instalar solo con una ingeniería muy bien detallada para evitar fracasos, se recomienda iniciar proceso de compras y montaje después de puesta en marcha la URV y después de algunos meses de estabilización.
 - Analizando los dos ejemplos prácticos implementados en ECOPETROL S.A. se determinó que fue un éxito debido a su gran cantidad de recuperación de condensado aproximadamente 800 barriles diarios promedio y si vemos la recuperación de la inversión se dio en muy corto tiempo, pero se debería revisar todos los parámetros de proceso como son temperatura, presión, porcentaje de diluyente y otros puesto que no es muy común esta recuperación tan grande.
 - La URV hace una gran contribución al ambiente debido a la disminución de quema de gases ricos en livianos, reduciendo el calentamiento global.
 - El tamaño de la URV debe ser apropiado para manejar el máximo volumen de vapores previstos de los tanques de almacenamiento (una regla general es duplicar el volumen diario promedio).
 - La recuperación de vapores del campo ECOPETROL CHICHIMENE es de casi en un 95% de condensado de hidrocarburos y 5% de agua, debido a que los gases tomados son provenientes de los tanques de despacho y botas de gas los cuales tienen un BSW de 0,5%.

7. BIBLIOGRAFÍA

- Análisis de cromatografías de campos de CHICHIMENE, CASTILLAII, ACACIAS, APIAY, PROVINCIA, OTROS, facilitados por ECOPETROL.S.A.
- Dossier de construcción, catálogos de operación y mantenimiento de empresa INDEQUIPOS Rev. 2.
- ICONTEC-Instituto Colombiano de Normas Técnicas. Normas colombianas para la presentación de trabajos de investigación. Quinta actualización. Bogotá.2003. 126p.
- Ingeniería CONSORCIO AB de ampliación estación CASTILLA II ECOPETROL S.A., DOC F-GD-PR-001-12 VERSION 00.
- Ingeniería INELECTRA de ampliación estación ACACIAS ECOPETROL S.A., DOC 1152-01-90-P01-TEC-001.
- Ingeniería TIPIEL de ampliación estación CHICHIMENE ECOPETROL S.A., DOC 1244.01-001-JSD-0001-01.
- Manual de análisis térmico de sistemas de deshidratado de crudo. Luis Quillares Vargas.
- MINMINAS-Ministerio de Minas y Energía.
<http://www.minminas.gov.co/minminas>
- Normas NIP de construcción y montaje de las diferentes áreas de trabajo (mecánica, eléctrica, instrumentación). ECOPETROL S.A. ultima versión. 2010.
- www.cheresources.com/invision/topic/9167-unidad-recuperadora-de-vapores.
- www.ingenieria.unam.mx/~jagomez/materias/ARCHIVOS_CONDUCCION/CA_PITULO%20IV.pdf · archivo de PDF.

8. ANEXOS

- Balance costo beneficio de URV. (Excel).
- Catalogo URV Chichimene A5015 Y A5016 (PDF).
- Datos propiedades de crudo (PDF).
- Demandas de crudos pesados.(PDF).
- Enerdossier informe 15-01-2011.(PDF).
- Filosofía de control CHICHIMENE.(PDF).
- Ingeniería de proceso CHICHIMENE.(PDF).
- Planos unifilares URV CHICHIMENE.(PDF).
- PPT-2.2 TURBO COMPRESOR (PDF).
- Proyecto de crudos pesados en Colombia. M. salgado.(PDF).
- Propiedades de diseño utilizado.(PDF).
- Propiedades y graficas de flujos.(PDF).
- Procedimiento de arranque URV ACACIAS. (PDF).
- Catalogo compresor de aire ACACIAS.(PDF).
- Farris Spanish Installation Manuals-1.URV ACACIAS.(PDF).
- Farris Spanish Maintenance Manual-1 URV ACACIAS.(PDF).
- Murphy L1200 Spanish URV ACACIAS.(PDF).
- Murphy VS2 Spanish.(PDF).
- Planos URV ACACIAS.(PDF).
- Rosemount manual Spanish(PDF)..
- Teco Westinghouse MANUAL SPANISH.(PDF)

- 2L vapor final(sp)[1](PDF).
- Refinería Shell (PDF).
- 225_5102007175244 [1] urvPemex (PDF).
- Análisis de agua (pdf).