

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA UN SISTEMA DE
CALENTAMIENTO DE ACEITE A UTILIZAR EN EL PROCESO DE
DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO EN LOS CAMPOS OPERADOS POR LA
EMPRESA META PETROLEUM CORP.**

**CÉSAR ANDRÉS CORREA DÍAZ
JUAN GABRIEL MARTÍNEZ GÓMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA**

2016

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA UN SISTEMA DE
CALENTAMIENTO DE ACEITE A UTILIZAR EN EL PROCESO DE
DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO EN LOS CAMPOS OPERADOS POR LA
EMPRESA META PETROLEUM CORP.**

**CÉSAR ANDRÉS CORREA DÍAZ
JUAN GABRIEL MARTÍNEZ GÓMEZ**

**Monografía como requisito para optar al título de Especialista en
Evaluación y Gerencia de Proyectos**

Director:

**JAVIER EDUARDO ARIAS OSORIO
Ingeniero de Sistemas Magister en Administración**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

Agradezco a Dios por permitirme la oportunidad de cumplir mis metas y obtener este nuevo logro.

A mis padres por su amor y apoyo que me han brindado en las diferentes etapas de mi vida, para llegar a ser la persona soy.

En especial a mi mamá que sé, que desde el cielo me sigue acompañando y apoyando, y que gracias a ella he podido lograr lo que soy hoy en día.

Juan Gabriel Martínez Gómez

DEDICATORIA

A mi hija Mariana Correa Josa quien ha sido el motor de mi vida para seguir adelante, para esforzarme día a día y poder cumplir todas mis metas, sin ti tal vez mi vida no estaría llena de felicidad.

A mi madre y a mi padre que han estado en esos momentos de felicidad, de crecimiento personal y profesional, que me han apoyado con su humildad y buenos consejos durante mi vida.

A mis hermanos y sobrinos que han estado presentes en toda mi vida.

A las personas que me acompañaron en este proceso de aprendizaje de mi vida, en especial a Juan Gabriel Martínez y amigos.

Y en especial a DIOS que sin Él no habría podido lograr todas mis metas.

César Andrés Correa Díaz

CONTENIDO

| | Pág. |
|---|------|
| INTRODUCCIÓN | 17 |
| 1. GENERALIDADES | 19 |
| 1.1. DESCRIPCIÓN PROCESO DESHIDRATACIÓN DE CRUDO | 19 |
| 1.1.1 Método Químico..... | 20 |
| 1.1.2. Método Térmico..... | 20 |
| 1.1.3. Método Mecánico..... | 21 |
| 1.1.4. Método Eléctrico | 21 |
| 1.2. PLANTEAMIENTO del PROBLEMA | 22 |
| 1.3. REQUERIMIENTOS DEL CLIENTE | 27 |
| 1.4. OBJETIVOS..... | 27 |
| 1.4.1. Objetivo General..... | 27 |
| 1.4.2. Objetivos Específicos..... | 27 |
| 1.5. JUSTIFICACIÓN..... | 28 |
| 1.6. MARCO TEÓRICO | 29 |
| 1.6.1. Deshidratación de Crudo | 29 |
| 1.6.2. Sistema de Calentamiento de Aceite Térmico | 29 |
| 1.6.3. Aceite Térmico | 30 |
| 1.6.4. Tanque de Expansión | 31 |
| 1.6.5. Calentador de Aceite Térmico (Caldera)..... | 32 |
| 1.6.6. Bombas de Recirculación..... | 34 |

| | |
|--|----|
| 1.6.7. Intercambiador de Calor..... | 35 |
| 1.6.8. Aplicaciones..... | 39 |
| | |
| 2. ESTUDIO TÉCNICO..... | 40 |
| 2.1. REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO A UTILIZAR..... | 40 |
| 2.2. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO | 41 |
| 2.2.1. Aceite térmico. | 41 |
| 2.2.2. Calentador de Aceite Térmico y Equipos Auxiliares | 42 |
| 2.2.3. Tuberías..... | 43 |
| 3. ESTUDIO FINANCIERO..... | 44 |
| 3.1. INVERSIÓN | 44 |
| 3.1.1. Inversión Fija..... | 44 |
| 3.1.2. Inversión Diferida. | 44 |
| 3.1.3. Capital de Trabajo..... | 45 |
| 3.2. COSTOS..... | 46 |
| 3.3. EVALUACIÓN FINANCIERA | 49 |
| 4. ANÁLISIS COMPARATIVO: SISTEMA DE GENERACIÓN DE VAPOR vs SISTEMA DE CALENTAMIENTO DE ACEITE TÉRMICO | 55 |
| 4.1. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y REQUISITOS LEGALES..... | 55 |
| 4.2. EFICIENCIA..... | 55 |
| 4.3. CORROSIÓN..... | 56 |
| 4.4. CONTROL DE TEMPERATURA | 56 |

| | |
|---|----|
| 4.5. MEDIO AMBIENTE | 57 |
| 4.6. MANTENIMIENTO | 57 |
| 4.7. COSTOS..... | 57 |
| 5. ANÁLISIS DE RIESGOS..... | 58 |
| 5.1. IDENTIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN DE RIESGOS | 58 |
| 5.2. MATRIZ PROBABILIDAD - IMPACTO..... | 59 |
| 5.3. SEVERIDAD DEL RIESGO | 60 |
| 5.4. EVALUACIÓN DE PROBABILIDAD E IMPACTO..... | 61 |
| 6. IMPACTO AMBIENTAL | 63 |
| 6.1. CONSUMO DE RECURSOS NATURALES..... | 63 |
| 6.2. DESCARGA AL MEDIO AMBIENTE | 63 |
| 7. CONCLUSIONES | 65 |
| 8. RECOMENDACIONES..... | 67 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 69 |
| ANEXOS | 71 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|---|-------------|
| Tabla 1 Requerimientos Escenario 85 kBOPD Campo Quifa | 40 |
| Tabla 2 Balance de Energía – Escenario 85 kBOPD..... | 42 |
| Tabla 3 Cálculo Flujo de Calor..... | 42 |
| Tabla 4 Capital de Trabajo (Inventario de Combustible)..... | 45 |
| Tabla 5 Inversión Proyecto | 45 |
| Tabla 6 Costos de Operación y Mantenimiento Sistema Actual - Generación de Vapor..... | 46 |
| Tabla 7 Costos Equipo Auxiliar Norma Ambiental | 48 |
| Tabla 8 Costos de Operación y Mantenimiento Sistema Propuesto – Calentamiento Aceite Térmico | 48 |
| Tabla 9 Cálculo Costo de Capital..... | 50 |
| Tabla 10 Información de Entrada del Proyecto | 50 |
| Tabla 11 Ahorro Total en Costos | 51 |
| Tabla 12 Flujo de Caja del Proyecto (Escenario Pesimista) | 51 |
| Tabla 13 Indicadores de Evaluación del Proyecto (Esc. Pesimista) | 52 |
| Tabla 14 Tiempo de Recuperación de la Inversión (Esc. Pesimista) | 52 |
| Tabla 15 Flujo de Caja del Proyecto (Escenario Optimista)..... | 53 |
| Tabla 16 Indicadores de Evaluación del Proyecto (Esc. Optimista)..... | 53 |
| Tabla 17 Tiempo de Recuperación de la Inversión (Esc. Optimista) | 54 |
| Tabla 18 Identificación y Categorización de Riesgos..... | 58 |
| Tabla 19 Nivel de Probabilidad | 59 |
| Tabla 20 Nivel de Impacto | 59 |
| Tabla 21 Nivel de Severidad..... | 59 |
| Tabla 22 Matriz Probabilidad - Impacto | 59 |
| Tabla 23 Clasificación y severidad del riesgo | 60 |
| Tabla 24 Clasificación de Riesgos por orden prioridad..... | 60 |

| | |
|---|----|
| Tabla 25 Matriz de Evaluación de Probabilidad e Impacto | 61 |
| Tabla 26 Respuesta a Riesgos Negativos | 61 |
| Tabla 27 Relación Pagos Préstamo a solicitar | 62 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|--|-------------|
| Figura 1 Proceso Productivo del Crudo | 19 |
| Figura 2 Métodos Deshidratación Crudo | 22 |
| Figura 3 Sistema de Distribución de Vapor CPF- 2 Rubiales | 25 |
| Figura 4 Representación Esquemática de un Sistema de Vapor..... | 26 |
| Figura 5 Esquema Sistema de Calentamiento Aceite Térmico | 30 |
| Figura 6 Temperatura de Operación de algunos Fluidos Térmicos | 32 |
| Figura 7 Vista en Corte Calentador de Aceite Térmico | 34 |
| Figura 8 Variación de Temperatura a través de dos Intercambiadores de Calor | 36 |
| Figura 9 Intercambiador de Coraza y Tubos..... | 36 |
| Figura 10 Esquema de configuraciones geométricas de flujo comunes para intercambiadores de calor..... | 38 |

LISTA DE ANEXOS

| | Pág. |
|---|-------------|
| Anexo A. Información Operación y Mantenimiento - Calderas Batería 4 | 71 |
| Anexo B Caracterización Crudo Quifa | 72 |
| Anexo C. Ficha Técnica Aceite Térmico Petro-Therm | 73 |
| Anexo D. Hoja de Seguridad Aceite Térmico Petro-Therm..... | 77 |
| Anexo E. Catálogo Sistemas de Fluido Térmico Sigma Thermal..... | 86 |
| Anexo F Presupuesto Estudio y Evaluación del Proyecto | 90 |
| Anexo G. Costos Planta Tratamiento Aguas Residuales | 91 |

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA UN SISTEMA DE CALENTAMIENTO DE ACEITE A UTILIZAR EN EL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL CRUDO EN LOS CAMPOS OPERADOS POR LA EMPRESA META PETROLEUM CORP[†]

AUTORES: ANDRES CORREA DÍAZ
JUAN GABRIEL MARTÍNEZ GÓMEZ^{**}

PALABRAS CLAVE: Deshidratación de Crudo, Sistema de Calentamiento de Aceite Térmico, Facilidad de Producción (CPF)

DESCRIPCIÓN:

En el tratamiento del crudo se requiere realizar la separación de los fluidos obtenidos de perforación, con el fin de obtener un crudo deshidratado con un nivel de BSW (Basic Sediment and Water), generalmente < 1%, requerido para su comercialización. Este proceso es conocido como deshidratación del crudo, en el cual se realiza la separación del agua libre y de la emulsión presente en el fluido.

En los campos de producción operados por Meta Petroleum Corp. (Campo Quifa y Campo Rubiales), se utiliza un sistema de calderas para generar vapor con el fin de obtener un calentamiento del fluido para lograr la deshidratación del crudo. Meta Petroleum Corp. plantea la implementación de un sistema alternativo al uso del vapor como medio de calentamiento en el proceso de deshidratación del crudo, en este caso propone utilizar un sistema de calentamiento de aceite térmico.

Con el fin de garantizar el éxito del proyecto se deben tener proveedores especializados en sistemas de calentamiento de aceite térmico que cuenten con equipos de alta calidad, lo que conlleva a satisfacer las características del proceso, los requerimientos del cliente y la obtención de un producto final que cumpla con las especificaciones mínimas requeridas para la venta.

En el desarrollo de esta monografía se realiza un estudio de prefactibilidad técnica y financiera teniendo en cuenta diferentes aspectos como son: costos de equipos, de operación y mantenimiento, confiabilidad, eficiencia, impacto ambiental y análisis de riesgos, que permitan determinar la viabilidad de implementar el uso de un sistema de calentamiento de aceite térmico en el proceso de deshidratación del crudo.

[†] Monografía

^{**} Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. Especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos. Director: Ing. Javier Eduardo Arias Osorio

ABSTRACT

TITLE: PREFEASIBILITY STUDY FOR THERMAL OIL HEATING SYSTEM TO BE USED IN THE PROCESS OF DEHYDRATION OF OIL IN THE FIELDS OPERATED BY THE COMPANY META PETROLEUM CORP ¹

AUTHORS:² CÉSAR ANDRES CORREA DÍAZ
JUAN GABRIEL MARTÍNEZ GÓMEZ

KEYWORDS: Oil Dehydratation, Thermal Oil Heating System, Central Processing Facility (CPF)

DESCRIPTION:

In the treatment of oil required effect separation of fluids obtained drilling, in order to obtain a dehydrated oil at a level of BSW (Basic Sediment and Water), generally <1%, required for marketing. This process is known as oil dehydration, in which the separation of the free water and this emulsion is carried out in the fluid.

In production fields operated by Meta Petroleum Corp. (Campo Quifa and Rubiales), a boiler system is used to generate steam in order to obtain a heating fluid to achieve oil dehydration. Meta Petroleum Corp. proposes the implementation of an alternative system to use steam as the heating medium in the dehydration process oil, in this case proposes to use a heating system thermal oil.

In order to ensure the success of the project should have suppliers specialized in heating systems thermal oil that have high quality equipment, leading to meet the characteristics of the process, customer requirements and obtaining a final product that meets the minimum specifications required for sale.

In this monograph a study of technical and financial prefeasibility is performed considering different aspects such as: equipment costs, operation and maintenance, reliability, efficiency, environmental impact and risk analysis for determining the viability of implementing the use of a thermal oil heating system in the oil dehydration process.

¹ Monograph

² Physicomechanical Engineering Faculty. Industrial and Business Studies School. Specialization Evaluation and Project Management. Director: Eng. Javier Eduardo Arias Osorio

INTRODUCCIÓN

En el proceso de tratamiento del crudo se requiere realizar la separación de los fluidos obtenidos de perforación, con el fin de obtener un crudo deshidratado con un nivel de % BSW (Basic Sediment and Water) requerido para la venta. Durante este proceso se requiere realizar un calentamiento del fluido para que éste alcance una temperatura aproximada de 160° F y conseguir la separación del agua asociada al crudo.

Para obtener el calentamiento del fluido se utiliza normalmente un sistema de generación de vapor por medio de una caldera; en el mercado existen otros sistemas de calentamiento que permiten realizar el aumento de temperatura del fluido y de esta manera conseguir la deshidratación del crudo hasta obtener las especificaciones mínimas de calidad para la venta.

La empresa Meta Petroleum Corporation utiliza, en sus facilidades de producción (CPF) ubicadas en Campo Rubiales y Campo Quifa, sistemas de generación de vapor (calderas) como medio de calentamiento de los fluidos de perforación en el proceso de deshidratación del crudo. Teniendo en cuenta un estudio previo de esta empresa en el cual se plantea la opción de utilizar sistemas de calentamiento de aceite,³ se quiere realizar un estudio para implementar el uso de un sistema de calentamiento de aceite alternativo al uso vapor como medio de calentamiento de los fluidos de perforación.

En el desarrollo de esta monografía se realiza un estudio de prefactibilidad técnica y financiera, con el fin de determinar la viabilidad de implementar el

³ PACIFIC RUBIALES ENERGY –WORLEY PARSONS: HOT OIL STUDY/ COL-MPC-QFA-CMP-AUX-PRO-STU-4530-1, 14 de Julio de 2014

sistema de calentamiento de aceite en el proceso de deshidratación del crudo.

1. GENERALIDADES

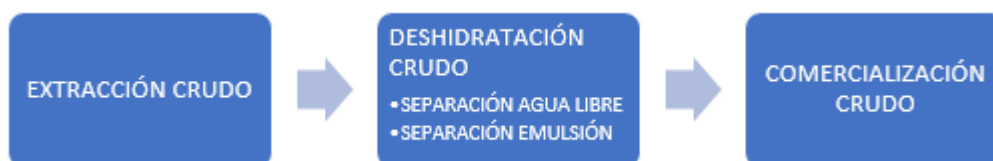
1.1. DESCRIPCIÓN PROCESO DESHIDRATACIÓN DE CRUDO

Después que el crudo (petróleo) es extraído de los pozos se requiere separar el agua que está asociada al crudo (deshidratación del crudo) con el fin de lograr reducir su contenido a un porcentaje, el cual generalmente es igual o inferior a 1%.

Una parte del agua producida por el pozo petrolero, llamada agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el aceite, la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O).⁴

En el proceso de deshidratación del crudo se utilizan los siguientes métodos típicos: químico, térmico, mecánico y eléctrico. Generalmente se usa una combinación de dos o más de estos métodos para lograr la deshidratación efectiva de la emulsión W/O.

Figura 1 Proceso Productivo del Crudo



⁴MARFISI Shirley, SALAGER Jean. Deshidratación de Crudo, Principios y Tecnología. 2004. p. 3.

1.1.1 Método Químico. El método químico consiste en aplicar un producto desemulsificante sintético, el cual ataca la sustancia emulsificante y neutraliza su efecto para promover la neutralización de la emulsión.

Los desemulsificantes tienen tres acciones principales:

1. Fuerte atracción hacia la interfase aceite-agua, ellos deben desplazar y/o neutralizar a los emulsificadores presentes en la película de la interfase.
2. Floculación: neutralizan las cargas eléctricas repulsivas entre las gotas dispersas, permitiendo el contacto de las mismas.
3. Coalescencia: permiten que pequeñas gotas se unan a gotas más grandes que tengan suficiente peso para asentarse. Para esto se requiere que la película que rodea y estabiliza las gotas sea rota.⁵

El producto desemulsificante debe ser inyectado tan temprano como sea posible a nivel de superficie o en el fondo del pozo. Con el fin de permitir más tiempo de contacto y prevenir la formación de emulsión corriente abajo. La inyección de desemulsificante antes de una bomba, asegura un adecuado contacto con el crudo y minimiza la formación de emulsión por la acción de la bomba.⁶

1.1.2. Método Térmico. El método térmico consiste en el calentamiento del crudo mediante equipos de intercambio de calor, tales como calentadores, intercambiadores y hornos.

Con la adición de calor a la emulsión se busca reducir la viscosidad, lo que favorece el choque de las gotas de agua formándose gotas de mayor tamaño

⁵ GALVIS, Yuly. Estudio de los Procesos de Deshidratación de Crudo y Tratamiento de Aguas de Producción en la Estación PF2 del Campo Caño Limón. p. 47.

⁶ Ibid. p. 49

(coalescencia) las cuales se precipitan por efecto de la gravedad, acelerando la separación de la emulsión.⁷

Los intercambiadores de calor y demás equipos que se utilizan en el proceso de calentamiento del crudo generalmente son alimentados por vapor, y el crudo caliente deshidratado puede ser usado para precalentar la emulsión de entrada utilizando un intercambiador de calor.

1.1.3. Método Mecánico. Conocido también como método gravitacional, se caracteriza por utilizar equipos de separación dinámica que permiten la dispersión de las fases de la emulsión y aceleran el proceso de separación gravitacional. Entre ellos se encuentran tanques sedimentadores, tanques de lavado, Gun Barrel y Tanques Eliminadores de Agua Libre (EAL) FWKO por sus siglas en inglés (Free Water Knockout).⁸

Este método no es el más eficiente ya que únicamente se remueve el agua libre, pero que no está emulsionada, y que se asienta fácilmente por efectos de la gravedad.

Para obtener una mayor eficiencia de separación agua-aceite se usan desemulsificantes químicos, en algunos tipos de recipientes utilizados en el método mecánico.

1.1.4. Método Eléctrico. El método eléctrico o de deshidratación electrostática consiste en someter la emulsión a un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos, después

⁷ ORTIZ Sandra, Zabala Wilson. Diseño de las principales facilidades de superficie para la deshidratación del crudo proveniente de la formación San Fernando. 2009. p. 27

⁸ Ibid. p. 30.

de un calentamiento previo moderado para acelerar el proceso de acercamiento de las gotas de fase dispersa.⁹

La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y su posterior coalescencia. Como efecto final se obtiene un aumento del tamaño de las gotas, lo que permite la sedimentación por gravedad.

Figura 2 Métodos Deshidratación Crudo

| MÉTODO QUÍMICO | MÉTODO TÉRMICO | MÉTODO MECÁNICO | MÉTODO ELÉCTRICO |
|--|---|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Separación de emulsión • Adición de desemulsificantes • Coalescencia | <ul style="list-style-type: none"> • Separación de emulsión • Adición de calor • Reducción de viscosidad • Coalescencia | <ul style="list-style-type: none"> • Separación de agua libre • Acción de la gravedad | <ul style="list-style-type: none"> • Separación de Emulsión • Aplicación campo eléctrico • Coalescencia |

1.2. PLANTEAMIENTO del PROBLEMA

La empresa Meta Petroleum Corporation es subsidiaria de la empresa PACIFIC EXPLORATION & PRODUCTION, y adelanta actividades de exploración, explotación, producción, tratamiento y comercialización de crudo proveniente de Campo Rubiales y Campo Quifa localizados en el Departamento del Meta, 180 km al oriente del municipio de Puerto Gaitán.

⁹ Ibid. p. 31.

El fluido que se extrae de estos campos es del tipo Crudo Pesado con una gravedad de 12.5 API; este fluido contiene un alto porcentaje de agua (>91% BSW), la cual está asociada al crudo en forma de emulsión y en estado libre.

Dentro de la actividad de Tratamiento de Crudo se realiza el proceso de deshidratación con el fin de realizar la separación del agua libre y de la emulsión presente en fluido.

El proceso de deshidratación de crudo se realiza en las facilidades de producción (CPF) localizadas en Campo Rubiales y Campo Quifa; el proceso inicia con la separación del agua libre presente en el crudo, mediante la alimentación a tanques (FWKO) con una capacidad de almacenamiento determinada por el proceso, los cuales están diseñados para realizar un lavado y separación del agua libre con la ayuda de tratamiento químico y el aumento de temperatura que se logra a través de una integración energética con los serpentines instalados dentro del tanque por los cuales fluye vapor, agua y crudo deshidratado, para que el fluido alcance una temperatura aproximada de 160° F.

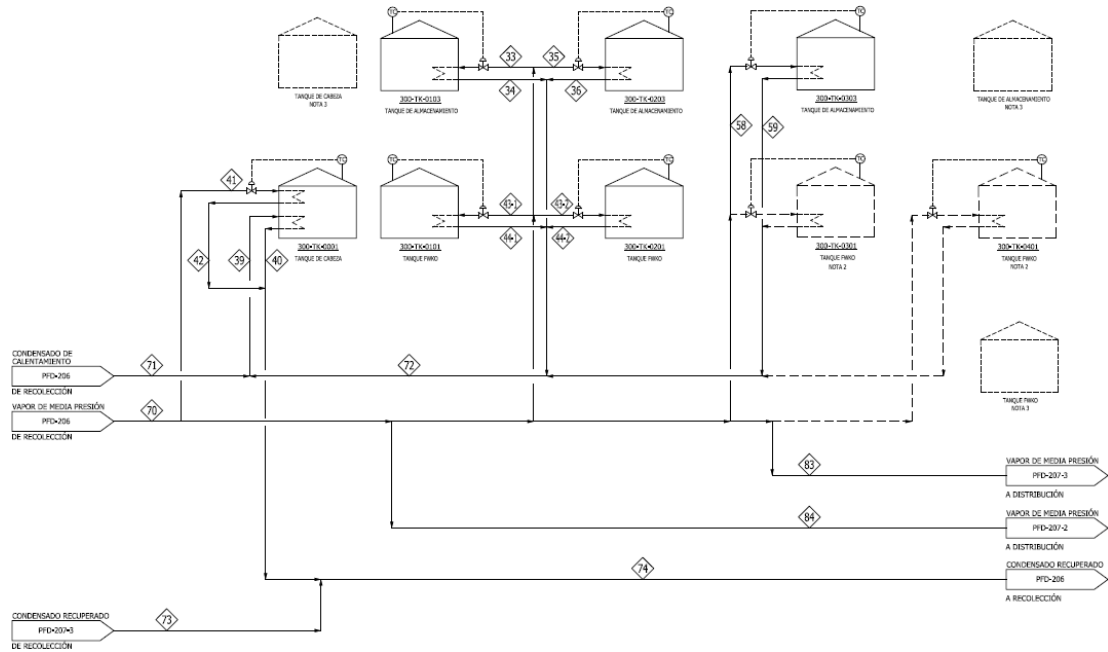
Parte del agua libre se remueve en estos equipos, con lo cual el crudo que se separa sale con un corte de 30% de BSW. El crudo separado en cada tanque es transferido por gravedad a los Tanques de Cabeza cuya capacidad de procesamiento es definida por el proceso. El agua aún presente en el fluido continúa siendo separada a través de tiempo de residencia y calentamiento adicional que se logra con vapor generado por las calderas y que circula a través de los serpentines instalados dentro de estos tanques, el fluido alcance una temperatura de 169°F y se produce crudo con 20% de BSW.

El crudo emulsionado con este contenido de agua, es bombeado desde este tanque por medio de una batería de bombas hacia trenes de precalentamiento en paralelo, en el que se dispone de un arreglo de intercambiadores crudo-crudo, intercambiadores crudo-vapor, para calentar el crudo hasta 250 °F y alimentar a una batería de tratadores electrostáticos cuya capacidad es definida por el proceso.

En los tratadores electrostáticos se logra la última remoción de agua imprimiendo corriente eléctrica al flujo en tratamiento para lograr una mayor separación, al término de este proceso se obtiene un crudo deshidratado con 0.5% de BSW, el cual es requerido como especificación.

El crudo deshidratado al salir de los tratadores es enviado a los tanques de almacenamiento en donde es dejado en reposo por un período de 8 horas, durante el cual es drenado y fiscalizado. Con los parámetros mínimos de calidad establecidos para la venta, el crudo es transferido a la Estación de Bombeo Rubiales (EBR) para ser enviado por medio del Oleoducto de los Llanos (ODL) hacia la Estación de Monterrey en el municipio de Casanare; el crudo que no es enviado por Oleoducto, se despacha a través de cargaderos en donde se realiza el cargue de vehículos los cuales entregan el producto en los puntos de venta.

Figura 3 Sistema de Distribución de Vapor CPF- 2 Rubiales

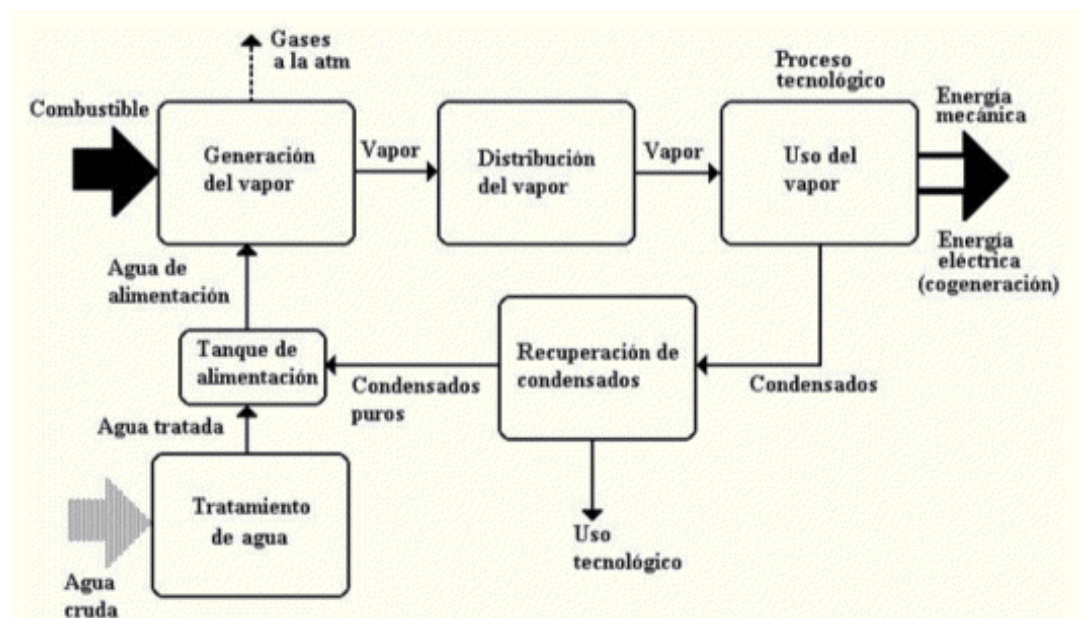


Fuente: Ingeniería de Detalle. Facilidades de Producción CPF 2. PRE- Inelectra

Como se observa, durante el proceso de deshidratación del crudo se utiliza vapor como medio de calentamiento del fluido, el cual es generado por un sistema de calderas (utilizando como combustible Crudo Rubiales), el uso de calderas implica contar con una disponibilidad constante de agua y requiere de equipos auxiliares (desaireador, bombas de alimentación de agua, tambor flash para purgas, sistema de alimentación de combustible, sistema de Recolección y limpieza de los gases de salida, patín de inyección de químicos, paquete de suavización de agua, paquete de compresores de aire para limpieza, tambor flash de condensados) los cuales requieren de un espacio amplio para su instalación, además de requerir un tiempo considerable de montaje, labores de operación y mantenimiento complejas que implican costos considerables adicionales a los costos de adquisición de estos equipos.

En el recorrido que realiza el vapor a través de las tuberías de distribución y serpentines, se producen condensados que requieren ser recuperados con el fin de aprovechar el calor de éste, lo que implica mayor instalación de tuberías y equipos que permitan tratar este producto (trampas de vapor, tanques flash de condensados), situación que implica costos adicionales de instalación, operación y mantenimiento.

Figura 4 Representación Esquemática de un Sistema de Vapor



Fuente: [Citado el 18 de noviembre de 2015] Disponible en <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar>

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, la empresa Meta Petroleum Corporation plantea la implementación de un sistema alternativo al uso del vapor como medio de calentamiento para el proceso de deshidratación del crudo, en este caso la empresa propone utilizar un sistema de calentamiento de aceite como medio de calentamiento del fluido de perforación.

1.3. REQUERIMIENTOS DEL CLIENTE

La empresa Meta Petroleum Corporation plantea la implementación de un sistema alternativo al uso del vapor como medio de calentamiento para el proceso de deshidratación del crudo, en este caso la empresa propone utilizar un sistema de calentamiento de aceite como medio de calentamiento del fluido de perforación

Para determinar la viabilidad de esta opción, se tendrá como información de entrada los datos obtenidos en el tratamiento de crudo en el CPF de Campo Quifa (Batería 4), y de esta manera determinar la viabilidad del proyecto de sustituir el uso de calderas por un sistema de calentamiento de aceite térmico durante el proceso de deshidratación de crudo.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General. Realizar un estudio de prefactibilidad para determinar la viabilidad de implementar un Sistema de Calentamiento de Aceite para utilizar en el proceso de Deshidratación del Crudo en los Campos operados por la empresa Meta Petroleum Corporation.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Identificar las características de un Sistema de Calentamiento de Aceite, su funcionamiento, eficiencia, operación y mantenimiento.(ver numeral 1.6)

- Definir los requerimientos del proceso de Tratamiento de Crudo en una facilidad de Campo Rubiales o Campo Quifa, que permita implementar un sistema de calentamiento de aceite. (ver capítulo 2)
- Determinar las ventajas y desventajas desde el punto de vista técnico, de implementar un Sistema de Calentamiento de Aceite frente al uso del vapor como medio de calentamiento para el proceso de deshidratación del crudo. (ver capítulo 4)
- Realizar el estudio técnico y financiero del proyecto que permita determinar la viabilidad de implementar un Sistema de Calentamiento de Aceite, comparándolo con un sistema de generación de vapor convencional (caldera) existente en Campo Rubiales y Campo Quifa. (ver capítulos 2 y 3)
- Hacer un estudio de impacto ambiental teniendo en cuenta que se manejará aceite industrial en caso tal que se implementara el proyecto. (ver capítulo 6)

1.5. JUSTIFICACIÓN

Debido a la necesidad que la empresa Meta Petroleum Corporation tiene de implementar un sistema alternativo al uso del vapor como medio de calentamiento durante el proceso de deshidratación del crudo, se requiere realizar un estudio de prefactibilidad que permite definir la viabilidad de utilizar un sistema de calentamiento de aceite para lograr la separación del agua asociada al crudo presente en los fluidos de perforación. Para ello Meta

Petroleum Corporation solicitó a una firma de ingeniería realizar un estudio acerca del uso de un sistema de calentamiento de aceite como medio alternativo al uso del vapor¹⁰.

Con el desarrollo de este estudio de prefactibilidad se pretende determinar la viabilidad de implementar el uso de un sistema de calentamiento de aceite durante el proceso de deshidratación del crudo, teniendo en cuenta diferentes aspectos como son:

- Costos de equipos, de instalación, operación y mantenimiento.
- Confiabilidad
- Seguridad del personal
- Eficiencia del sistema de calentamiento

1.6. MARCO TEÓRICO

1.6.1. Deshidratación de Crudo. El proceso de deshidratación de crudo es el proceso en el que se realiza la separación del agua está que está asociada al crudo, con el fin de lograr reducir su contenido a un porcentaje, el cual generalmente es igual o inferior a 1%...Véase el numeral 1.1...

1.6.2. Sistema de Calentamiento de Aceite Térmico. Un sistema de calentamiento de aceite térmico, se define como al conjunto de equipos y elementos que interactúan para generar el proceso de transferencia de calor a un fluido térmico (aceite térmico) y la circulación de éste a través de un circuito¹¹, sin presentarse un cambio de fase (formación de vapor). La función de este sistema en el tratamiento del crudo es satisfacer la demanda de

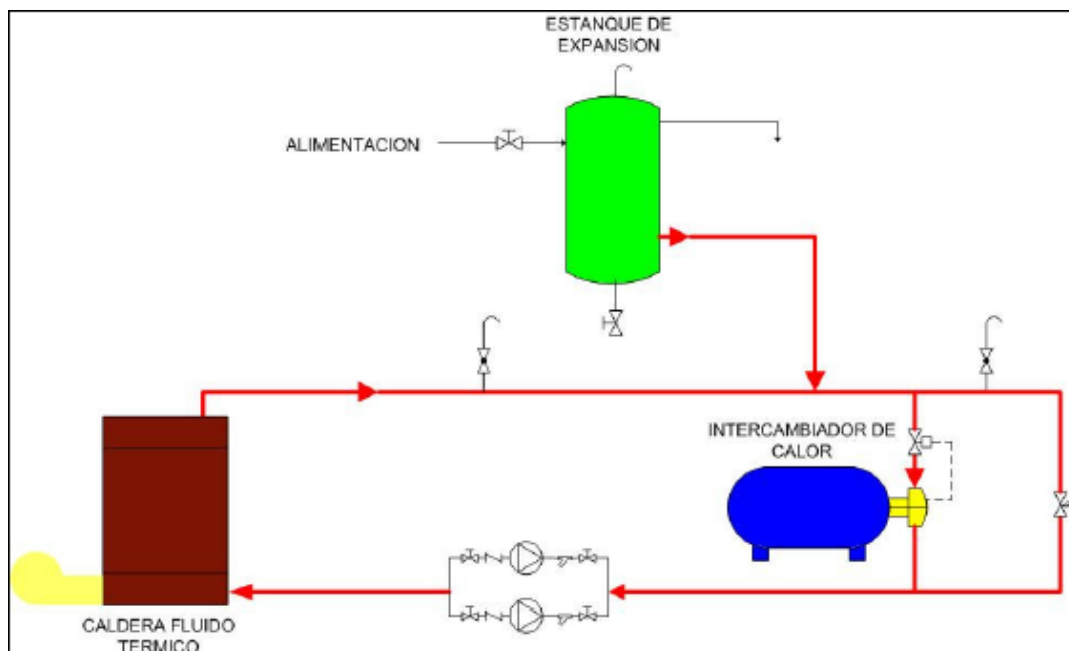
¹⁰ PACIFIC RUBIALES ENERGY – WORLEY PARSONS Op. cit.

¹¹ BRISO David. Análisis de ingeniería a un sistema de calefacción mediante aceite térmico en un buque portaaviones. 2006. p. 5.

energía calórica para mantener la temperatura de servicio del aceite térmico, requerida para los diferentes procesos involucrados en la deshidratación del crudo.

Los componentes principales de este sistema de calentamiento son: tanque de expansión, bombas de recirculación, calentador (caldera) de aceite térmico, intercambiador de calor.

Figura 5 Esquema Sistema de Calentamiento Aceite Térmico



Fuente: [Citado el 20 de Noviembre de 2015] Disponible en < www.thermal.cl Calentadores y Sistemas de Fluido Térmico

1.6.3. Aceite Térmico. Un aceite térmico (fluido térmico) es el fluido al que se le eleva la temperatura mediante una fuente de calor; como el quemador en la caldera, y que después entrega el calor absorbido al sistema a través de los consumidores de calor, que serían los distintos intercambiadores de calor, al circular por los serpentines al interior de los tanques de

procesamiento de crudo y cualquier otro circuito que requiera mantener una temperatura de servicio determinada.

Este proceso de transferencia de calor, se lleva a cabo en un circuito cerrado, es decir, el fluido nunca está en contacto con otro fluido, por lo que el fluido térmico sólo constituye ser la fuente que aporta la energía calórica, a diferencia del vapor, el fluido térmico no se somete a un cambio de fase y no puede ser utilizado en otro proceso que no sea el de calentamiento.¹²

Un aceite utilizado como fluido térmico debe tener excelentes características para la transferencia de calor y que las distintas variaciones de temperatura no cambien sus propiedades físicas. Se pueden utilizar diferentes tipos de aceite térmico, como son: aceites minerales, productos aromáticos sintéticos, difenil óxidos y siliconas. La selección del aceite térmico depende de factores tales como la temperatura de funcionamiento, toxicidad, inflamabilidad y corrosividad.¹³

Los fluidos térmicos (aceites) tienen puntos de ebullición altos, y algunos de ellos, puntos de congelamiento a temperaturas relativamente altas. Sus usos prácticos se encuentran en la fase líquida en los rangos de 200°C hasta 300°C (algunos de ellos hasta 400°C).

1.6.4. Tanque de Expansión. Este tanque es el que contiene el aceite térmico requerido en el sistema de calentamiento, su función además de almacenar el fluido es el permitir la expansión del aceite térmico al aumentar su temperatura, sin permitir el contacto directo de aceite caliente con el aire.

¹² Ibid., p. 5,6.

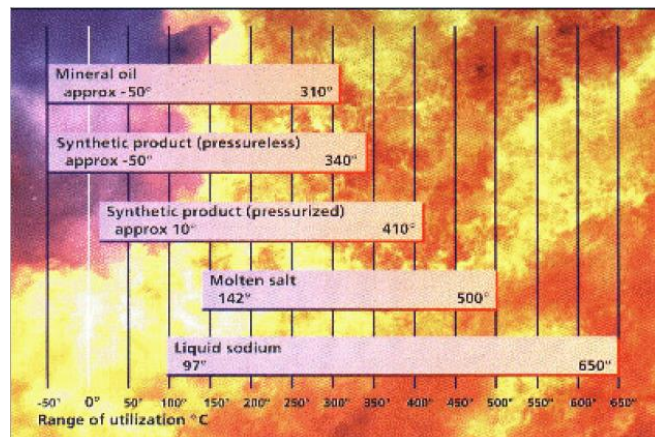
¹³ PACIFIC RUBIALES ENERGY – WORLEY PARSONS Op. Cit., p. 14.

Al entrar en servicio el sistema, comienza a calentarse el aceite térmico por lo que habrá un aumento en su volumen que será compensado a través de la tubería de expansión del tanque de expansión. La capacidad del tanque debe ser el doble de la capacidad de expansión del fluido térmico contenido en el sistema.¹⁴

Los accesorios del tanque de expansión deben ser:

- Nivel visual
- Termómetro
- Venteo
- Drenaje
- Conexión de llenado

Figura 6 Temperatura de Operación de algunos Fluidos Térmicos



Fuente: NORTHERN INNOVA [Citado el 20 de Noviembre de 2015]
Disponible en www.northerninnovation.com

1.6.5. Calentador de Aceite Térmico (Caldera). El concepto de caldera se comprende como todo aparato a presión utilizado para calentar un líquido, en donde el calor procedente de una fuente de energía se transforma en

¹⁴ OELKER, Arnulfo. Calentadores y sistemas de fluido térmico. 2011. p. 3,4.

utilizable en forma de calorías, a través de un fluido de transporte en fase líquida o vapor.

Es importante destacar que al ser una caldera de aceite térmico no existe un cambio de fase del fluido, como ocurre en las calderas a vapor que requieren de un equipo condensador, por ello se requiere de un equipo externo para generar la circulación del aceite (bombas de circulación).

La caldera de aceite térmico es un equipo que consiste en un cilindro de acero sellado en sus extremos (la carcasa) y aislado térmicamente, en su interior se encuentra adherida una pared refractaria, también está ubicado el serpentín, que son los tubos concéntricos por los cuales circula el aceite. La superficie de calefacción está constituida por la pared refractaria a la carcasa y el serpentín, dentro de la caldera se habla de un lado de fuego y un lado del aceite.

En uno de sus extremos esta acoplado un quemador controlado, que puede utilizar diesel o fuel oil (este punto depende del fabricante), el cual representa la fuente calórica que le transfiere el calor al aceite.¹⁵

Existen dos tipos de disposición de una caldera de aceite térmico, vertical u horizontal, factor que depende principalmente del espacio disponible que se cuenta para su instalación.

¹⁵ BRISO. Op. cit., p. 8.

Figura 7 Vista en Corte Calentador de Aceite Térmico



Fuente: SIGMATHERMAL [Citado el 20 de Noviembre de 2015] Disponible en: www.sigmathermal.com>

1.6.6. Bombas de Recirculación. Este circuito de aceite térmico requiere mantener un flujo forzado constante del fluido térmico al interior del circuito, para obtener una óptima transferencia de calor y evitar cualquier sobrecalentamiento que cambie las propiedades físicas del aceite térmico, las bombas son el medio mecánico de hacer circular el aceite¹⁶.

En estos sistemas es posible utilizar tanto bombas centrífugas como del tipo de desplazamiento positivo

El caudal de aceite térmico, que las bombas deben ser capaces de impulsar, tiene relación con la cantidad de calor a transportar hacia los consumos y las diferencias de temperatura asociadas en consumos y pérdidas en líneas, estas diferencias de temperatura debieran estar en torno de 20 °C.

¹⁶ BRISO. Op. cit., p. 14.

Los sellos de las bombas deben ser seleccionados para aplicaciones de alta temperatura, dadas por las condiciones de operación requeridas por el sistema.

Las bombas deben ser ubicadas aguas arriba del calentador y contemplar el tanque de expansión en la succión, para asegurar una presión positiva, para prevenir el ingreso de aire y evitar la oxidación del aceite al entrar en contacto con el aire.

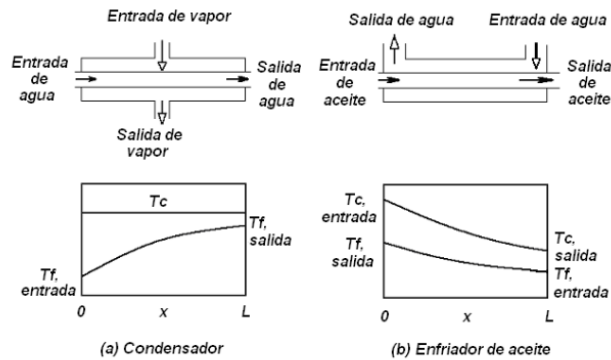
En la succión de las bombas deben ser ubicados filtros con el fin de captar posibles impurezas que se pueden generar al estar en servicio el sistema.¹⁷

1.6.7. Intercambiador de Calor. Un intercambiador de calor es un dispositivo que facilita la transferencia de calor de una corriente de un fluido a otro, estos equipos son parte esencial de los dispositivos de calefacción, refrigeración, acondicionamiento de aire, producción de energía y procesamiento químico.

Una clasificación importante de los intercambiadores de calor es la división entre los de una sola corriente y los de dos corrientes. El de una sola corriente es aquel en el que sólo varía la temperatura de un fluido, por ejemplo un condensador. Un intercambiador de dos corrientes es aquel en el que se cambia la temperatura de ambos fluidos, por ejemplo un enfriador de aceite por agua.

¹⁷ OELKER, Arnulfo. Calentadores y sistemas de fluido térmico. 2011. p. 5.

Figura 8 Variación de Temperatura a través de dos Intercambiadores de Calor

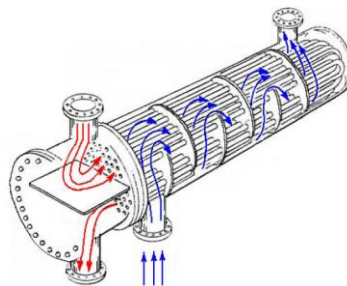


Fuente: BRISO. David. Análisis de Ingeniería a un Sistema de Calefacción mediante Aceite Térmico. Universidad Austral de Chile. 2006

Además de la clasificación de un intercambiador de calor se establece la configuración de la geometría de flujo:

- Dos corrientes en flujo paralelo. Los dos flujos fluyen en direcciones paralelas y en el mismo sentido, esta configuración se conoce también como intercambiador de corrientes paralelas. En su forma más simple, este intercambiador consta de dos tubos concéntricos. En la práctica se utiliza un gran número de tubos dentro de una coraza para formar lo que se conoce como intercambiador de coraza y tubos.

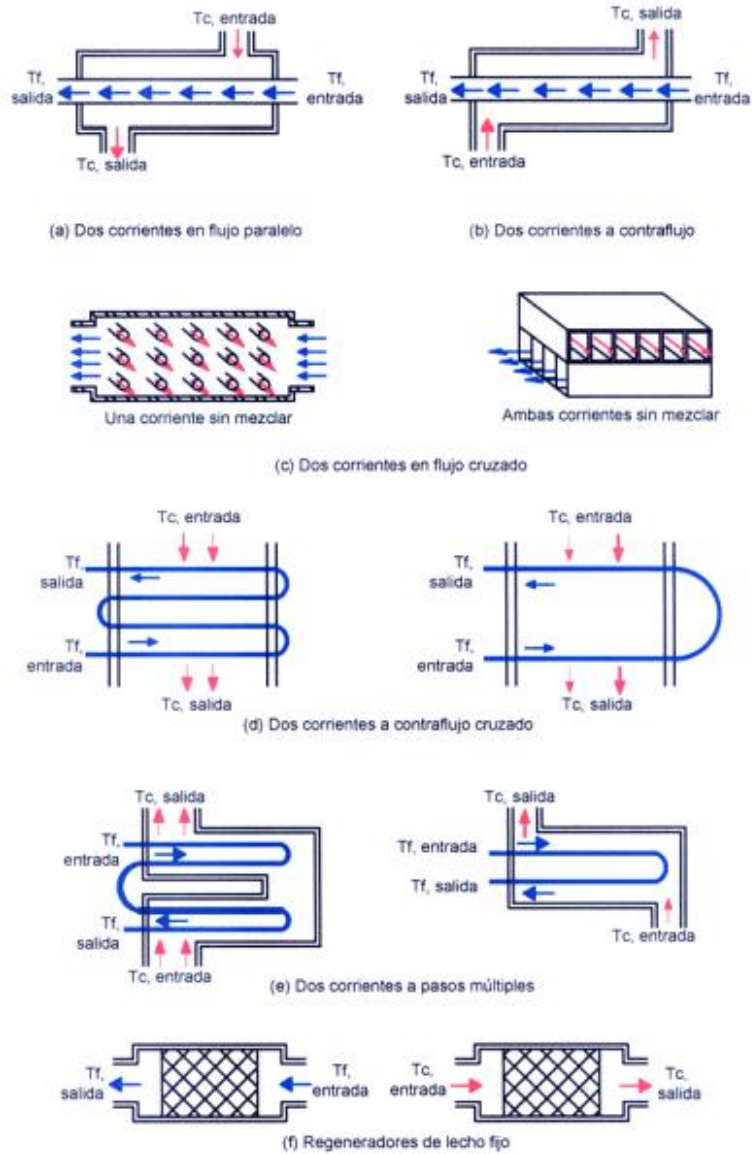
Figura 9 Intercambiador de Coraza y Tubos



Fuente: BRISO. David. Análisis de Ingeniería a un Sistema de Calefacción mediante Aceite Térmico. Universidad Austral de Chile. 2006

- Dos corrientes en contracorriente. Los fluidos se desplazan en direcciones paralelas pero en sentidos opuestos, también se conoce como intercambiador de contracorriente
- Dos corrientes en flujo cruzado. Las corrientes fluyen en direcciones perpendiculares. La corriente caliente puede fluir por el interior de los tubos de un haz y la corriente fría puede hacerlo a través del haz en una dirección generalmente perpendicular a los tubos, donde una o ambas corrientes pueden estar sin mezclarse.
- Dos corrientes en contraflujo cruzado. Las corrientes fluyen en direcciones perpendiculares pero a contraflujo.
- Dos corrientes a pasos múltiples. Cuando los tubos de un intercambiador de coraza y tubos están dispuestos en uno o más pasos en el interior de la coraza, algunos de los pasos producen un flujo paralelo mientras que otros producen un flujo a contracorriente.
- Regeneradores. Las corrientes fluyen alternadamente a través de una matriz de gran capacidad de almacenamiento de calor. El calor cedido por el fluido caliente se almacena en la matriz, haciendo aumentar su temperatura, y posteriormente se transfiere al fluido frío cuando éste pasa por la matriz, enfriándola. Un regenerador puede también tener una configuración de corrientes paralelas, a contracorrientes o cruzado.

Figura 10 Esquema de configuraciones geométricas de flujo comunes para intercambiadores de calor



Fuente: BRISO. David. Análisis de Ingeniería a un Sistema de Calefacción mediante Aceite Térmico. Universidad Austral de Chile. 2006

En un sistema de aceite térmico por lo general se utilizan los intercambiadores de coraza y tubos, independiente de la configuración geométrica, porque se puede trabajar con dos fluidos distintos, los cuales

no tienen que ser mezclados, además de ser de menor tamaño, su mantención es en periodos más extensos y tienen una mayor vida útil.¹⁸

1.6.8. Aplicaciones. Existen ciertas aplicaciones en las que se requieren temperaturas en el fluido (vapor, agua, aceite térmico) de más de 210 °C. Para obtener estas temperaturas con agua, la caldera tendría que tener una presión de diseño de más de 300 psi, por lo que un diseño de tubos de humos resulta inadecuado y un diseño de tubos de agua resulta extremadamente costoso.

Para estas aplicaciones se puede utilizar como fluido un aceite o líquido térmico, que son aceites especiales que se mantienen líquidos a muy altas temperaturas y por lo tanto pueden trabajarse sin necesidad de presurizarse a estas temperaturas.

Algunas aplicaciones en la industria son:

- Recomendable para procesos que requieran de altas temperaturas y procesos industriales de alta productividad.
- Secado: pinturas, tintas, cerámicas, tabacos, textiles, papel.
- Ramas textiles.
- Fabricación en serie de madera prensada.
- Freideros industriales: papas fritas, etc).
- Reactores químicos.
- Tanques de petróleo.
- Hule, plástico, fibra, etc.
- Generación de vapor sin quemador.¹⁹

¹⁸ BRISO. Op. cit., p. 9-13.

¹⁹ [Citado el 15 de noviembre de 2015] Disponible en < <http://www.powermaster.com.mx/guia-tecnica/aceite-termico/>>

2. ESTUDIO TÉCNICO

2.1. REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO A UTILIZAR

Teniendo en cuenta los requerimientos del cliente y las características del proceso se definen los componentes del sistema de calentamiento de aceite térmico a utilizar.

Tomando como referencia el escenario previsto de producir 85 kBOPD (miles de barriles de crudo por día) en el CPF de Campo Quifa (Batería 4), en el cual se establece que para producir esta cantidad de crudo se requieren 128.424 lb/h de vapor, utilizando el método actual de calentamiento por medio de calderas, se tienen los siguientes requerimientos:

Tabla 1 Requerimientos Escenario 85 kBOPD Campo Quifa²⁰

| REQUERIMIENTOS ESCENARIO 85 kBOPD | |
|---|---|
| Características Fluido de Entrada CPF QUIFA | Temperatura: 145° F 94% BSW Gravedad 13.8° API |
| Flujo Fluido de Entrada (miles de barriles de fluido por día) | 1686,9 kBFPD |
| Características Crudo Producido CPF QUIFA | Temperatura en tratadores: 220° F 0,5% BSW Gravedad 13.8° API |
| Flujo Crudo Producido (miles de barriles de crudo por día) | 85 kBOPD |
| Flujo Agua Producida (miles de barriles de agua por día) | 1.600kBWPD |
| Requerimiento de vapor | 128.424 lb/h |

²⁰ PACIFIC RUBIALES ENERGY- INGENIERÍA STRYCON, Ampliación Batería 4 a 85 kBOPD –Tren Crudo, 2015

2.2. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO

2.2.1. Aceite térmico. En el mercado se encuentran diferentes tipos de aceite térmico, los cuales se seleccionan teniendo en cuenta la temperatura de operación, toxicidad, inflamabilidad, corrosividad y costo, entre otras.

Debido a las características que presentan los aceites térmicos de origen mineral, se selecciona este tipo de aceite térmico ya que cumple con los requisitos a tener en cuenta en este proceso:

$$\Delta \text{ Temperatura: } (220^{\circ} - 145^{\circ}) \text{ } ^{\circ}\text{F} = 75^{\circ} \text{ F } (23,89^{\circ} \text{ C})$$

$$\text{Temperatura de operación} > 220^{\circ} \text{ F}$$

Además de los requisitos anteriores se tuvieron en cuenta otras características tales como: su bajo costo en comparación con otro tipo de aceite, estabilidad térmica, alto coeficiente de calor, baja corrosividad, larga vida útil, baja viscosidad a temperatura ambiente, temperaturas de operación entre -40° F a 550° F , bajo coeficiente de expansión térmica.

Para este proyecto se selecciona el aceite térmico mineral marca Petro-Therm.

2.2.2. Calentador de Aceite Térmico y Equipos Auxiliares

Tabla 2 Balance de Energía – Escenario 85 kBOPD



3.4. BALANCE DE ENERGÍA PARA BATERÍA 4 85 kBOPD

| TRATADORES OP 220°F | |
|--|----------------|
| RESUMEN REQUERIMIENTOS DE VAPOR (lb/h) | |
| 320-TK-010 | 20.124 |
| 320-TK-020 | 30082 |
| 320-TK-050 | 30082 |
| 320-TK-030 | 4.887 |
| 320-TK-060 | 8.960 |
| INTERC CRUDO-VAPOR | 22.187 |
| UNIDAD FLAMINGO | 12.102 |
| Total | 128.424 |

Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY- INGENIERÍA STRYCON, Ampliación Bateria 4 a 85 kBOPD –Tren Crudo, 2015

Tomando como referencia el flujo másico de vapor, establecido en el estudio de Ingeniería realizado para el escenario de producir 85 kBOPD, se determina el requerimiento térmico (flujo de calor) del sistema teniendo en cuenta las propiedades termodinámicas del vapor.

$$Q = \dot{m} * h_{fg}$$

Tabla 3 Cálculo Flujo de Calor

| Cálculo Flujo de Calor | |
|--|--------------------|
| \dot{m} = Flujo de vapor (lb/h) | 128.424 |
| Presión actual de operación calderas - CPF Quifa (psi) | 130 |
| h_{fg} = Entalpía de evaporación del agua a 130 psi (BTU/lb) | 873,5 |
| Q = Flujo de calor (BTU/h) | 112.178.364 |

Teniendo como referencia la cantidad de calor requerida en el proceso se selecciona un calentador de aceite con un diseño de serpentín helicoidal, por el cual circula el aceite, colocado dentro del cuerpo del calentador. La llama fluye por el centro de este serpentín para luego chocar en el refractario ubicado en el fondo del calentador, para luego subir y hacer los diferentes pasos de flujo de gases, con el fin de realizar una mejor transferencia de calor.

Los quemadores utilizados en este tipo de calentadores ofrecen la flexibilidad de utilizar diferentes tipos de combustibles derivados del petróleo.

En el mercado este tipo de calentador puede ser diseñado por los fabricantes de acuerdo a las necesidades del proceso, y su configuración puede ser horizontal o vertical. De igual manera el sistema de calentamiento de aceite térmico junto con todos los equipos auxiliares (válvulas, control de temperatura, control de flujo), son diseñados y ensamblados en skids por diferentes fabricantes y disponibles en el mercado.

En este proyecto se selecciona un calentador de fluido térmico de características similares al modelo HC-2 del fabricante Sigma Thermal, el cual es seleccionado por el Departamento de Ingeniería de Meta Petroleum.

2.2.3. Tuberías. Los materiales de tubería aceptables en un sistema de aceite térmico son: acero al carbón, acero fundido y acero inoxidable. No se deben utilizar tuberías ni accesorios en cobre o aleaciones de cobre, ya que promueven la oxidación del aceite y formación de residuos, de igual manera se deben evitar el uso materiales de hierro fundido y aluminio.

En este proyecto se selecciona tubería en acero al carbón ASTM A-53 Gr. B sin costura.

3. ESTUDIO FINANCIERO

3.1. INVERSIÓN

3.1.1. Inversión Fija. La inversión fija es la que está representada por los aportes en activos que ofrecen vida útil al proyecto y que serán necesarios para la puesta en marcha del proyecto. Esta inversión se ve representada en la adquisición e instalación de los diferentes equipos que hacen parte del sistema de calentamiento de aceite térmico, las obras civiles, obras mecánicas, obras eléctricas y de instrumentación; así como del arranque y puesta en marcha del sistema de calentamiento.

Los precios del sistema de calentamiento de aceite térmico (calentador y equipos auxiliares) así como de las diferentes obras requeridas para la instalación y funcionamiento de este sistema fueron suministrados por los Departamentos de Proyectos y de Ingeniería de Meta Petroleum,

3.1.2. Inversión Diferida. La inversión diferida es aquella que se realiza en bienes y servicios intangibles que se requieren para la iniciación del proyecto, éstas se realizan antes de iniciar las actividades, son amortizables y se recuperan en el largo plazo. Esta inversión representa los diferentes estudios que se requieren para el proyecto y la ingeniería detallada para la realización del mismo.

El valor del estudio y evaluación del proyecto se obtiene del presupuesto realizado en la propuesta presentada para esta monografía (ver anexo 6), el valor de la ingeniería del proyecto (\$250.000 USD) fue suministrado por el Departamento de Ingeniería de Meta Petroleum.

3.1.3. Capital de Trabajo. La inversión en capital de trabajo corresponde a la requerida para dar inicio y sostener las actividades una vez se inicie el proyecto.

En este caso se tiene como capital de trabajo, el inventario de combustible almacenado antes de iniciar el sistema.

Tabla 4 Capital de Trabajo (Inventario de Combustible)

| Inventario | |
|-----------------------------|---------------|
| Tanques Almacenamiento | 2 |
| Capacidad por Tanque (bbi) | 500 |
| Almacenamiento (bbi) | 1000 |
| Costo combustible (USD/bbi) | 15,01 |
| Inventario (USD/día) | 15.010 |
| Inventario (COP/día) | \$ 45.030.000 |

Tabla 5 Inversión Proyecto

| Inversión Adicional (Riesgos) | |
|---|--------------------------|
| Inversión | 584.906.005 |
| Total Inversión Adicional (Riesgos) | \$ 584.906.005 |
| Inversión Fija | |
| Sistema de Calentamiento de aceite térmico | 6.984.585.000 |
| Obras Civiles | 362.641.500 |
| Obras Mecánicas | 3.153.588.000 |
| Obras Eléctricas | 1.294.825.500 |
| Obras de Instrumentación | 1.489.369.500 |
| Total Inversión Fija | \$ 13.285.009.500 |
| Inversión Diferida | |
| Estudio y Evaluación del Proyecto | 14.990.000 |
| Ingeniería del Proyecto | 775.000.000 |
| Total Inversión Diferida | \$ 789.990.000 |
| Capital de Trabajo | |
| Inventario Combustible | 45.030.000 |
| Total Capital Trabajo | \$ 45.030.000 |
| TOTAL INVERSIÓN (Sin Riesgos) | \$ 14.120.029.500 |
| TOTAL INVERSIÓN (Contemplando Riesgos) | \$ 14.704.935.505 |

3.2. COSTOS

Se determinan los costos asociados al sistema actual de generación de vapor y al sistema propuesto de calentamiento de aceite térmico. Los costos asociados a estos sistemas son los costos de operación y mantenimiento, en los costos de operación no se tiene en cuenta la mano de obra ya que se utilizará el mismo personal que actualmente opera las calderas.

Para determinar los costos del sistema actual (calderas) los datos de consumo de combustible, costos de combustible, de tratamiento de agua, de electricidad y de mantenimiento fueron suministrados por los Departamentos de Operaciones y Mantenimiento de Meta Petroleum. (Ver anexo 1).

Algunos valores suministrados fueron en dólares por lo cual se toma una TRM de 3.000 COP.

Tabla 6 Costos de Operación y Mantenimiento Sistema Actual - Generación de Vapor

| Costo Combustible Calderas | |
|--|-------------------------|
| Por cada BHP operando 24 h se consumen bbl/día | 0,176 |
| Costo combustible (USD/bbl) | 15,01 |
| BHP para producir 128.424 lb/h vapor | 3.351,11 |
| Consumo Combustible (bbl/día) | 589,80 |
| Costo combustible (USD/día) | 8.852,82 |
| Costo combustible (USD/año) | 3.231.281,10 |
| Costo combustible (COP/año) | \$ 9.693.843.310 |
| Costo Tratamiento Agua Calderas | |
| Vapor generado (lb/hr) | 128.424 |
| Vapor generado (lb/día) | 3.082.176 |
| Costo tto. Agua /lb vapor (COP/lb) | 1,85 |
| Costo tto. Agua (COP/día) | 5.702.026 |
| Costo tto. Agua (COP/año) | \$ 2.081.239.344 |

Tabla 6. (Continuación)

| Costo Electricidad Calderas | | | | |
|-------------------------------------|----------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|
| Bombas | Potencia (HP) | Potencia (kw/h) | Costo kw/h (COP) | Costo año (COP) |
| Bombas Agua Suavizada | | | | |
| 540-P-010 A | 3 | 2,235 | 325 | 6.363.045 |
| 540-P-010 B | 3 | 2,235 | 325 | 6.363.045 |
| Bombas Agua a Calderas | | | | |
| 540-P-030 A | 25 | 18,625 | 325 | 53.025.375 |
| 540-P-030 B | 25 | 18,625 | 325 | 53.025.375 |
| 540-P-030 C | 25 | 18,625 | 325 | 53.025.375 |
| 540-P-040 A | 20 | 14,9 | 325 | 42.420.300 |
| 540-P-040 B | 20 | 14,9 | 325 | 42.420.300 |
| 540-P-040 C | 20 | 14,9 | 325 | 42.420.300 |
| Bombas Inyección Combustible | | | | |
| 540-P-050 A | 3 | 2,235 | 325 | 6.363.045 |
| 540-P-050 B | 3 | 2,235 | 325 | 6.363.045 |
| | | | TOTAL | \$ 311.789.205 |

| Costo Mantenimiento Calderas | |
|-------------------------------------|--------------------------|
| Potencia Calderas | Costo Anual (COP) |
| 300 BHP | 60.034.305 |
| 500 BHP | 60.034.305 |
| 700 BHP | 61.277.829 |
| 900 BHP | 62.094.458 |
| 900 BHP | 62.094.458 |
| 1750 BHP | 194.736.175 |
| TOTAL | \$ 500.271.530 |

| COSTOS OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO CALDERAS | |
|--|--------------------------|
| Costo Combustible | \$ 9.693.843.310 |
| Costo Tto. Agua | \$ 2.081.239.344 |
| Costo Electricidad | \$ 311.789.205 |
| Costo Mantenimiento | \$ 500.271.530 |
| COSTO TOTAL | \$ 12.587.143.389 |

Para cumplir con la normatividad ambiental, que determina la calidad del agua que se vierte al medio ambiente, es necesario contar con una Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) y de esta manera cumplir con este requisito. (Ver anexo 7).

Tabla 7 Costos Equipo Auxiliar Norma Ambiental

| Equipo Auxiliar | Valor |
|--|-----------------------|
| Compra PTAR | \$ 170.000.000 |
| Montaje PTAR | \$ 25.000.000 |
| Costo Inicial | \$ 195.000.000 |
| Electricidad (3 Motores c/u de 3 HP) | |
| Potencia (kw/h) | 6,705 |
| Costo Electricidad (\$325/kw-h) | \$ 19.089.135 |
| Mano de Obra y Mantenimiento PTAR | \$ 77.347.150 |
| Costo Operación y Mantenimiento | \$ 96.436.285 |

Para determinar los costos del sistema propuesto (calentamiento por aceite térmico) los datos de consumo de combustible, de electricidad, de aceite térmico fueron calculados a partir de la información suministrada por el Departamento de Ingeniería de Meta Petroleum.

Tabla 8 Costos de Operación y Mantenimiento Sistema Propuesto – Calentamiento Aceite Térmico

| Costo Combustible Aceite Térmico | |
|------------------------------------|----------------------|
| Eficiencia Calentador | 0,80 |
| Calor del Combustible (BTU/h) | 140.222.955 |
| Cp Combustible (BTU/lb) | 18.414 |
| Flujo másico combustible (lb/h) | 7.615,02 |
| densidad com (lb/ft3) | 60,74 |
| Consumo combustible (ft3/h) | 125,37 |
| Consumo combustible (gpm) | 13,02 |
| Consumo combustible (bbl/h) | 18,60 |
| Consumo combustible (bbl/día) | 446,40 |
| Consumo combustible (bbl/año) | 162.936 |
| Costo combustible (USD/año) | 2.445.669 |
| Costo combustible (COP/año) | 7.337.008.080 |

Tabla 8. (Continuación)

| Costo Electricidad - Sistema Aceite Térmico | | | | | | |
|---|--------------|---------------|---------------|-----------------|-----------------|-----------------------|
| # Bombas | Caudal (gpm) | Presión (psi) | Potencia (HP) | Potencia (kw-h) | Costo kWh (COP) | Costo año (COP) |
| Bombas Recirculación Aceite Térmico | | | | | | |
| 1 | 1760 | 100 | 125 | 93,125 | 325 | 265.126.875 |
| Bombas Inyección Combustible | | | | | | |
| 1 | 13,02 | 200 | 3 | 2,235 | 325 | 6.363.045 |
| | | | | | TOTAL | \$ 271.489.920 |

| COSTOS OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO STMA. ACEITE TÉRMICO | |
|---|-------------------------|
| Costo Combustible | \$ 7.337.008.080 |
| Costo Aceite Térmico | \$ 118.800.000 |
| Costo Electricidad | \$ 271.489.920 |
| Costo Mantenimiento | \$ 55.000.000 |
| COSTO TOTAL | \$ 7.782.298.000 |

3.3. EVALUACIÓN FINANCIERA

Para realizar la evaluación financiera se tienen en cuenta las siguientes consideraciones: la inversión se realizará con recursos propios, inflación igual a cero, la tasa de descuento es 17,73% (ver tabla 9), la depreciación de los equipos es a 10 años y de las construcciones 20 años, el proyecto se evaluará en un período de 10 años, la inversión diferida se amortiza a 3 años, la tasa de impuestos es 33% y se manejará una TRM de \$ 3.000.

Teniendo en cuenta que la inversión de este proyecto se realiza con recursos propios, la tasa de descuento para este proyecto es igual al costo de capital.

$$Kc = Rf + \beta(Rm - Rf) + Rp$$

$Kc = \text{Costo de Capital}$

$Rf = \text{Riesgo Libre (Risk free)}^{21} = 8,34\%$

²¹ Se toma el valor del rendimiento de los bonos emitidos por el Estado Colombiano (TES) a un período de 10 años, que es el horizonte del proyecto. <http://www.banrep.gov.co/es/tes>

$R_m =$ Rendimiento esperado del mercado

$\beta =$ Índice que mide la sensibilidad de los rendimientos de la empresa a los movimientos del mercado²² = 0.76

$(R_m - R_f) =$ Prima de Riesgo²³

$R_p =$ Riesgo País²⁴

Tabla 9 Cálculo Costo de Capital

| Costo de Capital | |
|---------------------------------|---------------|
| Rf= Risk Free | 8,34% |
| β = índice Sensibilidad | 0,76 |
| $(R_m - R_f)$ = Prima de Riesgo | 8,60% |
| R_p = Riesgo País | 2,85% |
| COSTO DE CAPITAL | 17,73% |

Tabla 10 Información de Entrada del Proyecto

| DATOS DEL PROYECTO | |
|--------------------------------|-------------------|
| Ahorro Inicial (Ver Tabla 7) | \$ 195.000.000 |
| Inversión Adicional (Riesgos) | \$ 584.906.005 |
| Ahorro en Costos (Ver Tabla 9) | \$ 4.901.281.674 |
| TRM | \$ 3.000,00 |
| Equipos | \$ 6.984.585.000 |
| Construcción | 6.300.424.500 |
| Inversión Diferida | \$ 789.990.000 |
| Capital de Trabajo | \$ 45.030.000 |
| Inversión (con riesgos) | \$ 14.704.935.505 |
| Años Proyecto | 10 |
| Tiempo Deprec. Equipos | 10 |
| Tiempo Deprec. Constr. | 20 |
| Tiempo Amort. Inv. Diferida | 3 |
| Tasa de Impuestos | 33% |
| Tasa de Descuento | 17,73% |

²² El valor de este índice corresponde al sector empresarial de las empresas de Oil & Gas en Colombia. http://www.icesi.edu.co/departamentos/finanzas_contabilidad/betas_colombia.php

²³ Dato obtenido de la página web Damodaran Online. <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

²⁴ Dato obtenido de la página web Damodaran Online. <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

En este proyecto los flujos positivos corresponden al ahorro en costos que se obtienen de sustituir la tecnología actual (generación de vapor) por la tecnología propuesta (calentamiento de aceite térmico), también se tiene un ahorro inicial que corresponde al equipo adicional (PTAR) que se tendría que instalar si se utilizara la tecnología de las calderas.

Tabla 11 Ahorro Total en Costos

| AHORRO ANUAL EN COSTOS POR CAMBIO DE TECNOLOGÍA | |
|--|-------------------------|
| Costos O&M PTAR (Ver Tabla 7) | \$ 96.436.285 |
| Costos Calderas (Ver Tabla 6) | \$ 12.587.143.389 |
| Costos Aceite Térmico (Ver Tabla 8) | \$ 7.782.298.000 |
| AHORRO TOTAL | \$ 4.901.281.674 |
| AHORRO INICIAL (NO COMPRA PTAR) | |
| Costos O&M PTAR | \$ 195.000.000 |

Se realizará la evaluación del proyecto para dos escenarios, el escenario pesimista, en el cual se tendrá en cuenta el presupuesto adicional en caso de materializarse el riesgo contemplado, y el escenario optimista en el que no se tienen en cuenta este riesgo.

Tabla 12 Flujo de Caja del Proyecto (Escenario Pesimista)

| FLUJO NETO DE CAJA | | | | | |
|---|---------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| PERIODOS | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| FLUJOS POSITIVOS | | | | | |
| Ahorro Inicial | \$ 195.000.000 | | | | |
| Ahorro en Costos | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 |
| Total Flujos Positivos | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 |
| FLUJOS NEGATIVOS | | | | | |
| Depreciación Equipos | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 |
| Depreciación Construcción | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 |
| Amortización Inv. Diferida | \$ 263.330.000 | \$ 263.330.000 | \$ 263.330.000 | \$ 263.330.000 | |
| Total Flujos Negativos | \$ 1.175.461.753 | \$ 1.175.461.753 | \$ 1.175.461.753 | \$ 1.175.461.753 | \$ 912.131.753 |
| UTILIDAD OPERATIVA | \$ 3.725.819.921 | \$ 3.725.819.921 | \$ 3.725.819.921 | \$ 3.725.819.921 | \$ 3.989.149.921 |
| IMPUESTOS | \$ 1.229.520.574 | \$ 1.229.520.574 | \$ 1.229.520.574 | \$ 1.229.520.574 | \$ 1.316.419.474 |
| UTILIDAD NETA | \$ 2.496.299.347 | \$ 2.496.299.347 | \$ 2.496.299.347 | \$ 2.496.299.347 | \$ 2.672.730.447 |
| COSTOS NO DESEMBOLSABLES | | | | | |
| Depreciación Equipos | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 |
| Depreciación Construcción | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 |
| Amortización Inv. Diferida | \$ 263.330.000 | \$ 263.330.000 | \$ 263.330.000 | \$ 263.330.000 | |
| FLUJO NETO EFECTIVO DE OPERACIÓN | \$ 3.671.761.100 | \$ 3.671.761.100 | \$ 3.671.761.100 | \$ 3.671.761.100 | \$ 3.584.862.200 |
| FLUJOS ADICIONALES | | | | | |
| Inversión Total | -\$ 14.704.935.505 | | | | |
| Valor en Libros Construcción | | | | | |
| FLUJO NETO EFECTIVO (Anual) | -\$ 14.509.935.505 | \$ 3.671.761.100 | \$ 3.671.761.100 | \$ 3.671.761.100 | \$ 3.584.862.200 |

Tabla 12. (Continuación)

| FLUJO NETO DE CAJA | | | | | | |
|---|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| PERIODOS | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| FLUJOS POSITIVOS | | | | | | |
| Ahorro Inicial | | | | | | |
| Ahorro en Costos | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 |
| Total Flujos Positivos | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 |
| FLUJOS NEGATIVOS | | | | | | |
| Depreciación Equipos | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 |
| Depreciación Construcción | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 |
| Amortización Inv. Diferida | | | | | | |
| Total Flujos Negativos | \$ 912.131.753 | \$ 912.131.753 | \$ 912.131.753 | \$ 912.131.753 | \$ 912.131.753 | \$ 912.131.753 |
| UTILIDAD OPERATIVA | \$ 3.989.149.921 | \$ 3.989.149.921 | \$ 3.989.149.921 | \$ 3.989.149.921 | \$ 3.989.149.921 | \$ 3.989.149.921 |
| IMPUESTOS | \$ 1.316.419.474 | \$ 1.316.419.474 | \$ 1.316.419.474 | \$ 1.316.419.474 | \$ 1.316.419.474 | \$ 1.316.419.474 |
| UTILIDAD NETA | \$ 2.672.730.447 | \$ 2.672.730.447 | \$ 2.672.730.447 | \$ 2.672.730.447 | \$ 2.672.730.447 | \$ 2.672.730.447 |
| COSTOS NO DESEMBOLSABLES | | | | | | |
| Depreciación Equipos | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 |
| Depreciación Construcción | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 |
| Amortización Inv. Diferida | | | | | | |
| FLUJO NETO EFECTIVO DE OPERACIÓN | \$ 3.584.862.200 | \$ 3.584.862.200 | \$ 3.584.862.200 | \$ 3.584.862.200 | \$ 3.584.862.200 | \$ 3.584.862.200 |
| FLUJOS ADICIONALES | | | | | | |
| Inversión Total | | | | | | |
| Valor en Libros Construcción | | | | | | \$ 3.465.233.475 |
| FLUJO NETO EFECTIVO (Anual) | \$ 3.584.862.200 | \$ 3.584.862.200 | \$ 3.584.862.200 | \$ 3.584.862.200 | \$ 3.584.862.200 | \$ 7.050.095.675 |

Tabla 13 Indicadores de Evaluación del Proyecto (Esc. Pesimista)

| | |
|------------|-------------------------|
| VPN | \$ 2.626.324.080 |
| TIR | 22,42% |

Tabla 14 Tiempo de Recuperación de la Inversión (Esc. Pesimista)

| Tasa de Oportunidad | 17,73% | Flujos Netos a VP | Acumulado con Tasa de Oportunidad |
|---------------------|------------------|--------------------|-----------------------------------|
| Año | FNE | | |
| 0 | \$14.509.935.505 | \$14.509.935.505 | -\$14.509.935.504,70 |
| 1 | \$ 3.671.761.100 | \$3.118.904.150,10 | -\$11.391.031.354,60 |
| 2 | \$ 3.671.761.100 | \$2.649.290.853,42 | -\$8.741.740.501,18 |
| 3 | \$ 3.671.761.100 | \$2.250.387.215,59 | -\$6.491.353.285,59 |
| 4 | \$ 3.584.862.200 | \$1.866.306.263,66 | -\$4.625.047.021,93 |
| 5 | \$ 3.584.862.200 | \$1.585.296.590,10 | -\$3.039.750.431,82 |
| 6 | \$ 3.584.862.200 | \$1.346.598.533,97 | -\$1.693.151.897,85 |
| 7 | \$ 3.584.862.200 | \$1.143.841.236,41 | -\$549.310.661,45 |
| 8 | \$ 3.584.862.200 | \$971.613.098,56 | \$422.302.437,11 |
| 9 | \$ 3.584.862.200 | \$825.317.345,83 | |
| 10 | \$ 7.050.095.675 | \$1.378.704.296,92 | |
| PAY BACK | 7,57 | Años | |

Tabla 15 Flujo de Caja del Proyecto (Escenario Optimista)

| FLUJO NETO DE CAJA | | | | | |
|---|--------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| PERIODOS | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| FLUJOS POSITIVOS | | | | | |
| Ahorro Inicial | \$ 195.000.000 | | | | |
| Ahorro en Costos | | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 |
| Total Flujos Positivos | | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 |
| FLUJOS NEGATIVOS | | | | | |
| Depreciación Equipos | | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 |
| Depreciación Construcción | | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 |
| Amortización Inv. Diferida | | \$ 263.330.000 | \$ 263.330.000 | \$ 263.330.000 | |
| Total Flujos Negativos | | \$ 1.175.461.753 | \$ 1.175.461.753 | \$ 1.175.461.753 | \$ 912.131.753 |
| UTILIDAD OPERATIVA | | \$ 3.725.819.921 | \$ 3.725.819.921 | \$ 3.725.819.921 | \$ 3.989.149.921 |
| IMPUESTOS | | \$ 1.229.520.574 | \$ 1.229.520.574 | \$ 1.229.520.574 | \$ 1.316.419.474 |
| UTILIDAD NETA | | \$ 2.496.299.347 | \$ 2.496.299.347 | \$ 2.496.299.347 | \$ 2.672.730.447 |
| COSTOS NO DESEMBOLSABLES | | | | | |
| Depreciación Equipos | | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 |
| Depreciación Construcción | | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 |
| Amortización Inv. Diferida | | \$ 263.330.000 | \$ 263.330.000 | \$ 263.330.000 | |
| FLUJO NETO EFECTIVO DE OPERACIÓN | | \$ 3.671.761.100 | \$ 3.671.761.100 | \$ 3.671.761.100 | \$ 3.584.862.200 |
| FLUJOS ADICIONALES | | | | | |
| Inversión Total | -\$ 14.120.029.500 | | | | |
| Valor en Libros Construcción | | | | | |
| FLUJO NETO EFECTIVO (Anual) | -\$ 13.925.029.500 | \$ 3.671.761.100 | \$ 3.671.761.100 | \$ 3.671.761.100 | \$ 3.584.862.200 |

| FLUJO NETO DE CAJA | | | | | |
|--------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| | | | | | |
| \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 |
| \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 | \$ 4.901.281.674 |
| | | | | | |
| \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 |
| \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 |
| | | | | | |
| \$ 912.131.753 | \$ 912.131.753 | \$ 912.131.753 | \$ 912.131.753 | \$ 912.131.753 | \$ 912.131.753 |
| \$ 3.989.149.921 | \$ 3.989.149.921 | \$ 3.989.149.921 | \$ 3.989.149.921 | \$ 3.989.149.921 | \$ 3.989.149.921 |
| \$ 1.316.419.474 | \$ 1.316.419.474 | \$ 1.316.419.474 | \$ 1.316.419.474 | \$ 1.316.419.474 | \$ 1.316.419.474 |
| \$ 2.672.730.447 | \$ 2.672.730.447 | \$ 2.672.730.447 | \$ 2.672.730.447 | \$ 2.672.730.447 | \$ 2.672.730.447 |
| | | | | | |
| \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 | \$ 628.612.650 |
| \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 | \$ 283.519.103 |
| | | | | | |
| \$ 3.584.862.200 | \$ 3.584.862.200 | \$ 3.584.862.200 | \$ 3.584.862.200 | \$ 3.584.862.200 | \$ 3.584.862.200 |
| | | | | | |
| | | | | | \$ 3.465.233.475 |
| \$ 3.584.862.200 | \$ 3.584.862.200 | \$ 3.584.862.200 | \$ 3.584.862.200 | \$ 3.584.862.200 | \$ 7.050.095.675 |

Tabla 16 Indicadores de Evaluación del Proyecto (Esc. Optimista)

| | |
|------------|-------------------------|
| VPN | \$ 3.211.230.085 |
| TIR | 23,66% |

Tabla 17 Tiempo de Recuperación de la Inversión (Esc. Optimista)

| Tasa de Oportunidad | 17,73% | Flujos Netos a VP | Acumulado con Tasa de Oportunidad |
|---------------------|------------------|--------------------|-----------------------------------|
| Año | FNE | | |
| 0 | \$13.925.029.500 | \$13.925.029.500 | -\$13.925.029.500,00 |
| 1 | \$ 3.671.761.100 | \$3.118.904.150,10 | -\$10.806.125.349,90 |
| 2 | \$ 3.671.761.100 | \$2.649.290.853,42 | -\$8.156.834.496,48 |
| 3 | \$ 3.671.761.100 | \$2.250.387.215,59 | -\$5.906.447.280,89 |
| 4 | \$ 3.584.862.200 | \$1.866.306.263,66 | -\$4.040.141.017,23 |
| 5 | \$ 3.584.862.200 | \$1.585.296.590,10 | -\$2.454.844.427,13 |
| 6 | \$ 3.584.862.200 | \$1.346.598.533,97 | -\$1.108.245.893,16 |
| 7 | \$ 3.584.862.200 | \$1.143.841.236,41 | \$35.595.343,25 |
| 8 | \$ 3.584.862.200 | \$971.613.098,56 | |
| 9 | \$ 3.584.862.200 | \$825.317.345,83 | |
| 10 | \$ 7.050.095.675 | \$1.378.704.296,92 | |
| PAY BACK | 6,96 | Años | |

4. ANÁLISIS COMPARATIVO: SISTEMA DE GENERACIÓN DE VAPOR vs SISTEMA DE CALENTAMIENTO DE ACEITE TÉRMICO

4.1. SEGURIDAD INDUSTRIAL Y REQUISITOS LEGALES

Para obtener la temperatura que se requiere en la mayoría de los procesos industriales, los sistemas de vapor deben operar a altas presiones. Lo que no ocurre con los sistemas de aceite térmico, los cuales se mantienen líquidos a muy altas temperaturas y por lo tanto pueden trabajarse sin necesidad de operar a altas presiones.

Los sistemas de vapor al trabajar a altas presiones requieren cumplir con altos niveles de normatividad legal, lo que representa mayores costos (Ver Tabla 7). Los cuales corresponden al valor de una Planta de Tratamiento de Agua Residual (PTAR) con el fin cumplir la normatividad ambiental en cuanto a la calidad del agua a verter al medio ambiente.

4.2. EFICIENCIA

En los sistemas de vapor se experimenta una gran pérdida de calor debido a la condensación que experimenta después de ser utilizado y que debe ser retornado al sistema (a través de trampas de vapor y líneas de retorno); un sistema de aceite térmico puede llegar a ser hasta 30% más eficiente que un sistema de vapor.

La eficiencia del sistema actual de generación de vapor (calderas) es 70%, la eficiencia del sistema propuesto (calentamiento de aceite térmico) es de 80%

(dato entregado por Ingeniería Meta Petroleum) la cual puede llegar a ser superior en el momento de tener en operación este sistema.

4.3. CORROSIÓN

Los sistemas de vapor presentan altos problemas de corrosión, el vapor es abrasivo y la combinación de las sales y minerales que se encuentran en el agua suavizada, ayudan a aumentar el nivel de corrosión del sistema.

Los aceites térmicos utilizados en los sistemas de calentamiento no son corrosivos y proporcionan el mismo grado de protección de la superficie del metal como los aceites lubricantes ligeros.

En un sistema de aceite térmico no deben existir fugas, ya que al entrar en contacto con el oxígeno del aire provoca la oxidación y degradación del aceite.

4.4. CONTROL DE TEMPERATURA

Los sistemas de vapor se basan en el control de la presión para controlar la temperatura, lo que lleva a tener un rango de precisión de ± 6 °C; en los sistemas de aceite térmico la variable a controlar es la temperatura y se puede obtener un control de temperatura promedio de ± 0.8 ° C.

4.5. MEDIO AMBIENTE

El agua en un sistema de vapor debe ser tratada químicamente para reducir la corrosión, por lo cual la purga de vapor y el condensado no pueden ser descargados en el alcantarillado, ya que puede presentar un riesgo ambiental; los sistemas de aceite térmico no requieren purga y al ser un sistema completamente cerrado no se requiere disposición de algún fluido.

4.6. MANTENIMIENTO

Los sistemas de vapor requieren de un mantenimiento constante (trampas de vapor, válvulas, bombas de retorno de condensado, juntas de dilatación, análisis y tratamiento de agua); en un sistema de aceite térmico solo se requiere mantenimiento periódico en el quemador, en la bomba de circulación, en los sistemas de control y una revisión anual del aceite, además el número de válvulas utilizadas es considerablemente menor.

4.7. COSTOS

Al comparar los costos de adquisición, instalación, operación y mantenimiento, requisitos ambientales, eficiencia del sistema, productividad, calidad del producto, seguridad y mano de obra, se determina que los sistemas de aceite térmicos son menos costosos que los sistemas de vapor.

Debido a que en el proceso se necesita tener en constante recirculación el aceite térmico con el fin de lograr la transferencia de calor adecuada, se requieren de bombas de recirculación de tamaño considerable lo que se ve representado en una mayor inversión.

5. ANÁLISIS DE RIESGOS

5.1. IDENTIFICACIÓN Y CATEGORIZACIÓN DE RIESGOS

Tabla 18 Identificación y Categorización de Riesgos

| IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS | | |
|---------------------------|--|------------------------|
| ÍTEM | DESCRIPCIÓN | CATEGORÍA |
| 1 | Tasa de cambio del dólar | FINANCIERA |
| 2 | Baja disponibilidad del aceite térmico | LOGÍSTICO |
| 3 | Demora en la entrega de equipos importados | LOGÍSTICO |
| 4 | Pocos proveedores locales del sistema | LOGÍSTICO |
| 5 | Bajo interés de un sector de la empresa en el proyecto | INTERNO |
| 6 | Retraso en el arranque del proyecto | LOGÍSTICO |
| 7 | Capacitación a personal actual de la empresa | INTERNO |
| 8 | Retraso en la disponibilidad de fondos | FINANCIERA |
| 9 | Disponibilidad de fondos de acuerdo a cronograma | FINANCIERA |
| 10 | Entrega de los equipos antes de tiempo | LOGÍSTICO |
| 11 | Falta de personal capacitado | LOGÍSTICO |
| 12 | Renuncia del director del proyecto | DIRECCIÓN DEL PROYECTO |
| 13 | Pocos proveedores para disponer del aceite térmico usado | AMBIENTAL |
| 14 | Proyecto atractivo a diferentes áreas de la empresa | INTERNO |
| 15 | Mala comunicación del director del proyecto | DIRECCIÓN DEL PROYECTO |
| 16 | Entrega del proyecto antes de la fecha pactada | LOGÍSTICO |
| 17 | Alta calidad de los equipos comprados | LOGÍSTICO |

5.2. MATRIZ PROBABILIDAD - IMPACTO

Tabla 19 Nivel de Probabilidad

| Nivel de Probabilidad | | |
|-----------------------|----------|----------|
| 1 | 1%-20% | Muy baja |
| 2 | 21%-40% | Baja |
| 3 | 41%-60% | Medio |
| 4 | 61%-80% | Alta |
| 5 | 81%-100% | Muy alta |

Tabla 20 Nivel de Impacto

| Nivel de Impacto | | |
|------------------|--------|----------|
| 5 | <2% | Muy bajo |
| 10 | 2%-3% | Bajo |
| 20 | 3%-5% | Medio |
| 40 | 5%-10% | Alto |
| 60 | >10% | Muy alto |

Tabla 21 Nivel de Severidad

| Nivel de Severidad | | | |
|--------------------|---------|---------|-------------------|
| | 1-24 | Bajo | Aceptar el Riesgo |
| | 25-39 | Medio | Tolerar el Riesgo |
| | 40-99 | Alto | Tratar el Riesgo |
| | 100-300 | Extremo | Tratar el Riesgo |

Tabla 22 Matriz Probabilidad - Impacto

| Impacto | | NIVEL DE SEVERIDAD | | | | |
|--------------|----------|--------------------|------|-------|------|----------|
| 5 | Muy alto | 25 | 50 | 100 | 200 | 300 |
| 4 | Alto | 20 | 40 | 80 | 160 | 240 |
| 3 | Medio | 15 | 30 | 60 | 120 | 180 |
| 2 | Bajo | 10 | 20 | 40 | 80 | 120 |
| 1 | Muy bajo | 5 | 10 | 20 | 40 | 60 |
| Probabilidad | | Muy baja | Baja | Medio | Alta | Muy Alta |
| | | 5 | 10 | 20 | 40 | 60 |

5.3. SEVERIDAD DEL RIESGO

Tabla 23 Clasificación y severidad del riesgo

| CLASE | ÍTEM | RIESGO | PROBABILIDAD | IMPACTO | SEVERIDAD |
|-------------------|------|--|--------------|---------|-----------|
| RIESGOS NEGATIVOS | 1 | Tasa de cambio del dólar | 3 | 60 | 180 |
| | 2 | Baja disponibilidad del aceite térmico | 2 | 40 | 80 |
| | 3 | Demora en la entrega de equipos importados | 3 | 60 | 180 |
| | 4 | Pocos proveedores locales del sistema | 2 | 20 | 40 |
| | 5 | Bajo interés de un sector de la empresa en el proyecto | 2 | 10 | 20 |
| | 6 | Retraso en el arranque del proyecto | 3 | 40 | 120 |
| | 8 | Retraso en el desembolso del crédito | 2 | 60 | 120 |
| | 11 | Falta de personal capacitado | 3 | 20 | 60 |
| | 13 | Pocos proveedores para disponer del aceite térmico usado | 2 | 20 | 40 |
| | 12 | Renuncia del director del proyecto | 2 | 40 | 80 |
| | 15 | Mala comunicación del director del proyecto | 2 | 40 | 80 |
| RIESGOS POSITIVOS | 7 | Capacitación a personal actual de la empresa | 3 | 60 | 180 |
| | 9 | Desembolso del crédito antes de tiempo | 2 | 20 | 40 |
| | 10 | Entrega de los equipos antes de tiempo | 2 | 40 | 80 |
| | 14 | Proyecto atractivo a diferentes áreas de la empresa | 4 | 40 | 160 |
| | 16 | Entrega del proyecto antes de la fecha pactada | 3 | 40 | 120 |
| | 17 | Alta calidad de los equipos comprados | 4 | 60 | 240 |

Tabla 24 Clasificación de Riesgos por orden prioridad

| CLASE | ÍTEM | SEVERIDAD |
|-------------------|------|-----------|
| RIESGOS NEGATIVOS | 1 | 180 |
| | 3 | 180 |
| | 6 | 120 |
| | 8 | 120 |
| | 2 | 80 |
| | 12 | 80 |
| | 15 | 80 |
| | 11 | 60 |
| | 4 | 40 |
| | 13 | 40 |
| 5 | 20 | |
| RIESGOS POSITIVOS | 17 | 240 |
| | 7 | 180 |
| | 14 | 160 |
| | 16 | 120 |
| | 10 | 80 |
| 9 | 40 | |

5.4. EVALUACIÓN DE PROBABILIDAD E IMPACTO

Tabla 25 Matriz de Evaluación de Probabilidad e Impacto

| IMPACTO | | AMENAZAS | | | | | OPORTUNIDADES | | | | |
|--------------|----------|----------|------|-------|---------|----------|---------------|------|-------|------|----------|
| 5 | Muy alto | | | | | | | | | | |
| 4 | Alto | | | | | | 17 | 14 | | | |
| 3 | Medio | | | 11 | 6 | 3,1 | 7 | 16 | | | |
| 2 | Bajo | | 5 | 4,13 | 15,12,2 | 8 | | 10 | 9 | | |
| 1 | Muy bajo | | | | | | | | | | |
| PROBABILIDAD | | Muy baja | Baja | Medio | Alta | Muy Alta | Muy Alta | Alta | Medio | Baja | Muy baja |
| | | 5 | 10 | 20 | 40 | 60 | 60 | 40 | 20 | 10 | 5 |

De acuerdo a la matriz de Evaluación de Probabilidad e Impacto se observa que los riesgos 17, 14, 7 y 16 se convierten oportunidades que debe aprovechar el proyecto para dar a conocer esta tecnología al interior de la empresa y promover la implementación de este sistema en las facilidades de producción existentes y nuevas en diferentes campos petroleros.

Los riesgos 6, 3, 1 y 8 representan riesgos a los que se deben prestar especial atención, éstos representan amenazas que pueden afectar la viabilidad del proyecto. En la tabla 26 se presentan las respuestas a estos riesgos negativos con el fin de atenuarlos, eliminarlos o transferirlos; de igual manera se estima el costo requerido para dar respuestas a estos riesgos. Este costo es un presupuesto adicional al proyecto y estará dedicado únicamente a utilizarse en caso de que los riesgos lleguen a presentarse.

Tabla 26 Respuesta a Riesgos Negativos

| ÍTEM | RIESGO | RESPUESTA AL RIESGO | ACTIVIDADES DE RESPUESTA | PRESUPUESTO | OBSERVACIONES |
|------|--|---------------------|--|----------------|--|
| 1 | Tasa de cambio del dólar | Eliminar | Realizar un contrato forward por compra de dólares con una entidad bancaria | \$ - | En caso de que la TRM baje al momento de realizar el pago de los dólares, la empresa pierde esa diferencia |
| 3 | Demora en la entrega de equipos importados | Transferir | Solicitar una póliza de cumplimiento a los proveedores | \$ - | La póliza la toman los contratistas, quienes pagan las primas, y el beneficiario es el cliente |
| 6 | Retraso en el arranque del proyecto | Transferir | Solicitar una póliza de cumplimiento a los contratistas de construcción | \$ - | La póliza la toman los contratistas, quienes pagan las primas, y el beneficiario es el cliente |
| 8 | Retraso en la disponibilidad de fondos | Atenuar | Solicitar un crédito con una entidad financiera por el 5 % del valor de la inversión inicial, a un plazo de 6 meses con una tasa de interés del 20,54% E.A | \$ 584.906.005 | El presupuesto corresponde al valor de los intereses a pagar |

Para dar respuesta al riesgo 8 (Retraso en la disponibilidad de fondos), se plantea solicitar un préstamo a una entidad financiera por el 5% de la inversión inicial, por un período de seis meses a una tasa de intereses de 20.54%²⁵, esto con el fin de mitigar el impacto que pueda tener el retraso en el desembolso de fondos por parte de la empresa.

A continuación se presenta la relación de pagos del préstamo a solicitar, en caso de requerirse.

Tabla 27 Relación Pagos Préstamo a solicitar

| | |
|----------------------------|-------------------|
| Inversión Inicial | \$ 14.120.029.500 |
| Préstamo (5% Inv. Inicial) | \$ 706.001.475 |
| Tasa Interés E.A | 20,54% |
| Plazo (meses) | 6 |

| Cuota | Valor Cuota | Intereses | Amortización | Saldo |
|--------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------|----------------|
| | | | | \$ 706.001.475 |
| 1 | \$ 215.151.247 | \$ 145.012.703 | \$ 70.138.544 | \$ 635.862.931 |
| 2 | \$ 215.151.247 | \$ 130.606.246 | \$ 84.545.001 | \$ 551.317.931 |
| 3 | \$ 215.151.247 | \$ 113.240.703 | \$ 101.910.544 | \$ 449.407.387 |
| 4 | \$ 215.151.247 | \$ 92.308.277 | \$ 122.842.969 | \$ 326.564.418 |
| 5 | \$ 215.151.247 | \$ 67.076.331 | \$ 148.074.915 | \$ 178.489.503 |
| 6 | \$ 215.151.247 | \$ 36.661.744 | \$ 178.489.503 | -\$ 0 |
| TOTAL | \$ 1.290.907.480 | \$ 584.906.005 | \$ 706.001.475 | |

²⁵ Tabla de Interés Bancario Corriente para crédito de consumo y ordinario. Abril 01- Junio 30 de 2016. <https://www.superfinanciera.gov.co>

6. IMPACTO AMBIENTAL

6.1. CONSUMO DE RECURSOS NATURALES

En un sistema de calentamiento de aceite térmico, el circuito debe ser llenado inicialmente con aceite mineral refinado, el cual es un derivado del petróleo (recurso no renovable). Este sistema es un circuito cerrado, por lo tanto no se requiere la sustitución continua del aceite térmico, la vida útil del aceite térmico en condiciones de operación normal es de 10 años.

Como fuente de combustible para la producción de calor a través de la combustión, se utiliza una mezcla de crudo pesado y crudo liviano, los cuales son recursos no renovables. Un sistema de aceite térmico requiere entre 10% a 30% menos combustible que un sistema de generación de vapor, debido a esto se tiene un menor consumo de crudo.

6.2. DESCARGA AL MEDIO AMBIENTE

En un sistema de aceite térmico debidamente mantenido, no se presentan pérdidas significativas de aceite térmico, la única descarga al medio ambiente son las emisiones a la atmósfera de dióxido de carbono (CO₂) provenientes del calentador. Este sistema produce entre 10% a 30% menos dióxido de carbono que un sistema de generación de vapor.

El aceite térmico usado puede ser dispuesto por una empresa debidamente capacitada en disposición y reciclaje de este tipo de fluidos, también puede

ser utilizado como aceite para combustión o mezclado con crudo para la venta.

7. CONCLUSIONES

- En la evaluación financiera se determina que es factible realizar este proyecto (en ambos escenarios, pesimista y optimista), ya que es viable económicamente y se obtienen los siguientes indicadores:

Escenario Pesimista: VPN positivo de \$2.626.324.080, TIR de 22,42% que es mayor la tasa de descuento 17,73% y se obtiene un período de recuperación de la inversión de 7,57 años.

Escenario Optimista: VPN positivo de \$3.211.230.085, TIR de 23,66% que es mayor la tasa de descuento 17,73% y se obtiene un período de recuperación de la inversión de 6,96 años.

- Un sistema de aceite térmico es más eficiente que un sistema de calderas, por lo cual el consumo de combustible es menor entre un 10% y 30%, lo que ayuda a reducir en igual proporción las emisiones de dióxido de carbono (CO₂).
- Para producir vapor se requiere tratar químicamente el agua con sales y minerales, para evitar la corrosión dentro del sistema, por lo cual se requiere contar con una planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR) para poder realizar vertimientos al medio ambiente; contrario a lo que sucede en un sistema de aceite térmico en donde no se realizan vertimientos y el aceite utilizado puede ser reciclado y/o reutilizado.
- El sustituir en el proceso de deshidratación de crudo, el sistema de generación de vapor por un sistema de calentamiento de aceite térmico,

puede generar un gran interés en diferentes áreas de la empresa, el cual debe aprovecharse para capacitar al personal actual y darlo a conocer a otros campos y facilidades de producción para que sea implementada esta nueva tecnología.

- Con el fin de garantizar el éxito del proyecto se deben tener proveedores especializados en sistemas de calentamiento de aceite térmico que cuenten con equipos de alta calidad, lo que conlleva a satisfacer las características del proceso, los requerimientos del cliente y la obtención de un producto final que cumpla con las especificaciones mínimas requeridas para la venta.
- En el análisis de riesgos se identifican riesgos negativos que pueden llegar a afectar de manera significativa el éxito del proyecto, para ello se deben tener en cuenta las respuestas a estos riesgos que se plantean en el numeral 5.4, como son solicitar pólizas de cumplimiento a proveedores y contratistas de construcción, realizar compra de dólares en la modalidad de contrato forward para que el proyecto no se vea afectado por la tasa de cambio del mercado, así como prever la solicitud de un préstamo a una entidad financiera en caso que se retrase el desembolso de los fondos por parte de la empresa.

8. RECOMENDACIONES

- Se deben seguir las recomendaciones del fabricante del sistema de calentamiento de aceite térmico en cuanto a transporte, ubicación, instalación, arranque, puesta en marcha, operación y mantenimiento con el fin de obtener la mayor confiabilidad y eficiencia del sistema.
- Dar capacitación al personal que actualmente realiza la operación y el mantenimiento de las calderas, acerca del funcionamiento de los sistemas de calentamiento de aceite térmico su operación y mantenimiento.
- Realizar la implementación de un sistema de calentamiento de aceite térmico en el proceso de deshidratación de crudo que se realiza en los campos de producción operados por Meta Petroleum, y darlo a conocer a las demás unidades de negocio de Pacific E&P para determinar su conveniencia de implementarlo en nuevas facilidades de producción o en facilidades ya existentes.
- En las rutinas de mantenimiento se debe prestar atención a la detección de fugas, debido a que al entrar en contacto el aceite térmico con el oxígeno del aire, éste empieza a oxidarse lo que conlleva a disminuir la vida útil del aceite y la confiabilidad del sistema.
- El aceite térmico tiene una larga vida útil de servicio bajo condiciones normales de funcionamiento, la vida útil del aceite depende del diseño del sistema, operación y mantenimiento. Se ha estimado que la vida útil de un aceite térmico es de 10 años, momento en el cual debe ser reemplazada la totalidad del fluido contenido en el sistema.

- Al ser el aceite térmico el fluido por medio del cual se realiza la transferencia de calor, se deben tomar muestras de este aceite a los seis meses de funcionamiento del sistema, después a los doce meses y luego periódicamente cada año con el fin de determinar la calidad de este fluido, y si es necesario reemplazarlo o tomar medidas preventivas que ayuden a prolongar la vida de servicio.

BIBLIOGRAFÍA

BRISO MEDINA, D. F. Análisis de Ingeniería a un Sistema de Calefacción mediante Aceite Térmico en un Buque Portaaviones. Valdivia, Chile: Universidad Austral de Chile.2006

GALVIS PORTILLA, Y. Estudio de los Procesos de Deshidratación de Crudo y Tratamiento de Aguas de Producción en la Estación PF2 del Campo Caño Limón. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.2007

MARFISI, S., & SALAGER, J. Deshidratación de Crudo. Principios y Tecnología. Mérida, Venezuela: Universidad de Los Andes. 2 de Enero de 2004

MEJIA, G. (2014). Deshidratación de Crudo. 2014. [en línea] [citado 15 de marzo de 2016] Disponible en: www.youtube.com

NORTHERN INNOVATION. Technical Investigation into Thermal Oil Technology. Belfast.2010

OELKER BEHN, A. Thermal Engineering. Obtenido de Calentadores y Sistemas de Fluido Térmico 2011. [en línea] [citado 25 de marzo de 2016] Disponible en: www.thermal.cl

ORTIZ RAMOS, S., & ZABALA GARCES, W. Diseño de las Principales Facilidades de Superficie para la Deshidratación de Crudo proveniente de la formación San Fernando a Escala Piloto. BUCARAMANGA: Universidad Industrial de Santander. 2009

PACIFIC RUBIALES ENERGY; INGENIERÍA STRYCON. Ampliación Bateria
4 a 85 kBOPD - TREN CRUDO. 2015

PACIFIC RUBIALES ENERGY; Worley Parsons. Hot Oil Study. Bogotá.2014

ANEXOS

Anexo A. Información Operación y Mantenimiento - Calderas Batería 4

De: Cesar Andres Correa Diaz
 Enviado el: viernes, 19 de febrero de 2016 1:35 p. m.
 Para: Sebastian Gonzalez Marin <segonzalez@pacific.energy>
 Asunto: RV: Solicitud de Información.

Buenas tardes Sebastián.

Qué pena molestarlo tanto pero solo me hace falta está información:

- Costo actual del sistema de generación de vapor (calderas y equipos auxiliares)
- Costo de combustible utilizado en las calderas: USD\$15,01/bbl (trm usada 3100), por cada BHP que opere 24 horas en promedio se consumen 0,176 BOPD.
- Costos actuales de operación para el sistema de generación de vapor (tratamiento agua, combustible, electricidad, etc.), costo promedio de tratamiento del agua para calderas: \$1.85/lb de vapor generado, costo de electricidad promedio entregada en BAT4 COP\$325/kWh.
- Costos actuales de mantenimiento para el sistema de generación de vapor.

| ITEM | DESCRIPCIÓN DEL MANTENIMIENTO | TARIFA PROPUESTA 2016 (TARIFA CON EL DESCUENTO APLICADO) |
|------|---|---|
| 1 | MANTENIMIENTO SEMESTRAL CALDERAS DE VAPOR DE 400 BHP | 33.172.466 |
| 2 | MANTENIMIENTO ANUAL CALDERAS DE VAPOR DE 400 BHP | 62.125.334 |
| 3 | MANTENIMIENTO SEMESTRAL CALDERAS DE VAPOR DE 600 BHP | 33.172.466 |
| 4 | MANTENIMIENTO ANUAL CALDERAS DE VAPOR DE 600 BHP | 60.034.305 |
| 5 | MANTENIMIENTO SEMESTRAL CALDERAS DE VAPOR DE 700 BHP | 33.172.466 |
| 6 | MANTENIMIENTO ANUAL CALDERAS DE VAPOR DE 700 BHP | 61.277.829 |
| 7 | MANTENIMIENTO SEMESTRAL CALDERAS DE VAPOR DE 900 BHP | 33.172.466 |
| 8 | MANTENIMIENTO ANUAL CALDERAS DE VAPOR DE 900 BHP | 62.094.458 |
| 9 | MANTENIMIENTO SEMESTRAL CALDERAS DE VAPOR DE 1750 BHP | 79.532.047 |
| 10 | MANTENIMIENTO ANUAL CALDERAS DE VAPOR DE 1750 BHP | 194.736.175 |

- Estos datos se requieren de Batería 4.

De: SEBASTIAN GONZALEZ MARIN
 Asunto: RE: Datos combustible calderas Batería 4

Ingeniero la información de consumo por caldera no se tiene, se hizo un estimado en base al total de crudo que se ha consumido:

| CALDERAS SISTEMA GENERACION VAPOR BATERIA 4 - QUIFA | | | | | |
|--|---|--------------|------------------|--------------|--------------|
| DATOS SOLICITADOS | TAG EQUIPOS | | | | |
| | 540-B-010 | 540-B-020 | 540-B-030 | 540-B-040 | 540-B-060 |
| MARCA | COMESA | COMESA | TERMOVAPOR | TERMOVAPOR | VR |
| MODELO | 3HL-WBS-900 | 34848S-900 | MH 103A | MH 103A | 4H-L |
| SERIE | A-2923 | A-2919 | F007-10 | F007-10 | |
| AÑO FABRICACION | 1993 | 1993 | REP 2010 1969 | 1971 | 2011 |
| POTENCIA | 900BHP | 900BHP | 700BHP | 500BHP | 1750BHP |
| OPERACIÓN | CONTINUA | CONTINUA | INTERMITENTE | INTERMITENTE | CONTINUA |
| FRECUENCIA MATTO | SEMESTRAL | SEMESTRAL | SEMESTRAL | SEMESTRAL | SEMESTRAL |
| CONSUMO COMBUSTIBLE | 4392 gal/dia | 4392 gal/dia | 2400 gal/dia | 750 gal/dia | 6200 gal/dia |
| TIPO DE COMBUSTIBLE | 70%CRUDO EXTERNO BAJO EN AZUFRE 30% CRUDO QUIFA | | | | |
| PROVEEDOR COMBUSTIBLE | Crudo Externo: Hidrocasanare, Crudo Quifa Metapetroleum | | | | |

Datos suministrados por los Departamentos de Operación y Mantenimiento de Meta Petroleum.

Anexo B Caracterización Crudo Quifa

Tabla 1. Resultados de la caracterización de la muestra
"Crudo despacho, Tanque 030, Batería 4, 01/09/2011"

| Propiedad | Método | Unidad | Resultado | |
|--|-------------|--------------------|-------------------|------|
| Agua por destilación | ASTM D 4006 | % p/v | 0,20 | |
| Gravedad API | | ° API | 13,8 | |
| Densidad a 15 °C | ASTM D 1298 | g/mL | 0,9733 | |
| Gravedad específica 60/60F | | Adimensional | 0,9738 | |
| Asfaltenos | ASTM D 6560 | % p/p | 10,2 | |
| Azufre | ASTM D 2622 | % p/p | 1,36 | |
| Calor de combustión bruto | ASTM D 240 | MJ/kg (BTU/lb) | 42,830 (18414) | |
| Carbón Conradson | ASTM D 189 | % p/p | 11,3 | |
| Cenizas | ASTM D 482 | % p/p | 0,025 | |
| Metales | ASTM D 5708 | mg / kg | Aluminio, Al | 1,7 |
| | | | Calcio, Ca | 4,4 |
| | | | Hierro, Fe | 2,3 |
| | | | Niquel, Ni | 35,5 |
| | | | Silicio, Si | < 1 |
| | | | Vanadio, V | 141 |
| Número ácido | ASTM D 664 | mg KOH/g | 0,678 | |
| Punto de fluidez | ASTM D 97 | ° C | - 18 | |
| Punto de inflamación Pensky Martens copa cerrada | ASTM D 93 | ° C | 136,0 | |
| Presión de vapor Reid | ASTM D 323 | kPa (psi) | 8,25 (1,20) | |
| Sal por conductividad | ASTM D 3230 | lb/1000bbl | 8,2 | |
| Viscosidad cinemática a 100 F | ASTM D 445 | mm ² /s | 1138 | |
| Viscosidad cinemática a 122F | | | 408,2 | |
| Viscosidad cinemática a 140F | | | 210,6 | |
| Viscosidad cinemática a 212F | | | 30,87 | |
| Viscosidad cinemática a 275F (estimación) | ASTM D 341 | | 10,59 | |

Anexo C. Ficha Técnica Aceite Térmico Petro-Therm

Petro-Canada TechData



PETRO-THERM™/PETRO-THERM PPD HEAT TRANSFER OIL

Introduction

Petro-Therm™ is a heat transfer oil developed for use in non-pressurized, liquid phase heat transfer systems operating at bulk fluid temperatures up to 315°C (599°F). It is specifically formulated to provide long service life and excellent thermal efficiency in a variety of industrial applications while resisting oxidative and thermal degradation. Petro-Therm PPD can be used for cold start-ups at low ambient temperatures.

Features and Benefits

- **Excellent thermal stability**
 - Resists high temperature degradation
 - Long fluid life
 - Low fluid make-up
 - Minimizes sludge and coke formation
 - Helps to lower maintenance costs
- **Good physical properties at an economical price**
 - High thermal efficiency over a wide temperature range
 - Easy system start-up
 - Low vapour pressure
 - Resists corrosion
 - Not considered a toxic* substance according to OSHA (United States), WHMIS (Canada) and DPD (Europe) criteria.

Applications

Petro-Therm is recommended for use in non-pressurized, liquid phase, closed heat transfer systems operating with bulk fluid temperatures up to 315°C (599°F). For cold start-ups at low ambient temperatures, Petro-Therm PPD is recommended. Petro-Therm will give long,

economical service in various industrial process applications such as asphalt plants, marine, wood processing, dry kilns and institutional laundry and heating. To inquire on a specific application or for technical service advice, contact your Petro-Canada representative.

Service Life

Petro-Therm has been designed to provide long service life under normal operating conditions up to the fluid's maximum recommended temperature. However, actual fluid life is dependent upon system design and maintenance practices. It is recommended that the oil's condition be monitored on a regular basis as the rate of change of physical characteristics is more significant than the actual values.

Disposal

Used Petro-Therm may be responsibly disposed in the following ways**:

- through re-sale to used oil recycling companies
- in some jurisdictions, combined with BTU recovery systems

The empty drums are readily accepted by drum reconditioners.

What is the HT difference?

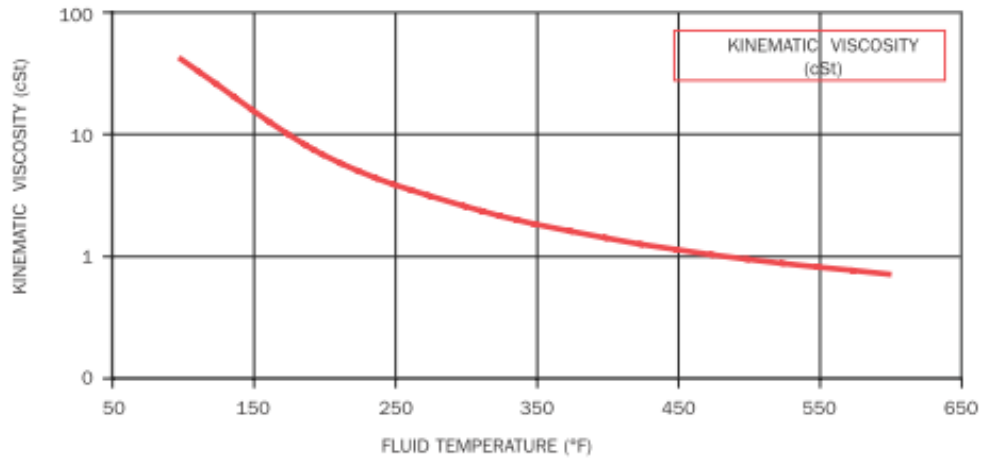
Petro-Canada starts with the HT paraffin process to produce water-white, 99.9% para base oils. The result is a range of lubricants, specialty fluids and greases that deliver maximum performance for our customers.



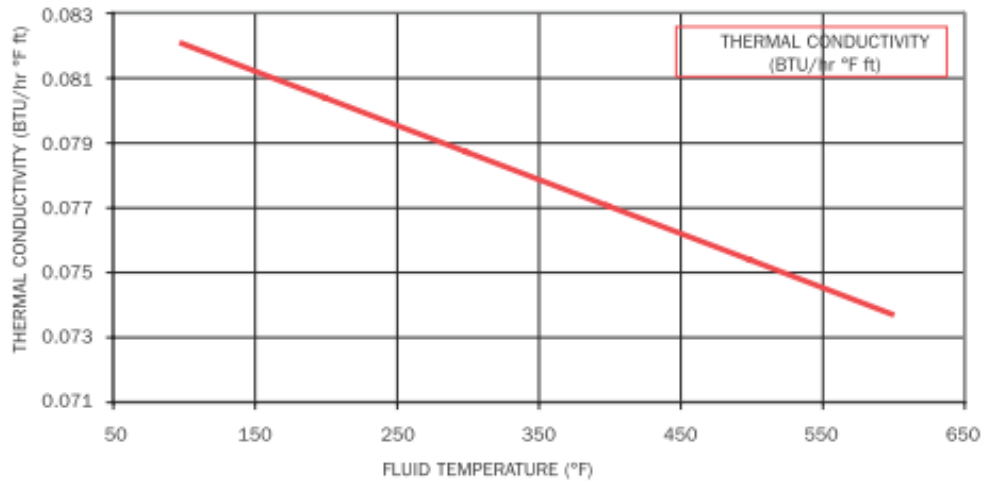
*non-toxic defined as non-controlled under WHMIS, non-hazardous under OSHA and non-dangerous under DPD.

**Any transport and disposal practice must be in compliance with federal, state, provincial and/or local laws and regulations.

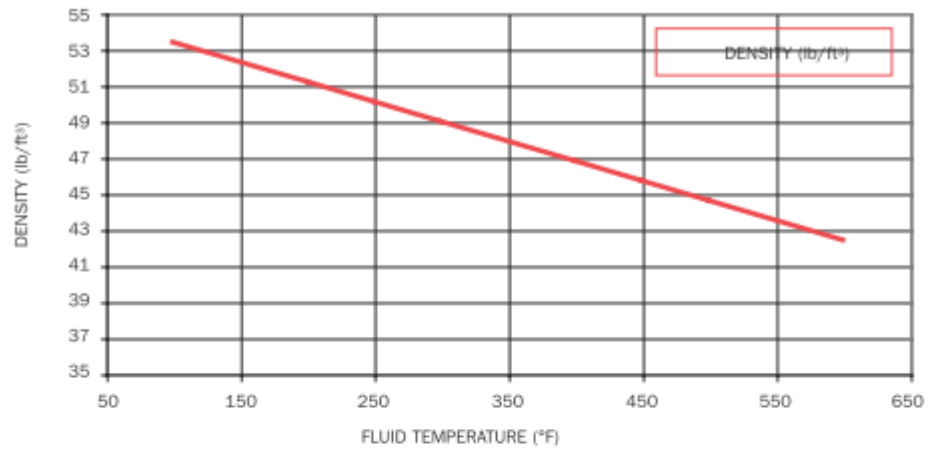
PLOT OF KINEMATIC VISCOSITY vs TEMPERATURE FOR PETRO-THERM



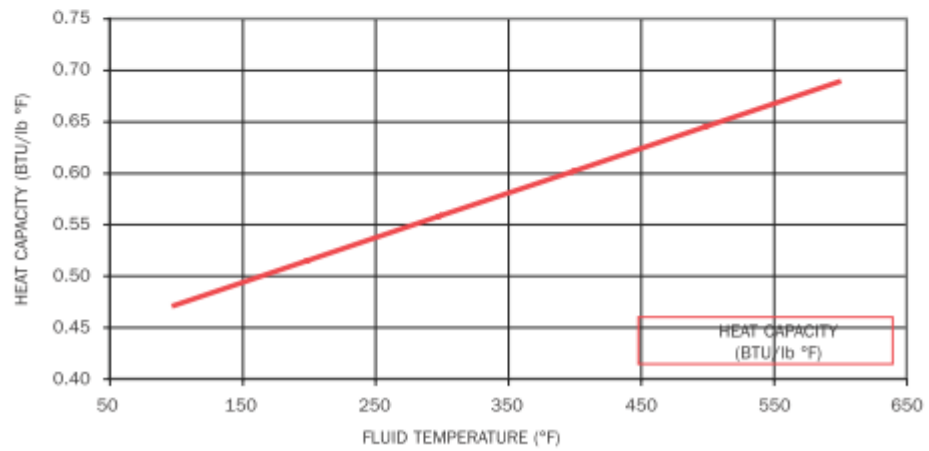
PLOT OF THERMAL CONDUCTIVITY vs TEMPERATURE FOR PETRO-THERM



PLOT OF CHANGE IN DENSITY vs TEMPERATURE FOR PETRO-THERM



PLOT OF HEAT CAPACITY vs TEMPERATURE FOR PETRO-THERM



Thermal Data

| PROPERTY | TEMPERATURE | | | |
|--|----------------|-----------------|------------------|------------------|
| | 15°C (59°F) | 38°C (100°F) | 260°C (500°F) | 316°C (600°F) |
| Density, kg/L (lb/ft ³) | 0.869 (54.3) | 0.855 (53.4) | 0.714 (44.6) | 0.679 (42.4) |
| Thermal Conductivity, W/m.K (Btu/hr.°F.ft) | 0.143 (0.083) | 0.142 (0.082) | 0.130 (0.075) | 0.128 (0.074) |
| Heat Capacity, kJ/kg.K (Btu/lb.°F) | 1.89 (0.45) | 1.97 (0.47) | 2.69 (0.64) | 2.88 (0.69) |
| Vapour Pressure, kPa (psia) | 0.00 (0.00) | 0.00 (0.00) | 2.65 (0.39) | 11.44 (1.64) |

Typical Performance Data

| PROPERTY | TEST METHOD | PETRO-THERM | PETRO-THERM PPD |
|---|-------------|-----------------|-----------------|
| Colour | ASTM D1500 | < 0.5 | < 0.5 |
| Pour Point, °C (°F) | ASTM D5950 | -18 (0) | -39 (-38) |
| Flash Point, COC, °C (°F) | ASTM D92 | 225 (437) | 227 (441) |
| Fire Point, °C (°F) | ASTM D92 | 245 (473) | 245 (473) |
| Autoignition Temperature, °C (°F) | ASTM E659 | 352 (666) | 352 (666) |
| Viscosity, cSt at 40°C (104°F) | ASTM D445 | 35.8 | 36.5 |
| cSt at 100°C (212°F) | | 5.7 | 5.8 |
| cSt at 316°C (600°F) | | 0.7 | 0.7 |
| Average Molecular Weight | | 379 | 379 |
| Neutralization Value, TAN, mg/KOH/g | ASTM D664 | < 0.1 | < 0.1 |
| Sulfur by XRF, wt% | ASTM D4294 | 0.0326 | 0.0326 |
| Conradson Carbon Residue, wt% | ASTM D189 | 0.03 | 0.03 |
| Coefficient of Thermal Expansion, %/°C (%/°F) | | 0.0932 (0.0518) | 0.0932 (0.0518) |
| Distillation Range, °C (°F) | ASTM D2887 | | |
| 10% | | 376 (709) | 376 (709) |
| 50% | | 423 (793) | 423 (793) |
| 90% | | 471 (880) | 471 (880) |

For detailed heat transfer calculations, please refer to our Engineering Assistant software which is available at no cost from your Petro-Canada representative.

Health and Safety

To obtain Material Safety Data Sheet (MSDS), contact one of Petro-Canada's TechData Info Lines.



To learn more about how Petro-Canada lubricants, specialty fluids, oils and greases can help maximize your equipment performance, savings and productivity, please contact us at :

TechData Info Lines

To place an order, please call a Customer Order Management Representative at :

Canada (English) Phone 1-800-268-5850
(French) Phone 1-800-576-1686
United States Phone 1-877-730-2369
Latin America Phone +1-416-730-2369
Europe Phone +1-416-730-2389
Asia Phone +1-416-730-2372
China Phone +86 (21) 6362-0066

North America Phone 1-866-335-3369
Europe Phone +44 (0) 121-781-7264
Germany Phone +49 (0) 201 726-2913
Latin America Phone +1-416-730-2369
Asia Phone +1-416-730-2372
China Phone +86 (21) 6362-0066
Email sales@suncor.com

You can also e-mail us at lubecsr@suncor.com

Visit us on the web at lubricants.petro-canada.ca

IM-7849E (2013.08)
 Petro-Canada is a Suncor Energy business
Trademark of Suncor Energy Inc. Used under license.



Anexo D. Hoja de Seguridad Aceite Térmico Petro-Therm

SAFETY DATA SHEET

PETRO-THERM^{TM/MC}

000003001243

Version 3.0

Revision Date 2015/08/21

Print Date 2015/08/21



SECTION 1. PRODUCT AND COMPANY IDENTIFICATION

Product name : PETRO-THERM^{TM/MC}
Product code : P THERMI BC, P THERMDRX, P THERMDRR, P THERMDRM,
P THERMDCT, P THERM, P THERMBLK

Manufacturer or supplier's details
Petro-Canada America Lubricants Inc.
115N Oak Park Avenue #1C
Oak Park IL 60301-1366
United States

Emergency telephone number : Suncor Energy: +1 403-296-3000;
Poison Control Centre: Consult local telephone directory for
emergency number(s).

Recommended use of the chemical and restrictions on use

Recommended use : Petro-Therm is a heat transfer fluid recommended for non-
pressurized, liquid-phase, closed heat transfer systems.

Prepared by : Product Safety: +1 905-804-4752

SECTION 2. HAZARDS IDENTIFICATION

Emergency Overview

| | |
|------------|-----------------------------|
| Appearance | viscous liquid |
| Colour | Colourless to light yellow. |
| Odour | Mild petroleum oil like. |

GHS Classification

Not a hazardous substance or mixture.

GHS Label element

Not a hazardous substance or mixture.

Potential Health Effects

Primary Routes of Entry : Eye contact
Ingestion
Inhalation
Skin contact

Aggravated Medical Condition : None known.

Carcinogenicity:

SAFETY DATA SHEET

PETRO-THERM™/MC

000003001243



Version 3.0

Revision Date 2015/08/21

Print Date 2015/08/21

| | |
|--------------|---|
| IARC | No component of this product present at levels greater than or equal to 0.1% is identified as probable, possible or confirmed human carcinogen by IARC. |
| ACGIH | No component of this product present at levels greater than or equal to 0.1% is identified as a carcinogen or potential carcinogen by ACGIH. |
| OSHA | No component of this product present at levels greater than or equal to 0.1% is identified as a carcinogen or potential carcinogen by OSHA. |
| NTP | No component of this product present at levels greater than or equal to 0.1% is identified as a known or anticipated carcinogen by NTP. |

SECTION 3. COMPOSITION/INFORMATION ON INGREDIENTS

Pure substance/mixture : Mixture

Hazardous components

| Chemical Name | CAS-No. | Concentration (%) |
|--|------------|-------------------|
| distillates (petroleum), hydrotreated heavy paraffinic | 64742-54-7 | 70 - 90 % |
| White mineral oil (petroleum) | 8042-47-5 | 20 - 30 % |

SECTION 4. FIRST AID MEASURES

| | |
|-------------------------|---|
| If inhaled | : Move to fresh air. Artificial respiration and/or oxygen may be necessary. Seek medical advice. |
| In case of skin contact | : In case of contact, immediately flush skin with plenty of water for at least 15 minutes while removing contaminated clothing and shoes. Wash skin thoroughly with soap and water or use recognized skin cleanser. Wash clothing before reuse. Seek medical advice. |
| In case of eye contact | : Remove contact lenses. Rinse immediately with plenty of water, also under the eyelids, for at least 15 minutes. Obtain medical attention. |
| If swallowed | : Rinse mouth with water. DO NOT induce vomiting unless directed to do so by a physician or poison control center. Never give anything by mouth to an unconscious person. |

Internet: lubricants.petro-canada.ca/msds
Petro-Canada is a Suncor Energy business.

Page: 2 / 9
™ Trademark of Suncor Energy Inc. Used under license.

SAFETY DATA SHEET

PETRO-THERM™/MC

000003001243

Version 3.0

Revision Date 2015/08/21

Print Date 2015/08/21



Seek medical advice.

Most important symptoms and effects, both acute and delayed : First aider needs to protect himself.

SECTION 5. FIREFIGHTING MEASURES

- Suitable extinguishing media : Use extinguishing measures that are appropriate to local circumstances and the surrounding environment.
- Unsuitable extinguishing media : No information available.
- Specific hazards during firefighting : Cool closed containers exposed to fire with water spray.
- Hazardous combustion products : Carbon oxides (CO, CO₂), nitrogen oxides (NO_x), sulphur oxides (SO_x), smoke and irritating vapours as products of incomplete combustion.
- Further information : Prevent fire extinguishing water from contaminating surface water or the ground water system.

SECTION 6. ACCIDENTAL RELEASE MEASURES

- Personal precautions, protective equipment and emergency procedures : Use personal protective equipment.
Ensure adequate ventilation.
Evacuate personnel to safe areas.
Material can create slippery conditions.
- Environmental precautions : If the product contaminates rivers and lakes or drains inform respective authorities.
- Methods and materials for containment and cleaning up : Prevent further leakage or spillage if safe to do so.
Remove all sources of ignition.
Soak up with inert absorbent material.
Non-sparking tools should be used.
Ensure adequate ventilation.
Contact the proper local authorities.

SECTION 7. HANDLING AND STORAGE

- Advice on safe handling : For personal protection see section 8.
Smoking, eating and drinking should be prohibited in the application area.
In case of insufficient ventilation, wear suitable respiratory equipment.
Avoid contact with skin, eyes and clothing.
Do not ingest.
Keep away from heat and sources of ignition.
Keep container closed when not in use.

SAFETY DATA SHEET

PETRO-THERM™/MC

000003001243

Version 3.0

Revision Date 2015/08/21

Print Date 2015/08/21



- Conditions for safe storage : Store in original container.
Containers which are opened must be carefully resealed and kept upright to prevent leakage.
Keep in a dry, cool and well-ventilated place.
Keep in properly labelled containers.
To maintain product quality, do not store in heat or direct sunlight.

SECTION 8. EXPOSURE CONTROLS/PERSONAL PROTECTION

Components with workplace control parameters

Contains no substances with occupational exposure limit values.

- Engineering measures** : No special ventilation requirements. Good general ventilation should be sufficient to control worker exposure to airborne contaminants.

Personal protective equipment

- Respiratory protection** : Use respiratory protection unless adequate local exhaust ventilation is provided or exposure assessment demonstrates that exposures are within recommended exposure guidelines. Respirator selection must be based on known or anticipated exposure levels, the hazards of the product and the safe working limits of the selected respirator.

- Filter type** : organic vapour filter

Hand protection

- Material** : neoprene, nitrile, polyvinyl alcohol (PVA), Viton(R).

- Remarks** : Chemical-resistant, impervious gloves complying with an approved standard should be worn at all times when handling chemical products if a risk assessment indicates this is necessary.

- Eye protection** : Wear face-shield and protective suit for abnormal processing problems.

- Skin and body protection** : Choose body protection in relation to its type, to the concentration and amount of dangerous substances, and to the specific work-place.

- Protective measures** : Wash hands and face before breaks and immediately after handling the product.
Wash contaminated clothing before re-use.
Ensure that eyewash station and safety shower are proximal to the work-station location.

- Hygiene measures** : Remove and wash contaminated clothing and gloves, including the inside, before re-use.
Wash face, hands and any exposed skin thoroughly after handling.

SAFETY DATA SHEET

PETRO-THERM™/MC

000003001243

Version 3.0

Revision Date 2015/08/21

Print Date 2015/08/21



SECTION 9. PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES

| | |
|--|--|
| Appearance | : viscous liquid |
| Colour | : Colourless to light yellow. |
| Odour | : Mild petroleum oil like. |
| Odour Threshold | : No data available |
| pH | : No data available |
| Pour point | : -18 °C (-0.40 °F) |
| Boiling point/boiling range | : No data available |
| Flash point | : 212 °C (414 °F) Method: Pensky-Martens closed cup |
| Auto-Ignition Temperature | : 351 °C (664 °F) |
| Evaporation rate | : No data available |
| Flammability | : Low fire hazard. This material must be heated before ignition will occur. |
| Upper explosion limit | : No data available |
| Lower explosion limit | : No data available |
| Vapour pressure | : No data available |
| Relative vapour density | : No data available |
| Density | : 0.8648 kg/l (15 °C / 59 °F) |
| Solubility(ies) | |
| Water solubility | : insoluble |
| Partition coefficient: n-octanol/water | : No data available |
| Viscosity | |
| Viscosity, kinematic | : 35.8 cSt (40 °C / 104 °F) 5.66 cSt (100 °C / 212 °F) |
| Explosive properties | : Do not pressurise, cut, weld, braze, solder, drill, grind or expose containers to heat or sources of ignition. |

SECTION 10. STABILITY AND REACTIVITY

| | |
|------------------------------------|---|
| Possibility of hazardous reactions | : Hazardous polymerisation does not occur. Stable under normal conditions. |
|------------------------------------|---|

SAFETY DATA SHEET

PETRO-THERM™/MC

000003001243



Version 3.0

Revision Date 2015/08/21

Print Date 2015/08/21

| | |
|----------------------------------|---|
| Conditions to avoid | : No data available |
| Incompatible materials | : Reactive with oxidising agents, acids and reducing agents. |
| Hazardous decomposition products | : May release COx, NOx, SOx, smoke and irritating vapours when heated to decomposition. |

SECTION 11. TOXICOLOGICAL INFORMATION

| | |
|--|--|
| Information on likely routes of exposure | Eye contact Ingestion Inhalation Skin contact |
|--|--|

Acute toxicity**Product:**

| | |
|---------------------------|----------------------------|
| Acute oral toxicity | Remarks: No data available |
| Acute inhalation toxicity | Remarks: No data available |
| Acute dermal toxicity | Remarks: No data available |

Components:**White mineral oil (petroleum):**

| | |
|---------------------------|--|
| Acute oral toxicity | LD50 (Rat): > 5,000 mg/kg |
| Acute inhalation toxicity | LC50 (Rat): > 5.2 mg/l Exposure time: 4 h Test atmosphere: dust/mist |
| Acute dermal toxicity | LD50 (Rabbit): > 2,000 mg/kg |

Skin corrosion/irritation**Product:**

Remarks: No data available

Serious eye damage/eye irritation**Product:**

Remarks: No data available

Respiratory or skin sensitisation

No data available

Germ cell mutagenicity

No data available

Carcinogenicity

No data available

SAFETY DATA SHEET

PETRO-THERM™/MC

000003001243

Version 3.0

Revision Date 2015/08/21

Print Date 2015/08/21



Reproductive toxicity

No data available

STOT - single exposure

No data available

STOT - repeated exposure

No data available

SECTION 12. ECOLOGICAL INFORMATION

Ecotoxicity

Product:

Toxicity to fish : Remarks: No data available

Toxicity to daphnia and other aquatic invertebrates : Remarks: No data available

Toxicity to algae : Remarks: No data available

Toxicity to bacteria : Remarks: No data available

Persistence and degradability

Product:

Biodegradability : Remarks: No data available

Bioaccumulative potential

No data available

Mobility in soil

No data available

Other adverse effects

No data available

SECTION 13. DISPOSAL CONSIDERATIONS

Disposal methods

Waste from residues : The product should not be allowed to enter drains, water courses or the soil.
Offer surplus and non-recyclable solutions to a licensed disposal company.
Waste must be classified and labelled prior to recycling or disposal.
Send to a licensed waste management company.
Dispose of as hazardous waste in compliance with local and national regulations.
Dispose of product residue in accordance with the instructions of the person responsible for waste disposal.

SAFETY DATA SHEET

PETRO-THERM ^{TM/MC}

000003001243

Version 3.0

Revision Date 2015/08/21

Print Date 2015/08/21



SECTION 14. TRANSPORT INFORMATION

International Regulation

IATA-DGR

Not regulated as a dangerous good

IMDG-Code

Not regulated as a dangerous good

Transport in bulk according to Annex II of MARPOL 73/78 and the IBC Code

Not applicable for product as supplied.

49 CFR

Not regulated as a dangerous good

TDG

Not regulated as a dangerous good

Special precautions for user

Not applicable

SECTION 15. REGULATORY INFORMATION

OSHA Hazards : No OSHA Hazards

No OSHA Hazards

The components of this product are reported in the following inventories:

DSL

On the inventory, or in compliance with the inventory

TSCA

All chemical substances in this product are either listed on the TSCA Inventory or are in compliance with a TSCA Inventory exemption.

EINECS

On the inventory, or in compliance with the inventory

IECSC

On the inventory, or in compliance with the inventory

SECTION 16. OTHER INFORMATION

SAFETY DATA SHEET

PETRO-THERM™/MC

000003001243

Version 3.0

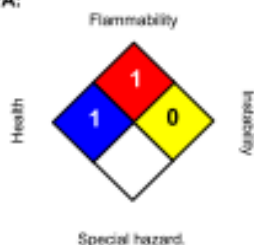
Revision Date 2015/08/21

Print Date 2015/08/21



Further information

NFPA:



HMIS III:

| | |
|----------------------------|----------|
| HEALTH | 1 |
| FLAMMABILITY | 1 |
| PHYSICAL HAZARD | 0 |
| PERSONAL PROTECTION | B |

0 = not significant, 1 = Slight,
2 = Moderate, 3 = High
4 = Extreme, * = Chronic

For Copy of (M)SDS

: Internet: lubricants.petro-canada.ca/msds
United States, telephone: 1-800-268-5850; fax: 1-800-201-6285
For Product Safety Information: 1 905-804-4752

Prepared by

: Product Safety: +1 905-804-4752

The information provided in this Safety Data Sheet is correct to the best of our knowledge, information and belief at the date of its publication. The information given is designed only as a guidance for safe handling, use, processing, storage, transportation, disposal and release and is not to be considered a warranty or quality specification. The information relates only to the specific material designated and may not be valid for such material used in combination with any other materials or in any process, unless specified in the text.

Anexo E. Catálogo Sistemas de Fluido Térmico Sigma Thermal



Sistemas de Fluido Térmico

Aplicaciones típicas

- » Calentamiento del recipiente del reactor
- » Calentamiento del recipiente encamisado
- » Calentamiento de placas de presión/prensa
- » Calentamiento de tanques
- » Calentamiento en la succión
- » Nódos térmicos
- » Calentamiento de rodillos
- » Hornos y freidoras
- » Secadores
- » Autoclaves
- » Calentamiento de líquido en línea
- » Calentamiento de gas en línea
- » Generadores de vapor indirecto
- » Calefactores para edificios
- » Re-calentadores de proceso
- » Calentamiento de gas natural
- » Calentamiento de petróleo

El calentamiento por fluido térmico, a veces denominado calentamiento por aceite térmico, es un tipo de calentamiento indirecto en el que se calienta un fluido de transferencia de calor de fase líquida y es bombeado hasta los usuarios de dicha energía térmica dentro de un circuito cerrado. Los fluidos térmicos permiten a los usuarios operar a temperaturas elevadas (de hasta 600°F/316°C con aceites

térmicos orgánicos y 800°F/427°C con ciertos sintéticos) en condiciones de muy baja presión. Debido a la baja presión con la que se trabaja y a las propiedades de los aceites térmicos, la mayoría de los calentadores se fabrican de acuerdo a la norma ASME Sección VIII y típicamente no es requerida la operación de personal con licencia para operación de calderas.

Sigma Thermal ofrece calentadores de fluido térmico estándar y personalizados, sistemas de fluido térmico completos y una gran variedad de repuestos y asistencia para su proceso.



Calentador de fluido térmico HC-2 *Características de diseño*



Diseño de Serpentin Helicoidal doble:

Este diseño permite que el gas de combustión pase tres veces por la superficie del espiral tradicionalmente diseñado.

Rendimiento: El rendimiento de base puede superar el 88% (base: PCI), dependiendo de la temperatura de entrada al proceso, y con un economizador opcional puede superar el 93% (base: PCI).

Mantenimiento mínimo: Los gases de combustión alcanzan temperaturas tan bajas que no resulta necesaria la aislación de la mayor parte del interior del recipiente. Esto minimiza el reemplazo y mantenimiento de la aislación a largo plazo.

Aislación: El recipiente del calentador está aislado externamente por un aislante de lana mineral y está cubierto con un revestimiento de aluminio.

Tipos de combustibles y flexibilidad del quemador:

Los modelos de quemadores estándar o personalizados se pueden utilizar tanto con fuentes de combustible tradicionales como alternativas. Los quemadores de bajas emisiones pueden ser suministrados para cumplir con todos los requisitos de emisiones (por ejemplo: bajas emisiones de NO_x, BACT, etc.)

Diversidad de modelos: El HC-2 puede diseñarse según distintas configuraciones a fin de que el calentador se adapte al proceso de su planta. Las opciones de configuración del calentador incluyen: horizontal, vertical ascendente y vertical descendente.

Clasificación: El HC-2 puede diseñarse para satisfacer todas las clasificaciones de área y soportar condiciones ambientales rigurosas.

Capacidades: La potencia neta está disponible desde 500.000 hasta 75 MM BTU/hr. Sistemas de control avanzados: Sistemas de control completos son diseñados para optimizar la seguridad y el rendimiento del sistema. Sigma Thermal ofrece paneles estándar simples y de bajo costo, así como también automatización de todo el proceso y control de combustión por controlador lógico programable (PLC) o sistema de control del quemador (BMS).



Calentador de fluido térmico HC-1 *Características de diseño*



Diseño de Serpentin Helicoidal Simple:

Este diseño permite el doble paso del gas de combustión por la superficie del espiral tradicionalmente diseñado.

Diseño Conservativo:

El diseño de serpentín simple ofrece gran confiabilidad a menor costo que el HC-2. El amplio tamaño de la Cámara de combustión asegura que no haya contacto de la llama con el serpentín.

Aislación: El calentador está aislado internamente con fibra cerámica y pintado externamente.

Tipos de combustibles y flexibilidad del quemador:

Los modelos de quemadores estándar o personalizados se pueden utilizar tanto con fuentes de combustible tradicionales como alternativas. Los quemadores de bajas emisiones pueden ser suministrados para cumplir con todos los requisitos de emisiones (por ejemplo: bajas emisiones de NO_x, BACT, etc.).

Diversidad de modelos:

El HC-1 puede ser diseñado en diferentes configuraciones para ajustarse a su proceso. Las opciones de configuración del calentador incluyen: horizontal, vertical ascendente y vertical descendente.

Clasificación: El HC-1 puede diseñarse para satisfacer todas las clasificaciones de área y soportar condiciones ambientales rigurosas.

Capacidades: La potencia neta está disponible desde 500,000 hasta 20MM BTU/hr.

Sistemas de Control Avanzado:

Sistemas de control completos son diseñados para optimizar la seguridad y el rendimiento del sistema. Sigma Thermal ofrece paneles estándar simples y de bajo costo, así como también automatización de todo el proceso y control de combustión por controlador lógico programable (PLC) o sistema de control del quemador (BMS).





Sistema de calentamiento vertical ascendente con quemador de gas residual especialmente diseñado, ventiladores de aire de combustión redundantes y sistema de precalentamiento de aire de combustión.



Sistema de Pre-calentamiento de Aire de combustión

Sistemas Completos de Fluido Térmico y Diseño Personalizado

Para necesidades específicas de los clientes, Sigma Thermal ofrece calentadores de fluido térmico y sistemas completos de fluido térmico especialmente diseñados. Con un amplio rango de idoneidad, Sigma Thermal puede crear un sistema completo para sustentar cualquier aplicación.

Ejemplos

- » Vaporizador Dow A/Therminol VP-1
- » Patines paquetizados de bombas
- » Patines paquetizados de Control de Temperatura
- » Tanques y recipientes
- » Chimeneas
- » Escaleras y Plataformas de acceso
- » Trenes de combustible y Manifolds de válvulas

Economizadores

Puede ser difícil obtener altas eficiencias en los sistemas de fluido térmico con el calentador solamente, debido a las altas temperaturas de operación asociadas a estos sistemas. Sigma Thermal ofrece una amplia variedad de economizadores para lograr los requerimientos de proceso, incrementando su eficiencia térmica y disminuyendo su costo de operación.

Consumidores típicos de calor residual

- » Pre calentadores del aire de combustión
- » Agua de alimentación de calderas
- » Eyectores de vapor
- » Generadores ORC
- » Calefacción de edificios
- » Pre calentadores de agua de lavado
- » Calentamiento de procesos en general

Anexo F Presupuesto Estudio y Evaluación del Proyecto

| PRESUPUESTO PARA EL PLAN DE PROYECTO | | | | | | | |
|--------------------------------------|----------------|---------|-------------|-----|----------|------------|---------------|
| | RUBRO | EMPRESA | ESTUDIANTES | UIS | Nº HORAS | VALOR/HORA | TOTAL |
| RECURSO HUMANO | DIRECTOR | | | X | 40 | \$ 60.000 | \$ 2.400.000 |
| | ASESOR EMPRESA | X | | | 20 | \$ 80.000 | \$ 1.600.000 |
| | ESTUDIANTE 1 | | X | | 250 | \$ 20.000 | \$ 5.000.000 |
| | ESTUDIANTE 2 | | X | | 250 | \$ 20.000 | \$ 5.000.000 |
| PAPELERÍA E INSUMOS | COMPUTADOR | | X | | | | \$ 700.000 |
| | IMPRESORA | | X | | 5 | \$ 30.000 | \$ 150.000 |
| | INTERNET | | X | | 50 | \$ 1.000 | \$ 50.000 |
| | PAPELERÍA | | X | | | | \$ 50.000 |
| OTROS EGRESOS | TRANSPORTES | | X | | | | \$ 40.000 |
| TOTAL EGRESOS | | | | | | | \$ 14.990.000 |

Datos obtenidos del presupuesto presentado en la propuesta aprobada de la Monografía “Estudio de Prefactibilidad para un Sistema de Calentamiento de Aceite a utilizar en el Proceso de Deshidratación del Crudo en los campos operados por Meta Petroleum Corp.”

Anexo G. Costos Planta Tratamiento Aguas Residuales

De: Cesar Andres Correa Diaz <acorrea@pacific.energy>

Enviado: lunes, 02 de mayo de 2016 5:04 p. m.

Para: jgmartinez565@hotmail.com

Asunto: RV: Solicitud de Información

Buenas tardes Juan Gabriel.

Adjunto correo donde se indica el valor de la PTAR, estos valores son suministrados por la empresa que tiene el contrato de estos equipos acá en campo Quifa.

Adicional a esta información el costo de mantenimiento y operación es de \$ 211.910 día más el valor de los químicos, el consumo de potencia aproximada para una planta de estas características es de 9HP.

Quedo atento a sus comentarios.

Saludos,



César Andrés Correa Díaz

Mechanical Projects Engineer

Mobile: +57 316 4974877

PBX: +571 5112000 Ext: 3879

Address: Torre Empresarial Pacific - Calle 110 No. 9 - 25 Piso 15
COLOMBIA

CUIDEMOS DEL MEDIO AMBIENTE. ANTES DE IMPRIMIR ESTE CORREO ELECTRONICO, POR FAVOR PIENSE BIEN SI ES NECESARIO HACERLO.

ADVERTENCIA SOBRE CONFIDENCIALIDAD

Las opiniones expresadas en el presente mensaje no representan necesariamente la opinión oficial de Pacific Exploration & Production. La información contenida en este correo electrónico, incluyendo sus anexos, está dirigida exclusivamente a su destinatario y puede contener datos de carácter vconfidencial protegidos por la ley. Si usted no es el destinatario de este mensaje por favor infórmenos y elimínelo a la mayor brevedad. Cualquier retención, difusión, distribución, divulgación o copia de éste mensaje es prohibida y será sancionada por la ley.

Este mensaje ha sido sometido a programas antivirus. No obstante, Pacific Exploration & Production no asume ninguna responsabilidad por eventuales daños generados por el recibo y uso de este material, siendo responsabilidad del destinatario verificar con sus propios medios de la existencia de virus u otros defectos.

WARNING ABOUT CONFIDENTIAL INFORMATION

The opinions expressed herein do not necessarily reflect the positions of the Pacific Exploration & Production. The information contained in this electronic mail and attachments is confidential and intended only for the use of the individual or entity to whom it is addressed and may have confidential data. If you are not the intended recipient, you are hereby notified that any disclosure, copying, distribution, or any other use of the information is strictly prohibited and has legal repercussions. Therefore, if you have received this document by mistake, please notify the sender immediately and destroy this document and attachments without making any copy of any kind.

This message has been tested by antivirus software. Nonetheless, the Pacific Exploration & Production assumes no liability for any damages or loss of any kind that might arise from the use of, misuse of, or the inability to use the materials contained on this electronic message. It is the responsibility of the recipient to verify by his own means the presence of a virus or any other harmful components, defects or errors.

Este correo cambio por acorrea@pacific.energy en próximos días será deshabilitada mi cuenta anterior.

De: Jennyfer Puerta Marin [mailto:jpuerta@igihm.net]

Enviado el: lunes, 02 de mayo de 2016 4:57 p. m.

Para: Cesar Andres Correa Diaz <acorrea@pacific.energy>

Asunto: Re: Solicitud de Información

Buenas tardes Ingeniero:

Respondiendo a tu amable solicitud la planta requerida tendría un costo aproximado de \$170.000.000+IVA, bajo las siguientes especificaciones:

Planta de tratamiento de agua residual industrial aerobia de lodos activados convencional para tratar un caudal de 0.1 lps fabricada en lámina de acero al carbón con batería de filtración arena-antracita y desinfección. Montada sobre skid petrolero, tubería y valvulería en acero, equipos explosion proof y tablero Nema 4X. Preensamblada puesta sobre plataforma de camion en Bogotá. No incluye instalación en campo y puesta en marcha.

El valor mensual de químicos corresponde a una caneca de 75 lt de hipoclorito de sodio que tiene un costo aproximado de \$75.000

Quedo atenta a dudas o comentarios