



**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE CRUDO
MEZCLA EN REEMPLAZO DE DIESEL EN EL PAD 3 DE CAMPO QUIFA DE
PACIFC RUBIALES ENERGY**

**DAVID DURÁN
HERNÁN LÓPEZ
MARTÍN ALONSO MANTILLA**



unab

SISTEMA DE BIBLIOTECAS UNAB

ADQUISICIONES

B. Jardín B. Bosque B. Casas CEUIM Precio \$ 20000
 Clasificación TP/82.13/D948e ejemplar 1
 Proveedor Ato
 Compra Donación Camb UNAB
 Fecha de ingreso: DD 29 MM 05 AA 2014



unab

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA**

2013

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICOECONOMICA PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE CRUDO MEZCLA QUIFA EN EL PAD NÚMERO 3
DE QUIFA EN CAMPO RUBIALES**

**DAVID DURÁN
HERNÁN LÓPEZ
MARTÍN ALONSO MANTILLA**

**Monografía presentada como requisito para optar al título de
Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos**

**Asesor Técnico
Ing. LUIS JAIMES
Docente Académico**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA**

2013

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Bucaramanga, junio de 2013

CONTENIDO

| | pág. |
|---------------------------------------------------------------------------------------|------|
| INTRODUCCIÓN | 16 |
| 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN | 18 |
| 2. MARCO DE REFERENCIA | 19 |
| 2.1 MARCO CONCEPTUAL | 19 |
| 2.1.1 Tipos de inyección | 20 |
| 2.2 MARCO GEOGRAFICO | 23 |
| 2.3 MARCO LEGAL O REGULATORIO | 25 |
| 2.4 MARCO CONTEXTUAL O SITUACIONAL | 31 |
| 2.4.1 Planificación y diseño | 31 |
| 2.4.2 Descripción de las facilidades de superficie eléctricas | 34 |
| 2.4.4 Superficie necesaria de serpentines de calentamiento | 38 |
| 2.4.5 Bombas | 42 |
| 3. ESTUDIO TÉCNICO | 48 |
| 3.1 ANÁLISIS PILOTO | 48 |
| 3.1.1 Prueba a generador 2 con diesel | 48 |
| 3.1.2 Prueba a generador 2, con <i>CRUDO MEZCLA</i> (mezcla) | 50 |
| 3.1.3 Prueba a generador 2, con <i>CRUDO MEZCLA</i> por 10 días | 51 |
| 3.1.4 Prueba a generador 3, con combustible diesel (Ver Figura12). | 52 |
| 3.1.5 Prueba a generador 3, con combustible Fuel (mezcla) | 53 |
| 3.1.6 Prueba a generador 3, con combustible Fuel (mezcla) tiempo de operación 10 días | 54 |
| 3.2 INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS (Ver Tabla.11) | 55 |
| 3.3 ANALISIS TECNICO DE RESULTADOS | 62 |
| 4. ANALISIS ECONOMICO | 65 |
| 4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO DE RESULTADOS | 69 |
| CONCLUSIONES | 73 |
| BIBLIOGRAFÍA | 75 |

LISTA DE TABLAS

| | pág. |
|-------------------------------------------------------------------------|------|
| Tabla 1. Consumo de mezcla combustible (crudo dulce) | 37 |
| Tabla 2. Dimensionamiento de tanques | 38 |
| Tabla 3. Pérdidas de calor al ambiente | 41 |
| Tabla 4. Flujo de calor de mantenimiento de temperatura | 41 |
| Tabla 5. Área de transferencia estimada de serpentines de calentamiento | 42 |
| Tabla 6. Resultados de las bombas de transferencia de crudos | 43 |
| Tabla 7. Resultados de las bombas de descarga de ACPM | 43 |
| Tabla 8. Longitudes equivalentes y diferencias de alturas | 45 |
| Tabla 9. Longitudes equivalentes y diferencias de alturas | 46 |
| Tabla 10. Longitudes equivalentes y diferencias de alturas | 47 |
| Tabla 11. Resultados obtenidos | 56 |
| Tabla 12. Resumen concentración de gases de combustión en el motor 2 | 58 |
| Tabla 13. Resumen concentración de gases de combustión en el motor 3 | 60 |
| Tabla 14. Calidad del combustible fuel | 60 |
| Tabla 15. Grado de suciedad | 60 |
| Tabla 16. Calidad de combustible análisis fisicoquímico | 61 |
| Tabla 17. Proyecto (sin préstamo) | 66 |
| Tabla 18. Matriz de evaluación del riesgo | 67 |
| Tabla 19. Presupuesto conceptual sistema de mezcla de crudo | 69 |

LISTA DE GRÁFICOS

| | pág. |
|----------------------------------------------------------|------|
| Gráfico 1. Prueba combustible Biodiesel – Gen 02 | 49 |
| Gráfico 2. Prueba Generador 2 con CRUDO MEZCLA | 50 |
| Gráfico 3. Prueba generador con CRUDO MEZCLA por 10 días | 51 |
| Gráfico 4. Prueba combustible Biodiesel – Gen 03 | 53 |
| Gráfico 5. Prueba a generador 3, combustible fuel | 54 |
| Gráfico 6. Rendimiento Energético: 13,12 kWh/Gln | 55 |

LISTA DE FIGURAS

| | pág. |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| Figura 1. Localización Geográfica del Bloque Quifa | 23 |
| Figura 2. Relaciones cadena de distribución de combustibles | 27 |
| Figura 3. Organización sector hidrocarburos nacional | 29 |
| Figura 4. Facilidad de combustible de alimentación diesel a bombas y generadores. | 31 |
| Figura 5. Facilidad PAD3 de combustibe de alimentacion crudo mezcla y diesel a bombas y generadores. | 34 |
| Figura 6. Plano de la Facilidad PAD3 de combustible de alimentación crudo mezcla a bombas y generadores | 36 |
| Figura 7. Esquema general bombas y tanques de almacenamiento de crudo pesado, liviano, ACPM y agua de enfriamiento | 44 |
| Figura 8. Esquema general bombas de transferencia de crudo pesado y liviano (722-P-120 A/B y 722-P-130 A/B) | 45 |
| Figura 9. Esquema general bombas de descarga de ACPM | 46 |
| Figura 10. Esquema general bomba de descarga de agua 620-P-110 | 47 |
| Figura 11. Generador 2 | 49 |
| Figura 12. Generador suministrado por Powergroup. | 52 |
| Figura 13. Motor Generador No. 2 | 57 |
| Figura 14. Motor Generador 3 | 59 |

LISTA DE ANEXOS

| | pág. |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| Anexo A. Caracterización del Crudo QUIFA | 77 |
| Anexo B. Caracterización de crudos livianos | 78 |
| Anexo C. Características requeridas de mezcla combustible (crudo dulce) | 79 |
| Anexo D. Consumo estimado combustible ACPM para los motores de las bombas correspondientes al arranque temprano | 80 |
| Anexo E. Consumo estimado combustible pesado (crudo dulce para los motores de las bombas y generadores correspondiente a facilidades definitivas) | 81 |
| Anexo F. Tablas Análisis Económico | 83 |

GLOSARIO

ABRASIÓN: acción mecánica de rozamiento y desgaste que provoca la erosión de un material o tejido.

ACOMETIDAS: derivación desde la red de distribución principal.

AGUAS DE FORMACIÓN: son las aguas entrampadas en las formaciones subterráneas, y transportadas a la superficie junto con el petróleo y el gas que está siendo extraído.

AHN: agencia nacional de hidrocarburos.

ANSI: american National Standards Institute.

API: american Petroleum Institute.

AI: (analog input), entrada análoga.

AISI316: acero inoxidable de uso general y de mayor resistencia a la corrosión.

AO: (analog output), salida análoga.

ASME: American Society of Mechanical Engineers.

ASME: Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (American Society of Mechanical Engineers).

ASTM: American Society for Testing and Materials.

ATP: Apoyo técnico a la producción.

ATS: Análisis de trabajo seguro.

BACKUP: concepto utilizado en informática o electrónica para señalar un respaldo digital.

BARRIL: unidad de medida que corresponde a 42 galones estadounidenses o 159 litros.

BFD: Block Flow Diagram

BPCS: bases process control system.

BTEX: benceno-tolueno-etilbenceno-xileno.

BWPD: barriles de agua por día.

BYPASS: derivación o desviación que se hace en una tubería a través de un arreglo de válvulas.

CABEZAL: es un arreglo de tuberías para distribuir la entrada de una línea de fluido hacia diferentes salidas, o en algunos casos se emplea para recoger diferentes entradas hacia una salida.

CCO: centro de control de operaciones.

CHECKSUM: suma de verificación o de chequeo, es una función que tienen como propósito principal detectar cambios accidentales en una secuencia de datos para protegerla integridad de datos, verificando que no haya discrepancias.

CONTINGENCIA: posibilidad que suceda alguna cosa; problema o hecho que se presente de forma imprevista.

CONTROL DE CALIDAD: son todas las tareas y operaciones encaminadas a la obtención de una soldadura sana libre de defectos, hay control antes, durante y posterior al proceso de soldadura.

CORROSIÓN: deterioro de un material a consecuencia de un ataque electroquímico generado por su entorno.

CRUDO: petróleo en su forma natural, no refinado.

D/A: conversión digital-análoga.

DEFORMACIÓN: es el cambio en el tamaño o forma de un cuerpo debido a esfuerzos internos producidos por fuerzas aplicadas sobre el mismo o por dilatación térmica.

DEMANDA QUÍMICA OXIGENO (DQO): parámetro que mide la cantidad de sustancias susceptibles de ser oxidadas por medios químicos disueltos en una muestra líquida.

DESAJUSTE: alteración del funcionamiento correcto de algo.

DI: (digital input), entrada digital.

DIN:(deutsches institut fürnormung), instituto alemán de normalización.

DQO: demanda química de oxígeno, es un parámetro que mide la cantidad de sustancias susceptibles de ser oxidadas por medios químicos suspendidos en un fluido.

EMULSIÓN: mezcla de dos líquidos inmiscibles, en donde uno de estos se encuentra disperso en forma de pequeñas gotas sobre el otro.

EXPLORACIÓN: actividad para buscar el petróleo.

FACTOR DE CARACTERIZACIÓN KUOP: es un valor que permite identificar o caracterizar el tipo de crudo en cuanto a su composición química (base parafinada, mixta, naftenica, aromática).

FATIGA: disminución de la resistencia mecánica de los materiales al someterlos a esfuerzos repetidos.

FORMACIÓN: nombre geológico que se da al conjunto de capas de rocas sedimentarias.

FWKO: Free Water Knock-Out (Tanque separador de agua libre)

GRAVEDAD API: es la equivalente a densidad y se usa en la industria del petróleo. La gravedad específica del agua es 1 y en API es 10.

HIGROSTATO: elemento utilizado para el control de la humedad en interiores.

HMI: (human machine interface), Interfaz hombre-máquina.

I/O: (input/output), entrada/salida.

ISA: international society of automation.

ISO: international organization of standardization.

KBPD: kilo barriles por día.

MANIFOLD: es un arreglo de tuberías para distribuir la entrada de una línea de fluido hacia diferentes salidas, o en algunos casos se emplea para recoger diferentes entradas hacia una salida.

MAVDT: ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo territorial.

MEDIDOR DE PH: es un instrumento de medición que permite conocer el valor del potencial de hidrogeno que puede contener cierta muestra.

MICROORGANISMOS PETROLEOLÍTICOS: microorganismos capaces de utilizar los hidrocarburos como fuente de alimentación.

MILIGRAMOS POR LITRO (mg/L): unidad de concentración recomendada por el API para agua de formación.

MSDS: Material Safety Data Sheet

NEMA 4X: es un nivel de protección, según el código de protección para encapsulados emitido por nema.

NPT: national pipe thread

NSR-10: NTC para construcciones sismorresistentes.

NTC: norma técnica colombiana

OLEODUCTO: tubería para transportar el petróleo.

P&ID: Piping and Instrumentation Diagram

PAD: plataforma múltiple para inyectar agua de producción al yacimiento.

PFD: Process Flow Diagram

PLC: (programmable logic controller), controlador lógico programable.

PPM: partes por millón, unidad de medida de concentración. Se refiere a la cantidad de unidades de la sustancia que hay por cada millón de unidades del conjunto.

PRE: PACIFIC RUBIALES ENERGY

SCADA: (supervisory control and data acquisition). Sistema basado en computadores que permite supervisar y controlar a distancia una instalación de cualquier tipo.

SEPARADOR API: Separador estandarizado por el Instituto Americano de Petróleo (American Petroleum Institute)

SKIM: Tanque separador por desnatado

STAND-BY: de reserva. Se usa este término cuando se tienen equipos que están instalados y disponibles para entrar a funcionar en reemplazo de otro.

TURBIDIMETRO: es un instrumento de medición que permite conocer el nivel de turbidez causado por las partículas suspendidas en un fluido.

YACIMIENTO: deposito o reservorio petrolífero que acumula de forma natural hidrocarburos en el subsuelo.

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICOECONOMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE CRUDO MEZCLA QUIFA EN EL PAD NÚMERO 3 DE QUIFA EN CAMPO RUBIALES

AUTOR:

DAVID DURAN

HERNAN LOPEZ

MARTIN ALONSO MANTILLA

PALABRASCLAVES: Ambiente. Pads. Crudo Mezcla. ACPM. Emisiones. Costo Beneficio. Retorno de Inversión.

DESCRIPCIÓN:

Esta monografía consiste en la investigación sobre el cambio de combustible a los **motores Diesel a un sistema Dual de combustible crudo mezcla**, con énfasis en el análisis técnico económico aplicada a un caso práctico en un campo petrolero en Colombia.

La utilización de motores diesel a sistema dual de combustible crudo mezcla aporta una serie de ventajas asociadas a la disminución de costos por la utilización de un combustible más económico, y el estudio realizado se concluye que su costo de mantenimiento y operación en motores estacionarios para la generación de energía eléctrica y motores de las bombas de inyección no se afectada con su relación coste / beneficio.

Está provista de un capítulo de teoría donde reseñamos el desarrollo de la tecnología, uno de análisis y viabilidad técnica económica; y; uno de **análisis del costo beneficio y retorno del a inversión** aplicado al caso práctico con sus debidas conclusiones.

Con esta monografía se genera una herramienta de análisis previos técnico económicos que permiten tomar decisiones a la hora de utilizar un sistema de combustible crudo mezcla a los motores diesel, modelando la inversión, el costo beneficio y el retorno de la misma, sin aumentar los impactos ambientales.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY STUDY FOR THE IMPLEMENTATION OF OIL MIXTURE IN THE PAD 3 QUIFA FIELD QUIFA

AUTHOR:

DAVID DURAN
HERNAN LOPEZ
MARTIN ALONSO MANTILLA

KEYWORDS: Environment. Pads. Crude Mixture. ACPM. Emissions. Cost Benefit. ROI.

DESCRIPTION

This monograph consists of research on changing diesel to a crude system Dual blending, with emphasis on technical and economic analysis applied to a case study on an oil field in Colombia.

The use of diesel engines to dual blending systems crude mixture provides a number of advantages associated with the reduction of costs by the use of ache a per oil mix, and the study concluded that the operation and maintenance cost for stationary engines power generation engines and injection pumps are not affected by their cost/benefit.

Chapter is provided with a theory where we review the development of technology, a technical feasibility analysis and economic, and, one of the cost-benefit analysis and ROI case study applied to their proper conclusions.

This monograph is generated technical analysis tool previous economic decisions to allow time to use a mixture raw system for diesel engines, modeling investment, cost-benefit and return of the same, without increasing impacts environment.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo tecnológico, los avances y las comodidades de las que gozamos hoy día han sido, a lo largo de su historia el fruto del uso irracional de los recursos naturales y de la actividad económica centrada en la utilización de combustibles fósiles, lo que ha generado la contaminación del medio ambiente constituyendo uno de los problemas más críticos en el mundo, es por ello que ha surgido la necesidad de tomar conciencia y buscar alternativas para su solución donde la relación entre los individuos y su medio ambiente determinarán la existencia de un equilibrio ecológico indispensable para la vida de todas las especies buscando disminuir el calentamiento global y llegar así al desarrollo sostenible y armonizado con el medio ambiente.

La generación de energía mediante el aprovechamiento de productos naturales o de residuos es la industria del futuro, pero mientras esto sucede, existen medidas que pueden ser implementadas para contribuir a la disminución de tales contaminantes y entre ellas, está la utilización del crudo mezcla recurso abundante, y por ello la alternativa de sustituir combustible diesel.

La conversión de motores diesel a sistema dual de combustible con crudo mezcla se presenta como solución más viable para disminuir las emisiones de gases tóxicos y hacer frente a uno de los principales problemas de contaminación, además de dar una opción de la utilización del combustible crudo mezcla como salida alternativa a los sistemas tradicionales mono combustibles; la contaminación atmosférica, la cual es causante de una serie de graves enfermedades, y que aumentan continuamente en cuanto al número de casos.

Otro de los factores importantes del reemplazo de diesel por combustible crudo mezcla es disminuir la alta demanda total de la empresa que alcanza a casi un

10% del consumo nacional.

El sistema dual de combustible Diesel, crudo combustible aporta una serie de ventajas asociadas a la disminución de costos de mantenimiento y operación en motores estacionarios para la generación de energía eléctrica.

Por estas razones se hace necesaria la generación de nuevas tecnologías que cumplan con las prestaciones que proporcionan los sistemas actuales y a menor costo de transformación.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

El uso de combustible ACPM en el sistema de generación eléctrica y alimentación de las bombas de inyección del PAD 3 genera los tres siguientes problemas en los cuales será tratada la monografía realizada:

- **Económico.** Altos costos de generación por el uso de ACPM como combustible para la generación eléctrica y alimentación para las bombas de inyección en el PAD 3.
- **Regulatorio.** El consumo de ACPM como la principal fuente de energía para la generación eléctrica encasilla *Pacific Rubiales Energy* como máximo consumidor que otras alternativas energéticas para poder desarrollar su infraestructura y operación.
- **Ambiental.** Disminución de las emisiones atmosféricas permitidas para poder estar dentro de la normatividad ambiental vigente.

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1 MARCO CONCEPTUAL

La primera inyección ocurrió accidentalmente cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos. En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1980, cuando los operadores notaron que el agua que había entrado a la zona productora había mejorado la producción.

Para 1907, la práctica de la inyección de agua tuvo un apreciable impacto en la producción de petróleo del Campo Bradford. El primer patrón de flujo, denominado una invasión circular, consistió en inyectar agua en un solo pozo, a medida que aumentaba la zona invadida y que los pozos productores que la rodeaban eran invadidos con agua, estos se iban convirtiendo en inyectoras para crear un frente circular más amplio. Este método se expandió lentamente en otras provincias productoras de petróleo debido a varios factores, especialmente a que se entendía muy poco y a que muchos operadores estuvieron en contra de la inyección de agua dentro de la arena. Además, al mismo tiempo que la inyección de agua, se desarrolló la inyección de gas, generándose en algunos yacimientos un proceso competitivo entre ambos métodos.

En 1921, la invasión circular se cambió por un arreglo en línea, en el cual dos filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectoras. Para 1928, el patrón de línea se reemplazó por un arreglo de 5 pozos. Después de 1940, la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mayores tasas de inyección. En la actualidad, es el principal y más

conocido de los métodos de recuperación secundaria, constituyéndose en el proceso que más ha contribuido al recobro del petróleo extra. Hoy en día, más de la mitad de la producción mundial de petróleo se debe a la inyección de agua.

2.1.1 Tipos de inyección. De acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes.

- **Inyección periférica o externa.** Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua petróleo.

- Características

- * Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y la estructura del mismo favorece la inyección de agua.
- * Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo.

- Ventajas

1. Se utilizan pocos pozos.
2. No requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectoros. Esto disminuye la inversión en áreas donde se tienen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento de los pozos es muy grande.
3. No se requiere buena descripción del yacimiento para iniciar el proceso de invasión de agua.
4. Rinde un recobro alto de petróleo con un mínimo de producción de agua. En este tipo de proyecto, la producción de agua puede ser retrasada hasta que el agua llegue a la última fila de pozos productores. Esto disminuye los costos de las instalaciones de producción de superficie para la separación agua-petróleo.

Desventajas

1. Una porción de agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo.
2. No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión, como si es posible hacerlo en la inyección de agua en arreglos.
3. En algunos yacimientos, no es capaz de mantener la presión de la parte central del mismo y es necesario hacer una inyección en arreglos en esa parte de yacimientos.
4. Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento.
5. El proceso de invasión y desplazamiento es lento, y por lo tanto, la recuperación de la inversión es a largo plazo.

• **Inyección en arreglos o dispersa.** Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores.

- Características

- * La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad, de la porosidad y del número y posición de los pozos existentes.
- * Se emplea, particularmente, en yacimientos con pozo buzamiento y una gran extensión área.
- * A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoros se distribuyen entre los pozos productores existentes en inyectoros, o se perforan pozos inyectoros interespaciados. En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase primaria de recobro.

Ventajas

1. Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos, debido a que la distancia inyector es pequeño. Esto es muy importante en yacimientos de baja permeabilidad.
2. Rápida respuesta del yacimiento.
3. Elevadas eficiencias de barrido a real.
4. Permite un buen control del frente de invasión y del factor de reemplazo.
5. Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro.
6. Rápida y respuesta de presiones.
7. El volumen de la zona de petróleo es grande en un periodo corto.

Desventajas

1. En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectores.
2. Es más riesgosa.
3. Exige un mayor seguimiento y control y, por lo tanto, mayor cantidad de recursos humanos.

Es importante señalar que la práctica de arreglos geométricos regulares para ubicar los pozos inyectores es algo que cada día se usa menos, ya que con los avances en descripción de yacimientos, al tener una buena idea de las características de flujo y la descripción sedimento lógica, es posible ubicar productores e inyectores en forma irregular, pero aprovechando al máximo el conocimiento de las característica del yacimiento y optimizando el número de pozos.¹

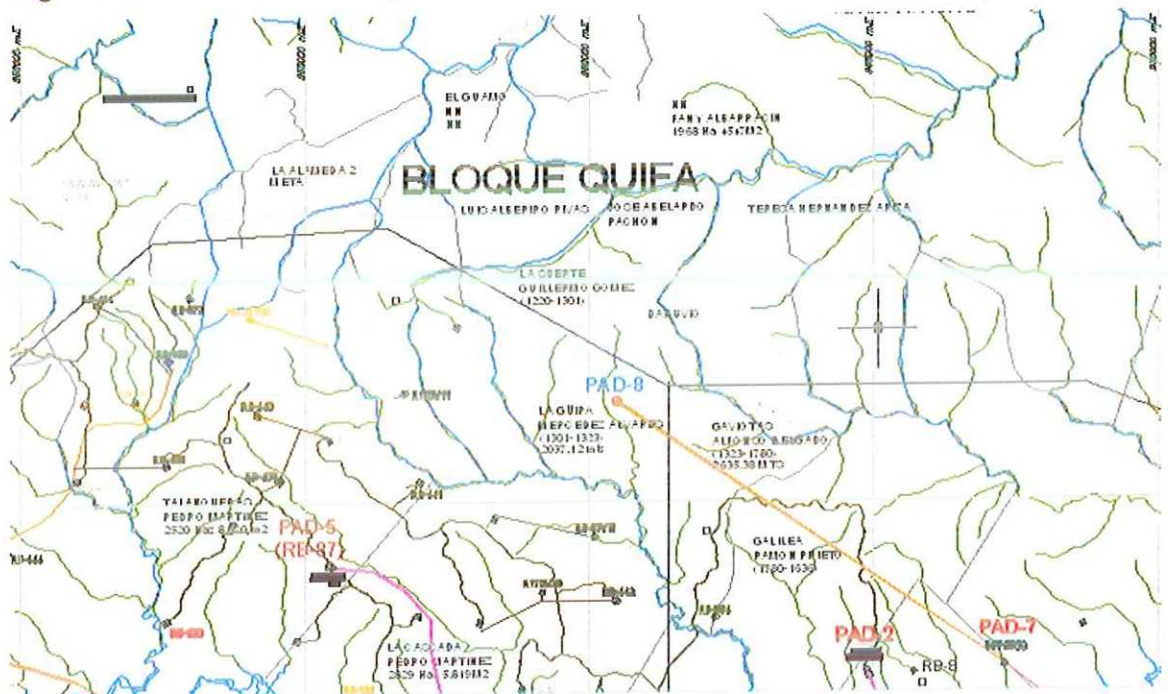
¹PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Editorial Astro Data.

2.2 MARCO GEOGRAFICO

DATOS GEOGRÁFICOS

El PAD3 se encuentra en el Campo Quifa ver figura 1, ubicado en el Departamento de Meta, al oriente del Municipio de Puerto Gaitán, República de Colombia.

Figura 1. Localización Geográfica del Bloque Quifa



Fuente: Ingeniería de detalle construcción PAD. Pacific Rubiales Energy.

DATOS DEL SITIO

Las condiciones ambientales del Campo QUIFA son las siguientes:

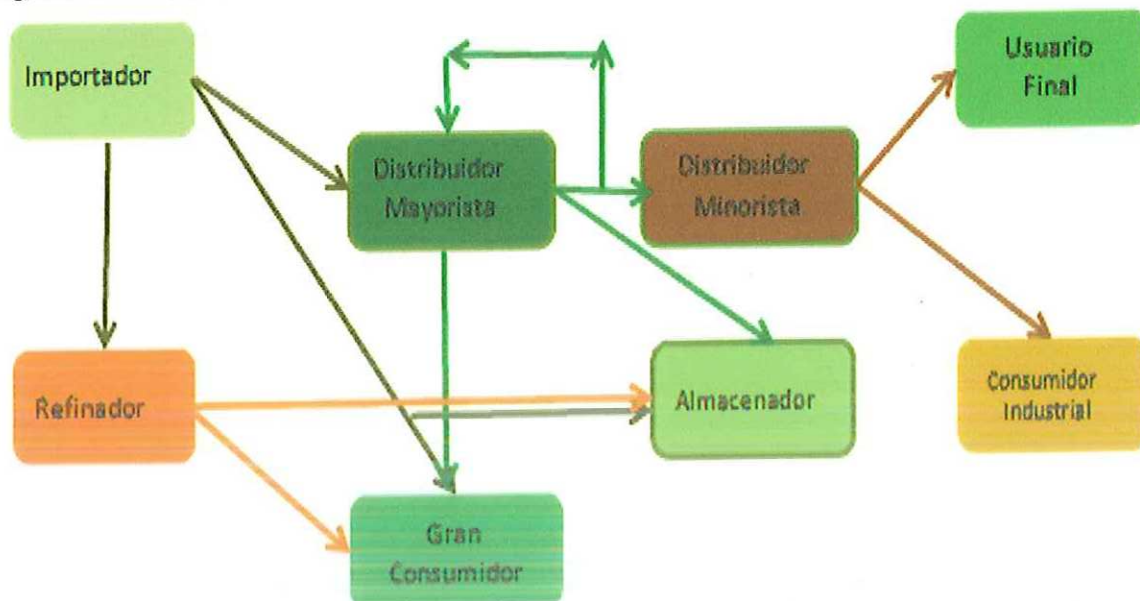
| | |
|------------------------------------------------|---------------------------------------|
| Ubicación | Estación QUIFA, Puerto Gaitán, Meta |
| Temperatura ambiente (Mínima /Promedio/Máxima) | 20°C/ 30°C/ 40°C |
| Presión barométrica promedio | 14,1PSI |
| Ambiente | Tropical húmedo |
| Humedad relativa máxima | 90% |
| Humedad relativa mínima | 68% |
| Humedad relativa promedio | 82% |
| Elevación sobre el nivel del mar | 180 msnm |
| Velocidad de diseño del viento | 100km/h |
| Dirección predominante del viento | Norte/Noroeste |
| Precipitación pluvial promedio | 2000mm/mes |
| Precipitación pluvial máxima | 2500mm/mes |
| Época de lluvia | Mayo, Junio y Julio. |
| Radiación solar | Aproximadamente:5.0kWh/m ² |
| Nivel cerámico | Aprox120díascon tormenta/año |

2.3 MARCO LEGAL O REGULATORIO

| Tipo de Norma | Entidad | Número | Fecha | Tema |
|----------------------------------|----------|--------|-------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Constitución Política Colombiana | Congreso | | 1991 | <ul style="list-style-type: none"> • El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de derechos adquiridos. • La ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables. Esto causará a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación. • Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. Los servicios públicos podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. |
| Código de Petróleos Decreto | Congreso | 1056 | 1953 | <p>Conjunto de disposiciones aplicables a las mezclas naturales de hidrocarburos que se encuentran en la tierra, cualquiera que sea el estado físico de aquéllas, y que componen el petróleo crudo, lo acompañan o se derivan de él.</p> <ul style="list-style-type: none"> •El petróleo es de propiedad de la Nación y sólo podrá explotarse en virtud de los contratos celebrados y perfeccionados de conformidad con la Ley. •Declara de utilidad pública la industria del petróleo en sus ramos de exploración, explotación, refinación, transporte y distribución. Por lo tanto, podrán decretarse por el Ministerio las expropiaciones necesarias para el |

| Tipo de Norma | Entidad | Número | Fecha | Tema |
|---------------|----------|--------|-------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | | | | <p>ejercicio y desarrollo de la industria.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los derechos de los particulares sobre el petróleo de propiedad privada serán reconocidos y respetados y el Estado no intervendrá con respecto a ellos en forma que menoscabe tales derechos. |
| Ley | Congreso | 39 | 1987 | <ul style="list-style-type: none"> • La distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo es un servicio público. • Define: Gran Distribuidor Mayorista, Distribuidor Mayorista, Distribuidor Minorista, Gran Consumidor, Transportador. |
| Ley | Congreso | 26 | 1989 | <ul style="list-style-type: none"> • El Gobierno determina: horarios, precios, márgenes de comercialización, calidad, calibraciones, condiciones de seguridad, relaciones contractuales, tendrá, además, competencia para otorgar licencia previa de funcionamiento declarar la saturación o inconveniencia de construcción de estaciones de servicio y plantas de distribución. • Se crea el Fondo de Protección Solidaria, "Sódico", en beneficio de los distribuidores minoristas de los combustibles |

Figura 2. Relaciones cadena de distribución de combustibles



Fuente: Ecopetrol. MHCP y UPME.

- **Gran consumidor.** Usuario que cuenta con instalaciones que permiten descargar y almacenar combustibles líquidos derivados del petróleo para su consumo final y que consume en desarrollo de su actividad industrial y comercial más de diez mil (10,000) galones al mes de combustibles líquidos derivados del petróleo.

Según la connotación de la norma, los grandes consumidores se clasifican En los que cuentan con instalaciones fijas, los que disponen de instalaciones temporales y el gran consumidor sin instalación.

En la categoría de gran consumidor se clasifica prácticamente la totalidad de la industria manufacturera colombiana grande y mediana que utilice para sus distintos procesos los combustibles líquidos (ver Figura 2).

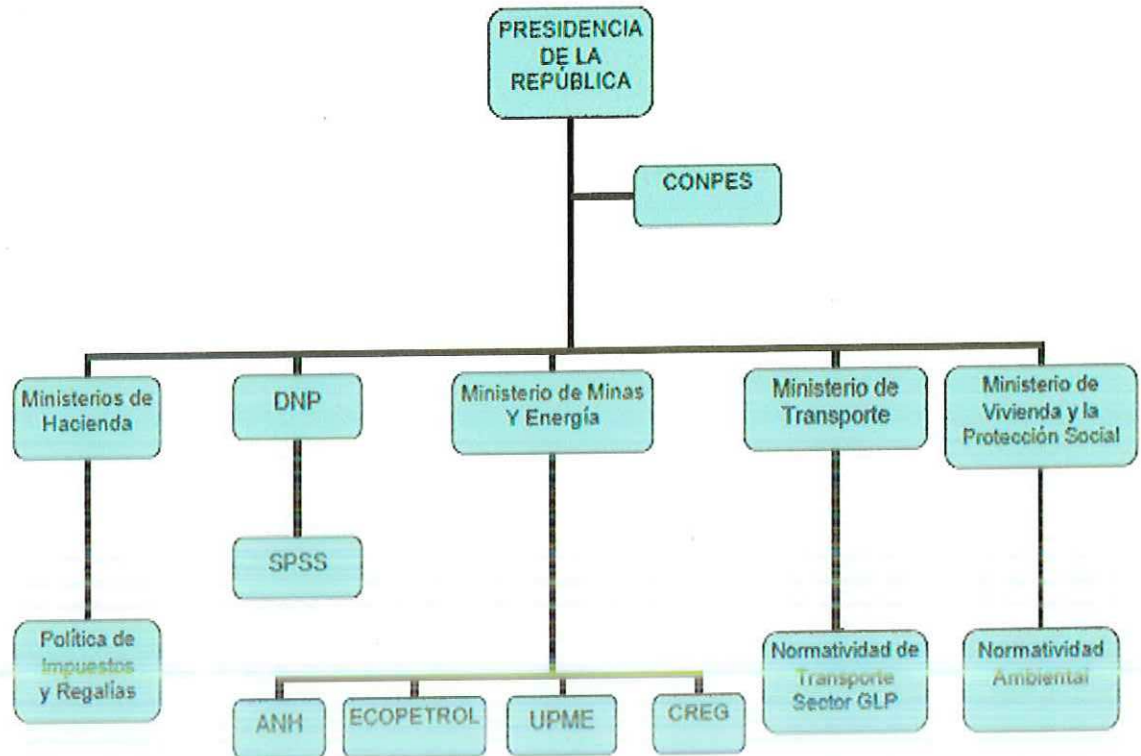
El Ministerio de Minas y Energía también regula aspectos de refinación en cuanto a permisos para construcción y supervisión de refinerías. La comercialización de productos del petróleo es responsabilidad del Ministerio en cuanto a normas, calidades y precios. Excepto el diesel y las gasolinas, los precios de los demás derivados son libres.

Cuatro ministerios tienen que ver con el sector. El Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el Ministerio de Vivienda y Medio Ambiente, el Ministerio de Transporte y el Ministerio de Minas y Energía.

Bajo el Ministerio de Minas y Energía esta la Organización del sector hidrocarburos nacional Ver Figura 3. Donde se encuentran la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH, ECOPETROL, la Unidad de Planeamiento Minero-Energético-UPME y la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG.

Dependiendo de la Presidencia de la República se localiza el Departamento Nacional de Planeación-DNP, que hace de Secretaría del CONPES. Dentro de la organización estatal existe la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios-SSPD, dependiente del DNP, cuyo objeto es el control de las empresas de servicios públicos, como la distribución de gas natural y GLP.

Figura 3. Organización sector hidrocarburos nacional



Fuente: Ecopetrol. MHCP y UPME

- **Constitución Política de Colombia:** el Capítulo 5 de la Constitución Política de Colombia de 1991 hace referencia sobre la finalidad social del Estado y de los Servicios Públicos. El Artículo 365 plantea que "Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional".

- **Congreso de la República:** por disposición del Artículo 150 de la Constitución Política de Colombia, en el numeral 23 se expresa que al Congreso de la República le corresponde "Expedir las leyes que regirán el ejercicio de las funciones públicas y la prestación de los servicios públicos".

- **Ministerio de Hacienda y Crédito Público:** su objetivo general es "Definir, formular y ejecutar la política económica del país, los planes generales, programas

y proyectos relacionados con esta, así como la preparación de las leyes, y decretos y la regulación, en materia fiscal, tributaria, aduanera, de crédito público, presupuestal, de tesorería, cooperativa, financiera, cambiaria, monetaria y crediticia, sin perjuicio de las atribuciones conferidas a la Junta Directiva del Banco de la República y las que ejerza a través de organismos adscritos o vinculados para el ejercicio de las actividades que correspondan a la intervención del estado en las actividades financieras, bursátil, aseguradora y cualquiera otra relacionada con el manejo, aprovechamiento e inversión de los recursos del ahorro público y el tesoro nacional de conformidad con la Constitución Política y la Ley". De esta manera direccionan e influencia las regulaciones del sector gas.

- **Departamento Nacional de Planeación:** es el organismo en Colombia que diseña y controla las políticas de desarrollo económico, social y ambiental del país, en coordinación con los ministerios y los entes territoriales.
- **Ministerio de Minas y Energía (MME):** es una entidad pública de carácter nacional del nivel superior ejecutivo central, cuya responsabilidad es la de administrar los recursos naturales no renovables del país asegurando su mejor y mayor utilización; la orientación en el uso y regulación de los mismos, garantizando su abastecimiento y velando por la protección de los recursos naturales del medio ambiente con el fin de garantizar su conservación y restauración y el desarrollo sostenible, de conformidad con los criterios de evaluación, seguimiento y manejo ambiental señalados por la autoridad ambiental competente.
- **Unidad de Planeación Minero Energética (UPME):** se encarga de "realizar la Planeación del desarrollo sostenible de los sectores de Minas y Energía de Colombia, para la formulación de las políticas de Estado y la toma de decisiones en beneficio del País, mediante el procesamiento y el análisis de información". En

el sector del gas natural realiza planeación indicativa, adicionalmente elabora el Plan Energético Nacional y los planes sub sectoriales.

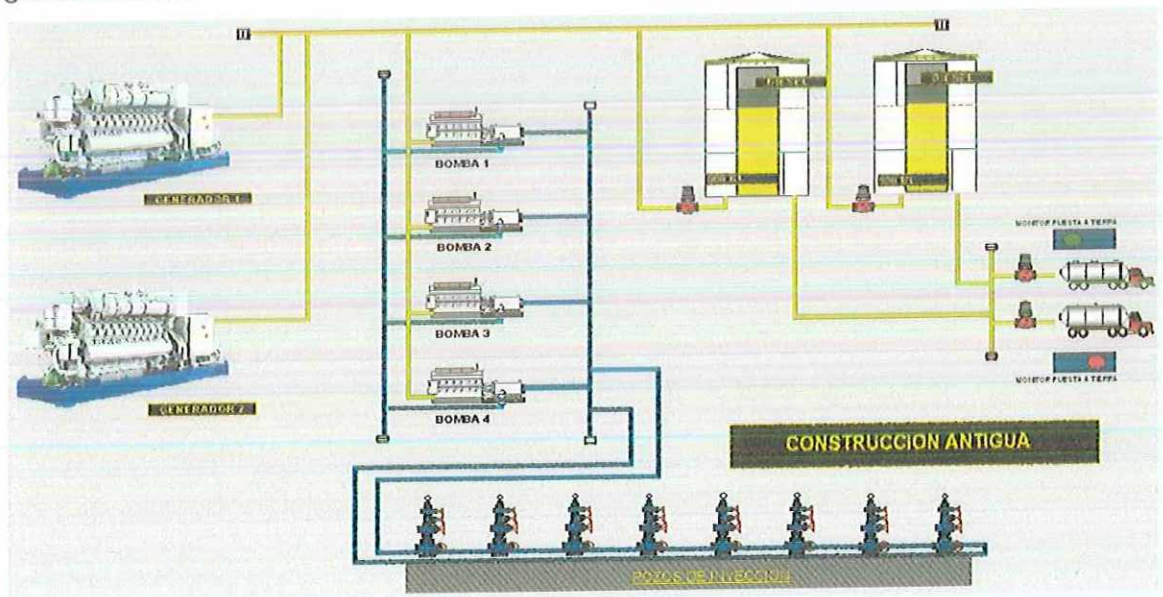
- **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG):** es el organismo encargado de regular los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible de manera técnica, independiente y transparente, promoviendo el desarrollo sostenido de estos sectores, regulando los monopolios, incentivando la competencia donde sea posible y atendiendo oportunamente las necesidades de los usuarios y las empresas de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley.

2.4 MARCO CONTEXTUAL O SITUACIONAL

2.4.1 Planificación y diseño

En la Figura 4. Esta la Descripción de las facilidades de superficie de proceso actual con ACPM y sin planta de mezcla.

Figura 4. Facilidad de combustible de alimentación diesel a bombas y generadores.



Fuente: Los autores.

En las facilidades de producción de crudo como el campo Quifa Global, los PADs de inyección son sistemas utilizados para la reinyección de agua al subsuelo con alguno de los siguientes propósitos: (i) recuperación secundaria de crudo, y (ii) disposición final de las aguas de producción.

Las aguas de producción asociadas al proceso de deshidratación de crudo pueden ser dispuestas mediante: (i) vertimiento, y/o (ii) reinyección en pozos. Para el caso del campo QUIFA Global, además del sistema de tratamiento y pulimento de las aguas de producción para disposición final por vertimiento A PADs de inyección a medida que sea requerido con base a un arreglo típico con capacidad de operación de 240KBWPD@ 1500 psig.

En las facilidades de producción de crudo de Campo Quifa Global, se cuenta con sistemas de tratamiento y pulimento del agua de producción. Entre las alternativas para la disposición final de las aguas se encuentran: (i) vertimiento a cauces naturales, y (ii) reinyección a pozos. Para la primera de las alternativas se requiere, adicional al tratamiento convencional propuesto, acondicionar el agua en cuanto a temperatura y oxígeno disuelto; para tal fin se cuenta con sistemas de enfriamiento y aspersion.

Por el contrario, para la reinyección a pozos se requiere: (i) que el agua esté libre de oxígeno disuelto, para lo cual se adiciona Secuestrante de Oxígeno, (ii) que el agua no tenga una carga bacteriana, para lo cual se adiciona Biácida (iii) que el agua cuente con una carga baja de hidrocarburos totales (< 10 ppm), y (iv) que el agua tenga < 5 ppm de sólidos suspendidos totales. La temperatura del fluido no es de importancia por lo cual no se requiere pasar el agua por el sistema de enfriamiento.

Las bombas de inyección requieren en la succión (por diseño) una presión > 50 psig. Ésta presión se garantiza desde las bombas booster de las piscinas de pulimento de los CPFs, en las cuales el agua producida y tratada es transferida hacia los PADs de inyección mediante bombas de 275 psig de presión de descarga. Esa presión de operación se estiman para un radio de transferencia hasta de 13 km aproximadamente, contando con una presión de entrega a la succión de las bombas principales > 50 psig (líneas de transferencia de 20" de diámetro, caudal máximo de 280 KBWPD, y sin ganancia de cabeza estática).

Las facilidades iniciales del PAD3 de Quifa las cuales comprenden cuatro bombas centrífugas horizontales impulsadas por motores de auto combustión, que utilizaran ACPM como combustible. El proceso consiste en recibir el agua tratada de la batería 4 de Quifa en el PAD3 a través de una troncal de 30", que se derivará hacia el cabezal de succión de 20" de las bombas, con capacidad de 100 KBPD y presión de descarga de 1500 psig cada una, tres en operación y una de respaldo para inyectar un total de 300 KBPD de agua a cinco pozos. Para el combustible se tendrán dos tanques de 500 BIs, uno recibiendo y el otro entregando por gravedad, el ACPM a los motores de auto combustión de las bombas de Inyección.

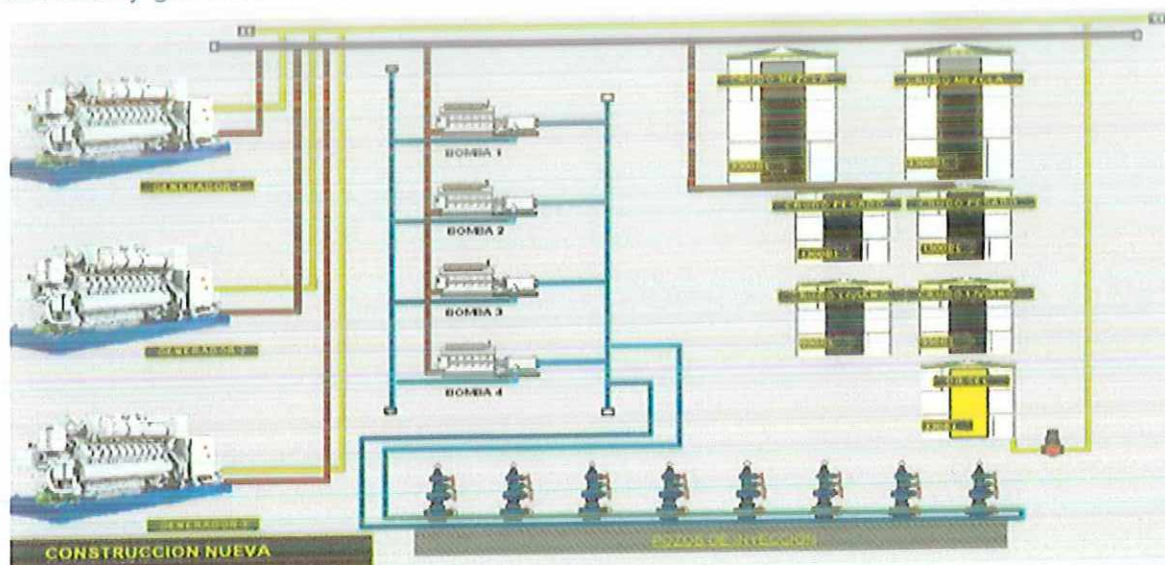
Adicionalmente, una piscina con capacidad de 5000 BIs aproximadamente, que recibirá el flushing de la troncal de alimentación al PAD3 durante su puesta en operación. En dicha piscina se dispondrá de una bomba centrífuga horizontal portátil, con capacidad de 600gpm (20500 BPD) y presión de descarga de 150 psig, para vaciar la piscina hacia el cabezal de succión de las bombas de agua de inyección. En la tubería de descarga de la bomba para el vaciado de la piscina, se dispondrán de conexiones para la inyección de secuestrante de O₂ y biocida para garantizar la calidad del agua a inyección.

2.4.2 Descripción de las facilidades de superficie eléctrica. De acuerdo con las necesidades requeridas en el Pad de Inyección, el sistema eléctrico que se plantea para suministrar energía a los motores de las bombas principales, el CCM, iluminación interior, exterior y de emergencia.

- **Zona suministro de energía.** Conformada por un grupo de generadores diesel que suministre energía a 4.16kV y que supla la carga total del Pad, aproximadamente de 11 MVA.

En la Figura 5 encontramos la descripción de las facilidades de superficie del proceso propuesto con descargadero y planta de mezcla.

Figura 5. Facilidad PAD3 de combustible de alimentación crudo mezcla y diesel a bombas y generadores.



Fuente: Los autores

El proceso del PAD3 de Quifac correspondiente a la operación definitiva se puede definir en dos áreas, el sistema de agua de inyección a pozos y el sistema combustible, éste último a su vez, se puede dividir en cuatro sub-áreas: Recibo y almacenamiento de crudos pesado y liviano; Preparación y almacenamiento de

mezcla combustible; Recibo, y almacenamiento de ACPM y por último, Recibo y descarga de agua de enfriamiento. Los 537 KBWPD de agua producidos en Batería 4, teniendo en cuenta una producción de 60 KBOPD a partir de fluido de pozo con 90% de BSW, son transferidos a los PAD's de inyección en campo Quifa desde las piscinas de pulimento 410-PIS-020/050, a través de una línea troncal de 30" diámetro nominal, que se derivará hacia el cabezal de succión de cuatro bombas de inyección marca Sulzer, tres en operación y una de respaldo, con capacidad de 167 KBPD cada una, accionadas por motores de combustión interna marca Caterpillar modelo 9CM32, para inyectar un total de 500 KBPD de agua a una presión de 1500 psig, a nueve pozos previstos para éste PAD, uno vertical y ocho horizontales. Además, éste sistema contará con una piscina para coleccionar los volúmenes de agua proveniente del flushing de la línea troncal y los sistemas de alivio con servicio agua, que dispondrá de una bomba centrífuga horizontal portátil, para vaciar la piscina hacia el cabezal de succión de las bombas de inyección..

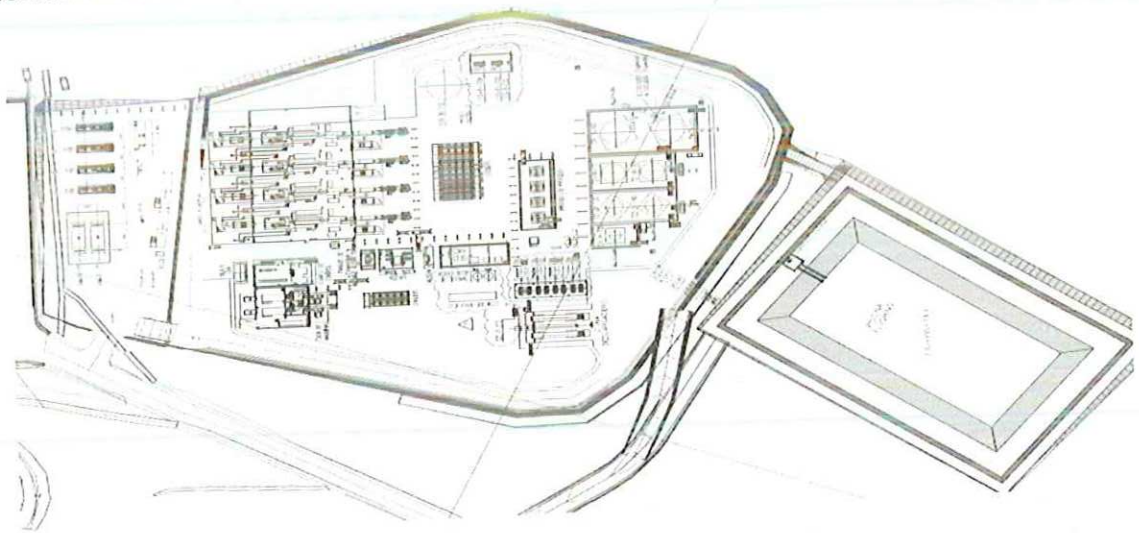
- Vertimiento: Como se mencionó en el marco legal la calidad del agua de vertimiento debe cumplir con los reglamentos fijados en el DECRETO 1594 de junio 26 de 1984, Artículos 72, 74 y 75, en donde se establecen los lineamientos básicos para manejo y vertimiento de aguas residuales.

- PAD de Inyección: El agua a inyectar se toma de las piscinas de tratamiento 410-PIS-020/050 ubicadas en la batería 4, tiene una temperatura de 140 °F y debe tener una presión mínima de llegada a las bombas principales o de inyección de cada PAD de 50 psi, para que operen de manera adecuada. Las bombas principales inyectan agua a los pozos a una presión de 1500 psi, establecida e informada por PRE.

Es el mismo sistema para aumentando en la planta una facilidad para la mezcla del combustible a utilizar con fuente de energía para la generación del PAD.

El sistema combustible del PAD3 de Quifa dispondrá de siete (7) tanques. Ver Figura 6.: dos (2) tanques de almacenamiento de crudo pesado que mantendrán el crudo a una temperatura de 150°F y deben tener una autonomía de 1,5 días cada uno (total: tres (3) días), dos (2) tanques de almacenamiento de crudo liviano que mantendrán el crudo a una temperatura de 130°F y deben tener una autonomía de 1,5 días cada uno (total: tres (3) días), dos (2) tanques de almacenamiento de mezcla de crudo combustible que mantendrán el crudo a una temperatura de 135°F y deben tener una autonomía de 2,5 días cada uno (total: cinco (5) días) y un tanque de almacenamiento de ACPM que deberá tener un volumen de 314 barriles.

Figura 6. Plano de la Facilidat PAD3 de combustible de alimentación crudo mezcla a bombas y generadores



Fuente: Ingeniería Básica de construcción PAD 3. Pacific Rubiales energy.

Para el dimensionamiento de los tanques (Ver Tabla 2) asociados al sistema combustible, se utiliza el siguiente procedimiento:

- a. Se determina el flujo de combustible a ser utilizado por las bombas de inyección

y generadores eléctricos.

b. Se determina el volumen operativo necesario para cada tanque de acuerdo al tiempo de autonomía establecido para cada uno.

c. Se selecciona el tanque cuyas dimensiones satisfagan el volumen necesario mediante el estándar "API STANDARD 650 Welded Tanks for Oil Storage".

A continuación se muestra los resultados de los consumos de los equipos de la Tabla 1. Para tener en cuenta el dimensionamiento:

Tabla 1. Consumo de mezcla combustible (crudo dulce)

| Equipo Consumidor | Consumo Nominal por Equipo [BPD (m ³ /h)] | Número de Equipos en Operación | Consumo Total por Equipo [BPD (m ³ /h)] |
|------------------------|------------------------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Bombas de Inyección | 272,5 (1,8) | 3 | 815 (5,4) |
| Generadores Eléctricos | 90,5 (0,6) | 2 | 181 (1,2) |
| | | Total Consumo [BPD (m³/h)] | 996 (6,6) |

Tabla 2. Dimensionamiento de tanques

| Tanque /Fluido | Tiempo de Autonomía [días] | Máximo Porcentaje del fluido en Mezcla [pie] (1) | Volumen Requerido [BBL] | Diámetro x Longitud (de acuerdo a API) | Capacidad Nominal [BBL] | Capacidad Operativa [BBL] |
|-------------------------------|----------------------------|--------------------------------------------------|-------------------------|----------------------------------------|-------------------------|---------------------------|
| 722-TK-110/120 /Crudo Pesado | 3 | 60 | 897 | 20x24 | 1340 | 1049 |
| 722-TK-130/140 /Crudo Liviano | 3 | 50 | 747 | 15x30 | 945 | 774 |
| 724-TK-110/120 /Mezcla | 5 | NA | 2490 | 25x36 | 3150 | 2710 |
| 721-TK-120 /ACPM | (2) | NA | 314 | 10x24 | 335 | 307 |

1. Se estima el volumen necesario de acuerdo al máximo porcentaje del fluido en la mezcla de acuerdo a las dos relaciones establecidas (Crudo pesado/Crudo liviano: 50-50 y 60-40).

2. El volumen nominal requerido por el tanque es 314 bbl (50 m³).

2.4.4 Superficie necesaria de serpentines de calentamiento. Los tanques de almacenamiento de crudo, pesado, liviano y mezcla dispondrán de serpentines de calentamiento, estos serpentines manejarán aceite térmico a 400°F para mantener la temperatura de los fluidos contenidos a las temperaturas especificadas.

Para estimar el área de transferencia de calor necesaria para los serpentines de calentamiento, se consideran las siguientes premisas:

- Se considera una velocidad de 5 pie/s para el fluido de calentamiento, recomendación para este tipo de servicio tomado de la referencia [3].
- Se considera un serpentín de 2" de diámetro, recomendación para este tipo de

servició tomado de la referencia [3].

- Se considera un coeficiente global de transferencia de calor igual a 5 BTU/(hpie² °F), mínimo recomendado para este tipo de servicio considerando convección libre, tomado de la referencia [3].
- Se considera que los tanques operan por carga y que el tiempo de calentamiento de los fluidos dentro del tanque hasta su temperatura de mantenimiento no debe ser superior a 16 horas.
- Para determinar las pérdidas de calor hacia el exterior se considera que el tanque se encuentra a la temperatura de mantenimiento y que la temperatura ambiental es la mínima de diseño (77°F) presentada en la referencia [1].
- Se considera que el espesor del aislamiento de los tanques es de 2 pulgadas y el material Fiberglas.
- Se considera una velocidad máxima del viento es de 18,4 MPH, presentada en la referencia [1].

Para el cálculo del área de transferencia de calor necesaria para el serpentín de calentamiento se utilizó el siguiente procedimiento:

a. Se determinan las pérdidas de calor del tanque hacia el ambiente utilizando el procedimiento de la referencia [4] e igualmente se relacionan las pérdidas de calor para los tanques en la Tabla 3:

- Se determina el área superficial del tanque.
- Se determina la diferencia de temperatura entre a pared del tanque y la

ambiental.

- Se determina el factor de pérdidas: conductividad térmica del aislamiento/ espesor del aislamiento (Define la cantidad de calor que se pierde hacia el ambiente por cada pie cuadrado y por cada grado Fahrenheit de diferencia de temperatura, y depende de la conductividad térmica del aislamiento utilizado).

- Se determina la tasa de calor que se pierde hacia el ambiente utilizando el área calculada, el factor de perdidas, la diferencia de temperaturas y el factor de viento que depende de la velocidad del viento en el área.

b. Se determina la tasa de calor necesario para el calentamiento del fluido en el tanque (Ver Tabla 4 para los tanques en mención) hasta su temperatura de mantenimiento:

- Se determina el calor necesario que se le debe suministrar al tanque a ser suministrado para calentar el volumen operativo del tanque de una temperatura de alimentación hasta la temperatura de mantenimiento.

- Se determina el flujo de calor necesario para aumentar su temperatura desde la temperatura del fluido alimentado y la temperatura de mantenimiento en el tiempo máximo de calentamiento establecido.

c. Se estima el área necesaria para la transferencia de calor; Ver Tabla.5:

- Se determina la diferencia de temperatura media logarítmica entre las temperaturas inicial y final del fluido a calentar y la temperatura del fluido de calentamiento.

- Se determina el área calculada con el calor necesario a transferir (calor por

pérdidas y calor por proceso) y el coeficiente global de transferencia de calor recomendado. A esta área se le adiciona un porcentaje de sobre diseño de 5%.

A continuación se muestra los resultados más resaltantes del dimensionamiento:

Tabla 3. Pérdidas de calor al ambiente

| Equipo | Dimensiones DiamxLong [piexpie] | Temp Mant/A mb [°F] | Conductividad Térmica Aislante [BTU pulg / h °F pie ²] | Área [pie ²] | ΔT [°F] | Factor de Pérdidas [BTU / h °F pie ²] | Flujo de calor al ambiente [BTU/h] |
|----------------|---------------------------------------|---------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|------------|------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|
| 722-TK-110/120 | 20 X 24 | 150 / 77 | 0,2969 | 2136 | 73 | 0,1485 | 22782 |
| 722-TK-130/140 | 15 X 30 | 130 / 77 | 0,2879 | 1767 | 53 | 0,1440 | 13269 |
| 724-TK-110/120 | 25 X 36 | 135 / 77 | 0,2902 | 3809 | 58 | 0,1451 | 31544 |

Tabla 4. Flujo de calor de mantenimiento de temperatura

| Equipo | Volumen Operativo [pie ³] | Temp. Entr/Man t [°F] | Densida d [lb/pie ³] | Cap. Calorific a [BTU/ lb °F] | Tiempo Calent. [h] | Masa en Tanque [kg] | ΔT [°F] | Flujo de calor necesario [BTU/h] |
|----------------|---------------------------------------------|-----------------------------|----------------------------------------|----------------------------------------|--------------------------|---------------------------|------------|-------------------------------------------|
| 722-TK-110/120 | 6912 | 140/150 | 58,84 | 0,4412 | 16 | 406638 | 10 | 112118 |
| 722-TK-130/140 | 4948 | 100/130 | 58,68 | 0,3863 | 16 | 290349 | 30 | 210276 |
| 724-TK-110/120 | 16689 | 130/135 | 60,09 | 0,4186 | 16 | 1002801 | 5 | 131179 |

Tabla 5. Área de transferencia estimada de serpentines de calentamiento

| Equipo | Flujo de calor necesario [BTU/h] | Temp. Entr/Mant [°F] | Temp. Aceite Térmico [°F] | Dif. Log. De Temp. [°F] | Área de transferencia necesaria [pie ²] |
|----------------|----------------------------------|----------------------|---------------------------|-------------------------|-----------------------------------------------------|
| 722-TK-110/120 | 134900 | 140/150 | 400 | 255 | 106 |
| 722-TK-130/140 | 223545 | 100/130 | 400 | 285 | 157 |
| 724-TK-110/120 | 162723 | 130/135 | 400 | 268 | 122 |

2.4.5 Bombas. Para el dimensionamiento de todas las bombas asociadas al sistema combustible se utiliza el siguiente procedimiento:

a. Se realiza el cálculo hidráulico determinándose así la presión de succión y descarga de la bomba.

b. Se determinan los valores asociados a la bomba: cabezal, NPSHa, potencia hidráulica.

• **Bombas de transferencia de crudo pesado y liviano (722-P-120 A/B y 722-P-130 A/B).** Los crudos pesado y liviano se bombean desde sus respectivos tanques de almacenamiento al mezclador estático en línea, por medio de bombas de desplazamiento tipo engranaje (una en operación y la otra de respaldo para cada fluido), manteniendo fijo el flujo del crudo pesado y ajustando el flujo del crudo liviano. La mezcla producida se enviará al tanque de almacenamiento de mezcla combustible.

A continuación se muestra los resultados más resaltantes en la Tabla 6 del dimensionamiento, en el Anexo A se muestran los resultados del programa de cálculo:

Tabla 6. Resultados de las bombas de transferencia de crudos

| Tipo de crudo | Pesado | Liviano |
|----------------------------|--------|---------|
| Caudal normal (gpm) | 61,2 | 61,2 |
| Caudal rated (gpm) | 73,5 | 73,5 |
| Presión de Succión (psig) | -2,1 | -2,6 |
| Presión de Descarga (psig) | 46,5 | 52,3 |
| Cabezal (ft) | 120 | 136 |
| Potencia Hidráulica (Hp) | 2,08 | 2,35 |
| NPSHA (ft) | 29,4 | 25,6 |

- **Bombas de descarga de ACPM (721-P-110 A/B).** El ACPM se recibirá a través de carro tanques y se descargará por medio de dos bombas de desplazamiento positivo del tipo paleta, una en operación y la otra de respaldo, hasta el tanque de almacenamiento respectivo.

A continuación se muestra los resultados más resaltantes en la Tabla 7. Del dimensionamiento, en el Anexo A se muestran los resultados del programa de cálculo:

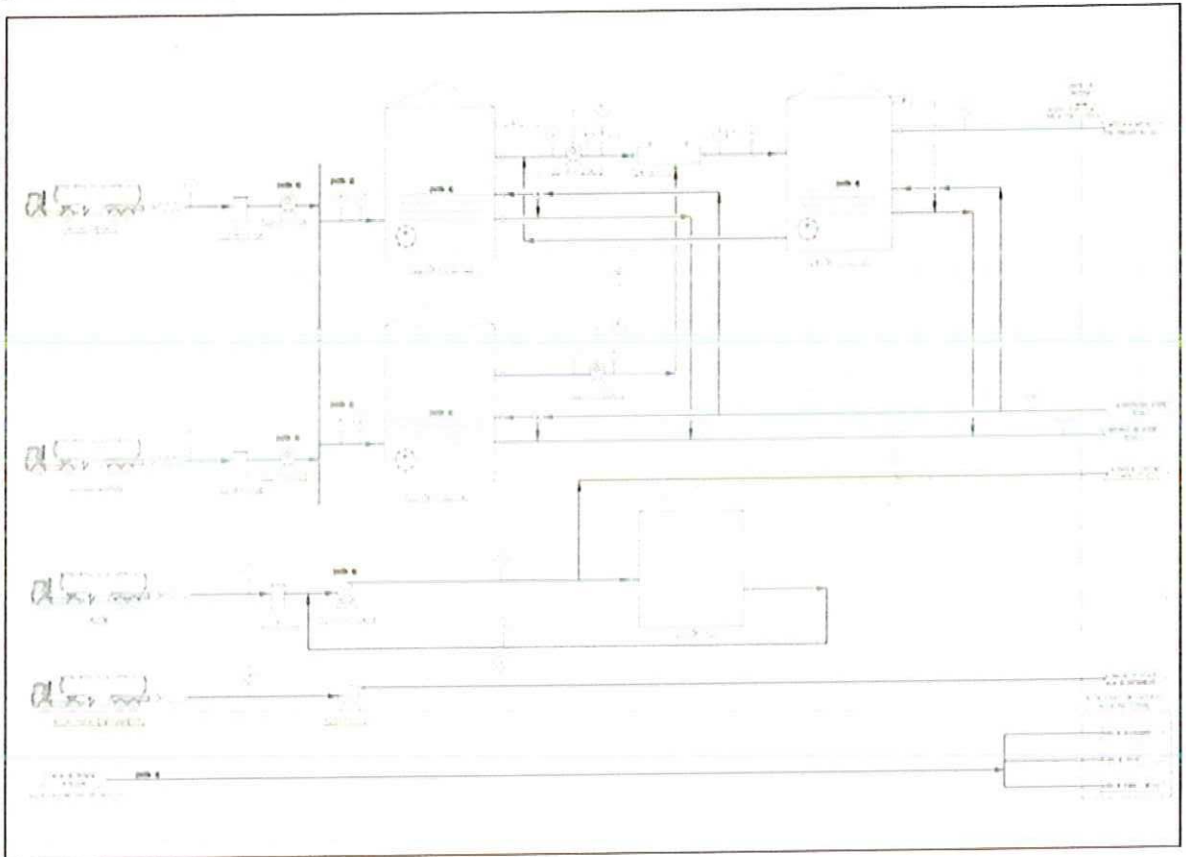
Tabla 7. Resultados de las bombas de descarga de ACPM

| Caso | Descarga de ACPM | Transferencia de ACPM |
|----------------------------|------------------|-----------------------|
| Caudal normal (gpm) | 176 | 176 |
| Caudal rated (gpm) | 211 | 211 |
| Presión de Succión (psig) | -3,4 | -0,4 |
| Presión de Descarga (psig) | 13,8 | 12,2 |
| Cabezal (ft) | 46,2 | 33,8 |
| Potencia Hidráulica (Hp) | 2,12 | 1,55 |
| NPSHA (ft) | 28,0 | 36,3 |

ESQUEMAS

A continuación se presenta un esquema general (Ver Figura 7). De las bombas y los tanques de almacenamiento del sistema combustible, asociados a las facilidades definitivas para el del PAD3 del Campo Quifa.

Figura 7. Esquema general bombas y tanques de almacenamiento de crudo pesado, liviano, ACPM y agua de enfriamiento



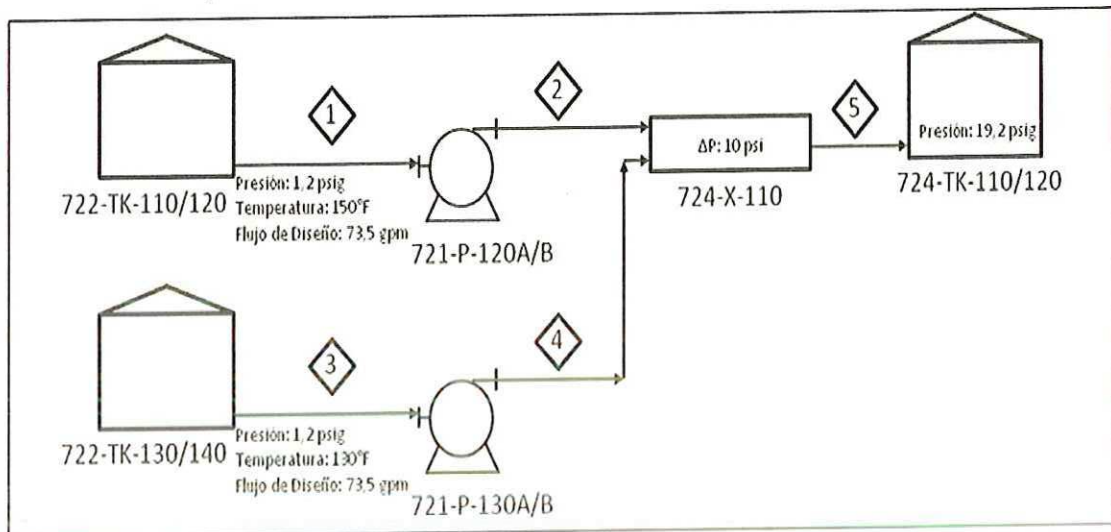
Fuente: Ingeniería Básica de construcción PAD 3. Pacific Rubiales energy.

Esquema de Bombas

Bombas de transferencia de crudo pesado y liviano (722-P-120A/By722-P-130A/B)

En la figura 8 muestra el esquema general bombas de transferencia y en tabla 9, longitudes equivalentes y diferencias de alturas.

Figura 8. Esquema general bombas de transferencia de crudo pesado y liviano (722-P-120 A/B y 722-P-130 A/B)



Fuente: Ingeniería Básica de construcción PAD 3. Pacific Rubiales energy.

Tabla 8. Longitudes equivalentes y diferencias de alturas

| Descripción | Succión | Descarga | Succión | Descarga | Salida Mezcl. |
|---------------------------|---------|----------|---------|----------|---------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Diámetro nominal [pulg] | 6 | 3 | 6 | 3 | 4 |
| Longitud [pie] | 233 | 75 | 170 | 85 | 240 |
| Diferencia de Altura[pie] | 1,1 | 0,2 | 1,1 | -0,2 | 0,2 |
| Codo estándar de 90° | 8 | 11 | 8 | 11 | 8 |
| Codo estándar de 45° | 1 | - | - | - | - |
| Te flujo directo | 2 | - | - | 2 | 1 |
| Te flujo desviado | 1 | 2 | 3 | 1 | - |
| Válvula bola | 4 | 2 | 4 | 2 | 2 |
| Válvula Retención | - | 2 | - | 2 | - |
| Filtro(1) | 1 | - | 1 | - | - |
| Mezclador en línea(2) | - | - | - | - | 1 |
| Medidor de flujo(3) | - | 1 | - | 1 | 1 |

1. Se considera una caída de presión de 2 psi en el filtro

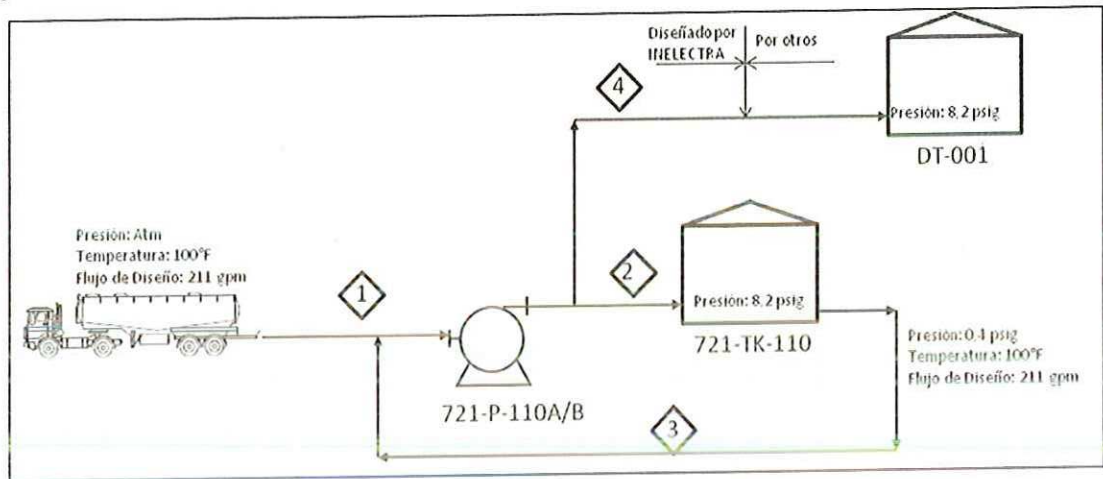
2. Se considera una caída de presión de 10 psi en el mezclador en línea.

3. Se considera una caída de presión de 2 psi para los medidores de crudo pesado y liviano y 1,5 psi para el medidor de flujo de mezcla combustible.

Bombas de descarga de ACPM

En la Figura 9 muestra el esquema general bombas de transferencia y en Tabla 9 Longitudes equivalentes y diferencias de alturas.

Figura 9. Esquema general bombas de descarga de ACPM



Fuente: Ingeniería Básica de construcción PAD 3. Pacific Rubiales energy.

Tabla 9. Longitudes equivalentes y diferencias de alturas

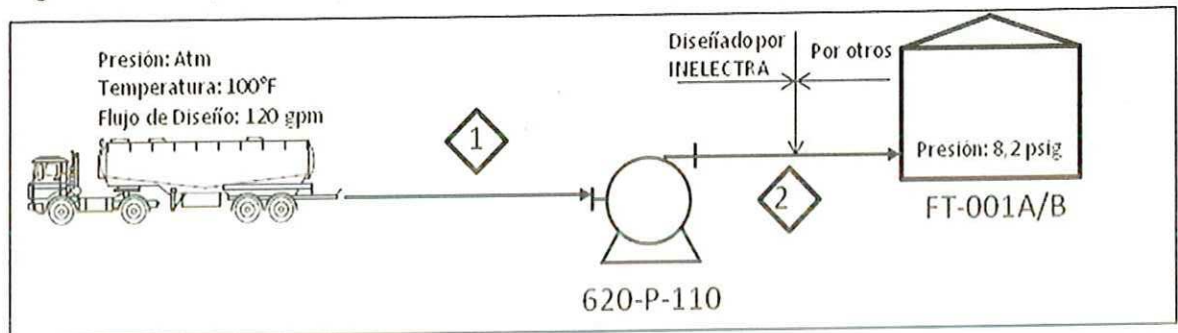
| Descripción | Succión | Descarga | Succión | Descarga |
|----------------------------|------------------|----------|-----------------------|----------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Caso | Descarga de ACPM | | Transferencia de ACPM | |
| Diámetro nominal [pulg] | 6 | 4 | 6 | 4 |
| Longitud [pie] | 121 | 272 | 112 | 159 |
| Diferencia de Altura [pie] | 0 | -0,1 | 1,0 | -1,0 |
| Codo estándar de 90° | 4 | 16 | 3 | 14 |
| Codo estándar de 45° | 1 | - | 1 | - |
| Te flujo directo | - | - | - | - |
| Te flujo desviado | 1 | 2 | 1 | 1 |
| Válvula bola | 4 | 2 | 2 | 3 |
| Válvula Retención | - | 1 | - | 1 |
| Filtro(1) | 1 | - | - | - |

1. Se considera una caída de presión de 2 psi en el filtro

Bomba de descarga de agua 620-P-110 de descarga de ACPM

La Figura 10, muestra el esquema general bombas de transferencia y la Tabla 10, las longitudes equivalentes y diferencias de alturas.

Figura 10. Esquema general bomba de descarga de agua 620-P-110



Fuente: Ingeniería Básica de construcción PAD 3. Pacific Rubiales energy.

Tabla 10. Longitudes equivalentes y diferencias de alturas

| Descripción | Succión | Descarga |
|---------------------------|---------|----------|
| | 1 | 2 |
| Díámetro nominal [pulg] | 4 | 3 |
| Longitud [pie] | 6,6 | 103 |
| Diferencia de Altura[pie] | 0 | 6 |
| Codo estándar de 90° | 1 | 7 |
| Válvula bola | 3 | 3 |
| Válvula Retención | - | 1 |
| Filtro(1) | 1 | - |

1. Se considera una caída de presión de 3 psi en el filtro

3. ESTUDIO TÉCNICO

3.1 ANÁLISIS PILOTO

Se usaron los generadores actuales los cuales suministran la energía eléctrica al PAD, los cuales no se le realizó ninguna adaptación solo se le monitoreó su desempeño.

3.1.1 Prueba a generador 2 con diesel

Prueba generador 2, Equipo que es suministrado por Bristol (Ver Figura11).

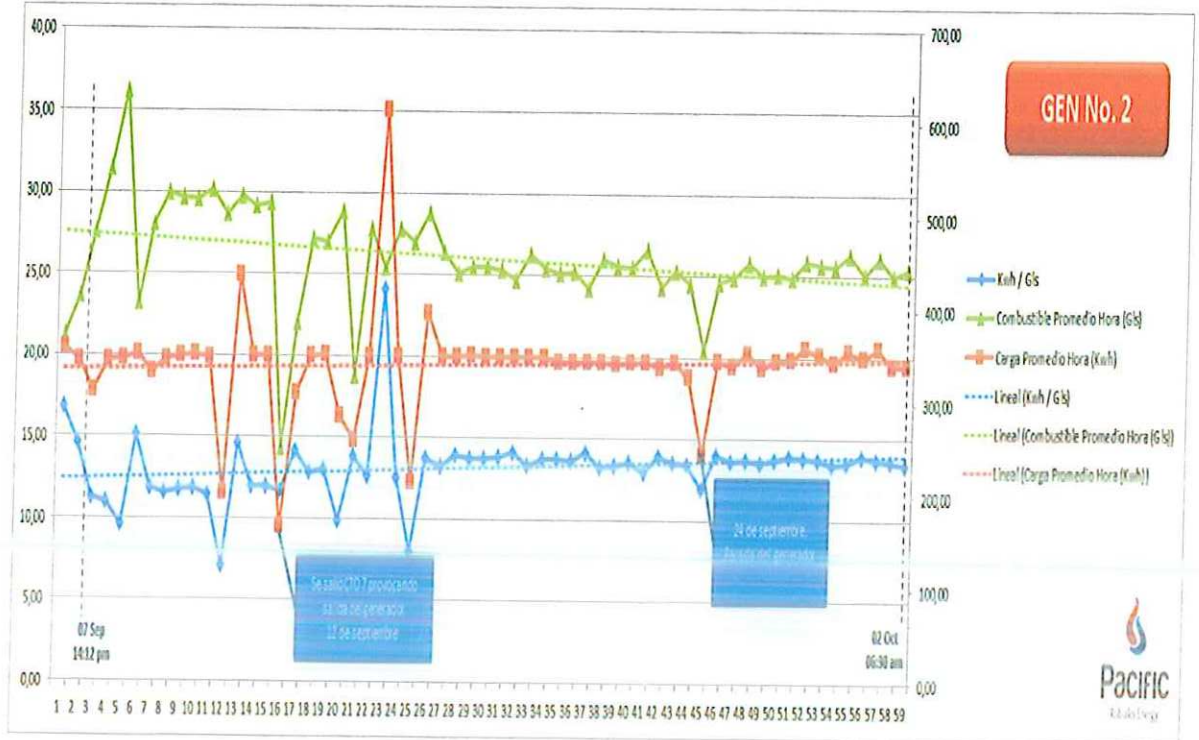
La prueba duró 72:05 Horas. Los datos muestran que los consumos son estables al igual que la carga de la moto generadora con respecto al tiempo.

Estos datos son tomados del Grafico 1.

| | |
|-------------------------|---------------|
| Carga Promedio: | 349,64 kWh. |
| Régimen de carga: | 71% |
| Consumo Promedio: | 25,30 Gln/hr. |
| Rendimiento Energético: | 13,82 kWh/Gln |

3.1.2 Prueba a generador 2, con CRUDO MEZCLA (mezcla)

Gráfico 2. Prueba Generador 2 con CRUDO MEZCLA



Estos datos son tomados del Grafico 2.

El equipo operó 580 Horas al 71% de su carga nominal.

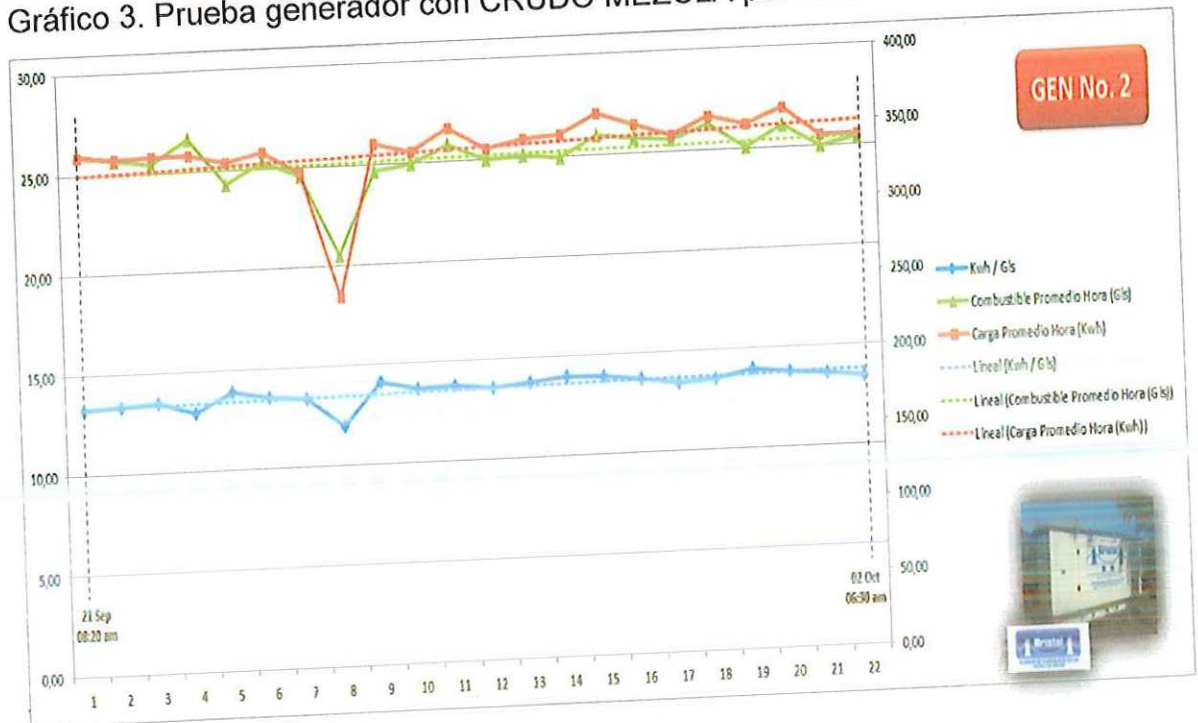
Observaciones: Se evidencia que el consumo de combustible tubo un periodo de incremento en los primeros 8 días y en los últimos 17 días se estabilizaron significativamente.

Desviaciones:

- La temperatura del múltiple de escape se incrementó casi 40°C.
- La temperatura del turbo se incrementó en aprox. 5 °C.

3.1.3 Prueba a generador 2, con CRUDO MEZCLA por 10 días. Se analizan los datos del Grafico 3, de los últimos 10 días debido a que se observa una estabilización importante en el nivel dispersión de los datos.

Gráfico 3. Prueba generador con CRUDO MEZCLA por 10 días



Los resultados son:

Carga Promedio:

341, 28 kWh.

Régimen de carga:

71%

Consumo Promedio:

25,17 Gln/hr.

Rendimiento Energético:

13,55 kWh/Gln

3.1.4 Prueba a generador 3, con combustible diesel (Ver Figura12).

Figura 12. Generador suministrado por Powergroup.

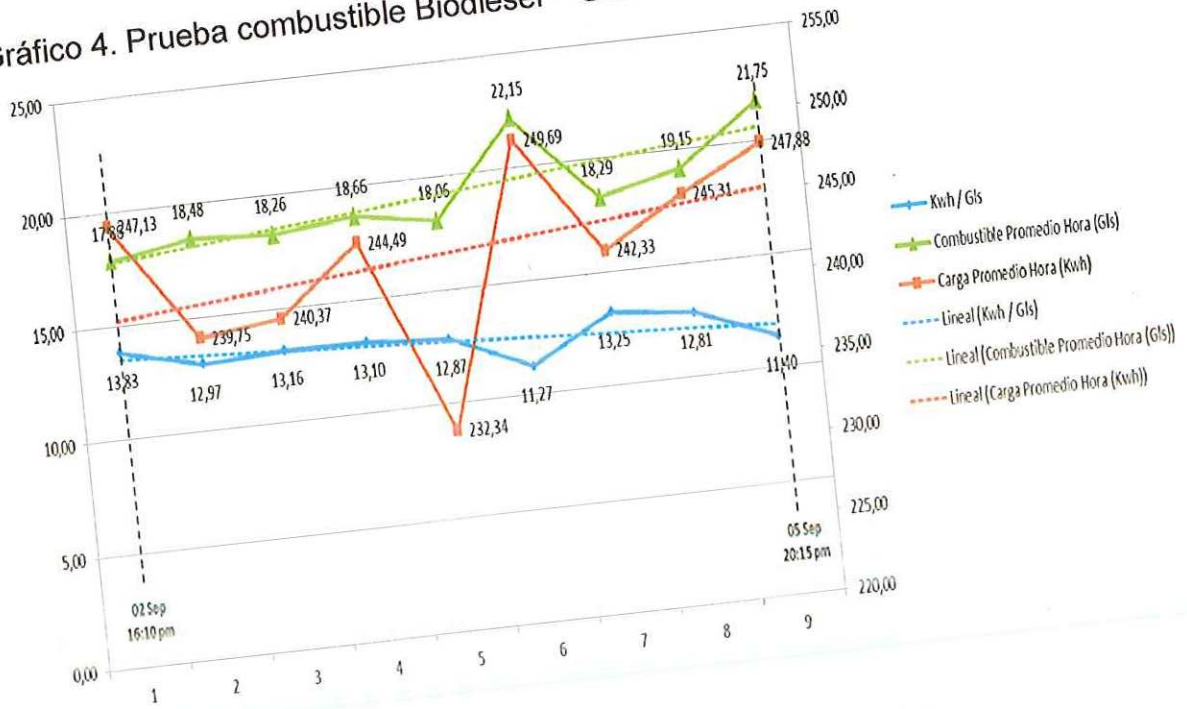


La prueba duró 72:05 Horas. Los datos muestran que los consumos son estables al igual que la carga de la moto generadora con respecto al tiempo.

Estos datos son tomados del Grafico 4.

| | |
|-------------------------|----------------|
| Carga Promedio: | 24288,64 kWh. |
| Régimen de carga: | 70,5% |
| Consumo Promedio: | 18,53 Gln/hr. |
| Rendimiento Energético: | 13,11 kWh/Gln: |

Gráfico 4. Prueba combustible Biodiesel – Gen 03



3.1.5 Prueba a generador 3, con combustible Fuel (mezcla)

Estos datos son tomados del Grafico 5.

El equipo operó 565 Horas al 70% de su carga n6mina.

Observaciones: El comportamiento en la tendencia de los datos durante los 25 d1as de la pruebas fueron consistentes.

Desviaciones:

-La presi3n de aceite se increment3 casi en 5 psi.

-La temperatura del m3ltiple de escape si increment3 en m1s de 15°C.

Gráfico 5. Prueba a generador 3, combustible fuel



3.1.6 Prueba a generador 3, con combustible Fuel (mezcla) tiempo de operación 10 días. Se analizan los datos de los últimos 10 días debido a que se observa una estabilización importante en el nivel dispersión de los datos.

Estos datos son tomados del Gráfico 6.

Los resultados son:

| | |
|-------------------|---------------|
| Carga Promedio: | 341, 28 kWh. |
| Régimen de carga: | 71% |
| Consumo Promedio: | 17,89 Gln/hr. |

Gráfico 6. Rendimiento Energético: 13,12 kWh/GIn



3.2 INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS (Ver Tabla 11)

En general los resultados muestran un leve incremento del consumo de combustible por hora en los dos generadores, al igual que una disminución en la eficiencia energética, principalmente en el generador No. 2. Sin embargo esto se puede atribuir al incremento en la carga promedio en la que operaron los equipos en la segunda fase de la pruebas.

En general los datos de la prueba (BIODIESEL Vs. CRUDO MEZCLA No.4), muestran que las diferencias no son significativas (<4%) y que en general, el comportamiento es igual en cuanto al consumo de combustible y el rendimiento energético. No obstante es importante indagar más a fondo el grado de afectación en la integridad de los equipos por el significativo incremento de la temperatura en los múltiplos de escape y de la presión de aceite en el generador No.3.

Tabla 11. Resultados obtenidos

| Datos | Gen 2 | Diferencia % | Gen 3 | Diferencia % |
|----------------------------------------------------------|--------|--------------|--------|--------------|
| Consumo Diesel Convencional (Gln/Hr) | 25,3 | 0,52% ↑ | 18,53 | 3,58% ↑ |
| Consumo Promedio x Día Fuel Oil No. 3 (Gln/Hr) | 25,17 | | 17,89 | |
| Rendimiento Energético Diesel Convencional Kwh / Gls | 13,82 | 1,99% ↓ | 13,11 | -0,08% ↔ |
| Rendimiento Energético Promedio Fuel Oil No. 4 Kwh / Gls | 13,55 | | 13,12 | |
| Diesel - Carga Promedio Hora (Kwh) | 349,64 | 2,45% ↑ | 242,88 | 3,29% ↑ |
| Fuel Oil No. 4 - Carga Promedio Hora (Kwh) | 341,28 | | 235,15 | |

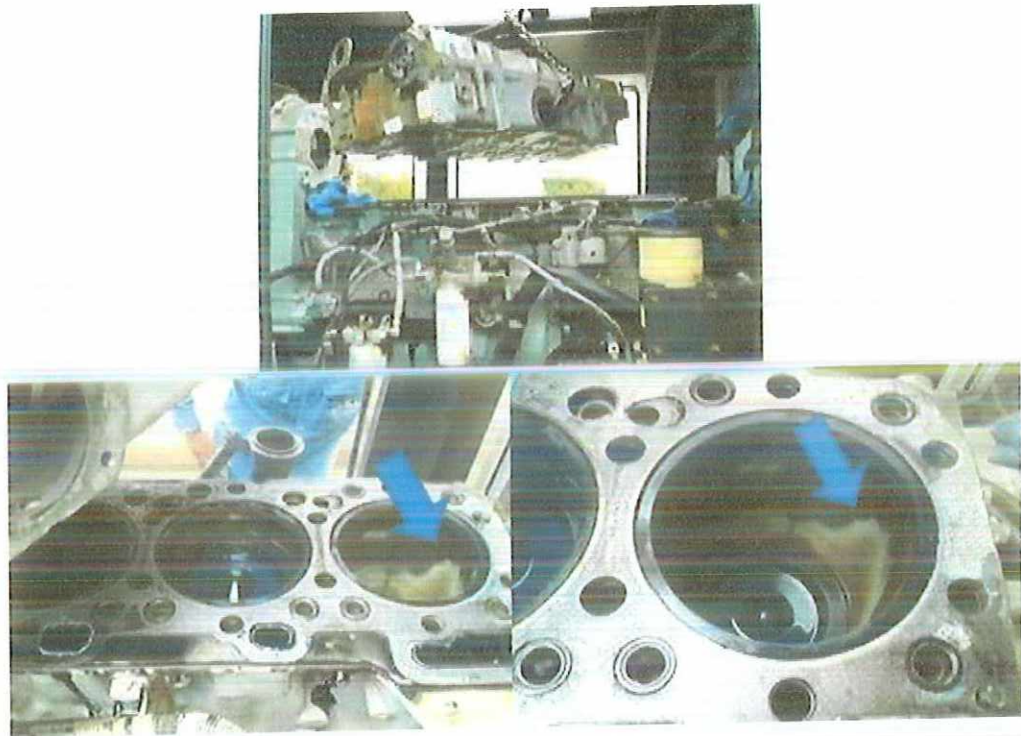
Motor generador 2

- Para el motor generador en operación con combustible diesel, se encuentra que el oxígeno promedio medido registra un valor de 8,7%, con una diferencia máxima de 0,8% durante el periodo de medición.
- Para el motor generador en operación con combustible CRUDO MEZCLA, se encuentra un promedio de 8,8% de oxígeno en los gases de combustión, con una diferencia máxima de 0,2% durante los periodos de tiempo en que se realizaron las mediciones.
- Se evidencia una concentración relativamente alta de óxidos de nitrógeno y monóxido de carbono en los gases de combustión, lo cual podría ser un indicativo del desempeño de la combustión en los motores.
- Mediante el análisis de opacidad de los gases de combustión, se encontró una generación alta y densa de hollín; esto podría indicar un bajo desempeño del proceso de combustión como resultado del combustible utilizado y/o las condiciones bajo las cuales opera el equipo.
- En la Tabla 12, se encuentra el resumen concentración de gases del motor 2.

Inspección preliminar

Se realiza destape de culata figura 13, Cilindro No. 6, en el cual se presenta una coloración atípica, de la cual se desconoce su origen real, los cilindros presentaron falta de lubricación, en especial el No. 6.

Figura 13. Motor Generador No. 2



De manera preliminar se identifica que la coloración, posiblemente dada por adherencia de material particulado que combinado alta temperatura de ignición, y una baja capacidad del combustible para lubricar genera este efecto.

En este momento se está realizando una inspección y evaluación del estado del motor por parte de la empresa Bristol en taller externo pendiente informe.

Tabla 12. Resumen concentración de gases de combustión en el motor 2

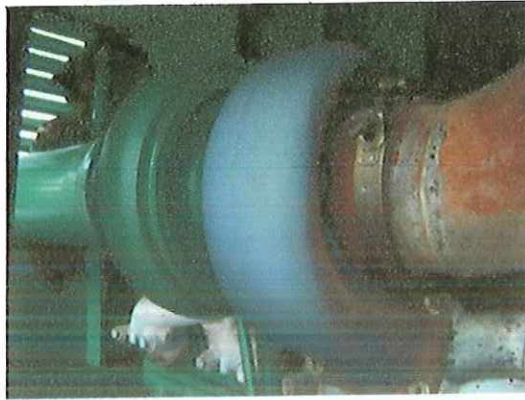
| | NO _x (ppm) | NO _x (mg/m ³) | SO ₂ (ppm) | SO ₂ (mg/m ³) | CO (ppm) | CO (mg/m ³) | O ₂ (%) | CO ₂ (%) |
|-------------------------------------|--------------------------|-----------------------------------------|--------------------------|-----------------------------------------|-------------|----------------------------|-----------------------|------------------------|
| <i>Promedio gases de combustión</i> | 779 | 2046 | 8,8 | 32,1 | 206 | 329 | 8,79 | 8,7 |
| <i>Mínimo reportado</i> | 742 | 1948 | --- | --- | 168 | 269 | 8,62 | --- |
| <i>Máximo reportado</i> | 801 | 2103 | 15,0 | 54,8 | 326 | 521 | 8,93 | 8,8 |

Motor generador 3. (Ver Figura 14)

- Para el motor generador en operación con combustible diesel, se encuentra que el oxígeno promedio medido registra un valor de 9,3%, con una diferencia máxima de 0,4% durante el periodo de medición.
- Para el motor generador en operación con combustible crudo mezcla, se encuentra un promedio de 9,0% de oxígeno en los gases de combustión, con una diferencia máxima de 0,2% durante los periodos de tiempo en que se realizaron las mediciones.
- Existe una diferencia entre el consumo "recomendado por fábrica" y el real del 6%.
- El motor presento alto nivel de carbonamiento en los gases de escape, debido a la obstrucción progresiva del filtro de aire, que no permitió una relación aire y combustible adecuada, originando cambios en la temperatura de los gases de escape y derivaron en que el material del caracol del turbo presentara este color Azulado.
- Al turbo cargador se le verifico tanto juego axial como radial encontrando tolerancias dentro especificación, y no presenta ningún tipo de fuga.
- El filtro trampa de combustible tiene un promedio de durabilidad de 66 Horas, y estos cambios se debieron a contaminación generada en el tanque principal de combustible.
- Este combustible presenta en términos generales un comportamiento parecido al biodiesel aunque se recomienda una limpieza periódica de los tanques.

- En la Tabla 13, se encuentra el resumen concentración de gases del motor 3.

Figura 14. Motor Generador 3



Tubo de color azulado, por posible estequiometría rica en combustible



Válvulas de admisión CYL 6 con presencia de Tierra Gatería de múltiple de escape con alto nivel de carbonamiento

- Se evidencia una concentración relativamente alta de óxidos de nitrógeno y monóxido de carbono en los gases de combustión, lo cual podría ser un indicativo del desempeño de la combustión en los motores.
- Mediante el análisis de opacidad de los gases de combustión, se encontró una generación alta y densa de hollín; esto podría indicar un bajo desempeño del proceso de combustión como resultado del combustible utilizado y/o las condiciones bajo las cuales opera el equipo.

Tabla 13. Resumen concentración de gases de combustión en el motor 3

| | NO _x (ppm) | NO _x (mg/m ³) | SO ₂ (ppm) | SO ₂ (mg/m ³) | CO (ppm) | CO (mg/m ³) | O ₂ (%) | CO ₂ (%) |
|-------------------------------------|--------------------------|-----------------------------------------|--------------------------|-----------------------------------------|-------------|----------------------------|-----------------------|------------------------|
| <i>Promedio gases de combustión</i> | 1033 | 2714 | 128 | 468 | 792 | 1266 | 8,97 | 8,6 |
| <i>Mínimo reportado</i> | 984 | 2584 | --- | --- | 685 | 1095 | 8,73 | --- |
| <i>Máximo reportado</i> | 1060 | 2783 | 128 | 468 | 949 | 1517 | 8,16 | 8,8 |

Tabla 14. Calidad del combustible fuel

| STS, mg/L | | 312.50 | |
|------------|-------------------|--------|--------|
| Código ISO | partículas/ mL | % | mg/L |
| 4 mm | 130.581.00 | 0.37 | 116.64 |
| 6 mm | 117.502.00 | 0.34 | 104.96 |
| 14 mm | 101.770.00 | 0.29 | 90.90 |
| Total | 349.853.00 | | |

Tabla 15. Grado de suciedad

| Suciedad | GEN 350 kW | GEN 500 kW |
|----------------------|---------------|---------------|
| kg/mes \geq 4 mm | 5.81 | 8.14 |
| kg/año \geq 4 mm | 70.74 | 99.09 |
| kg/mes \geq 6 mm | 5.23 | 7.33 |
| kg/año \geq 6 mm | 63.66 | 63.66 |
| kg/mes \geq 14 mm | 4.53 | 6.35 |
| kg/año \geq 14 mm | 55.13 | 77.23 |
| Total mes, kg | 15.58 | 21.82 |
| Total año, kg | 189.53 | 239.98 |

Tabla 16. Calidad de combustible análisis fisicoquímico

| | ACPM | Fuel Oil No.4 | Norma Colombiana para ACPM |
|-----------------------------------------------------------------|------------|---------------|--------------------------------------|
| °API, 60°F | 36,60 | 31,20 | reportar |
| s. g., 60°F | 0,8418 | 0,8697 | |
| Viscosidad cinemática 50°C, cSt | 1,936 | 5,034 | 1,9-5,0@40°C |
| Contenido de azufre, Wt % | 0,008 | 0,079 | 0,050 |
| Punto de fluidez, °C | -15,00 | 12,00 | (3 máximo) |
| Destilación | | | |
| IBP | 183,00 | 218,00 | reportar |
| 5 | 198,00 | 256,00 | |
| 10 | 205,00 | 258,00 | |
| 15 | 213,00 | 266,00 | |
| 20 | 219,00 | 22,00 | |
| 30 | 234,00 | 280,00 | |
| 40 | 246,00 | 291,00 | |
| 50 | 263,00 | 304,00 | reportar |
| 60 | 279,00 | 319,00 | |
| 70 | 294,00 | 337,00 | |
| 80 | 310,00 | 358,00 | |
| 90 | 328,00 | - | 360@95% (máx.) |
| FBP | 354,00 | - | 390 (máx.) |
| Flash Point, °C | 65,00 | 91,00 | 52 (mínimo) |
| BS&W, Wt % | 0,00 | 0,00 | 0,05 |
| Contenido de Agua, Vol. % | 0,00 | 0,00 | |
| Índice de Cetano | 49,22 | 47,85 | 45 (mínimo) |
| Contenido de ceniza, Wt % | 0,008 | 0,001 | 0,010 |
| Corrosión lamina de cobre | 1a | 1a | 2 (máx.) |
| Poder calorífico bruto, BTU/lb | 19.641,70 | 19.451,76 | - |
| Poder calorífico neto, BTU/lb | 18.426,90 | 18.275,73 | - |
| Color ASTM | 0,5 | 8 | 3 |
| Aromáticos, %Vol | 35 | 27 | 35 (máx.) |
| Residuos de carbón % masa | - | 0,21 | 0,2 |
| Reflactancia a 150 °C@180min (estabilidad a altas temperaturas) | - | 63% | Min 82 (Recomendación internacional) |
| Lubricidad, HFRR | - | 330 | 450 (máx.) |
| Gomas y Resinas, mg/100mL | - | 12 668 | 10 (Recomendación internacional) |
| Poder calorífico bruto, BTU/gal | 137.853,61 | 141.045,35 | - |
| Poder calorífico neto, BTU/gal | 129.327,63 | 132.517,92 | - |

Fuente. Ecopetrol.

3.3 ANÁLISIS TÉCNICO DE RESULTADOS

- Al ser un combustible con cadenas de hidrocarburos más pesados las propiedades de densidad y viscosidad indican valores más altos. Para el caso de la viscosidad se observa un incremento de 2.6 veces la viscosidad del ACPM B7, este incremento como se observó en las pruebas no afecta el suministro debido a que la bomba de inyección es capaz de trabajar con este valor de viscosidad.
- El contenido de azufre se incrementa, sin embargo de acuerdo a la referencia en las pruebas de emisiones no se tienen valores de SO_2 mayores a los permitidos para equipos de combustión interna mayores a 1 MW (400 mg/m^3). A pesar que el contenido de azufre supera al exigido por la normatividad colombiana para ACPM, por tratarse de un combustible para no uso en parque automotor no es un impedimento para su uso.
- El punto de fluidez es 27°C más alto respecto al ACPM B7, sin embargo debido a que las condiciones climáticas del campo no llegan valores tan bajos como 12°C no existe inconveniente con esta propiedad.
- En la curva de destilación se observa nuevamente la naturaleza de cadenas de hidrocarburo de mayor tamaño al observar que el IBP y el FBP son más altos respecto al ACPM, ésta es una de las propiedades que permite desclasificar al combustible como un ACPM.
- El flash point del CRUDO MEZCLA No. 4 es 26°C más alto lo que permite asegurar que para los actuales sistemas de almacenamiento no ofrece un aumento en el riesgo operativo, sin embargo se debe revisar con los fabricantes de equipos de más de 1MW si éste valor puede afectar sus equipos.

- No se observa contaminación de agua por lo que es un punto importante, la recomendación en este punto es poder asegurar una flota exclusiva para el transporte del combustible para evitar posibles contaminaciones.
- El índice de cetano está 1.37 unidades por debajo del valor reportado por el ACPM B7, sin embargo se encuentra por encima del valor recomendado para equipos de combustión interna (en Colombia 45, en Estados Unidos 40).
- El contenido de cenizas presenta una disminución respecto al ACPM B7 y se encuentra por debajo del valor de norma en Colombia, sin embargo al momento de inspeccionar los equipos se observaron depósitos de material por lo que se deberá hacer seguimiento a esta situación.
- La corrosión a lámina de cobre para ambos combustibles es aceptable y evidencia que no hay un mayor riesgo para los materiales internos de los equipos por ataque químico.
- El poder calorífico bruto y neto expresado como BTU/lb indica una disminución para el crudo mezcla de un 0.97 % y 0.82% respectivamente, sin embargo al calcular el poder calorífico por unidad de volumen (BTU/gal) nos indica que el crudo mezcla presenta un incremento de 2.32% para el poder calorífico bruto y de 2.47% para el poder calorífico neto, estos valores nos indican que el crudo mezcla puede entregar en promedio 3200 BTU de más por cada galón de combustible quemado.
- Los residuos al carbón presentaron un incremento del 5% de acuerdo al valor permitido para un ACPM corriente en Colombia, este parámetro puede indicar mayor formación de material particulado tal y como se observó al inspeccionar internamente los equipos, se recomienda hacer seguimiento para poder tomar acciones en caso que se requieran.

- La estabilidad a altas temperaturas dio por debajo del límite recomendado a nivel internacional, esto puede deberse a la degradación que sufre el combustible con la presencia de contaminantes encontrados en los análisis de suciedad, se debe hacer seguimiento a este parámetro y verificar si aumenta con las mejoras que está implementando la refinería o si es necesario la adición de aditivos para mejorar la estabilidad.

- La lubricidad del combustible está dentro del límite que sugiere la norma Colombiana y por el estándar ASTM, sin embargo se recomienda hacer seguimiento al desgaste de las partes internas de los motores y hacer análisis de metales en el aceite lubricante.

Se observó un contenido de gomas y resinas excesivo el cual también es un indicio de la degradación por oxidación del combustible, este parámetro se ve influenciado por la presencia de contaminantes externos que aceleran los procesos oxidativos, se recomienda hacer seguimiento posterior a las mejoras implementadas por la Refinería, en caso que no se evidencia mejora se deberá pensar en usar aditivos que inhiban la formación de las gomas.

4. ANALISIS ECONOMICO

En este capítulo se realiza el análisis económico del proyecto PADS 3 a 8 años con las dos variables de los proyectos, una con el uso de combustible diesel y la segunda con combustible crudo mezcla.

El marco del proyecto global del proyecto para los dos escenarios es el mismo la única variación es el cambio del combustible a consumir por los motores de las bombas y de los generadores ya que las otras facilidades a construir son inherentes a cualquier fluido utilizado como combustible.

La diferencia en precio del proyecto con crudo mezcla representa la opción económica de rentabilidad en un lapso de tiempo viable para el proyecto, para el análisis se determinaron después de un análisis de riesgo cualitativo las variables que impactan de forma significativa en el proyecto como son el precio del crudo, precio del dólar y la relación de mezcla y el tiempo de construcción para las cuales se realizaron sus respectivos flujos de caja y evaluación de los indicadores económicos y de rentabilidad con el fin de obtener el mejor escenario para su realización y lograr de forma satisfactoria el cumplimiento de los objetivos trazados.

Tabla 17. Proyecto (sin préstamo)

| PROYECTO (SIN PRESTAMO) | | | | | | |
|-------------------------------------------|------|-----------------|-------|---------|----------------------|------|
| CASO | TIR | VPN | IVAN | PAY OUT | MAXIMO ENDEUDAMIENTO | S V |
| SENSIBILIDAD: PRECIO CRUDO | | | | | | |
| BASICO (CP 70 Y CL 85 USD/BL) | 653% | 143.319.075.173 | 18,11 | 0,20 | -7.913.769.231 | 2,50 |
| PRECIO CRUDO + 20 % | 570% | 127.794.586.798 | 15,68 | 0,23 | -8.149.596.923 | |
| PRECIO CRUDO - 20 % | 742% | 158.843.563.549 | 20,69 | 0,18 | -7.677.941.538 | |
| SENSIBILIDAD: COMSUMO CRUDO | | | | | | |
| BASICO (966 BPD) | 653% | 143.319.075.173 | 18,11 | 0,20 | -7.913.769.231 | 0,05 |
| CONSUMO CM + 20 % | 786% | 174.060.790.740 | 21,99 | 0,17 | -7.913.769.231 | |
| CONSUMO CM - 20 % | 521% | 158.843.563.549 | 20,69 | 0,18 | -7.677.941.538 | |
| SENSIBILIDAD: PRECIO DÓLAR | | | | | | |
| BASICO (1800 COP/USD) | 653% | 143.319.075.173 | 18,11 | 0,20 | -7.913.769.231 | 2,50 |
| PRECIO DOLAR + 20 % | 489% | 126.591.408.555 | 13,30 | 0,27 | -9.517.846.154 | |
| PRECIO DÓLAR - 20 % | 901% | 160.046.741.791 | 25,37 | 0,14 | -6.309.692.308 | |
| SENSIBILIDAD: RETRASO CONSTRUCCION | | | | | | |
| BASICO (CONSTRUCCION 1 AÑO) | 653% | 143.319.075.173 | 18,11 | 0,20 | -7.913.769.231 | |
| CONSTRUCCION +1 AÑO | 221% | 103.518.317.703 | 13,04 | 1,26 | -7.938.519.763 | |
| SENSIBILIDAD: RETRASO CONSTRUCCION | | | | | | |
| BASICO (TIEMPO EVALUACION 8 AÑO) | 653% | 143.319.075.173 | 18,11 | 0,20 | -7.913.769.231 | |
| TIEMPO EVALUACION 3 AÑO | 658% | 86.849.447.575 | 10,97 | 0,20 | -7.913.769.231 | |

Los riesgos identificados que puedan impactar negativamente el proyecto son:

- Incremento significativo de la tasa de cambio lo cual no está previsto debido a que la situación económica y política del país es estable en los próximos 8 años.
- El Incremento del precio del crudo internacional impactaría negativamente el proyecto lo cual no está previsto en los próximos 8 años de acuerdo a proyecciones del MME.
- La presencia de una huelga por amplio tiempo podría afectar negativamente el proyecto, sin embargo a la fecha la empresa ha implementado planes sociales que mitigan la presencia por largo tiempo de este escenario.
- La falla de equipos impediría la inyección de agua y así mismo disminuiría la producción de crudo e impactaría negativamente el proyecto al disminuir el

consumo de crudo y disminuiría la reducción de costos, para evitar o mitigar la presencia de este escenario la empresa ha implementado el programa Mantenimiento Centrado en confiabilidad y planes de integridad, así como tener equipos back up de respaldo, se anexa matriz de evaluación del riesgo asociado al proyecto.

Tabla 18. Matriz de evaluación del riesgo

| IDENTIFICACION DEL RIESGO AL PROYECTO | | | | | |
|-------------------------------------------------------|--------|--------------|--------------|--------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | APLICA | PROBABILIDAD | CONSECUENCIA | NIVEL RIESGO | TRATAMIENTO |
| FUERZA MAYOR /CAUSAS NATURALES (NO ASEGURABLE) | | | | | |
| TERREMOTO | OK | B | A | M | Estadísticamente la probabilidad de ocurrencia es mínima y para esto se tienen los planes de contingencia |
| INUNDACIONES | OK | B | M | M | Se tienen planes de contingencia y facilidades diseñadas para evitar que se presenten estos riesgos |
| HURACANES | NO | N | N | N | Estadísticamente no se presentan en esta área. |
| FUEGO | OK | B | M | M | Las facilidades están diseñadas bajo estándares y códigos de seguridad altos. |
| RAYO | OK | A | B | M | Las facilidades están diseñadas bajo estándares y códigos de seguridad altos que incluyen acciones preventivas para este riesgo. |
| DESPLAZAMIENTO TIERRAS | NO | B | B | M | Estadísticamente no se presentan en esta área. |
| CAUSAS FISICAS | | | | | |
| DAÑO A LA ESTRUCTURA | OK | B | B | M | Por encontrarse dentro de una campo la probabilidad e ocurrencia es mínima ya que cuenta con seguridad física. |
| DAÑO A LOS EQUIPOS | OK | M | B | M | Por encontrarse dentro de una campo la probabilidad e ocurrencia es mínima ya que cuenta con seguridad física. |
| ACCIDENTES LABORALES | OK | B | A | M | Se cuenta con programas de HSE e integridad para prevenir este riesgo. |
| INCENDIO DE MATERIALES/EQUIPOS | OK | B | M | M | Las facilidades están diseñadas bajo estándares y códigos de seguridad altos que incluyen acciones preventivas para este riesgo. |
| CAUSAS FINANCIERAS /ECONOMICAS | | | | | |
| DISPONIBILIDAD FONDOS | OK | B | B | M | Por ser la segunda empresa productora en el país es sólida. |
| INFLACION | OK | B | A | M | El país actualmente cuenta con una economía controlada lo cual ofrece confiabilidad a los inversionistas. |
| TASAS DE CAMBIO | OK | B | A | M | El país actualmente cuenta con una economía estable, sin embargo impactaría notoriamente el proyecto de forma negativa o positiva |
| TASAS DE INTERES | NO | N | N | N | |
| QUIEBRA/PAGO CONTRATISTAS | OK | B | B | M | Por ser la segunda empresa productora en el país es sólida. |
| CAMBIO PRECIO MATERIA PRIMA | OK | M | A | A | El precio de crudo se estima que variara... |
| CAMBIO PRODUCCION | OK | M | A | A | La caída de producción de crudo, a igual BSW crea una disminución en el agua a inyectar y sub utilización de la capacidad y pérdida de inversión. |

CONSECUENCIA

| | | | |
|------|---|---|---|
| PROB | B | M | A |
| A | M | A | A |
| M | M | M | A |
| B | M | M | M |

Continuación Tabla 18

| | | | | | |
|---------------------------------------|----|---|---|---|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ENTORNO (NO ASEGURABLE) | | | | | |
| CAMBIO DE LEYES | OK | B | A | M | El país actualmente cuenta con una política estable y se proyecta de igual manera por el tiempo del proyecto. |
| TERRORISMO | OK | B | A | M | Por encontrarse dentro de una zona la probabilidad de ocurrencia es mínima ya que cuenta con seguridad física. |
| QUIEBRA | OK | B | B | B | El país actualmente cuenta con una política estable y se proyecta de igual manera por el tiempo del proyecto. |
| CAMBIO POLITICA | NO | N | N | N | |
| LICENCIAS Y PERMISOS | NO | N | N | N | |
| LEGISLACION MEDIO AMBIENTE | OK | B | A | M | El país actualmente cuenta con una política estable y se proyecta de igual manera por el tiempo del proyecto. |
| HUELGAS | OK | M | A | A | La empresa ha implementado planes sociales que disminuyen la probabilidad de ocurrencia. Se presentaría la producción de forma negativa. |
| LEGISLACION SOBRE URBANISMO | NO | N | N | N | No está dentro de un área urbana. |
| PROPIEDAD PROMOTOR PROYECTO | | | | | |
| FALTA DEFINICION OBJETIVO | OK | B | M | B | La ingeniería fue realizada por una empresa confiable y con altos estándares en desarrollos de proyectos. |
| CAMBIO DE ALCANCE | OK | B | M | B | La ingeniería fue realizada por una empresa confiable y con altos estándares en desarrollos de proyectos. |
| CARENCIA VISION PROYECTO | NO | N | N | N | |
| DESAGREGACION PROYECTO | NO | N | N | N | |
| DISEÑO PROYECTO TECNICO DE EJECUCION | | | | | |
| DEFINICION INCOMPLETA ALCANCE | OK | B | M | B | La ingeniería fue realizada por una empresa confiable y con altos estándares en desarrollos de proyectos. |
| DISEÑO DEFECTUOSO E INCOMPLETO | OK | B | M | B | La ingeniería fue realizada por una empresa confiable y con altos estándares en desarrollos de proyectos. |
| ERRORES Y OMISIONES | OK | B | M | B | La ingeniería fue realizada por una empresa confiable y con altos estándares en desarrollos de proyectos. |
| MALAS ESPECIFICACIONES | OK | B | M | B | La ingeniería fue realizada por una empresa confiable y con altos estándares en desarrollos de proyectos. |
| ESTUDIO TERRENO ERRONEO | OK | B | M | B | La ingeniería fue realizada por una empresa confiable y con altos estándares en desarrollos de proyectos. |
| MALAS ESTIMACIONES | OK | B | A | M | La ingeniería fue realizada por una empresa confiable y con altos estándares en desarrollos de proyectos. |
| FALTA DE PROGRAMACION | OK | B | B | B | La ingeniería fue realizada por una empresa confiable y con altos estándares en desarrollos de proyectos. |
| CONSTRUCCION | | | | | |
| RETRASOS POR CONDICIONES ATMOSFERICAS | OK | B | B | B | Aunque es factible su presencia su presencia no es por largos tiempos al punto que incida notoriamente en el proyecto. |
| HUELGAS | OK | M | M | M | La empresa realiza una interventoría técnica y de HSE lo cual disminuye su probabilidad e impacto en caso de suceder. |
| FALTA DE PROGRAMACION | OK | B | M | B | La empresa realiza una interventoría técnica y de HSE lo cual disminuye su probabilidad e impacto en caso de suceder. |
| PRODUCTIVIDAD | OK | B | M | B | La empresa realiza una interventoría técnica y de HSE lo cual disminuye su probabilidad e impacto en caso de suceder. |
| SUBCONTRATISTAS | OK | B | B | B | No se permiten |
| OBRA DEFECTUOSA | OK | B | A | M | La empresa realiza una interventoría técnica y de HSE lo cual disminuye su probabilidad e impacto en caso de suceder. |
| FALLO EN EQUIPOS | OK | M | A | A | Es posible por usar equipos alquilados por esto se cuenta con un procedimiento de certificación de instalación y funcionamiento, así como equipos back up. |

Tabla 19. Presupuesto conceptual sistema de mezcla de crudo

| ITEM | DESCRIPCION | UNIDAD | CANTIDAD | VALOR UNITARIO | TOTAL ITEM | TOTAL |
|------|--------------|--------|----------|----------------|--------------------------------------------|---------------------|
| 1 | MECANICA | | | | | \$ 2'695'000 |
| 2 | ELECTRICIDAD | | | | | \$ 75'278 |
| 3 | INSTRUMENTOS | | | | | \$ 206'806 |
| 4 | CIVIL | | | | | \$ 154'722 |
| 5 | TUBERIAS | | | | | \$ 758'667 |
| | | | | | COSTO DIRECTO | \$ 3'890'472 |
| | | | | | GESTION DE COMPRAS (5%) | \$ 194'524 |
| | | | | | IMPREVISTOS (20%) | \$ 778'094 |
| | | | | | PRECOMMISSIONIG Y COMMISSIONIG (2%) | \$ 77'809 |
| | | | | | COSTO TOTAL US\$ | \$ 4'940'900 |
| | | | | | TRM | \$ 1'800 |

4.1 ANÁLISIS ECONÓMICO DE RESULTADOS

De acuerdo al estudio realizado (anexo G) se definió los siguientes puntos:

1. Para el caso básico se puede concluir que los indicadores económicos TIR y VPN (653% y 143.319 MMCOP) son considerablemente favorables para los inversionistas sin tener que recurrir a préstamos ya que satisfacen y superan ampliamente el RMA de 30% presupuestado. La recuperación de la inversión se produciría en el primer periodo de operación (0.2).
2. No se consideró realizar sensibilidad a la financiación ya que el máximo endeudamiento corresponde al 5% del costo del DIESEL que se consumiría en un año.
3. Después de identificar y categorizar los riesgos a los cuales está expuesto el proyecto se tomó la decisión de realizar análisis de sensibilidad al precio del

crudo, tasa de cambio del dólar y consumo de crudo que se traduce en la variación de la producción de crudo del campo, para estos casos se determinó el *switching value* con valores de 2.5, 2.5 y 0.05 respectivamente.

El aumento del precio del crudo impacta negativamente el proyecto por consumirlo como materia prima, sin embargo nos da un margen de aumento en el precio del crudo de 150% (SV=2,5) para hacer el VPN negativo e igualar los deseado por los inversionistas (RMA).

El aumento de la tasa de cambio impacta negativamente el proyecto ya que el costo del crudo aumentaría acercándonos al valor del Diesel y disminuyendo el VPN hasta ser negativo, sin embargo el margen de aumento es del 150% (sv=2,5) para llegar al RMA requerido por los inversionistas.

El impacto producido en el proyecto por la disminución de la producción de crudo e inyección de agua al mismo BSW, es la disminución del consumo de crudo mezcla lo cual se ve reflejado en un valor negativo en 0.05%, esto indica que así se reduzca en un 95% en la producción de crudo e inyección de agua, la inversión se recuperaría y satisfacerla el RMA solicitado por los inversionistas, luego ratifica que el cambio en el proyecto propuesto es altamente beneficioso.

4. El retraso en la construcción hace que la TIR y el VPN se reduce significativamente impactando negativamente el proyecto por lo tanto es necesario atender los riesgos identificados que traigan como consecuencia la presencia de este escenario, así se debe evitar o mitigar la presencia de huelgas y cumplir con el calendario de recursos o compartir este riesgo con algún proveedor confiable.

5. De los diferentes escenarios propuestos y basados en el indicador IVAN se puede concluir que los dos mayores valores 25,37 para la tasa de cambio -20% y 21,99 para el consumo de crudo mezcla +20%, estos nos indica que en estos dos

escenarios la reducción de costos es mayor, la rentabilidad se aumenta y el riesgo al fracaso disminuye, por lo tanto se debería pensar en realizar el proyecto cuando la tasa de cambio tienda a bajar y la producción tienda al aumento...

6. Los riesgos identificados que puedan impactar negativamente el proyecto son:

- Incremento significativo de la tasa de cambio lo cual no está previsto debido a que la situación económica y política del país es estable en los próximos 8 años.

- El Incremento del precio del crudo internacional impactaría negativamente el proyecto lo cual no está previsto en los próximos 8 años de acuerdo a proyecciones del MME.

- La presencia de una huelga por amplio tiempo podría afectar negativamente el proyecto, sin embargo a la fecha la empresa ha implementado planes sociales que mitigan la presencia por largo tiempo de este escenario.

- La falla de equipos impediría la inyección de agua y así mismo disminuiría la producción de crudo e impactaría negativamente el proyecto al disminuir el consumo de crudo y disminuiría la reducción de costos, para evitar o mitigar la presencia de este escenario la empresa ha implementado el programa Mantenimiento Centrado en confiabilidad y planes de integridad, así como tener equipos back up de respaldo.

7. Se recomienda realizar el proyecto inmediatamente ya que aplazarlo significaría mayores gastos en la compra de Diesel y si la capacidad instalada de inyección no es suficiente, se traduciría en disminución de la producción por no poder disponer el agua producida. Igualmente se recomienda realizar el proyecto de la construcción de acuerdo al estándar PMI con el fin de asegurar y mitigar los riesgos que pueden impactar con retrasos y sobrecostos en la construcción.

Debido a que los equipos son de difícil consecución en el área se recomienda determinar el calendario de suministro los equipos y materiales de forma planeada y ver la viabilidad de realizar un arranque temprano con equipos alquilados.

8. La alternativa más conveniente es realizar el proyecto inmediatamente aprovechando que el precio del dólar y el crudo son estables sin financiamiento, realizar un arranque temprano con equipos alquilados, inyectar lo mayor posible de agua sin llegar a impactar la producción negativamente por no contar con la disposición final del agua y estar atentos a posibles presencias de huelga.

9. De no ejecutarse el proyecto se produciría un gran impacto negativo sobre la empresa por la no producción de crudo como consecuencia de incumplir con los requerimientos legales ambientales de disposición final del agua, de igual forma el fracaso en la construcción y operación del proyecto produciría el mismo efecto negativo, por esto lo importante de tener bien definido el alcance, costo, tiempo de ejecución y calidad.

10. La reducción del tiempo de evaluación del proyecto de 8 años a 3 años indica que se disminuye el VPN pero el TIR se mantiene, esto confirma que los primeros 3 o 4 períodos el factor de descuento impacta de forma contundente el VPN.

CONCLUSIONES

Se concluye que el proyecto es factible y viable económicamente ya que se logra cumplir con los objetivos propuestos disminuyendo el consumo de ACPM, conservando los requerimientos ambientales y cumplir con las expectativas mínimas requeridas por los inversionistas del 30% con una rentabilidad de 653% y VPN de 143,319 MMcopn un endeudamiento de 7.9130 MMcop recuperable en 0.2 años, con el fin de obtener los mejores resultados y mitigar el impacto negativo el proyecto se recomienda realizarlo inmediatamente ya que aplazarlo significaría mayores gastos en la compra de Diesel y no poder aumentar la producción de crudo por no poder disponer el agua producida. Igualmente se recomienda realizar el proyecto de la construcción de acuerdo al estándar PMI con el fin de asegurar y mitigar los riesgos que pueden impactar con retrasos y sobrecostos en la construcción en detrimento del alcance, costo, tiempo y calidad. Debido a que los equipos son de difícil consecución en el área se recomienda determinar el calendario de suministro los equipos y materiales de forma planeada y ver la factibilidad de realizar un arranque temprano con equipos alquilados.

Con el uso de combustible crudo mezcla se logra disminuir el consumo de 993 barriles de ACPM (41700 galones por día), lo cual permite a la empresa no estar encasillado en el marco regulatorio nacional como gran consumidor (actualmente se consume 10.000 barriles día de los 112.000 bpd del consumo diario nacional fuente UPME).

Con los estudios y ensayos técnicos se demostró la similitud de las propiedades químicas (contenido de cenizas y azufre) del crudo mezcla con el ACPM, se encuentran por debajo de la Normatividad Ambiental Colombiana, lo cual no exime seguir haciendo seguimiento.

Como recomendación se hace que este proyecto se realice en el menor tiempo (seis meses), como se vio en el análisis financiero, la tasa de retorno en 0.3 años, ya que desde el punto de vista económico, regulatorio y ambiental es viable y factible.

BIBLIOGRAFÍA

ADMINISTRACION DEL RIESGO AS/NZS 4360:1999.

FRANCESC GOMEZ. Aplicación en Excel para la elaboración de estados de flujo en efectivo. Editorial PROFIT.

GALINDO. Formulación y Evaluación de Planes de Negocio.

HERNAN MEJIA. Gestión Integral de Riesgos y Seguros.

MARCIAL CORDOBA. Formulación y Evaluación de Proyectos.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Agentes de la cadena de combustibles.

_____. Decreto 550 de 2007.

_____. Listado de grandes consumidores 2011.

_____. Precios de Combustibles / Histórico de Precios.

OSCAR LEÓN GARCÍA. Valoración de empresas, gerencia del valor y EVA.

PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Editorial Astro Data.

PMI. PMBOK. Cuarta Edición.

SISTEMA DE MEZCLA DE COMBUSTIBLE EN BATERÍA 4. ANÁLISIS DE RIESGO Y OPERABILIDAD HAZOP. Código: QFA-BAT4-AUX-PRO-HZP-2001. 222101-021-16375-I001

UPME. Boletín Estadístico 2007 – 2011/ Informe de Rendición de Cuentas 2010 Subdirección de Planeación Energética.

WERNER ZITZMANN RIEDLER, Valoración de Empresas con Excel. Editorial Alfaomega.

ANEXOS

Anexo A. Caracterización del 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 |
| | | | Sicio, 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 B. Caracterización de crudos livianos

CALIDAD BLOQUE CAMPO RICO

| Propiedades Crudos | Gravedad API | Punto de Inflamación °C | Viscosidad Cinemática cSt @ 50°C | Contenido de Azufre, % m |
|--------------------|--------------|-------------------------|----------------------------------|--------------------------|
| Vigía | 14,8 | 34 [93.2 °F] | 262 | 0,32 |
| Potros | 15,6 | 28 | 143 | 0,3? |
| Campo Rico | 15,4 | 25 | 147 | 0,3? |
| Acacias | 15,8 | 21 | 136 | 0,3? |
| Centauros | 15,9 | 19 | 120 | 0,34 |
| Destilación | Vigía | Potros | Campo Rico | Centauros |
| IBP | 116 | 68 | 76 | 71 |
| 5% | 255 | 128 | 158 | 145 |
| 10% | 291 | 258 | 268 | 254 |
| 15% | 313 | 287 | 298 | 290 |
| 20% | 329 | 305 | 318 | 310 |
| 30% | 348 | 335 | 345 | 339 |
| 40% | 358 | 346 | 356 | 349 |

Anexo C. Características requeridas de mezcla combustible (crudo dulce)



META PETROLEUM CORP.
EQUIPOS PARA INYECCIÓN DE 500 KBWPD

2.3. EMISSIONS

Emissions levels for CATERPILLAR 9CM32 engines as follows:

Sulphur Oxides (SO₂): <= 400mg/m³ @ 15% O₂, for Quifa "Sweet" Crude with 0.86% H₂S content.

Particulate Matter (PM): <= 50mg/Nm³ dry @ 15% O₂.

Required "Sweet" Crude as follows:

| | |
|-------------------------------------|-------|
| i. Gravedad API | 13,7° |
| ii. Viscosidad Cinemática (@ 50 °C) | 443 |
| iii. Contenido de Azufre (%m) | 0,86 |
| iv. Carbón Conradson | 10,8 |
| v. Cenizas | 0,03 |
| vi. Contenido de Asfáltenos | 8,1 |
| vii. Punto de Inflamación (°C) | 60 |
| viii. Punto de Fluidez, (°C) | < 1,5 |
| ix. Vanadio, (ppmm) | 80 |
| x. Níquel, (ppmm) | 18,5 |
| xi. Sodio, (ppmm) | 1,1 |

Diesel engines used for these applications have low carbon monoxide (CO) and hydrocarbon (HC) emissions thanks to their high thermal efficiency.

Anexo D. Consumo estimado combustible ACPM para los motores de las bombas correspondientes al arranque temprano

BASES Y CRITERIOS DE DISEÑO DE PROCESOS

3 Technical Data

3.1 20V 4000 C22 engine data

Explanation:

- DL Ref. value: Continuous power (CP)
- BL Ref. value: Fuel stop power (FSP)
- A Design value
- G Guaranteed value
- R Guideline value
- L Limit value, up to which the engine can be operated, without change (e.g. of power setting)
- N Not yet defined value
- Not applicable
- X Applicable

Reference Conditions

| | | | 20V 4000 |
|--------------------------------|--|------|----------|
| Engine model | | | |
| Application group | | | 58 |
| Intake air temperature | | °C | 25 |
| Charge-air coolant temperature | | °C | 45 |
| Barometric pressure | | mbar | 1000 |
| Site altitude above sea level | | m | 100 |

POWER-RELATED DATA (power ratings are net brake power to ISO 3046)

| | | | 20V 4000 |
|-------------------------------------------------------------|---|-----|----------|
| Number of cylinders | | | |
| Engine rated speed | A | rpm | 1800 |
| Net brake power (without fan) (fuel stop power ISO 3046) | A | kW | 2720 |

GENERAL CONDITIONS (for maximum power)

| | | | 20V 4000 |
|----------------------------------------------|---|------|----------|
| Number of cylinders | | | |
| Intake air depression (new filter) | A | mbar | 25 |
| Intake air depression | L | mbar | 50 |
| Exhaust backpressure | A | mbar | 30 |
| Exhaust backpressure, max. | L | mbar | 50 |
| Fuel temperature at engine supply connection | R | °C | 25 |

CONSUMPTION

| | | | 20V 4000 |
|-------------------------------------------------------------------------------------|---|--------|----------|
| Number of cylinders | | | |
| Specific fuel consumption (be) 100% BL (+5%; EN 590; 42.8MJ/kg) | G | g/kWh | 200 |
| Lube oil consumption after 100 h operation, average (B = fuel consumption per hour) | R | % of B | 0.3 |

Anexo E. Consumo estimado combustible pesado (crudo dulce para los motores de las bombas y generadores correspondiente a facilidades definitivas)



META PETROLEUM CORP.
EQUIPOS PARA INYECCIÓN DE 500 KBWP/D



Caterpillar
International
Power
Systems

Power Plant Project Guide
for CM Engines

| Engine Type | | 6CM20 | 8CM20 | 9CM20 |
|-------------------------------------------------------------|-------------------|-------|-------|-------|
| water content of engine | m ³ | 0.1 | 0.15 | 0.17 |
| nominal diameter HI cooling water TCV | mm | 65 | 65 | 65 |
| nominal diameter of LI cooling water TCV | mm | 50 | 65 | 65 |
| volume HT compensation tank | m ³ | 0.1 | 0.1 | 0.1 |
| volume LT compensation tank | m ³ | 0.1 | 0.1 | 0.1 |
| Light Fuel | | | | |
| min LFO flow rate | m ³ /h | 0.8 | 1 | 1.2 |
| attached LFO pump capacity | m ³ /h | 1.2 | 1.2 | 1.2 |
| attached LFO pump delivery head | bar | 5 | 5 | 5 |
| max LFO pressure before engine | bar | | 8 | |
| min LFO pressure before engine | bar | | 5 | |
| heat dissipation of fuel injection | kW | 2.4 | 3.2 | 3.6 |
| max LFO temperature at engine inlet | °C | | 65 | |
| LFO duplex filter nominal diameter | mm | | 25 | |
| LFO filter mesh size (material stainless steel) | mm | | 0.025 | |
| Heavy Fuel | | | | |
| fuel quality limit acc. CIMAC | | | K65 | |
| max HFO viscosity | cSt@50 °C | | 700 | |
| min HFO flow rate | m ³ /h | 0.5 | 0.6 | 0.7 |
| max injection viscosity (mPa = 0.9 * cSt) | cSt | | 12 | |
| min injection viscosity (mPa = 0.9 * cSt) | cSt | | 10 | |
| max HFO pressure before engine | bar | | 8 | |
| min HFO pressure before engine | bar | | 5 | |
| dynamical design pressure for fuel system components | bar | | 20 | |
| frequency of dynamical design pressure | Hz | | 75 | |
| max HFO temperature before engine | °C | | 150 | |
| HFO duplex filter nominal diameter | mm | | 25 | |
| HFO filter mesh size (material stainless steel) | mm | | 0.034 | |
| Lube Oil | | | | |
| max lube oil flow rate | m ³ /h | 35.5 | 35 | 42.4 |
| min lube oil flow rate | m ³ /h | 32 | 32 | 36 |
| required prelube flow | m ³ /h | 10 | | 12 |
| required prelube pressure | bar | | | 5 |
| specific lube oil heat | kW/kWh | | | 0.136 |
| lube oil consumption (tolerance +/- 0.3 g/kWh) | g/kWh | | | 0.6 |
| max lube oil pressure before engine | bar | | | 4.5 |
| min lube oil pressure before engine | bar | | | 4 |
| max lube oil temperature before engine | °C | | | 65 |
| duplex filter nominal diameter (HFO operation) | mm | | | 65 |
| filter mesh size (material stainless steel) (HFO operation) | mm | | | 0.09 |
| automatic filter nominal diameter (LFO operation) | mm | 65 | 80 | 80 |
| filter mesh size (material stainless steel) (LFO operation) | mm | 0.034 | 0.034 | 0.034 |
| duplex filter nominal diameter (LFO) | mm | | | 65 |
| filter mesh size (material stainless steel) (LFO) | mm | | | 0.09 |
| max pressure drop in lube oil cooler | bar | | | 1.5 |
| nominal diameter of lube oil TCV | mm | 65 | 80 | 80 |
| min volume of lube oil circulating tank at LFO operation | m ³ | 0.9 | 1.2 | 1.4 |
| min volume of lube oil circulating tank at HFO operation | m ³ | 0.9 | 1.2 | 1.4 |

(1.2.T1)



Caterpillar
International
Power
Systems

Power Plant Project Guide
for CM Engines

| Engine Type | | GCM32 | OCM32 | SCM32 |
|-------------------------------------------------------------|--------------------|-------|-------|--------|
| water content of engine | m ³ | 0.7 | 0.90 | 1.00 |
| nominal diameter of discharge air TCV | mm | 100 | 100 | 100 |
| nominal diameter HT cooling water TCV | mm | 100 | 100 | 100 |
| nominal diameter of LT cooling water TCV | mm | 80 | 80 | 80 |
| volume HT compensation tank | m ³ | 0.35 | 0.4 | 0.55 |
| volume LT compensation tank | m ³ | 0.30 | 0.4 | 0.50 |
| Light Fuel | | | | |
| min LFO flow rate | m ³ /h | 2.2 | 2.9 | 3.2 |
| attached LFO pump capacity | m ³ /h | 2.2 | 3.2 | 3.2 |
| attached LFO pump delivery head | bar | 5 | 8 | 9 |
| max LFO pressure before engine | bar | 5 | 8 | 9 |
| min LFO pressure before engine | bar | 5 | 8 | 9 |
| heat dissipation of fuel injection | kW | 6 | 6.5 | 9 |
| max LFO temperature at engine inlet | °C | | | 40 |
| LFO duplex filter nominal diameter | mm | | | 9.0/20 |
| LFO filter mesh size (material stainless steel) | mm | | | |
| Heavy Fuel | | | | |
| fuel quality limit acc. CIMAC | | | 100 | |
| max HFU viscosity | mm ² /s | | 100 | |
| min HFU flow rate | m ³ /h | 1.2 | 1.5 | 1.8 |
| max injection viscosity (cP @ 0.9 * cSt) | cSt | | 12 | |
| min injection viscosity (mPa · s @ 0.9 * cSt) | cSt | | 10 | |
| max HFU pressure before engine | bar | | 8 | |
| min HFU pressure before engine | bar | | 5 | |
| dynamical design pressure for fuel system components | bar | | 20 | |
| frequency of dynamical design pressure | Hz | | 45 | |
| max HFU temperature before engine | °C | | 150 | |
| HFU duplex filter nominal diameter | mm | | 40 | |
| HFU filter mesh size (material stainless steel) | mm | | 0.034 | |
| Lube Oil | | | | |
| max lube oil flow rate | m ³ /h | 60 | 66 | 66 |
| min lube oil flow rate | m ³ /h | 60 | 65 | 75 |
| required pre-lube flow | m ³ /h | | 20 | |
| required pre-lube pressure | bar | | 5 | |
| specific lube oil heat | kJ/kWh | | 0.100 | |
| lube oil consumption (tolerance 11-12 g/kWh) | g/kWh | | 0.6 | |
| max lube oil pressure before engine | bar | | 5 | |
| min lube oil pressure before engine | bar | | 4 | |
| max lube oil temperature before engine | °C | | 60 | |
| duplex filter nominal diameter (HFO operation) | mm | | 60 | |
| filter mesh size (material stainless steel) (HFO operation) | mm | | 0.09 | |
| duplex filter nominal diameter (LFO operation) | mm | | 100 | |
| filter mesh size (material stainless steel) (LFO operation) | mm | | 0.034 | |
| max pressure drop in lube oil cooler | bar | | 1.5 | |
| nominal diameter of lube oil TCV | mm | 80 | 100 | 126 |
| min volume of lube oil circulating tank at LFO operation | m ³ | 2.4 | 3.2 | 3.6 |
| min volume of lube oil circulating tank at HFO operation | m ³ | 2.4 | 3.2 | 3.6 |

Anexo F. Tablas Análisis Económico

| PROYECTO (SIN PRÉSTAMO) | | | | | | |
|---------------------------------------------------------|------|-----------------|-------|---------|----------------------|------|
| CASO | TIR | VPN | IVAN | PAY OUT | MÁXIMO ENDEUDAMIENTO | SV |
| SENSIBILIDAD: PRECIO CRUDO | | | | | | |
| BÁSICO (CP 70 Y CL 85 USD/BL) | 653% | 143.319.075.173 | 18.11 | z | -7.913.769.231 | 2.50 |
| PRECIO CRUDO + 20 % | 570% | 127.794.586.798 | 15.68 | 0.23 | -8.149.596.923 | |
| PRECIO CRUDO - 20 % | 742% | 158.843.563.549 | 20.69 | 0.18 | -7.677.941.538 | |
| SENSIBILIDAD: CONSUMO CRUDO | | | | | | |
| BÁSICO (966 BPD) | 653% | 143.319.075.173 | 18.11 | z | -7.913.769.231 | 0.05 |
| CONSUMO CM + 20 % | 786% | 174.060.790.740 | 21.99 | 0.17 | -7.913.769.231 | |
| CONSUMO CM - 20 % | 521% | 158.843.563.549 | 20.69 | 0.18 | -7.677.941.538 | |
| SENSIBILIDAD: PRECIO DÓLAR | | | | | | |
| BÁSICO (*1800 (Precio tomado al 16/03/2013) COP/USD) | 653% | 143.319.075.173 | 18.11 | z | -7.913.769.231 | 2.50 |
| PRECIO DÓLAR + 20 % | 489% | 126.591.408.555 | 13.30 | 0.27 | -9.517.846.154 | |
| PRECIO DÓLAR - 20 % | 901% | 160.046.741.791 | 25.37 | 0.14 | -6.309.692.308 | |
| SENSIBILIDAD: RETRASO CONSTRUCCIÓN | | | | | | |
| BÁSICO (CONSTRUCCIÓN 1 AÑO) | 653% | 143.319.075.173 | 18.11 | z | -7.913.769.231 | |
| CONSTRUCCIÓN +1 AÑO | 221% | 103.518.317.703 | 13.04 | 1.26 | -7.938.519.763 | |
| SENSIBILIDAD: RETRASO CONSTRUCCIÓN | | | | | | |
| BÁSICO (TIEMPO EVALUACIÓN 8 AÑO) | 653% | 143.319.075.173 | 18.11 | z | -7.913.769.231 | |
| TIEMPO EVALUACIÓN 3 AÑO | 658% | 86.849.447.575 | 10.97 | 0.20 | -7.913.769.231 | |

VALOR DÓLAR COP/USD: 1800

| ANÁLISIS INCREMENTAL | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------|----------|---------------|-----|----------------------------|--------------------|-----------------|------------------------|------------|-----|------------------|------------------------|-----------------------|-----------------|----------------|-----------------------|-------------------------------------|
| DESCRIPCION | UNIDADES | CONSUMO / DIA | AÑO | IMPACTO CAMBIO COMBUSTIBLE | COSTO ACPM USD/GLN | COSTO CP USD/BL | COSTO CL MEZCLA USD/BL | COSTO CP % | C % | ALMAC DIESEL BBL | ALMAC CRUDO MEZCLA BBL | ALMAC CP ALMAC CL BBL | DIESEL | MEZCLA | DIFERENCIA AHORRO COP | OBSERVACIONES |
| COSTO CONSUMO COMBUSTIBLE | BLS | 1195.2 | 365 | NA | 10,000 | 70 | 78 | | | | | | 183,224,150,000 | 60,856,596,000 | 122,367,564,000 | AHORRO EN EL COSTO COMBUSTIBLE |
| AOM | COP | 30,000,000 | 365 | 20% | | | | | | | | | 10,950,000,000 | 13,140,000,000 | -2,190,000,000 | INCREMENTA EL AOM EN 20% |
| CONSTRUCCION | COP | NA | NA | NA | | | | | | | | | 0 | 8,893,620,000 | -8,893,620,000 | INVERSION CONST FACILIDAD |
| MATERIA PRIMA | COP | 1195.2 | 365 | NA | 10,000 | 70 | 85 | 50% | 50% | | | | 183,224,150,000 | 60,856,596,000 | 122,367,564,000 | ALMACENAMIENTO DE CP + CL |
| INVENTARIO | COP | NA | 365 | NA | 10,000 | 70 | 78 | | | 330 | 6,600 | 1,860 | 138,600,000 | 1,532,880,000 | -1,394,280,000 | ALMACENAMIENTO DIESEL+ MEZCLA+CP+CL |

VALORES POSITIVOS EQUIVALE A AHORRO
VALORES NEGATIVOS EQUIVALE A SOBRE COSTO

Valor Dólar COP/USD *1800 (Precio tomado al 16/03/2013)

FLUJO DE CAJA INCREMENTAL

REDUCCION COSTOS POR CAMBIO DE COMBUSTIBLE DE DIESEL A CRUDO MEZCLA

PAUTAS

| | | | | |
|----------------------------------------------------------|--------|------------------------------|---------------|-----------------|
| Tasa de Impuestos(real) | 33% | Almacenamiento Diesel | 330 | bis (1 TK) |
| Tasa de descuento(WACC) | 30.0% | Almacenamiento Mezcla | 6.600 | bis (2 TK 3300) |
| Periodo amortización Financiación bancaria elegida | 0 | Almacenamiento CP | 2.600 | bis (2 TK 1300) |
| Tasa de InterésPréstamo(EA) | 0.0% | Almacenamiento CL | 1.860 | bis (2 TK 930) |
| Tiempo a depreciar en años | 0.0% | Construcción facilidad crudo | 8.893.620.000 | cop |
| Consumo de combustible bpd | 8 | AOM actual Diesel | 30.000.000 | cop / día |
| AOM con mezcla se incrementa en un | 796.8 | RELACION MEZCLA | | |
| Costo diesel puesto en Rubiales (cop/gln) | 20% | CP | 50% | |
| Costo crudo pesado (usd/bl) | 10.000 | CL | 50% | |
| Costo crudo liviano (usd/bl) | 70 | | | |
| Costo mezcla (50/50) (usd/bl) | 85 | | | |
| Costo del dólar (cop/usd) | 78 | | | |

Se analizara la sensibilidad a las siguientes variables:

1. Cambio del precio del barril de crudo.
2. Disminución de la producción por lo tanto la inyección de agua y consumo de combustible
3. Cambio en el valor del dólar

*1800 (Precio tomado al
16/03/2013)

FLUJO DE CAJA INCREMENTAL

REDUCCION COSTOS POR CAMBIO DE COMBUSTIBLE DE DIESEL A CRUDO MEZCLA

PAUTAS

| | | | | |
|---------------------------------------------------------------------------------------|--------|------------------------------|---------------|----------------------------------|
| Tasa de Impuestos(real) | 33% | Almacenamiento Diesel | 330 | bls (1 TK) bls (2 TK 3300) |
| Tasa de descuento(WACC) | 30.0% | Almacenamiento Mezcla | 6.600 | bls (2 TK 1300) |
| Periodo amortización Financiación bancaria elegida | 0 | Almacenamiento CP | 2.600 | |
| Tasa de InterésPréstamo(EA) | 0.0% | Almacenamiento CL | 1.860 | bls (2 TK 930) |
| Tiempo a depreciar en años Consumo de combustible bpd | 0.0% | Construcción facilidad crudo | 8.893.620.000 | cop |
| AOM con mezcla se incrementa en un Costo diesel puesto en Rubiales (cop/gln) | 8 | AOM actual Diesel | 30.000.000 | cop / día |
| Costo crudo pesado (usd/bl) | 1195.2 | RELACION MEZCLA | | |
| Costo crudo liviano (usd/bl) | 20% | CP | 50% | |
| Costo mezcla (50/50) (usd/bl) | 10.000 | CL | 50% | |
| Costo del dólar (cop/usd) | 70 | | | |
| | 85 | | | |
| | 78 | | | |

Se analizará la sensibilidad a las siguientes variables:

1. Cambio del precio del barril de crudo.
2. Disminución de la producción por lo tanto la inyección de agua y consumo de combustible
3. Cambio en el valor del dólar

*1800 (Precio tomado al
16/03/2013)

FLUJO DE CAJA DEL INVERSIONISTA

| ANOS OPERACION | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|-------------------------------------------------------------|----------------------|---------------------|---------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| PERIODO (n) | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Ingresos | | | | | | | | | |
| Reduccion costos por cambio combustible | | \$122,367,564.000 | \$122,367,564.000 | \$122,367,564.000 | \$122,367,564.000 | \$122,367,564.000 | \$122,367,564.000 | \$122,367,564.000 | \$122,367,564.000 |
| Total Ingresos | \$0 | \$122,367,564.000 | \$122,367,564.000 | \$122,367,564.000 | \$122,367,564.000 | \$122,367,564.000 | \$122,367,564.000 | \$122,367,564.000 | \$122,367,564.000 |
| Egresos | | | | | | | | | |
| A FLO DEPRECIACION - BANOS | | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 |
| A FLO NO DEPRE - TERRENO | | | | | | | | | |
| CONSTRUCCION (Civil, mecanica, electrico e instrumentacion) | \$8,893,620,000.00 | | | | | | | | |
| A FLO TOTAL | \$8,893,620,000.00 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 |
| ACM | \$1,394,290,000 | \$2,190,000,000 | \$2,190,000,000 | \$2,190,000,000 | \$2,190,000,000 | \$2,190,000,000 | \$2,190,000,000 | \$2,190,000,000 | \$2,190,000,000 |
| CAPITAL TRABAJO | \$1,394,290,000 | \$2,190,000,000 | \$2,190,000,000 | \$2,190,000,000 | \$2,190,000,000 | \$2,190,000,000 | \$2,190,000,000 | \$2,190,000,000 | \$2,190,000,000 |
| INV TOTAL | \$10,287,900,000 | \$3,301,702,500 | \$3,301,702,500 | \$3,301,702,500 | \$3,301,702,500 | \$3,301,702,500 | \$3,301,702,500 | \$3,301,702,500 | \$3,301,702,500 |
| Total Egresos | \$10,287,900,000 | \$3,301,702,500 | \$3,301,702,500 | \$3,301,702,500 | \$3,301,702,500 | \$3,301,702,500 | \$3,301,702,500 | \$3,301,702,500 | \$3,301,702,500 |
| Utilidad Operativa (U.A.J.I.) | (\$10,287,900,000) | \$119,065,861,500 | \$119,065,861,500 | \$119,065,861,500 | \$119,065,861,500 | \$119,065,861,500 | \$119,065,861,500 | \$119,065,861,500 | \$119,065,861,500 |
| prestamo | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 |
| pago prestamo | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 |
| saldo deuda | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 |
| (-) Pago de Intereses Prestamo bancario NA | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 | \$0 |
| Total Egresos | (\$10,287,900,000) | \$119,065,861,500 | \$119,065,861,500 | \$119,065,861,500 | \$119,065,861,500 | \$119,065,861,500 | \$119,065,861,500 | \$119,065,861,500 | \$119,065,861,500 |
| Utilidad Neta | (\$10,287,900,000) | \$9,085,661,500 | \$9,085,661,500 | \$9,085,661,500 | \$9,085,661,500 | \$9,085,661,500 | \$9,085,661,500 | \$9,085,661,500 | \$9,085,661,500 |
| Ajustes Contables | | | | | | | | | |
| 16 (+) Depreciaciones | | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 | \$1,111,702.500 |
| Flujo Neto de Caja | (\$10,287,900,000) | \$9,085,661,500 | \$9,085,661,500 | \$9,085,661,500 | \$9,085,661,500 | \$9,085,661,500 | \$9,085,661,500 | \$9,085,661,500 | \$9,085,661,500 |
| Factor de Descuento 1000000 | \$0.75523 | \$0.85172 | \$0.46517 | \$0.35913 | \$0.26933 | \$0.20713 | \$0.16937 | \$0.12259 | \$0.09430 |
| 1/(1 + i) ⁿ i= RMA | | | | | | | | | |
| VPN | (\$7,913,769,230.77) | \$47,851,437,595.27 | \$36,816,490,524.32 | \$29,220,377,204.48 | \$24,781,905,844.91 | \$21,590,476,711.19 | \$19,167,613,316.30 | \$16,827,501,012.54 | \$14,627,990,740.26 |
| Flujo Neto de Caja ACUMULADO | (\$7,913,769,230.77) | \$39,947,668,464.50 | \$76,764,158,999.32 | \$105,064,536,203.79 | \$126,860,441,575.70 | \$143,627,095,790.24 | \$156,817,538,411.43 | \$166,433,289,727.73 | \$174,060,790,740.26 |