

**CRITERIOS DE DISEÑO MECANICO PARA LA INGENIERIA CONCEPTUAL
DE UNA ESTACION DE CRUDO MEDIANO**

LUIS ALEJANDRO RIVERA LOPEZ

JUAN CARLOS LOPEZ FERNANDEZ



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016

**CRITERIOS DE DISEÑO MECANICO PARA LA INGENIERIA CONCEPTUAL
DE UNA ESTACION DE CRUDO MEDIANO**

LUIS ALEJANDRO RIVERA LOPEZ

JUAN CARLOS LOPEZ FERNANDEZ

**Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Producción de
Hidrocarburos**

Director

**Ing. JAVIER MAURICIO CASTIBLANCO HERRERA
Especialista en Ingeniería de Gas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS
ESCUA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

Para triunfar en la vida no es importante llegar primero, para triunfar simplemente hay que llegar. Al culminar parte de mis objetivos dedico la presente trabajo de grado a:

Dios por darme fuerza por no desfallecer antes las adversidades y vencer los obstáculos.

A mis padres por el apoyo incondicional tras este duro reto y esfuerzo en construir esta monografía.

A mis compañeros de especialización por tener una voz de apoyo y aliento para culminar esta monografía.

LUIS ALEJANDRO RIVERA LÓPEZ

DEDICATORIA

Mis sinceros agradecimientos:

A Dios por darme fuerzas y guiarme en transcurso de la especialización.

A mis padres Juan Manuel y Rosa Elena, mi hermana Hita Melissa y a mi tío Pedro Felipe por el constante apoyo.

A mi amigo y compañero Luis Alejandro por estar siempre apoyándome.

Al Ingeniero Javier Mauricio Castiblanco por su colaboración y direccionamiento.

JUAN CARLOS LOPEZ FERNANDEZ

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	16
OBJETIVOS	18
Objetivo General	18
Objetivos Específicos	18
1. ANTECEDENTES Y SISTEMA ACTUAL	19
2. ESTACIONES DE RECOLECCION DE CRUDO MEDIANO	24
2.1 Descripción General.....	24
2.2 Funcionamiento.....	24
2.3 Tipos de Estación de Flujo.....	25
2.3.1 Según su localización.....	25
2.3.2 Según su sistema de operación.....	26
2.3.2.1 Automatizado.....	26
2.3.2.2 Manual.....	26
2.3.2.3 Semiautomático.....	26
2.4 Etapas de tratamiento de crudo, componentes básicos de una estación recolectora de flujo y operaciones en una batería de producción.	26
2.4.1 Etapas de separación.....	26
2.4.2 Consideraciones de propiedades de los fluidos.....	27
2.4.3 Elementos de una batería de producción.....	28
2.5 Localización de la Batería Respecto a los Pozos.....	29
2.6 Tratamiento de Crudo.....	30
2.7 Operaciones de una batería de producción.....	31

2.8 Desarrollo de la ingeniería conceptual.....	31
3. GENERALIDADES DEL PROYECTO Y CASO DE NEGOCIO	33
3.1 Condiciones Generales.....	33
3.2 Contexto de la Oportunidad de Negocio.....	33
3.3 Estructuración del Caso de Negocio.....	33
4. RECOLECCION, TRATAMIENTO, ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE CRUDO	35
4.1 Descripción y Alcance del Proyecto.....	35
4.2 Planos de Localización del Proyecto, Vías de Acceso y Áreas Geográficas	35
4.2.1 Ubicación de instalaciones.....	36
4.2.2 Condiciones climatológicas del sitio.....	36
4.3 Bases del Proyecto.....	37
4.3.1 Caracterización de los fluidos.....	37
4.3.2 Caracterización del gas.....	37
4.4 Recolección – Recibo de Fluidos de Pozo.....	38
4.5 Alternativa de Procesos.....	40
4.5.1 Alternativa I: Separación trifásica + calentamiento.....	40
4.5.2 Alternativa II: Separación bifásica + gun barrel.....	41
4.5.3 Alternativa III: Separación trifásica + gun barrel.....	41
4.6 Capacidad de la Planta – Proyección.....	42
4.7 Simulación HYSYS.....	42
4.8 Separación de Fluidos.....	44
4.9 Tratamiento de Fluidos – Gun Barrel.....	46
4.10 Almacenamiento.....	47

4.11 Disposición del Crudo.....	49
4.12 Sistema de Quema por Tea.....	50
4.13 Descripción de las instalaciones.....	50
5. MANTENIMIENTO Y CONFIABILIDAD.....	53
5.1 Mantenimiento en el Sector Petrolero.....	53
5.2 Confiabilidad de los Procesos.....	53
5.2.1 Planes integrales de mantenimiento.....	54
5.2.2 Costeo de cada actividad de Mantenimiento.....	54
5.3 Estrategias Gerenciales para Asegurar Costos Óptimos en la Cadena de Valor de Mantenimiento y del Negocio	55
5.3.1 Confiabilidad de equipos.....	55
6. ANALISIS FINANCIERO.....	58
7. CONCLUSIONES.....	60
BIBLIOGRAFIA.....	61

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Planta de recolección de crudo estación Jaguar.....	21
Figura 2. Diagrama de flujo típico de un sistema de producción.....	21
Figura 3. Planta de recolección de crudo Estación Jaguar.....	25
Figura 4. Esquema de operación de un campo petrolero.....	29
Figura 5. Esquema localización de batería o facilidades.....	29
Figura 6. Estructuración del Caso de Negocio.....	34
Figura 7. Facilidades.....	35
Figura 8. Ubicación geográfica del Campo.....	36
Figura 9. Esquema de recolección.....	39
Figura 10. Separación Trifásica + Calentamiento.....	40
Figura 11. Separacion Bifasica + Gun barrel.....	41
Figura 12. Separación Trifásica + Gun barrel.....	41
Figura 13. Simulación del sistema de producción.....	43
Figura 14. Envolverte de Fase del Aceite.....	44
Figura 15. Separador trifásico horizontal.....	45
Figura 16. Gun Barrel.....	46
Figura 17. Diagrama de Causa raíz.....	56

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Condiciones Climatológicas.....	36
Tabla 2. Análisis de la muestra de crudo tomadas de los tanques.....	37
Tabla 3. Cromatografía del gas.....	37
Tabla 4. Producción de pozo 1.....	38
Tabla 5. Producción de pozo 2.....	38
Tabla 6. Producción de pozo 3.....	39
Tabla 7. Valores de Producción.....	42
Tabla 8. Resultados de simulación en HYSYS, flujo de materia.....	43
Tabla 9. Dimensionamiento de Separador trifásico.....	44
Tabla 10. Relación de esbeltez.....	45
Tabla 11. Dimensionamiento Gun Barrel.....	46
Tabla 12. Dimensiones Gun Barrel.....	47
Tabla 13. Dimensiones tanque de despacho.....	48
Tabla 14. Dimensionamiento y capacidades típicas de tanques.....	48
Tabla 15. Especificaciones bomba de despacho.....	49
Tabla 16. Características principales de Tea.....	50
Tabla 17. Costos de equipos.....	58
Tabla 18. Costo estimado de ingeniería de superficie.....	59

GLOSARIO

- **API:** American Petroleum Institute.
- **BBL:** Barriles.
- **BPD:** Barriles por día.
- **BFPD:** Barriles de fluido por día.
- **BOPD:** Barriles de crudo por día.
- **BSW:** Basic Sediment Water.
- **BWPD:** Barriles de agua por día.
- **ISA:** Instrumentation Systems and Automation Society.
- **MMSCFD:** Millones de pies cúbicos estándar por día.
- **MPO:** Máxima Presión de Operación.
- **Presión de diseño:** Es la presión máxima permitida calculada, siendo ésta mayor que la presión máxima de operación.
- **Temperatura de Diseño:** Es la temperatura esperada en el ducto, bajo las condiciones de operación máxima extraordinaria y que puede ser igual o mayor a la temperatura de operación.
- **Temperatura de Operación:** Es la temperatura máxima de la tubería en condiciones normales de operación.
- **Agente emulsificante:** Es un compuesto orgánico o inorgánico que se encuentra presente en el petróleo crudo y que por efectos moleculares favorecen el proceso de formación de emulsiones.
- **Altura de referencia:** Es la distancia indicada en la tabla de aforo del tanque, desde el fondo del tanque hasta la marca o punto de referencia.
- **Barril:** Unidad corriente para la medida de líquidos en la industria petrolera. Contiene 42 galones a 60 °F.

- **Bomba:** Es una máquina para desplazar un líquido a base de tomar energía de otra fuente y transmitírsela al líquido. Los tipos más comunes Son: Centrífuga, Multi-Etapa, Reciprocante, Dúplex, Simples, Rotatoria, Triple, entre otras.
- **BS&W (Basic Sediments and Water):** Es el sedimento de fondo y el agua que queda emulsionado en el crudo tratado, es un parámetro que determina la calidad del crudo, él límite máximo permisible para que el crudo sea bombeado a una estación del oleoducto es de 0.5 % de BS&W.
- **Caída de presión:** Es la disminución de la presión que hace que el fluido se mueva a través de una tubería o recipiente.
- **Cinta de medición:** Usualmente es una cinta metálica (acero), graduada para medir el nivel de fluido en forma directa (a fondo) o indirecta (al vacío).

CÓDIGOS, NORMAS Y ESTÁNDARES APLICABLES

- ECP-CNE-P-PRO-MT-001 Manual Técnico de Criterios de Diseño de la Especialidad de Ingeniería de Proceso
- ANSI/API Std 610 Centrifugal Pumps for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries
- ASME B31.3 Process Piping
- ASME B31.4 Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids
- ASME B31.1. (1989) Power Piping
- ASME B31.8 (1989) Gas Transmisión and Distribution Piping System
- ASME B31.9 (1988) Building Services Piping
- API 6D Specification for Pipeline Valves

RESUMEN

TITULO: CRITERIOS DE DISEÑO MECANICO PARA LA INGENIERIA CONCEPTUAL DE UNA ESTACION DE CRUDO MEDIANO.

AUTORES: LUIS ALEJANDRO RIVERA LOPEZ Y JUAN CARLOS LOPEZ FERNANDEZ.

PALABRAS CLAVES: INGENIERIA CONCEPTUAL, FACILIDADES DE PRODUCCION, HYSYS, CRUDO MEDIANO.

DESCRIPCION:

Este trabajo presenta los criterios para la elaboración de la ingeniería conceptual para proyectos de instalaciones de recolección de crudo mediano, enmarcadas en las especificaciones que se deben cumplir para la realización de ingeniería conceptual en los proyectos, consistente en el análisis técnico, económico, como solución a un problema o respuesta a una necesidad planteada, tomando decisiones en cuanto a la tecnología utilizada, previsiones para futuras expansiones, y elaborando las sugerencias para las siguientes fases del proyecto. Aquí se evaluarán los posibles procesos y se definen en forma general sus ventajas, se formalizan balances preliminares, de materias primas como productos, y se identifican, se dimensionan los servicios industriales requeridos.

Se analiza las generalidades del proyecto, el caso de negocio y se da una conclusión de su viabilidad.

En la evaluación del proceso, se plasman alternativas y por medio de una simulación con el software Aspen Hysys, se proyecta una solución adecuada para las condiciones de campo, dando un gran aporte a la selección de las condiciones de separación.

Se realiza una breve descripción del mantenimiento en el sector petrolero y la importancia de su ampliación para hacer extensiva la vida útil de los equipos.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: CASTIBLANCO HERRERA, Javier Mauricio.

SUMMARY

TITLE: MECHANICAL DESIGN CRITERIA FOR A CONCEPTUAL ENGINEERING OF A MEDIUM CRUDE STATION.

AUTHOR: LUIS ALEJANDRO RIVERA LOPEZ Y JUAN CARLOS LOPEZ FERNANDEZ

KEY WORDS: CONCEPTUAL ENGINEERING, PRODUCTION FACILITIES, HYSYS, OIL MEDIUM.

DESCRIPTION:

This paper presents the criteria for the development of the conceptual engineering for projects collection facilities medium crude, framed in the specifications that must be met for performing conceptual engineering projects, consisting of technical, economic analysis, solution to a problem or answer to a need raised, making decisions about the technology used, provisions for future expansion, and developing suggestions for the next stages of the project. Here is evaluating possible processes and are defined in general terms its advantages, preliminary balances, raw materials and products, are formalized and identify, industrial services required are sized.

An overview of the project is analyzed, the business case and feasibility conclusion is given.

In the evaluation process, alternatives are reflected and through a simulation with Aspen Hysys software, a solution suitable for field conditions is projected, giving a great contribution to the selection of separation conditions.

A brief description of maintenance in the oil sector and the importance of its expansion is performed to extend the life of equipment.

* Monograph

** Physical – Chemical Engineering Faculty. Specialization in hydrocarbon production. Director: CASTIBLANCO HERRERA, Javier Mauri

INTRODUCCION

En la industria de los hidrocarburos existen problemas de conocimiento del desarrollo de facilidades de superficie, teniendo en cuenta que en algunos casos se generan sobredimensionamientos que a corto plazo generan una afectación en el presupuesto, tiempo de ejecución.

Esto se debe por desconocimiento de diversos métodos y procedimientos para tener criterios claros del desarrollo de la ingeniería conceptual; también sucede por la falta de delimitación de las necesidades reales para la conceptualización de una estación de recolección de crudo mediano y la inadecuada planeación y diseño básico de una ingeniería conceptual.

El objetivo de las facilidades de producción en superficies es separar el fluido del pozo en sus tres componentes (fases): petróleo, gas y agua, y por medio de un tratamiento convertirlos en productos que cumplan con los requerimientos de calidad y control ambiental para su posterior venta (petróleo – gas) y subproducto (agua).

Teniendo en cuenta el volumen de producción estimada, se define por parte de ingeniería, proyectos y gestión de la información de los procesos requeridos para la recolección, tratamiento, almacenamiento y disposición de los fluidos asociados a cada escenario, así como los costos involucrados dentro del diseño conceptual de facilidades.

Durante el proceso de construcción del plan conceptual de desarrollo se lleva a cabo una evaluación técnico – económica que permita viabilizar la ejecución del proyecto cuya fuente de información procede de campos o pozos análogos. La construcción de los planes conceptuales involucran la participación de un equipo multidisciplinario que incluyen las áreas del conocimiento de la ingeniería de yacimientos (análisis de productividad y estimaciones de perfiles

de producción), Ingeniería de perforación (costos de perforación de pozos), Ingeniería de producción (facilidades de producción y transporte) entre otras Ingeniería civil (obras civiles).

El objeto del presente documento es establecer la metodología para definir los criterios del alcance de los proyectos de manera conceptual, establecer y recopilar información sobre diseños y equipos convencionales para sistemas de separación y tratamientos del crudo, con cuya ejecución se garantizara el cumplimiento del proyecto.

OBJETIVOS

Objetivo General

Determinar criterios de diseño mecánico para la ingeniería conceptual de una estación de recolección de crudo mediano.

Objetivos Específicos

- Conceptualizar las necesidades y requerimientos de ingeniería conceptual para una estación de recolección de crudo mediano mediante información técnica necesaria e instrucciones y procedimientos que deben ser seguidos por el ejecutor.
- Recopilar la información mediante antecedentes e información para el desarrollo de una ingeniería conceptual general de una estación de recolección de crudo mediano.
- Analizar las variables que se deben tener en cuenta para el buen desarrollo de una ingeniería conceptual enmarcadas en; alternativas consideradas y sistema propuesto, estudio de análisis de riesgos operacionales, alcance de la ingeniería, filosofías de mantenimiento, confiabilidad y operación y control.
- Planteamiento de facilidades de superficie, que incluya aspectos relacionados con; Mecánica estática, rotativa, facilidades de carga / descarga / almacenamiento.

- Identificar y plantear criterios técnico económico para el desarrollo de una ingeniería conceptual para una estación de recolección de crudo mediano.

1. ANTECEDENTES Y SISTEMA ACTUAL

Los procesos de separación pueden ser clasificados como procesos de masa. La clasificación puede basarse en los medios de separación mecánicos o químicos; la elección de la separación depende de una evaluación de ventajas y desventajas de cada uno. [10]

La separación mecánica suele ser favorecida en lo posible, debido al menor costo de la operación comparado con las de las separaciones químicas. Los sistemas que no pueden ser separados por medios mecánicos (por ejemplo el petróleo) hacen que la separación química sea la solución restante. La mezcla a tratar puede ser una combinación de dos o más estados de agregación. [3]

Dependiendo de la mezcla cruda, se pueden utilizar varios procesos para la separación de estas. Muchas veces tienen que usarse dos o más procesos en combinación, para obtener la separación deseada. Además de los procesos químicos, también pueden aplicarse procesos mecánicos.

El objetivo de las facilidades de producción en superficies es separar el fluido del pozo en tres componentes (fases): petróleo, gas y agua, y por medio de un tratamiento convertirlos en productos que cumplan con los requerimientos de calidad y control ambiental para su posterior venta (petróleo y gas) y subproducto (agua).

El flujo del yacimiento se refiere a la difícil y complicada trayectoria que sigue el petróleo dentro del yacimiento a miles de metros de profundidad a través de los microcanales de la roca porosa y permeable hasta llegar al fondo del pozo. Este recorrido lo hace el petróleo gracias a la presión o energía natural que existe en el yacimiento.

Una vez el petróleo llega al fondo del pozo, continua el recorrido por la tubería de producción hasta alcanzar la superficie. A medida que el petróleo asciende (bien sea por medios naturales o por métodos de levantamiento artificial) la presión disminuye y ocurre la liberación de gas originalmente.

Generalmente, las mezclas de aceite y crudo, gas y agua producidas por los pozos son conducidas directamente a través de línea de flujo a los múltiples. Una vez recolectado en el múltiple, el crudo se envía a la etapa de separación donde se retiene un nivel de líquido específico por un tiempo determinado bajo condiciones controladas de presión y temperatura, esto con el objeto de separar los hidrocarburos más livianos de los pesados. Al salir de esta etapa el crudo va a deshidratación, donde el sistema de calentadores eleva su temperatura de entrada bajo un proceso de transferencia de calor, esto con el fin de lograr una separación más efectiva entre el petróleo y el agua. Al avanzar por sistema el crudo llega al patio de tanques donde pasa inicialmente a un tanque de separación de petróleo y agua, conocido como tanque de lavado, y de allí pasa a tanques de almacenamiento. El almacenamiento de crudo que llega hasta las estaciones de flujo es bombeado a través de las tuberías hasta los patios de tanques, donde finalmente se recolecta y almacena toda la producción de petróleo de un área determinada, colocándolo bajo las especificaciones comerciales (figura 1, 2). [5]

El crudo limpio (sin agua y desalado) que se encuentra almacenado en los patios de tanques y este es enviado por medio de oleoductos a las refinerías y terminales marítimos para su exportación a los mercados internacionales.

materias primas, y disposición final del producto, también se elabora los estudios técnicos – económicos. [6]

La información técnica necesaria para preparar el presupuesto estimado con un rango de incertidumbre de +50% / -30%. [14] Esta contiene el alcance de los trabajos, datos y requerimientos técnicos detallados para nuevas evaluaciones, incluye también las instrucciones y procedimientos de los propietarios que deben ser seguidos por el ejecutor y/o contratista del proyecto, en caso que se contraten las fases siguientes.

Dentro del contexto de una estación de crudo mediano, incluye toda actividad que incida de manera importante en los costos, plazos y presupuestos del proyecto. En la ingeniería conceptual se toman las decisiones de la tecnología a usar, la localización general, cuartos de control, cuartos auxiliares, equipos de comunicaciones, prevenciones a futuras expansiones, reconversiones, modernizaciones, fuente de suministro de energía. Al igual se evalúa los posibles procesos y se define en forma general las ventajas, se formalizan balances preliminares de materias primas y productos.

Se debe tener definida la localización geográfica del proyecto (planta, área del proceso, etc). Esto implica una evaluación de las fortalezas y debilidades de la localización. El sitio que reúna todos los requisitos que exige el propietario y que además maximice los beneficios para la compañía debe ser seleccionado, también se consideran las necesidades del proyecto a largo plazo.

Se deben considerar expansiones futuras, para ello se debe presentar una lista de ítems a tener en cuenta en el diseño de la unidad o planta lo cual facilitara una expansión, donde se incluyen la disposición del espacio para posibles nuevos equipos.

Los criterios de selección deben incluir ítems tales como: localización geográfica general (accesos al área de mercado objetivo, proximidad a fuentes

de materia prima, disponibilidad local y costos para labores expertas, servicios industriales disponibles, instalaciones y facilidades disponibles); disponibilidad de terrenos (carretera, vía férreas, fluviales, marítimas y aéreas); acceso y viabilidad para la construcción; restricciones políticas; legales; regulatorias; requisitos de financiación; impacto social; tiempo; clima.

La evaluación de las pruebas y test de suelos del sitio propuestos deben incluir ítems tales como por ejemplo: Mapa topográfico, descripción general del sitio (por ejemplo: terreno, estructuras existentes, retiro de escombros, áreas de desechos peligrosos, etc.); definición de la elevación final del sitio; área de escombros (por ejemplo: localización de las instrucciones en áreas del sitio o fuera de ellas); requerimientos sísmicos; minerales disueltos en el agua; porcentaje o rata de filtración del suelo y conductividad; contaminación existente; caudales y direcciones del agua subterránea; usos del agua subterránea aguas abajo; necesidad de tratamiento de suelos o reemplazo; descripción de los tipos de fundación requeridos; capacidad portante permisible; capacidades de estribos / columnas.

2. ESTACIONES DE RECOLECCION DE CRUDO MEDIANO

2.1 Descripción General

El concepto de una estación de flujo se refiere al conjunto de equipos interrelacionados, para recibir, separar, almacenar temporalmente y bombear los fluidos provenientes de los pozos ubicados en el campo y además se implementa el tratamiento de cada una de las fases para poderlas comercializar.

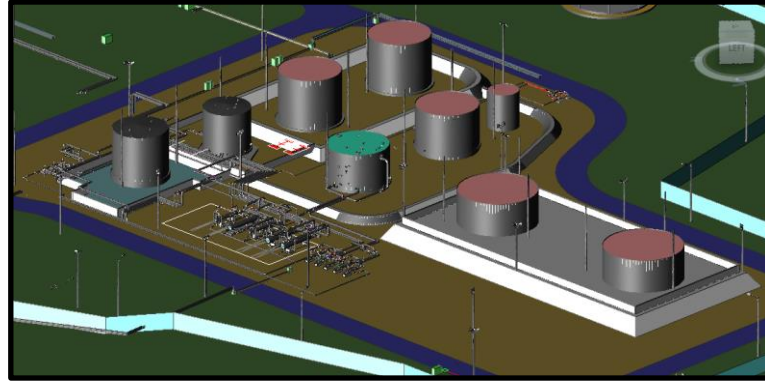
El resto de los componentes instalados en las estaciones son considerados equipos auxiliares del sistema de mantenimiento de producción de crudo. [16]

2.2 Funcionamiento

El líquido (petróleo y agua) y gas asociado, provenientes de los pozos, llega a la estación a un cabezal (múltiple) de producción general y luego va a los separadores generales donde ocurre la separación de gas – líquido. El gas sale por el tope de los separadores, va al depurador y deja los residuos de crudo que quedaron de la separación. El gas es enviado por medio de una red de tubería de recolección para su eventual manejo y disposición.

El líquido sale de los separadores y va hacia los tanques de recolección, desde donde es succionado y enviado por bombas a los patios de tanques a través de líneas de recolección de crudo (figura 3). [12]

Figura 3. Planta de recolección de crudo Estación Jaguar.



Las funciones más importantes de una estación recolectora son:

- Recolectar la producción de diferentes pozos de un área determinada
- Separar la parte líquida gaseosa del fluido multifásico proveniente de los pozos productores
- Medir la producción de petróleo, agua y gas de cada pozo productor.
- Proporcionar un sitio de almacenamiento provisional al petróleo.
- Obtener el crudo en condiciones de venta.

2.3 Tipos de Estación de Flujo

2.3.1 Según su localización

En tierra (*On Shore*): tienen la opción de disponer espacio suficiente para instalar equipos convencionales y construir elementos de tratamientos amplios.

Plataforma (*Off Shore*): dispone de espacios reducidos, factor que limita la instalación de equipos convencionales, por lo cual se hace necesario adquirir equipos especiales de alta tecnología, además de la necesidad de construir la plataforma, estos factores hacen que los costos de inversión sean más altos.

2.3.2 Según su sistema de operación

Existen dos tipos de estaciones de flujo.

2.3.2.1 Automatizado

Casi todos los elementos están provistos de sistemas automáticos de medición, con el fin de controlar de manera continua y con alto grado de precisión dispositivos electrónicos, neumáticos e hidráulicos, obteniendo exactitud y control en la operación.

2.3.2.2 Manual

En este tipo de facilidad con parámetros operacionales de medición y control son de carácter manual, para lo cual requieren funciones de personal de operación las 24 horas quienes deben de realizar estas actividades.

2.3.2.3 Semiautomático

Cuando parte de sus funciones se realizan con controles automáticos, exigiendo personal de operación para cumplir el resto de las mismas.

2.4 Etapas de tratamiento de crudo, Componentes Básicos de una Estación Recolectora de Flujo y operaciones en una batería de producción.

2.4.1 Etapas de Separación

En el proceso de separación de hidrocarburos se pueden identificar etapas de proceso en cual se describe a continuación:

- Separación: proceso de separación se usa para transformar una mezcla de sustancias en dos o más productos distintos. Los productos separados podrían diferir en propiedades químicas o algunas propiedades físicas.
- Deshidratación: La deshidratación de crudos es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje

previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 0.5 % de agua.

- Almacenamiento: Como su nombre lo indica es el punto donde se almacena el petróleo, donde puede ser en el punto de embarque como en el del desembarque del hidrocarburo.
- Transferencia: Implica un mediada lineal que es convertida a volumétrica (Barriles), dependiendo de la actividad del tanque se establece el volumen bruto recibido o despachados o de transferencia.
- Tratamiento de Agua: Es la remoción de hidrocarburos dispersos y sólidos en aguas de inyección.
- Tratamiento de Gas: El gas producido de los pozos generalmente viene saturado con vapor de agua, el cual puede causar problemas en forma líquida o sólida. Es necesario remover el vapor de agua de un caudal de agua o humedad presente en el caudal de gas, este proceso se conoce como deshidratación.

2.4.2 Consideraciones de propiedades de los fluidos

Los sistemas de tratamiento son muy variados y depende de las características de producción, las cuales varían con el tiempo. Por tal motivo, para diseñar para diseñar facilidades de producción en superficie, es necesario conocer cómo interactúan entre si los fluidos, para la cual se debe tener en cuenta la siguiente información:

- Densidad (Gas, Aceite, Agua)
- Viscosidad
- Contenido de agua
- Contenido de Sal

Variables Operacionales:

- Presión
- Temperatura
- Caudales (Gas, Agua, Aceite)

2.4.3 Elementos de una batería de Producción

Las instalaciones utilizadas para el manejo de la producción generalmente están compuestas por siguientes elementos (figura 4): [3]

- Líneas de flujo.
- Múltiple de producción (Manifold).
- Separadores (general y de Prueba).
- Tratadores térmicos (Tratadores electrostáticos – Tanque deshidratación Gun Barrel).
- Tratadores Térmicos.
- Inyectores Químicos.
- Tanques de lavado y almacenamiento.
- Bombas de transferencia.
- Unidades de medición L.A.C.T.
- Sistemas de tratamiento de agua. (Depende si es para vertimiento o es para Inyección).
- Unidad de Flotación – Filtración Cascara de Nuez.
- Piscina de tratamiento de agua.
- Sistemas de bombas de Inyección.
- Sistemas de recolección y manejo de Gas (depende de la cantidad el gas y las condiciones del Gas).
- Caseta del operador.
- Laboratorio.
- Tablero de controles.
- Compresor de aire
- Sistema contra incendios
- Sistema de alarmas
- Controles remotos
- Iluminación
- Estación principal del oleoducto (facilidades del transporte)

2.6 Tratamiento de Crudo

Eliminar el agua del crudo a menudo requiere un proceso adicional de la separación gravitacional. Este fenómeno se presenta en crudos donde hay presencia de emulsión, la cual es necesario tratarla para lograr la separación de las dos fases presentes. Este tratamiento se hace más necesario en la producción de crudos de cualquier nivel de API, donde hay agentes emulsificantes naturales proveniente de las formaciones productoras. Los factores a tener en cuenta para el tratamiento del crudo son:

- Gravedad específica del crudo.
- Corrosión generada por el crudo.
- Cantidad de líquido a tratar y porcentaje de agua.
- Tendencias a la formación de parafinas del crudo.
- Presiones deseables en la operación de equipos.
- Disponibilidad en un punto de venta y valor del gas producido en cabeza de pozo.
- Salinidad del agua presente en la producción.

Los sistemas de tratamiento de crudo o de emulsiones son:

- Tratamiento Químico.
- Tratamiento térmico.
- Tratamiento Combinado (químico – térmico).

Emulsión es la mezcla de dos líquidos inmiscibles de manera homogénea. El tratamiento de las emulsiones consiste en el procedimiento que permitirá separar las materias extrañas del crudo, agua, sedimentos e impurezas.

Un método común para la separación de emulsiones “agua en aceite” es calentándola, generando una disminución en el viscosidad, lo cual facilita la coalescencia. El proceso de coalescencia requiere que las gotas de agua tengan tiempo suficiente para contactarse entre sí. También se supone que las gotas de agua que se unieron son las suficientes para que estas caigan y se depositen en el fondo del recipiente de tratamiento. Las consideraciones del

diseño deben tener en cuenta temperatura, tiempo, propiedades viscosidad del petróleo que inhiben la solución, dimensiones físicas del recipiente, y determinar la velocidad a la que la solución debe ocurrir. [13] Las características que debe tener el crudo en Colombia debe de seguir los siguientes rangos:

- El porcentaje de agua y sedimentos (BSW) es del 0.5%, valor que se considera dentro de especificaciones.
- Salinidad, entre 10 y 25 libras por cada 100 barriles de crudo.
- Contenido de azufre. Tiene incidencia en el precio final, según la referencia de la canasta internacional.

2.7 Operaciones de una batería de Producción

Las operaciones que más comúnmente se realizan en una instalación son:

- Centralizar la producción de los pozos.
- Separar el crudo del gas.
- Tratar el Crudo.
- Probar producción de pozos.
- Inyectar químicos.
- Almacenar el crudo.
- Fiscalizar la producción.
- Transferir la producción a oleoductos.
- Tratar el agua producida.
- Deshidratar el gas húmedo (Depende de la cantidad y las condiciones.).
- Operar sistemas de seguridad y conraincendios.

2.8 Desarrollo de la Ingeniería Conceptual

La Ingeniería conceptual se define como un consolidado de documentos o entregables enmarcados como se describe a continuación:

- Generalidades del proyecto

- Conceptos básicos
- Justificación económica
- Antecedentes y sistema actual
- Localización del proyecto
- Base de diseño
- Condiciones del lugar
- Capacidad de planta
- Alternativas de equipos de planta
- Filosofía de confiabilidad, mantenimiento y control

3. GENERALIDADES DEL PROYECTO Y CASO DE NEGOCIO

3.1 Condiciones Generales

Durante la ingeniería conceptual se deben elaborar los documentos para análisis del contexto técnico económico de la oportunidad de negocio, donde se define la alternativa que mejor aplica, como solución a un problema o como respuesta a una necesidad planteada.

En términos generales incluye toda actividad que incida de manera importante en los costos, plazos y en el presupuesto de un proyecto. [14]

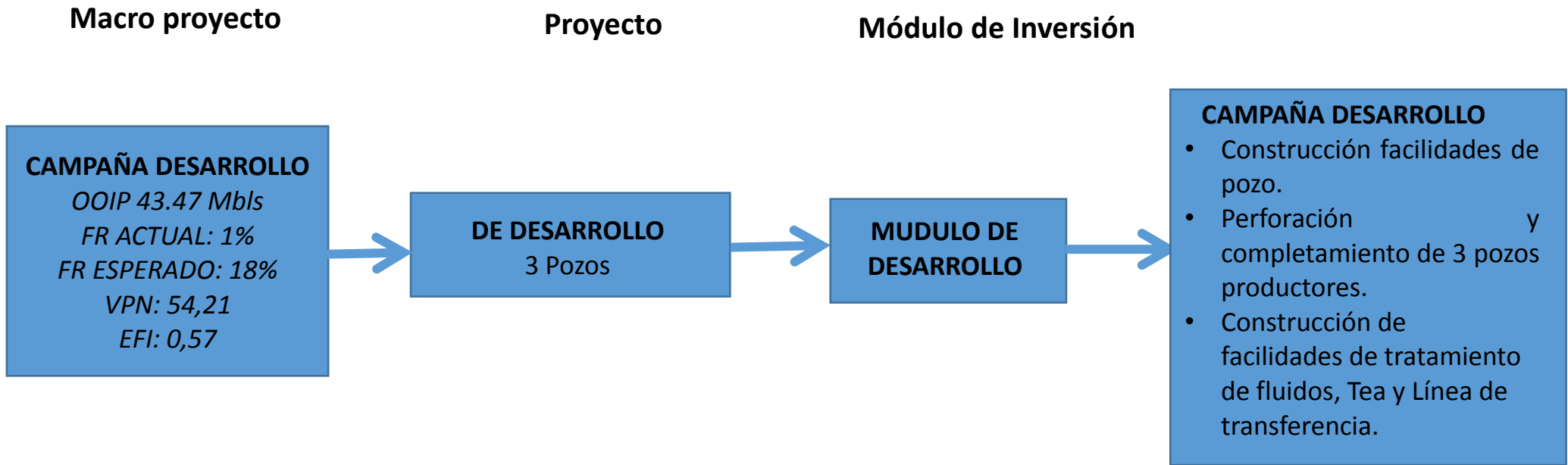
3.2 Contexto de la Oportunidad de Negocio

Para nuestro análisis, se tomó como base la ampliación de una estación de recolección de crudo del sur del país, ubicado en el departamento del Huila a 18 Kilómetros al norte del municipio de Neiva, por la Vía Panamericana que conduce de Neiva a Bogotá. El Campo se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena y tiene presente las formaciones Honda y Barzalosa que forman un anticlinal de bajo relieve con cierre propio que abarca un área de aproximadamente 380 acres. Esta estructura, confirma las acumulaciones de petróleo de gravedad variable entre 14.5° y 18.7° API alojadas principalmente en los intervalos de la Formación Honda llamados Th3 y Th5.

3.3 Estructuración del Caso de Negocio

En el marco del proyecto, la producción del campo se estima en una **OOIP 43.47 Mbbls** con **FR** o factor de recobro del **1%**, con factor de recobro esperado después de terminado el proyecto del **FR: 18%**. Esto nos conlleva a un **VPN: 54,21** o valor presente neto y un **EFI: 0,57** (figura 5.)(Valoración del proyecto). [15]

Figura 6. Estructuración del Caso de Negocio



OOIP: Petróleo original en sitio. **FR:** Factor de Recobro. **VPN:** Medida de Valor Presente. **EFI:** Eficiencia de la inversión.

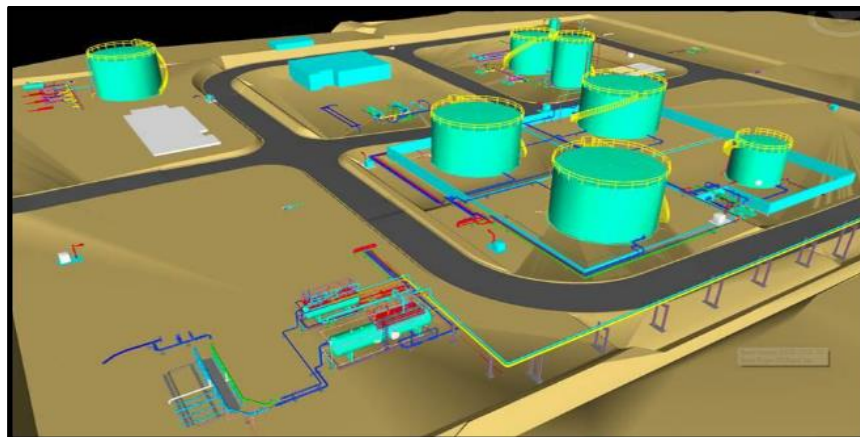
4. RECOLECCION, TRATAMIENTO, ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE CRUDO

4.1 Descripción y Alcance del Proyecto

El proyecto contempla el diseño de unas facilidades centrales de procesamiento y disposición de fluidos mediante la interconexión al oleoducto. El gas será llevado al sistema de tea para su disposición segura.

La Bateria se proyecta de tal manera que se puedan realizar mantenimientos de equipos principales sin parar la operación; de esta manera se reduce la necesidad de realizar una parada general a menos que se trate de una situación programada (figura 7).

Figura 7. Facilidades



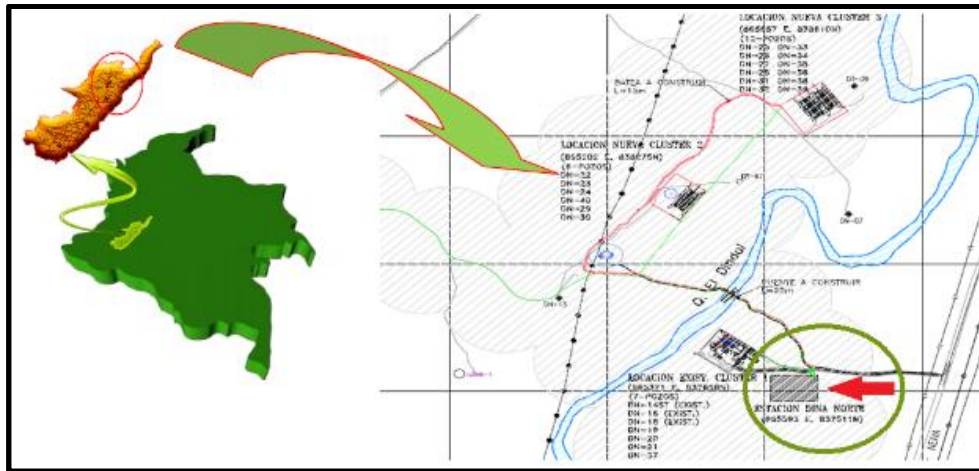
4.2 Plano de la Localización del Proyecto, Vías de Acceso y Áreas Geográficas

Las instalaciones contempladas para este proyecto corresponden a una facilidad central de producción (CPF). La planta o proyecto se encuentra dentro de una zona geográfica industrial e incluye las vías de acceso de puntos conocidos para que cualquier persona pueda localizar la zona del proyecto fácilmente que se encuentran descritas a continuación:

4.2.1 Ubicación de instalaciones

Las facilidades del proyecto se ubican en el sur del país en el municipio de AIPE en el departamento del Huila, kilómetro 17 vía Neiva Bogotá (Ver figura 8).

Figura 8. Ubicación geográfica del Campo.



4.2.2 Condiciones climatológicas del sitio

Las condiciones del sitio en el cual se localizan las facilidades del proyecto afectan principalmente la selección de equipos desde el punto de vista de proceso, se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Condiciones Climatológicas

Parámetro	Valor
Elevación	350 metros sobre el nivel del mar
Presión barométrica	14.09 psia
Temperatura	Media : 82.4 °F Máxima extrema: 100.0 °F Temperatura de diseño para enfriadores con aire: 100.0 °F
Humedad	Humedad relativa promedio: 65%
Viento	Velocidad promedio: 10 KPH Dirección predominante del viento: W
Pluviosidad	100 mm/mes
Riesgo sísmico	Alto

4.3 Bases del Proyecto

4.3.1 Caracterización de los fluidos.

A continuación se presentan los resultados de las pruebas de botella que se le realizó al crudo (Tabla 2).

Tabla 2. Análisis de la muestra de crudo tomadas de los tanques.

LIBERACIÓN INSTANTÁNEA DE LA MUESTRA		
Cilindro	821615	
Profundidad	2736	ft MD
Fecha de realización de la Prueba	00/01/1900	
Densidad de la Muestra @(3014.7psi y 113°F)	0,9441	g/cc
GOR:	40,6	SCF/STB
Contenido de agua de la muestra	1,95	% peso
Bo:	10,179	bbbl/STB
Densidad del aceite	0,9572	g/cc
Gravedad específica del gas	0,7032	
peso molecular C30+ Utilizado	580	g/mol
RESUMEN DE LA PRUEBA REALIZADA		
Los resultados corresponden al volumen de muestra tomado del cilindro con un contenido de agua 1.95% determinado por KF. Para determinar la composición del aceite fue necesario someter la muestra a ultrasonido por un tiempo de 48 horas, debido a presencia de sedimentos y agua. Los resultados reportados solo aplicables a este volumen de muestra.		

4.3.2 Caracterización del gas

Tabla 3. Cromatografía del gas

COMPONENTE	% MOLAR	FRACCIÓN MOLAR
NITROGENO	1,5099	0,015099
DIOXIDO DE CARBONO	0,0787	0,000787
METANO	98,0461	0,980461
ETANO	0,2581	0,002581
PROPANO	0,0604	0,000604
i-BUTANO	0,0177	0,000177
n-BUTANO	0,0079	0,000079
i-PENTANO	0,0061	0,000061
n-PENTANO	0,0013	0,000013
n-HEXANO	0,0138	0,000138
TOTAL	100	1

4.4 Recolección – Recibo de Fluidos de Pozo

En este numeral se describen las trayectorias planteadas para los cabezales de recolección de fluido del campo.

Se recibe los fluidos provenientes de los pozos 1, 2 y 3 en el múltiple de producción.

- **Pozo 1**

Se encuentra ubicado a 300 metros de la estación, en él se asocian los tres pozos existentes y se suman un pozo nuevo, los cuales tiene una producción total de 416 BOPD, 995 BWPD y 84 KPCD. En la locación de este se instalará un *manifold* de producción de cuatro puestos. La producción total del pozo se enviara por una línea de producción de 4" de diámetro y una línea de prueba de 3" hacia la estación.

Tabla 4. Producción Pozo 1

BARRILES DE PETROLEO POR DIA BOPD	BARRILES DE AGUA POR DIA BWPD	PIES CUBICOS DIARIOS KPCD
416	995	84

- **Pozo 2**

Se encuentra ubicado a 1100 metros de la estación, los cuales tiene una producción total de 650 BOPD, 1385 BWPD y 126 KPCD. En la locación de este pozo se instalará un *manifold* de producción de cuatro puestos. La producción total del pozo se enviara por una línea de producción de 4" de diámetro y una línea de prueba de 3 hacia la estación.

Tabla 5. Producción Pozo 2

BARRILES DE PETROLEO POR DIA BOPD	BARRILES DE AGUA POR DIA BWPD	PIES CUBICOS DIARIOS KPCD
650	1385	126

- **Pozo 3**

Se encuentra ubicado a 1650 metros de la estación y 550 metros del pozo 2, los cuales tiene una producción total de 1250 BOPD, 2520 BWPD y 255 KPCD. En la locación de este pozo 3 se instalará un *manifold* de producción de cuatro puestos. La producción total del pozo se enviara por una línea de producción de 4" de diámetro hacia la estación.

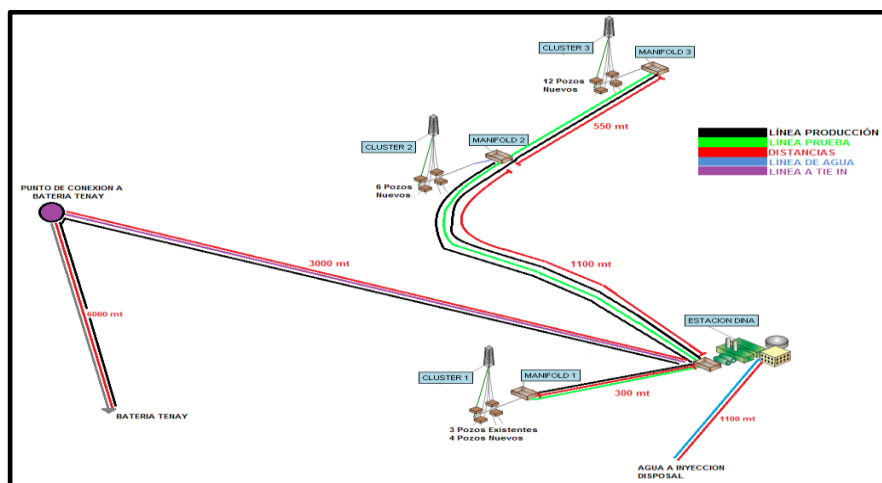
Del *manifold* del pozo 3 saldrán dos líneas; la de producción y la de prueba, esta última se unirá con la línea de prueba del pozo 2, de manera que a la estación llegará solamente una línea de prueba de los pozo 3 y 2; y otra línea de prueba del pozo 1.

En la figura 9 se puede ver el esquema de recolección del campo, con cada una de las distancias correspondientes y la distribución de los pozos.

Tabla 6. Producción por día del Pozo 3

BARRILES DE PETROLEO POR DIA BOPD	BARRILES DE AGUA POR DIA BWPD	PIES CUBICOS DIARIOS KPCD
1250	2520	255

Figura 9. Esquema de recolección



4.5 Alternativas de Procesos

Para la consecución del objetivo del proyecto que es centralizar la producción del campo en estudio, se prevé que existan los siguientes subsistemas, dependiendo de la alternativa:

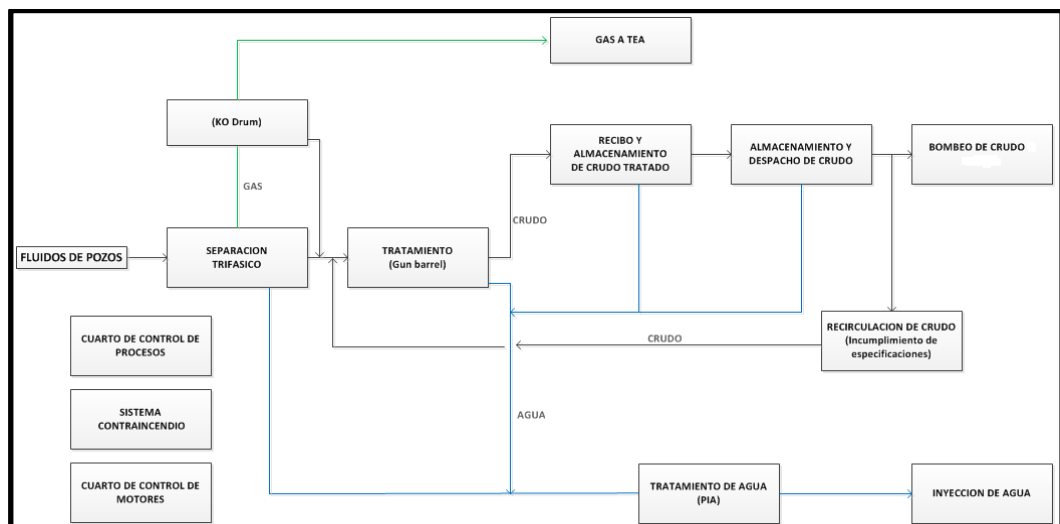
Sistema de recolección de fluidos.

Batería para el recibo y separación de fluidos,

- Sistema de Pre tratamiento de Agua para ajustar las condiciones antes de la inyección disposal.
- Sistema de almacenamiento y despacho de líquidos.
- Servicios auxiliares (aire de instrumentos, sistema de generación, sistema de gas combustible, otros).
- Sistemas de Seguridad (contra incendio y Tea).
- Las alternativas planteadas para el proyecto durante la Fase I fueron las siguientes:

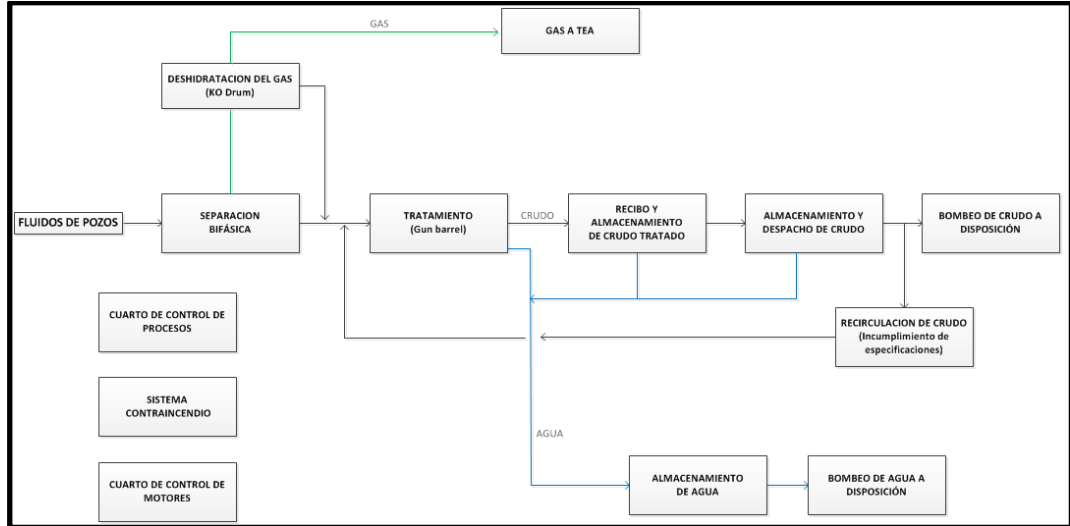
4.5.1 Alternativa I: Separación trifásica + calentamiento

Figura 10. Separación Trifásica + Calentamiento



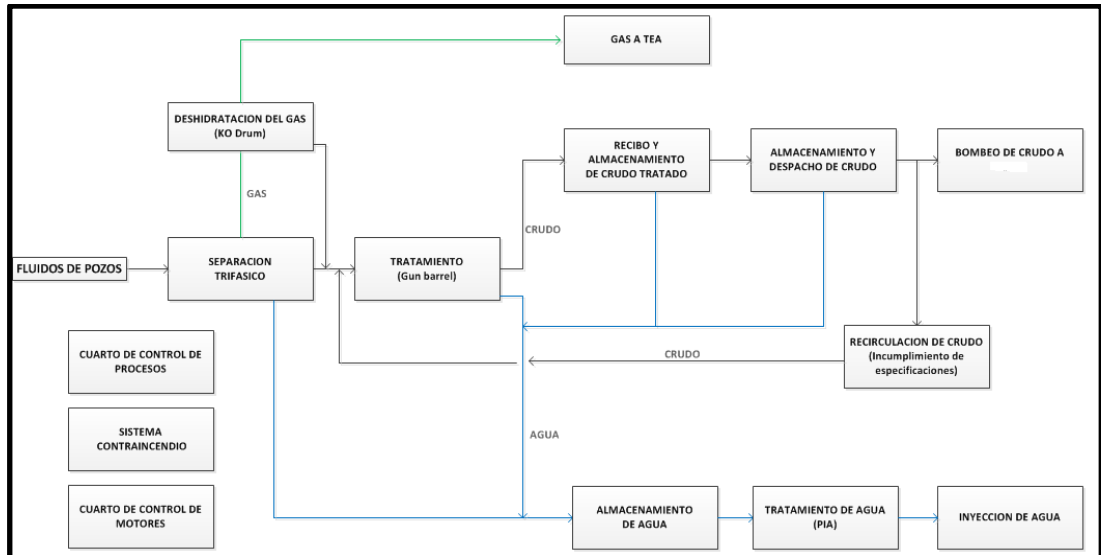
4.5.2 Alternativa II: Separación bifásica + Gun barrel

Figura 11. Separación Bifásica + Gunbarrel



4.5.3 Alternativa III: Separación trifásica + Gunbarrel

Figura 12. Separación Trifásica + Gunbarrel



Para las tres (3) alternativas planteadas existen requerimientos mínimos comunes para garantizar la operación de las instalaciones.

Para la actual Ingeniería Conceptual se definió que la alternativa seleccionada es la Alternativa III: Separación trifásica + Gunbarrel,

La alternativa I fue descartada una vez analizadas las pruebas de botella suministradas por el campo, y en donde se evidencia que el calentamiento de fluidos es innecesario para la desmasificación de la mezcla de líquidos.

La alternativa II se descartó previendo un crecimiento futuro del campo y darle flexibilidad a la operación es más viable con el separador trifásico que con el separador bifásico.

4.6 Capacidad de la Planta Proyección.

En esta etapa se realizara un documento formal de las bases sobre las cuales el diseño será desarrollado. Incluye naturaleza y calidad de los productos, capacidad para producir los productos, localización del sitio, facilidades existentes, flexibilidad para la expansión, normas para ser aplicadas.

Los valores de flujos máximos esperados en la estación son los siguientes:

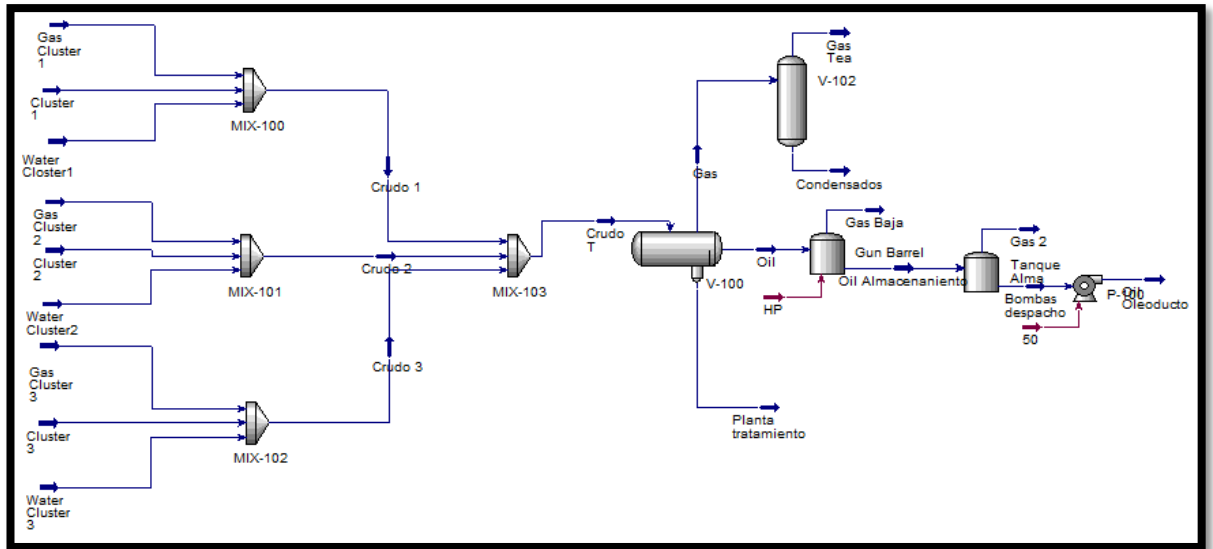
Tabla 7. Valores de Producción.

Pozos	No Pozos	Qo (BOPD)	Qw (BWPD)	Qg (SCFD)
1	1	416	995	84000
2	1	650	1358	126000
3	1	1250	2520	255000
TOTAL	28	2316	4873	465000

4.7 Simulación HYSYS

En nuestro simulador se introdujeron datos de composición gas crudo y agua que se muestran a continuación y se presenta el esquema de operaciones seleccionado.

Figura 13. Simulación del sistema de Producción



Fuente: Software Aspen HYSYS.

Para la elaboración de la simulación de la estación de separación y tratamiento de crudo a partir de la ingeniería conceptual, se analizaron las características del crudo y no posee problema alguno en porcentaje de salinidad, BSW y otros componentes.

El fluido de entrada va a un separador trifásico ajustado a las condiciones simuladas de operación.

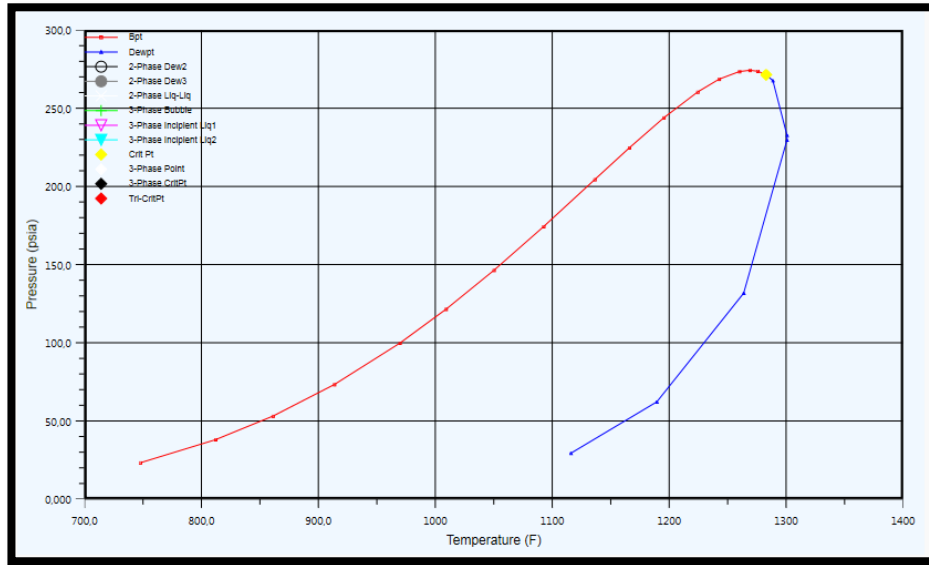
Se puede visualizar las características de las corrientes y determinar la importancia de las mismas en el proceso que se presenta a continuación:

Tabla 8. Resultados De Simulación en HYSIS, Flujo de materia.

FLUJO DE MATERIA				
FLUJO DE MATERIA				
		GAS	CRUDO	AGUA
TEMPERATURA	F	81,02	81,01	80,54
PRESIÓN	PSIA	662	662	662
FLUJO MOLAR	LBMOL/HR	5110	6470	3962
FLUJO DE VOLUMEN DE LIQUIDO	BARRIL DIA	8252	2309	4815

Fuente: Software Aspen HYSYS.

Figura 14. Envoltante de Fase del Aceite.



Fuente: Software Aspen HYSYS.

La grafica proporcionada por HYSYS es la envoltante de fases para la corriente fluido del yacimiento.

4.8 Separación de Fluidos

La mezcla multifásica proveniente del *manifold*, se lleva al separador de producción trifásico horizontal, a una presión de 100 psig y temperatura de 100°F y un tiempo de retención de 10 minutos como se muestra a continuación:

Tabla 9. Dimensionamiento de Separador Trifásico.

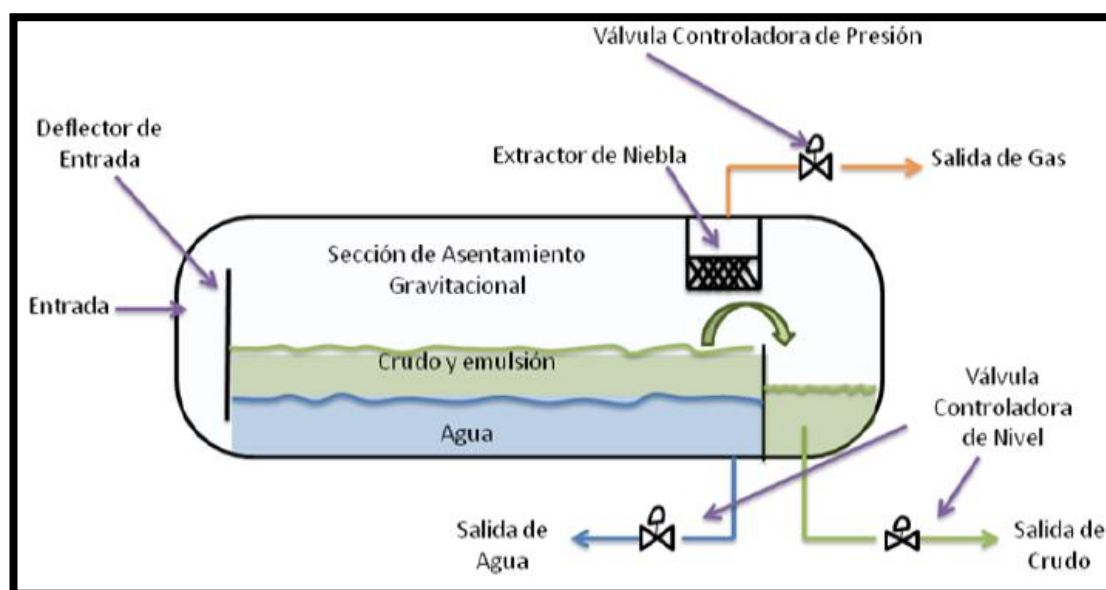
d	Leff (gas)	Leff (Liquido)	Lss Liq	SR
in	(FT)	(FT)	(Ft)	Rel. Esbeltez
16	1,45	306,92	409,23	306,92
20	1,16	196,43	261,90	157,14
24	0,97	136,41	181,88	90,94
30	0,77	87,30	116,40	46,56
36	0,65	60,63	80,83	26,94
42	0,55	44,54	59,39	16,97
48	0,48	34,10	45,47	11,37
54	0,43	26,94	35,93	7,98

d	Leff (gas)	Leff (Líquido)	Lss Liq	SR
60	0,39	21,83	29,10	5,82
66	0,35	18,04	24,05	4,37
72	0,32	15,16	20,21	3,37
78	0,30	12,91	17,22	2,65
84	0,28	11,14	14,85	2,12
90	0,26	9,70	12,93	1,72
96	0,24	8,53	11,37	1,42
102	0,23	7,55	10,07	1,18
108	0,22	6,74	8,98	1,00

Tabla 10. Relación de Esbeltez

RELACION DE ESBELTEZ ENTRE 3 Y 5		
DIMENSIONES DEL SEPARADOR		
Diámetro	66	INCH
Qo	2500	BOPD
Qw	5000	BWPD
Qlíquido	7500	BFPD

Figura 15. Separador trifásico Horizontal



Fuente: ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities; (2nd Edition) Vol. 1. Houston: Texas Editorial Gulf publishing company. 1999, Modificado. [2]

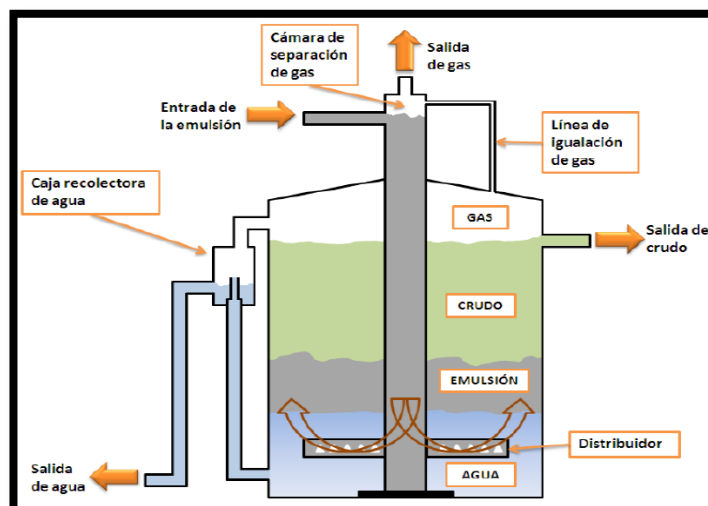
4.9 Tratamiento de Fluidos – GunBarrel

Después de separar el gas en el separador general la emulsión (agua (30%) - crudo) ingresa al “*GunBarrel*”, este lo distribuye en brazos radiales los cuales a su vez, en el extremo cerca de la pared del tanque lo redistribuye en caperuzas por brazo. Las caperuzas tienen como función dividir el caudal del líquido en corrientes pequeñas, con el objeto de romper la emulsión y obligar la separación del crudo y el agua. Por efecto de la diferencia de densidades, la menor densidad del crudo con respecto al agua, hace que éste ascienda a través del colchón de agua y flote sobre el mismo en la zona de residencia de crudo en la parte superior del tanque. El crudo asciende a través del colchón de agua y es conducido hacia los tanques de almacenamiento por rebose. [8]

Tabla 11. Dimensionamiento GunBarrel.

GUN BARREL	
Diámetro	21ft
Altura	36ft
Capacidad operativa	2000 Bls
Tipo de Techo	Cónico
Presión de Operación	Atmosférica
Temperatura de Operación	100°F

Figura 16. Gun Barrel



Fuente: ARNOLD, K. STEWART, M. Surface Production Operations. Design of Oil-Handling Systems and Facilities; (2nd Edition) Vol. 1. Houston: Texas Editorial Gulf publishing company. 1999, Modificado

Tabla 12. Dimensiones GunBarrel

PREDIMENSIONAMIENTO GUN BARREL			
F	1,5		Factor de Corto circuito
Q_o	2500	BOPD	Flujo de Crudo de entrada
Q_w	5000	BWPD	Flujo de Agua de entrada
%BSW in	66,66667		% de agua de entrada
μ_o	41	cP	Viscosidad del Crudo de entrada
SG w	0,98		Gravedad especifica del Agua
SG o	0,88		Gravedad especifica del Crudo
D ft	21	ft	Diámetro del tanque
d in	252	in	Diámetro del tanque
dm μm	402	μm	DIAMETRO MINIMO DE LA GOTTA DE AGUA QUE PUEDE PRECIPITAR EL GUN BARREL
tr horas	8	hr	Tiempo de residencia del Crudo
tr min	480	min	Tiempo de residencia del Crudo
h in	236	in	altura de la sección de coalescencia
H ft	20	ft	altura de la sección de coalescencia
Htotal	36	ft	altura TOTAL del tk
trw hr	1	hr	tiempo de retención del agua

4.10 Almacenamiento

Se contará con dos tanques de almacenamiento de crudo, atmosféricos con una capacidad de 2000 Barriles cada uno para almacenar la producción diaria y un tiempo de retención de 8 horas. Los tanques estarán interconectados a un cabezal común de llenado proveniente del *GunBarrel*, del cual se obtiene una corriente de 2000 BOPD que ingresan a los tanques de almacenamiento.

La operación planteada es un tanque recibiendo y el otro como tanque de despacho. La alineación de cada tanque es de forma manual por lo que el operador debe estar al tanto de cual tanque debe alinear según los tiempos de llenado y de vaciado. [9]

El tanque de despacho envía el crudo en especificaciones hacia las bombas de despacho.

$$v_n = \frac{2000bls \left(\frac{8}{24}\right) dias}{2} = 333,33bls \quad (1)$$

Tabla 13. Dimensiones Tanques de Despacho

TANQUE DESPACHO DE CRUDO		TANQUE DESPACHO DE CRUDO	
Diámetro	23ft	Diámetro	23ft
Altura	30ft	Altura	30ft
Capacidad operativa	2000 Bls	Capacidad operativa	2000 Bls
Tipo de Techo	Cónico	Tipo de Techo	Cónico
Presión de Operación	Atmosférica	Presión de Operación	Atmosférica
Temperatura de Operación	100°F	Temperatura de Operación	100°F

Tabla 14. Dimensionamiento y Capacidades Típicas de Tanques de Almacenamiento.

DIAMTERO ft	ALTURA ft	CAPACIDAD BRUTA BLS	CAPACIDAD NETA BLS
15	18	500	325
20	18	1000	650
25	24	2000	1300
30	40	5000	3250
40,5	40	10000	6500
60	36,5	20000	13000
70	45	25000	16250
80	45	40000	26000
90	40	50000	32825
120	40	8000	52000
134	40	10000	65000

El crudo proveniente de los tanques de almacenamiento, es succionado por las bombas booster, y enviado inmediatamente a las bombas de despacho de crudo.

4.11 Disposición de Crudo

El crudo proveniente de los tanques de almacenamiento, es succionado por las bombas *booster*, y enviado inmediatamente a las bombas de despacho de crudo.

Los tanques estarán interconectados a un cabezal común de descarga desde donde las bombas *Booster* succionarán, y al igual que la operación de llenado, para el vaciado el operador debe alinear manualmente el tanque que desee

Las bombas de despacho de crudo fueron dimensionadas para transferir 2000 BBI de crudo en dos horas, a una distancia de 9,1 kilómetro. De manera que sólo funcionan bajo estas condiciones y para bombear únicamente el crudo producido en la estación, es decir los 2000 BBI pronosticados.

Estas bombas cuentan con:

Indicación, alarma y parada por alta presión en el cabezal común de descarga de las bombas (PIT), interruptores para protección por baja presión (PSL), a la succión de las bombas.

Las protecciones que tendrán cada una de las bombas serán: válvulas de alivio de presión (PSV). Para caso de mantenimiento de los equipos, se cuenta con válvulas de bloqueo a la succión y a la salida de cada bomba y facilidades de drenaje manual hacia el sistema de drenaje cerrado. Las especificaciones de las bombas de despacho de crudo son mostradas a continuación (Tabla 15).

Tabla 15. Especificaciones Bombas de Despacho de crudo.

BOMBA DESPACHO DE CRUDO		BOMBA DESPACHO DE CRUDO	
Capacidad	700 GPM	Capacidad	700 GPM
Presion Descarga	580Psig	Presion Descarga	50Psig
Potencia Hidraulica	216,45 hp	Potencia Hidraulica	16,34 hp

4.12 Sistema de Quema por Tea

El sistema de quema recibe el gas proveniente del *Knock Out Drum* para su disposición por quema, la cual se llevará a cabo en una tea elevada, el cual se describe a continuación:

Tabla 16. Características principales de Tea

Tipo	Elevada
Diámetro	4 in
Altura	50 ft
Capacidad	1 MMSCFD

4.13 Descripción de las Instalaciones

Las instalaciones contempladas para este proyecto corresponden a una facilidad central de producción. A la entrada o zona de recibo de fluidos se cuenta con un múltiple de que recibe el flujo de los pozos que se encuentran en producción. Otro múltiple recibe las líneas de pozo que se encuentran en prueba. En los múltiples se tiene válvulas de corte y brida ciega para conectar líneas futuras si se requieren.

A partir del múltiple de producción los fluidos de pozo son direccionados al sistema de separación de fluidos de producción conformado por un separador trifásico y un *GunBarrel*. En el separador de producción se tienen las siguientes corrientes: gas asociado al crudo, crudo con un contenido de agua 25% BSW y la corriente de agua libre separada.

En el tanque *GunBarrel* se estabilizará el crudo a condiciones atmosféricas y la separación de agua hasta alcanzar un máximo 0.5 % BSW. Esto se logra

mediante tiempos para estratificación de fluido e inyección de químicos a la entrada del separador de producción y del tanque *GunBarrel*.

Los fluidos que ingresan al múltiple de prueba son dirigidos al separador.

Los líquidos de prueba son medidos mediante un medidor de flujo total y un analizador de corte de agua. Luego son enviados a un tanque de almacenamiento. Mediante las bombas se enviarán los líquidos hasta la entrada del *GunBarrel*.

El crudo deshidratado es recolectado en un rebosadero interno al *GunBarrel* y luego es enviado por gravedad a los tanques de almacenamiento de crudo. La alineación de válvulas manuales asociadas a los tanques y procedimientos operacionales establecen que un tanque se encontrará bajo drenaje de agua, fiscalización y despacho mientras el otro tanque recibe producto.

El crudo es despachado mediante un sistema de bombeo y medición compuesto por bombas principales de crudo y una unidad de medición LACT. Luego de la unidad de medición el crudo entrara es dirigido hacia el oleoducto.

En caso de presentarse algún inconveniente en cuanto a las condiciones del crudo deshidratado se cuenta con una de las bombas A/B, que funcionará como bomba de trasiego entre tanques.

El gas separado en el tanque *GunBarrel* será venteado hacia la atmósfera mediante las válvulas de presión-vacío (PPV) del tanque. Por otra parte el gas proveniente del separador de producción y de prueba es enviado mediante un cabezal común a un sistema de disposición por quema, el cual está conformado por un *knock out drum* y un sistema de tea elevada. El sistema de tea es suministrado por otros, al igual que la conexión de servicios industriales requeridos. [1]

El agua que proviene del separador de producción y del *GunBarrel* es dirigida hacia el tanque desnatador, en el cual por tiempos para estratificación de fluido e inyección de químicos, se recupera la mayor parte del crudo presente en las

aguas de producción. El crudo recuperado es recolectado por rebose en la cámara interna del tanque desnatador y se envía por gravedad al tanque sumidero para luego ser enviado a reproceso en la entrada del tanque *GunBarrel*.

El agua proveniente del tanque desnatador se envía mediante un sistema de bombas a los filtros de cascara de nuez. Un filtro se encontrará en operación mientras otro estará en retrolavado o respaldo.

Los volúmenes de agua aceitosa y lodos generados por los ciclos de retrolavado serán enviados al decantador de lodos. De allí, se tendrá un volumen de agua clarificada que será enviado a reproceso mediante las bombas. Por su parte los lodos decantados son enviados por gravedad a los lechos de filtración.

El agua filtrada es enviada por gravedad hacia el separador API y la pasta de sólidos es removida manualmente y almacenada en el foso de lodos.

El agua tratada es enviada por presión residual desde los filtros de cascara de nuez hacia el tanque de agua tratada. El agua almacenada en este tanque será enviada al tanque de agua contraincendios en caso de ser requerido, mediante la facilidad manual prevista en el cabezal de salida de agua al sistema de bombeo para inyección. [12]

5. MANTENIMIENTO Y CONFIABILIDAD

5.1 Mantenimiento en el Sector Petrolero

La industria petrolera en el período de 1996-2002, fue pionera en la aplicación de una gran mayoría de estas metodologías teniendo como epicentro la función mantenimiento, desde donde nacen los esfuerzos en el área de producción iniciando proyectos piloto en diferentes sistemas y subsistemas como por ejemplo:

Aplicación de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad para el rediseño de la política de mantenimiento en equipos de perforación. Pozos en tierra, siendo los principales beneficios:

- Extensión de ciclos de mantenimiento mayor de 20000 a 40000 horas de operación.
- Reducción del 30% de las fallas, lo cual representa una disminución en el costo del mantenimiento correctivo e incremento los niveles de seguridad del personal y el medio ambiente

Inspección Basada en Riesgo

Planes óptimos de inspección y reparación de tanques y oleoductos. Como resultado de este análisis se obtuvo un cambio en la política de mantenimiento basada en: sistema de protección catódica extendido al 100%, de los patios de tanques e inspección instrumentada a líneas de mayor criticidad. Adicionalmente se incluyeron actividades de: recubrimiento / revestimiento de verticales, mantenimiento válvulas de seguridad.

5.2 Confiabilidad de los Procesos

En Confiabilidad de los procesos se unen planificación, programación, costos de mantenimiento basados en actividad y contratistas orientados a la

productividad, esto con el objetivo de integrar y asegurar la calidad de la ejecución del mantenimiento dentro de costos óptimos.

5.2.1 Planes Integrales de Mantenimiento:

La planificación o planeación del mantenimiento una vez diseñada la política de las instalaciones sistemas y equipos debe contemplar no sólo el establecimiento de los programas mediante las frecuencias sino deben también una serie de elementos para generar los planes integrales en el corto, mediano y largo plazo alineados con el plan de negocio de la empresa, compañía o corporación.

Estos elementos son:

5.2.2 Costeo de cada actividad de mantenimiento.

Es muy importante establecer la tarifa de cada actividad, preferiblemente basado en la metodología Costeo Basado en Actividad (ABC; por sus siglas en inglés), esto permite mediante cada estructura definir claramente donde establecer contablemente los costos de cada una de ellas e identificar en que parte de la estructura se encuentran los impactos que incrementan los costos. Las estructuras de estos costos deben contemplar bien definidos elementos como **Overhead:** definiendo este término como todos los gastos administrativos de mantenimiento que son necesarios para que el departamento opere y los supervisores que cubren diferentes sistemas y no están específicamente sobre uno solo.

Labor: En este concepto se incluye la mano de obra directa que ejecuta la acción de mantenimiento.

Materiales y suministros: Como su nombre lo indica materiales o repuestos asociados a la actividad, y nivel del servicio que ejecuta.

Servicios: En este rubro se contempla los servicios de agua, luz, transporte, gas, propios de la empresa que se utilizan para cada actividad a ejecutar.

Contratos: En esta categoría se incluyen todas las actividades a contratar externas que se utilizan durante la ejecución de la actividad que se está costearo por ejemplo laboratorios, talleres externos, transporte, o alguna

contratista que efectúe la actividad completa. Una vez establecidos los costos en los planes se une cada actividad planificada con su respectivo costo. Esto con el fin de distribuir y alocar los costos por cada línea de producción o producto generado por la empresa y evitar mediante la manera tradicional en mantenimiento el prorratear costos y penalizar algunos productos o líneas de producción en su rentabilidad.

5.3 Estrategias Gerenciales para Asegurar Costos Optimos en la Cadena de Valor de Mantenimiento y del Negocio.

Las estrategias gerenciales para asegurar costos óptimos en la cadena de valor del negocio dentro de la filosofía de mantenimiento clase mundial se agrupan en 4 categorías principales a lo largo de todos los procesos que la apoyan. Los aspectos citados son (7):

5.3.1 Confiabilidad de Equipos

Concatena herramientas y metodologías como: Análisis de criticidad , Costo Riesgo Beneficio, Análisis Causa Raíz, Inspección basada en Riesgo, Modelos de inventarios, Optimización de planes de mantenimiento, basados en conceptos de gerencia del riesgo con miras a incrementar la confiabilidad de los equipos.

Análisis de Criticidad: El análisis de criticidad es una técnica de cuantificación del riesgo, sustentada primordialmente en la “opinión de expertos”; evaluando la probabilidad de ocurrencia por el impacto, permite “jerarquizar opciones”, (oportunidades, problemas, componentes, equipos, sistemas o procesos), en base a un indicador llamado “criticidad” que es proporcional al riesgo asignado.

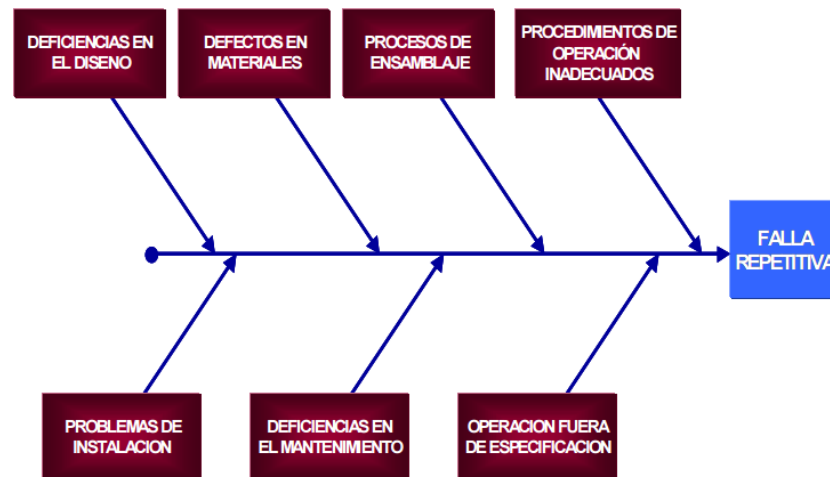
Análisis Causa Raíz: Es una metodología utilizada para identificar las raíces físicas, humanas y latentes que originan las fallas.

La identificación de estas raíces y la generación de acciones para eliminarlas previenen la recurrencia de problemas o fallas; en beneficio se obtienen

reducción de gastos y pérdidas de producción, asociada a fallas, mejoramiento de la Eficiencia, rentabilidad y productividad de los procesos.

La manera esquemática de presentarlo se ilustra en la figura 16.

Figura 17. Diagrama de Causa raiz



Fuente: Cáceres María, Como integrar la competitividad del negocio mediante estrategias para gerenciar el mantenimiento. 2004, Mexico DF

En este gráfico se estructura mediante espinas de pescado las causas de las fallas las cuales pueden ser categorizadas en aspectos como fallas por: diseño, ensamblaje, materiales, procedimientos operacionales, deficiencias en mantenimiento, entre otras.

Costo riesgo Beneficio (*): El modelo de decisión “costo riesgo”, permite comparar el costo asociado a una actividad dirigida al incremento de confiabilidad, (mantenimiento preventivo, mantenimiento predictivo, reemplazo, reacondicionamiento, rediseño, rehabilitación, actualización tecnológica, etc), contra el nivel de reducción de riesgo o mejora en el desempeño debido a dicha acción. En otras palabras, el modelo permite saber “cuanto obtengo por lo que gasto”.

Es ideal para establecer:

1. Frecuencia Óptima de reemplazo
2. Numero Óptimo de repuestos
3. Número Óptimo de respaldos
4. Selección de Costo Óptimo

Es muy importante destacar que el diseño de la política de mantenimiento se sustenta en la capacidad de producción, tomando en cuenta la eficiencia de los equipos para asegurar el nivel de producción requerido el cual puede variar de un escenario a otro. Es de esta manera como se obtiene un costo óptimo de mantenimiento modulando la frecuencia en base a los riesgos de producción que el equipo o sistema tiene asociado. [11]

6. ANÁLISIS FINANCIERO

Al seleccionar los equipos necesarios para el funcionamiento adecuado del campo, se procedió a realizar un análisis financiero. Ver tabla 17.

Tabla 17. Costos de los equipos.

COSTOS GENERALES DE LOS EQUIPOS SELECCIONADOS PARA LA RECOLECCION Y TRATAMIENTO DEL CRUDO			
EQUIPO	CANTIDAD	VALOR UNITARIO(\$COP)	VALOR TOTAL (\$COP)
Separador trifásico	1	\$ 762,089,441	\$ 762,089,441
Gun barrel	1	\$ 72,736,228	\$ 72,736,228
Tanque de almacenamiento	2	\$ 1,062,087,562	\$ 2,124,175,124
Bombas de Despacho	2	\$ 1,496,909,907	\$ 2,993,819,814
Bombas Booster	2	\$ 776,495,158	\$ 1,552,990,315
Otros	1	\$ 400,000,000	\$ 400,000,000
TOTAL		\$ 4,570,318,296	\$ 7,905,810,922

En la tabla 17. Se encuentra el estimado total de los costos de la ingeniería del campo se representa por costos de los diferentes tipos de montaje y suministros de lo equipos que se requieren para que la producción sea optima y que el precio del barril producido en campo lo esperado para obtener las ganancias adecuadas.

Tabla 18. Costo estimado de Ingeniería de Superficie.

INGENIERÍA BÁSICA FACILIDADES DE SUPERFICIE ON DESARROLLO ESTIMADO DE COSTOS			
SUMINISTROS	COSTOS	CONSTRUCCION Y MONTAJE	COSTOS
Suministros Mecánica	\$5,869,003,081	Montaje Civil	\$ 6,948,022,820
Suministros Tubería	\$ 3,003,434,369	Montaje Mecánica	\$ 4,736,429,407
Suministros Eléctrica	\$1,514,732,274	Montaje Tubería	\$ 3,735,694,951
Suministros Instrumentos	\$5,075,234,466	Montaje Eléctrica	\$ 2,495,896,193
		Montaje Instrumentos	\$ 922,620,996
TOTAL SUMINISTROS SIN IVA	\$ 15,462,404,190	TOTAL CONSTRUCCION	\$ 18,838,664,367
IVA	\$ 2,473,984,670	TOTAL COSTO DIRECTO	\$ 18,838,664,367
TOTAL SUMINISTROS	\$ 17,936,388,860	MOVILIZACION Y DESMOVILIZACION	\$ 565,159,931
		TOTAL ADMINISTRACION	\$ 3,390,959,586
		IMPREVISTOS	\$ 753,546,575
		UTILIDAD	\$ 1,318,706,506
		IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA)	\$ 210,993,041
		COSTO TOTAL MONTAJE	\$ 25,078,030,005
TOTAL SUMINISTROS	\$ 17,936,388,860		
COSTO TOTAL MONTAJE	\$25,078,030,005		
GRAN COSTO TOTAL	\$ 43,014,418,866		

El sector petrolero está haciendo implosión. La caída de 50% en los precios del crudo durante los últimos siete meses ha puesto contra las cuerdas a todas las compañías que explotan hidrocarburos en Colombia. Para nuestro análisis financiero se toma el costo de desarrollo o de la inversión por barril es COP \$ 43.014.418.866 que se ve reflejado en un costo por barril USD \$ 15 más el más el costo de mantenerlo en la operación que son USD \$ 6 y se refleja en USD \$ 20 por barril estimado en un precio de venta en el mercado del crudo USD \$ 60 barril. En la actualidad tenemos unos precios USD \$ 35 a USD \$ 45 por barril el cual no resulta atractivo en su porfolio de inversión de la compañía.

7. CONCLUSIONES

Este trabajo combina los principios tecnológicos utilizados actualmente en la producción de petróleo, proporcionando información teórica, de los equipos y sus aplicaciones.

Acorde al tipo de fluido y su composición, se determina el proceso requerido así como los equipos necesarios para llevar a cabo el proceso de separación, el gasto y los objetivos de producción dependerán de las condiciones de separación.

El uso del software HYSYS para simular una batería de separación, es una herramienta de apoyo para la selección de los equipos y las condiciones de operación mediante las cuales se alcance el objetivo de producción.

El caso de estudio presentado en el capítulo 5, sección 5.5.3 corresponde a la Separación trifásica + gun barrel, que es el resultado teórico. La simulación se aplicó para comprobar la teoría descrita anteriormente con el fin de desarrollar la capacidad de análisis del proceso de separación y obtener mejores resultados de la simulación. La principal aportación del trabajo es que abarca la teoría de la ingeniería conceptual de un campo y sus aplicaciones, facilitando el entendimiento de los parámetros involucrados; y que son calculados y/o selección de equipos por el ingeniero mecánico o de petróleos de distintas maneras.

De acuerdo al análisis financiero nos indica que es inviable el proyecto en la actualidad, por los efectos del precio tan bajo del barril de crudo, ya que este proyecto se calculó con precio de \$60.US el barril.

BIBLIOGRAFIA

1. ALVARADO CORDOBA, Jose Luis. Equipos de Separación de Gas y Aceite en Instalaciones Costa Afuera. Universidad Nacional Autónoma de Mexico. 2010.
2. ARNOLD, Ken y STEWART Maurice. Surface Production Operation. Segunda Edición, Gulf Publishing Company, 1999, Houston TX.
3. CEPET PDVSA - Estaciones Recolectoras de Flujo.pdf
4. DR. BOYUN GUO Chevron Endowed Professor in Petroleum Engineering University of Louisiana at Lafayette June 10, 2006. Petroleum Production Engineering, Elsevier (2007).
5. ECP-VST-P-INS-GT-002 Guía de Especificaciones para Ingeniería Conceptual. Ecopetrol.
6. ECP-VST-G-GEN-IT-003 Instruc para desarrollo Info Ejecutivo de Ing Conceptual.pdf
7. MANNING, F. (1995). Oilfield Processing. Volume Two. Crude Oil (PennWell Books).
8. MARTINEZ LOZANO, Jorge Alfonso. PINTO PLAZA, Diego Fernando. Revision del Sistema Actual de Manejo del Crudo Producido en el Campo Escuela Colorado y Desarrollo de la Ingeniería Conceptual para las Condiciones Futuras. Universidad Industrial de Santander. 2011

9. MONTES PAEZ, Erik Giovany. Tecnologías de Tratamiento de Emulsiones en Campos Petroleros. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. 2010
10. PÉREZ Angulo,,Julio Cesar. Propiedades de los Fluidos, Especialización Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander, Bogotá, Mayo 2013.
11. RUIZ ACEVEDO, Adriana Maria. Modelo para la Implementacion de Mantenimiento Predictivo en las Facilidades de Produccion de Petroleo. Universidad Industrial de Santander. 2012
12. SANTOS, Nicolás. Modulo Sistemas de separación Gas Líquido, Especialización en Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander, Bogotá, 2012.
13. SANTOS, Nicolás. Modulo Operación de Tratamiento de Crudo, Especialización en Producción de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander, Bogotá, 2012.
14. VIT-I-033[1]. ESPECIFICACIONES ALCANCE INGENIERIA CONCEPTUAL. Vicepresidencia De Transporte, Ecopetrol.
15. VRP-DPY-I-101 Instructivo Ingeniería de Detalle de la Especialidad Proceso Vicepresidencia De Refinación y Petroquímica.
16. VELANDIA, Daniel. Facilidades de Producción en Campos Petroleros. Bogotá Colombia, Febrero 2002.