

**PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LAS  
FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL CAMPO SAN LUIS DE LA GERENCIA  
MAGDALENA MEDIO ECOPETROL S.A.**

**OBED SAID HURTADO SERRANO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LAS  
FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL CAMPO SAN LUIS DE LA GERENCIA  
MAGDALENA MEDIO ECOPETROL S.A.**

**OBED SAID HURTADO SERRANO**

**Monografía como requisito para optar por el título de  
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**Director**

**Ing. FERNANDO CALVETE GONZÁLEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

*A Dios, por ser mi guía en todo lo que hago  
A mi familiar por ser ese motor que mueve mi vida,*

**Obed Said Hurtado Serrano**

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa sus más sinceros agradecimientos:

A Ecopetrol y la superintendencia de mares por haberme permitido llevar a cabo este proyecto y por la información suministrada para su desarrollo.

Al Ingeniero Fernando Calvete González, por su tiempo y colaboración con este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander por permitirme ser parte de esta gran institución.

A mi hermosa familia y Amigos, por alentarme para culminar con éxito este proceso.

## CONTENIDO

	<b>pág.</b>
INTRODUCCIÓN	15
1. REVISIÓN BIBLIOGRAFICA SOBRE FACILIDADES DE SUPERFICIE	16
1.1 ARBOLITO DE PRODUCCIÓN	16
1.1.1 Componentes para control de fugas.	17
1.2 MANIFOLD O MULTIPLE DE PRODUCCIÓN	19
1.3 SEPARADORES	21
1.4 TANQUES DE ALMACENAMIENTO	22
1.5 BOMBAS	23
1.6 SISTEMAS AUXILIARES	25
1.6.1 Desnatadores O Separadores API.	25
1.6.2 Piscinas De Oxidación.	26
1.6.3 Teas	27
1.6.4 Sistema de Inyección de Químicos	27
1.6.5 Sistema Contraincendios.	28
2. GENERALIDADES CAMPO SAN LUIS	29
2.1. UBICACIÓN GEOGRAFICA	29
2.2 RESEÑA HISTORICA	29
2.3 CARACTERITICA DEL YACIMIENTO Y DE LOS FLUIDOS	30
3. REVISIÓN ESTADO ACTUAL DE LAS FACILDADES DE SUPERFICIE DEL CAMPO SAN LUIS	31
3.1 ARBOLITO DE PRODUCCIÓN	31
3.2 RECOLECCIÓN DE FLUIDOS	32
3.3 SEPARACIÓN DE LIQUIDOS Y GAS	33

3.4 ALMACENAMIENTO DE CRUDO	33
3.5 TRANSFERENCIA DE CRUDO	35
3.6 SISTEMAS AUXILIARES	36
3.7 CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL ESTADO DE LAS FACILIDADES	37
4. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS	38
4.1 CABEZA DE POZO	38
4.2 INSTALACIÓN DE SEPARADOR Y TEA	40
5. VALUACIÓN ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS	50
6. CONCLUSIONES	55
7. RECOMENDACIONES	56
BIBLIOGRAFIA	57

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Datos petrofísicos y de fluidos campo San Luis	30
Tabla 2. Datos estado cabeza de pozo pozos campo San Luis	31
Tabla 3. Datos estado líneas de pozos campo San Luis	32
Tabla 4. Datos estado tanques campo San Luis	33
Tabla 5. Datos bomba campo San Luis	35
Tabla 6. Datos para cálculo de la línea de salida del separador	45
Tabla 7. Datos bases para análisis económico	50
Tabla 8. Presupuesto cambio de facilidades en cabeza pozo San Luis	51
Tabla 9. Presupuesto instalación separador y tea estación San Luis	52
Tabla 10. Evaluación económica para propuesta de instalación de accesorio en cabeza de pozo (BOP y APA)	53
Tabla 11. Evaluación económica para propuesta de instalación de separador y tea campo San Luis	54

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Esquema general de un arbolito de producción	17
Figura 2. Partes de una caja de empaques	18
Figura 3. Partes de una BOP (Blow Out Preventor)	19
Figura 4. Isométrico de un múltiple de producción	20
Figura 5. Múltiple de Producción	20
Figura 6. Diagrama tipo separador Vertical	21
Figura 7. Partes de un tanque de almacenamiento	23
Figura 8. Diagrama tipos de Bombas	23
Figura 9. Diagrama de bomba reciprocantes	25
Figura 10. Diagrama separador API	26
Figura 11. Piscinas de oxidación	26
Figura 12. Tea	27
Figura 13. Caseta de químicos	28
Figura 14. Sistema de contraincendios	28
Figura 15. Ubicación geográfica campo San Luis	29
Figura 16. Manifold existente estación San Luis	33
Figura 17. Tanques existentes del campo San Luis	35
Figura 18. Cuarto de Bombas San Luis	36
Figura 19. Cabeza de pozo San Luis 4	39
Figura 20. Cabeza de pozo con BOP y APA instalado	39
Figura 21. Aplicación para monitoreo de pozo SOM	40
Figura 22. Tabla de potencial de calentamiento global	41
Figura 23. Isométrico propuesto para la instalación del separador	43
Figura 24. Base de cálculo para separador vertical atmosférico	43
Figura 25. Esquema básico de un separador vertical	44
Figura 26. Cuadro de dimensiones elegibles	44

Figura 27. Datos para cálculo del fluido	45
Figura 28. Análisis hidráulico desde la salida del separador hasta tanques	46
Figura 29. Perfil de presión desde la salida del separador hasta la llegada a tanque	46
Figura 30. Base de cálculo para tea de la estación San Luis opción 1	47
Figura 31. Base de cálculo para tea de la estación San Luis opción 2	48
Figura 32. Base de cálculo para tambor sello Tea	49

## GLOSARIO

**ACCIDENTE:** incidente con consecuencias reales.

**ANALISIS DE RIESGO:** metodología que permite identificar los peligros de cada paso de la actividad y establecer los controles necesarios.

**CASING:** Tubería de Revestimiento, que en conjunto con la tubería de producción hacen el espacio anular.

**CONSECUENCIA:** evento o cadena de eventos con efectos reales o hipotéticos, inmediatos o no, sobre las personas, la economía, el ambiente y la imagen, que puede producirse a raíz de la liberación de un peligro y dentro de una situación hipotética creíble.

**ECP:** Sigla Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL

**HSE:** *Occupational Health, Industrial Safety and Environment* - abreviatura de Salud Ocupacional, Seguridad Industrial y Ambiente.

**INCIDENTE:** evento o cadena de eventos no planeados, no deseados y previsibles que generaron (accidente) o que, bajo circunstancias ligeramente diferentes, pudieron haber generado (casi-accidente).

**PELIGRO:** fuente o situación con potencial de producir daño en términos de lesión o enfermedad, daño a la propiedad, daño al ambiente dentro o fuera del trabajo, o una combinación de éstos.

**PHAST:** Process Hazard Analysis Software Tool

## RESUMEN

**TITULO: PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL CAMPO SAN LUIS DE LA GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO ECOPETROL S.A.\***

**AUTOR:** HURTADO SERRANO Obed Said\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Riesgos, Facilidades, metodología, riesgo, Campo San Luis,

Este trabajo proporciona una evaluación de estado actual de las facilidades de superficie del campo San Luis, para de esta manera definir alternativas para optimización y de esa manera con propuestas factibles tanto técnicas como económicas asegurar una operación segura, limpia y rentable de este campo.

Para este trabajo se tuvieron en cuenta las definiciones básicas de literaturas sobre facilidades de superficie en especial sobre procesos de recolección y separación de fluidos producidos, con la idea de comparar la tecnología utilizar y las riesgo presentes con la establecido en la normatividad y estándar de la industria.

Con la revisión de alternativas posible se espera garantizar una operación confiable para las personas, medio ambiente teniendo en cuenta la capacidad financiera del campo y todas las posibilidades técnicas que se puedan implementar.

En la revisión de la información para determinar el estado de las facilidades se detectó que no se tiene información suficiente sobre el tema.

Después del análisis del estado de las facilidades se observó la necesidad de mejorar el control de fugas crudos en cabeza de pozo y emisiones de gases en la estación de recolección.

La propuesta para el control de fugas en cabeza de pozo es la más utilizada y practica existente en el mercado integrándose perfectamente a las facilidades mecánicas y eléctricas existentes.

La reutilización de equipos para el control de emisiones de gas en la estación San Luis hace que sea factible tanto técnica como económicamente este mejora.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Especialización en Producción de Hidrocarburos, Director Ing. Fernando E. Calvete González

## ABSTRACT

**TITULO:** ALTERNATIVE APPROACH TO THE OPTIMIZATION OF FACILITIES OF SAN LUIS FIELD AREA MANAGEMENT THROUGH REGIONAL MAGADALENA ECOPETROL S.A.\*

**AUTOR:** HURTADO SERRANO Obed Said\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Risk, Facilities, methodology, risk, Field San Luis,

This work provides an assessment of current state of the field surface facilities San Luis, to thereby define alternatives to optimization and feasible proposals that way with both technical and economic ensure safe operation, clean and profitable in this field.

For this work took into account the basic definitions of literature on surface facilities particularly on processes of collection and separation of produced fluids, with the idea of comparing the technology used and present danger to the established regulations and standard industry.

With the review of possible alternatives is expected to ensure reliable operation for people, the environment taking into account the financial capacity of the field and all the technical possibilities that can be implemented.

In reviewing the information to determine the state of the facilities was found that there is insufficient information on the subject.

After analysis of the state of the facilities the need to improve control of raw wellhead leaks and emissions in the collecting station was observed.

The proposal for controlling wellhead leak is the most used and existing market practice integrates seamlessly with existing mechanical and electrical facilities.

Reuse of equipment for the control of greenhouse gas station in San Luis makes it technically and economically feasible this improvement.

---

\* Degree Project

\*\*Physicochemical Engineering Faculty, Hydrocarbons Production Specialization, Director Ing. Fernando E. Calvete González

## INTRODUCCIÓN

Los campos maduros independientes de su de producción generan actividad de riesgo que puede afectar la seguridad de las personas como el medio ambiente para el caso del campo San Luis las facilidades construidas desde 1923 solo han tenido mantenimiento mínimo sin mayores intervenciones.

Después de revisar las instalaciones actuales de campo y el esto se pudieron detectar algunas opciones de mejora para reducir la afectación tanto en seguridad y ambiente como en producción.

Todo esto se hizo teniendo en cuenta que el margen de ganancia del campo es mínima y que esta opciones de mejorar debían ser la más practicas tanto técnicas como económicamente.

## **1. REVISIÓN BIBLIOGRAFICA SOBRE FACILIDADES DE SUPERFICIE**

### **1.1 ARBOLITO DE PRODUCCIÓN**

El arbolito de producción están constituidos por diversos elementos tales como: el dispositivo de seguridad (BOP de varilla), el caja de empaques, las válvulas de paso, válvulas de retención, accesorios de unión, etc. de acuerdo a la producción del pozo según se indica:

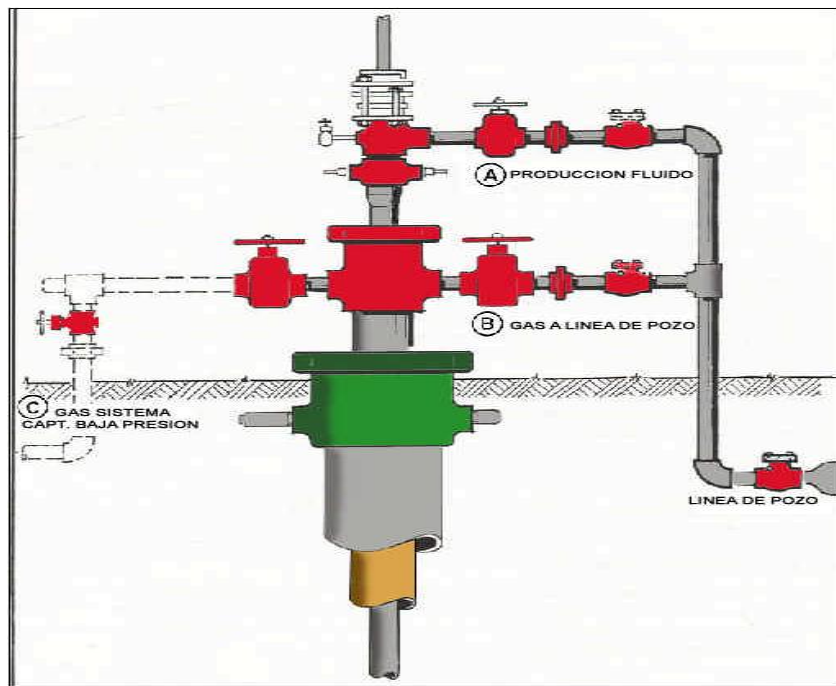
- Pozos productores de petróleo con captación de gas de anular.
- Pozos productores de petróleo sin captación de gas anular.
- Pozos productores de gas, hasta 2000 Psi.
- Pozos productores de gas, mayor a 2000 Psi.

En la figura 1 se indica un esquema general de un arbolito de producción con sus respectivas conexiones para captar el gas del casing (líneas B y C). En aquellos pozos cuya producción de gas asociado al petróleo es importante y que no están conectados al sistema de captación de baja presión (red de anulares), se utiliza el esquema con la conexión de la línea (B). El gas es conducido junto con el petróleo a través de la línea del pozo hasta la estación, donde ingresa a un separador, y luego de deshidratar el gas en la misma estación para luego pasar al sistema de compresión o distribución.

En el caso de pozos ubicados en zonas que cuentan con el sistema de captación de baja (red de anulares) se utiliza el mismo árbol, pero adicionándole la conexión (C) que le permite conectar el gas del casing a dicho sistema. En este caso la válvula de la conexión (B) permanece cerrada. La conexión (B) puede habilitarse cuando se presenten problemas de conducción por taponamiento en la línea que

lo conecta al sistema de baja presión. En los dos tipos de esquema descriptos, obviamente se mantiene cerrada la válvula de la línea de derivación (B o C). La misma es utilizada en algunas intervenciones cuando se requiere efectuar la operación de circular el pozo.

**Figura 1. Esquema general de un arbolito de producción**



**Fuente.** Manual de Producción PAE

**1.1.1 Componentes para control de fugas.** La BOP (Blow Over Preventor) o Preventora de Varilla es el elemento que se instala directamente en el tubing, entre la cabeza de pozo y el prensa estopa de la barra pulida, permite cortar el flujo de líquido y gas en forma total facilitando todas las operaciones de limpieza, mantenimiento, reemplazo de la caja de empaques, sus empaquetaduras, etc.

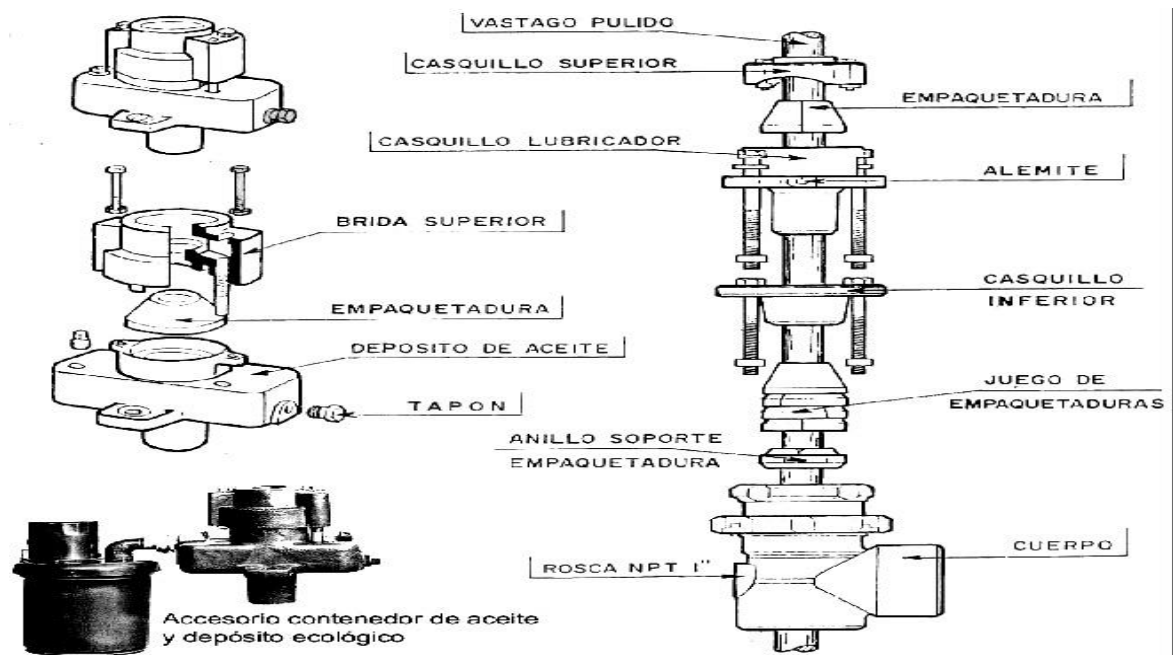
Dos mordazas de goma permiten el cierre contra el vástago; el reemplazo de las mismas se efectúa retirando los tapones que tienen ambos extremos. El cuerpo

tiene una rosca interior para enroscar en el tubing y otra exterior para enroscar en la caja de empaques.

Para que la caja de Empaques o Stuffing box funcione adecuadamente y dure, la barra lisa debe estar en buenas condiciones, sin defectos superficiales ni torceduras y, correctamente centrado.

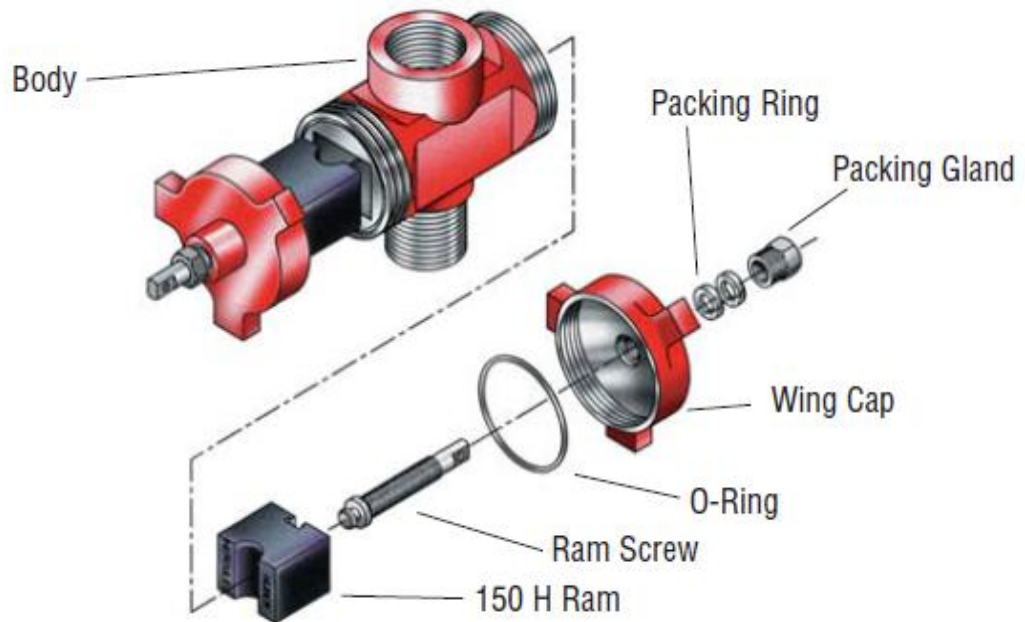
Los esquemas más comunes utilizan barras pulidas de 1 -1/4" ó 1-1/2" y tienen presiones de trabajo menores de 2000 psi. Sus medidas usuales son: conexión inferior 2-7/8" y 3-1/2" (rosca EUE), conexión de salida 2" a 3" (línea de producción) y conexión de purga o toma de muestra 1". Para su armado, una vez instalado el cuerpo, se coloca el anillo soporte de empaquetaduras correspondiente al diámetro de la barra lisa y sobre él se monta el juego de empaquetaduras cuidando que las ranuras de las mismas no queden alineadas.

**Figura 2. Partes de una caja de empaques**



**Fuente.** Manual de Producción PAE

**Figura 3. Partes de una BOP (Blow Out Preventor)**



**Fuente.** Catálogo de partes Hércules

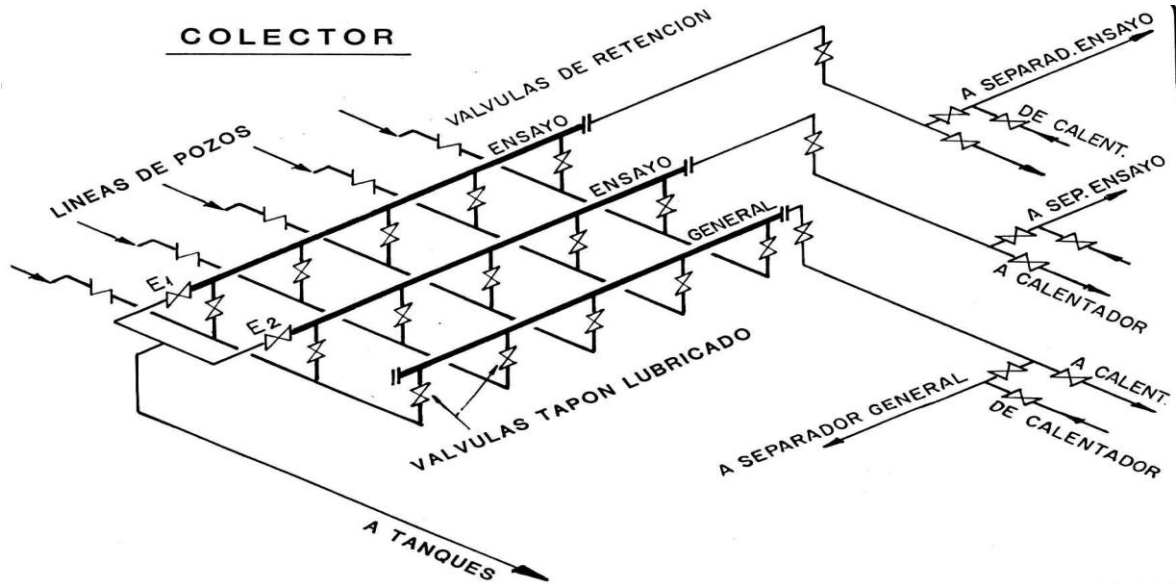
## 1.2 MANIFOLD O MULTIPLE DE PRODUCCIÓN

Esta instalación cumple las funciones de: reunir la producción de los pozos y derivarla a diferentes lugares de la estación satélite. Normalmente está constituido por tres líneas colectoras: una general y dos de ensayo con sus respectivas conexiones, válvulas de paso y de retención que las conectan a las líneas de los pozos.

Algunas estaciones que reúnen un número mayor de pozos tienen colectores de cuatro líneas (tres de ensayo) lo que les da una flexibilidad mayor en la programación de los ensayos. Las operaciones que podemos realizar con el colector pueden resumirse en las siguientes:

- Derivar la producción general al separador general o a los tanques.
- Derivar la producción de un pozo o grupo de pozos a los separadores o tanques de ensayo / control.
- Derivar la producción de un pozo o grupo de pozos a los tanques

**Figura 4. Isométrico de un múltiple de producción**



**Fuente.** Manual de Producción PAE

**Figura 5. Múltiple de Producción**

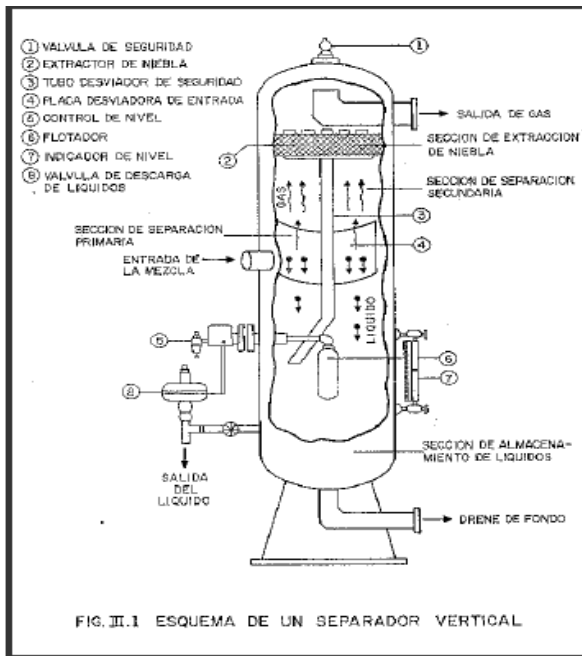


**Fuente.** [http://www.en-fabinc.com/es/production\\_and\\_test\\_manifolds.shtml](http://www.en-fabinc.com/es/production_and_test_manifolds.shtml)

### 1.3 SEPARADORES

Los separadores de petróleo y gas son recipientes cerrados para separar mecánicamente líquidos y gas una corriente combinada de estos fluidos a determinada presión y temperatura. Los fluidos provenientes del pozo están compuestos por petróleo, vapor de agua, condensado, niebla, gas libre y parte de este flujo que cambia de líquido a gas debido a la continua reducción de presión y temperatura que experimentan los fluidos desde que salen del yacimiento, ascienden por el pozo y son conducidas a través de líneas en superficie.

**Figura 6. Diagrama tipo separador Vertical**



**Fuente.** Manual de Manejo de producción en la superficie

El proceso de separación puede variar desde la remoción de gas que contiene la fase líquida hasta la deshidratación del gas ya que el líquido lleva burbujas de gas y este lleva gotas de líquido. La separación física de estas fases es una de las operaciones básicas en producción, procesamiento y tratamiento de crudo. Esta se hace más fácil entre mayor sea la diferencia de gravedad específica o

densidad que exista entre los fluidos. La eficiencia de la separación se mide por la eliminación de líquidos presente en el fluido que interviene en el proceso y la ineficiencia por lo tanto está indicada por el líquido arrastrado en la corriente de gas o de vapor una vez realizada la separación.

#### **1.4 TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

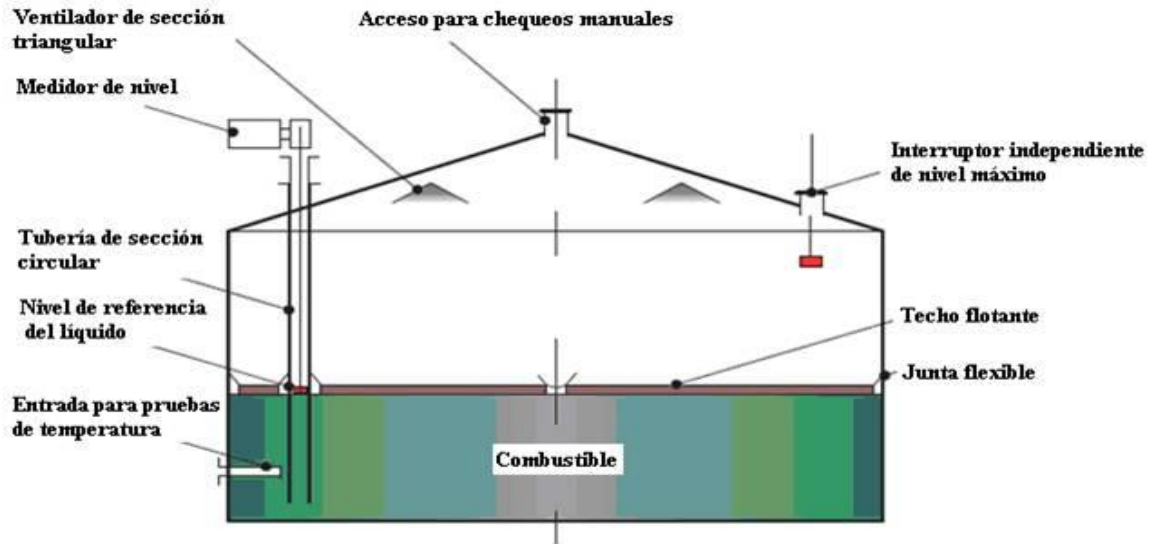
Los tanques son utilizados para recibir, almacenar y ensayar la producción de los pozos y para efectuar la calibración de los separadores de ensayo (serafines).

En estos se efectúan las mediciones de petróleo y agua que se producen y luego se determinan los correspondientes volúmenes utilizando la tabla de aforo. En el

Este equipo tiene además conexiones de drenaje, válvulas de paso, escalera exterior e interior, tapa de entrada de hombre (superior y lateral), válvulas de presión y vacío, sistemas de estabilización (botas), barandas de protección, pasarela, boca de medición y tubo de sondeo.

La construcción de tanques de almacenamiento debe estar estrictamente apegada a normas establecidas por la norma API 650. El material del cual están contruidos, debe poseer características como: resistencia a la corrosión, a la tensión, presión, etc. En la industria petrolera se han empleado tanques de diversos materiales, tales como: madera, plástico, concreto, aluminio y acero inoxidable. Se han construido de diversas capacidades y su construcción está en función del volumen que van a almacenar, entre otros aspectos. Los tanques de mayor uso son los de acero inoxidable, la coraza de estos tanques se construye con lámina de acero, que puede ser atornillada, remachada o soldada. La construcción del techo es similar al de la coraza.

**Figura 7. Partes de un tanque de almacenamiento**



Fuente. <http://lef.uprm.edu/Tank%20failure%20under%20fire/tanques.html>

## 1.5 BOMBAS

Son máquinas accionadas por un motor eléctrico, diesel o a gas, que sirve para succionar un líquido de un depósito o de una corriente permanente e impulsar dicho líquido a una presión suficiente para trasladarlo a un determinado lugar, o para obtener presión en una determinada línea del sistema.

**Figura 8. Diagrama tipos de Bombas**



Fuente. Manual de Producción PAE

Las Bombas de desplazamiento positivo cuya característica principal es que mantienen prácticamente constante el caudal bombeado, para amplios rangos de contrapresión en la tubería de descarga, a condición de mantener constante el número de r.p.m. y que dicha contrapresión sea compatible con el diseño de la bomba

Esta característica establece la diferencia fundamental con sus equivalentes centrífugas, adaptándose mejor que éstas al servicio de mediana y alta presión debido a la uniformidad de su alto rendimiento volumétrico y mecánico.

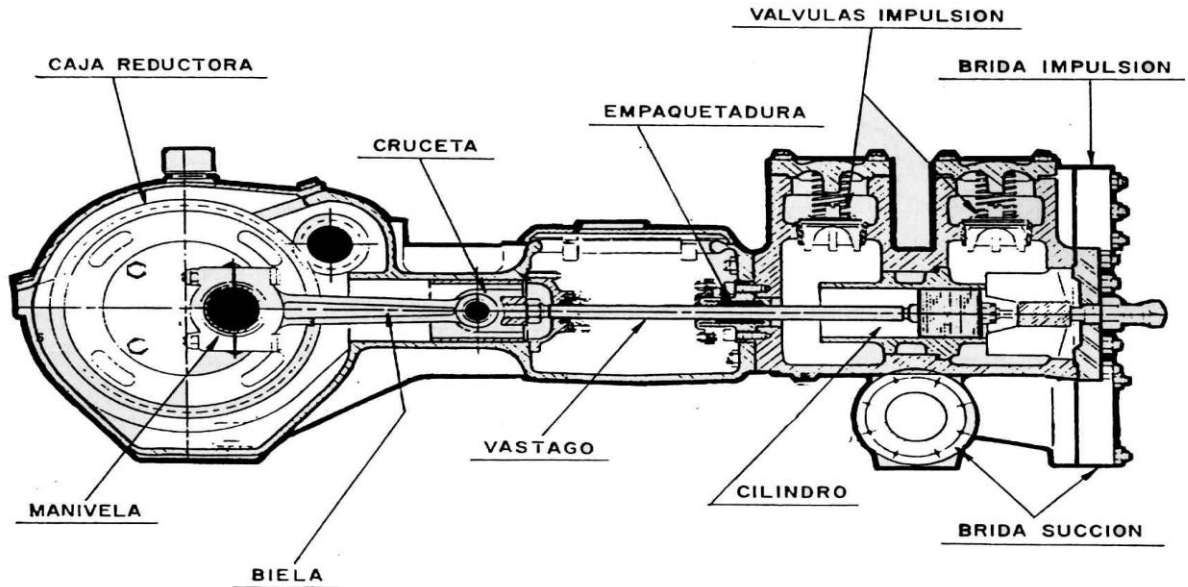
Estas bombas constan de un conjunto hidráulico y un conjunto motriz. El primero consiste en un cuerpo hidráulico con bridas de admisión y descarga del líquido, válvulas de descarga y succión, y émbolos buzos o pistones. El extremo motriz consta del cigüeñal, bielas, crucetas, vástagos del émbolo, y en algunas bombas, de una caja reductora de velocidad.

Las bombas que utilizamos para el bombeo de petróleo en las estaciones y plantas de tratamiento son de pistón, dúplex de acción doble (Fig. xxx) y en las plantas de inyección de agua, de émbolo buzo, dúplex, triplex y quintuplex de acción simple, la denominación dúplex, triplex, quintuplex indica que la bomba tiene dos, tres y cinco pistones respectivamente.

Las bombas de acción simple desplazan el líquido en una carrera del émbolo y las de acción doble en ambas carreras del pistón. Las bombas de acción doble a diferencia de las de acción simple, tienen dos válvulas de succión y dos válvulas.

**Figura 9. Diagrama de bomba reciprocantes**

**BOMBA ALTERNATIVA DUPLEX, DOBLE ACCION**



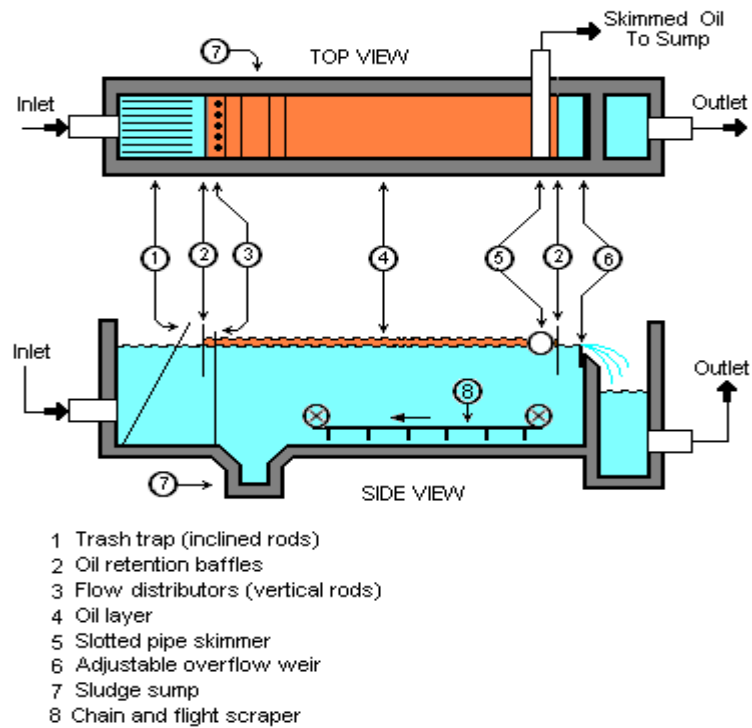
**Fuente.** Manual de Producción PAE

## **1.6 SISTEMAS AUXILIARES**

Son equipos necesarios para operar como servicios industriales también sirven para proteger la instalación.

**1.6.1 Desnatadores O Separadores API.** Son recipientes abiertos, en algunos casos cerrados, que recogen el agua procedente de los equipos principales (Separadores, Tanques, Bombas, etc); facilitan el reposo para la separación o eliminación completa de petróleo e hidrocarburo atrapados en el agua.

**Figura 10. Diagrama separador API**



**Fuente.** [http://en.wikipedia.org/wiki/API\\_oil-water\\_separator](http://en.wikipedia.org/wiki/API_oil-water_separator)

**1.6.2 Piscinas De Oxidación.** Recipiente grandes naturales o contruidos para oxidación y eliminación de materia orgánica presente en el agua.

**Figura 11. Piscinas de oxidación**



**Fuente.** <http://dc340.4shared.com/doc/fuWXnHQj/preview.html>

**1.6.3 Teas.** Sirven para venteo o quema de vapores de separadores y tanques, descargados directamente o a través de válvulas y artefactos de relevo y seguridad. Pueden ser quemados sobre el piso cuando existe la posibilidad de descargar corriente de hidrocarburos líquidos o teas a cierta altura para quemar gases y vapores de los cuales se han separado previamente los constituyentes líquidos

**Figura 12. Tea**



**Fuente.** Autor

**1.6.4 Sistema de Inyección de Químicos.** Compuestos por lo regular de recipientes de almacenamiento y mezcla, bombas de dosificación o proporcionadoras, inyectoras, tubería y accesorios.

**Figura 13. Caseta de químicos**



**Fuente.** Autor

**1.6.5 Sistema Contraincendios.** Sistema cuya función es proteger las instalaciones de la acción del fuego con el énfasis en salvar vidas, proteger el medio ambiente y minimizar perdidas económicas por perdidas de quipos.

**Figura 14. Sistema de contraincendios**



**Fuente.** <http://mpi.contra incendio.angelfire.com/curricu5.html>

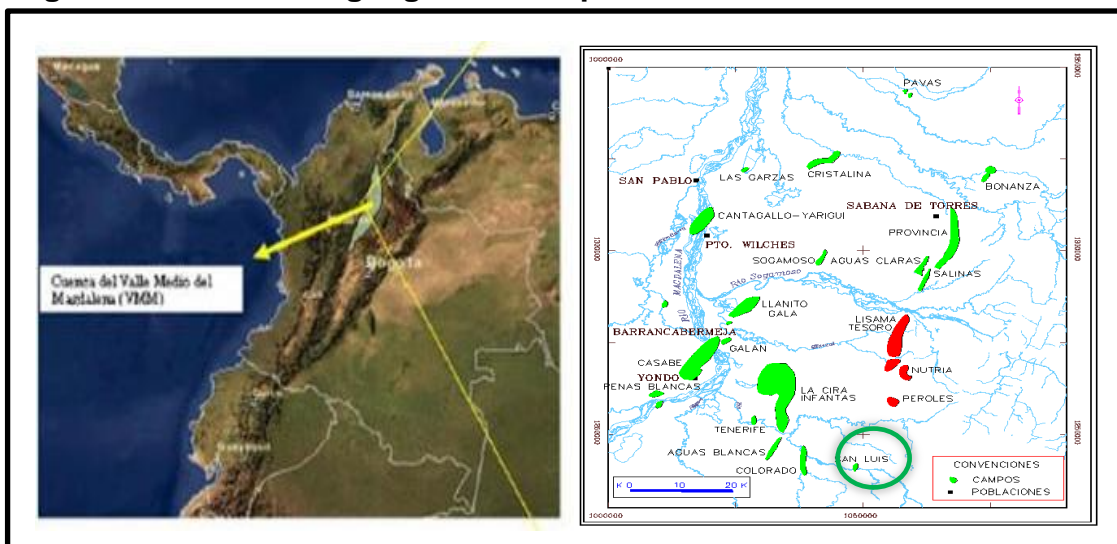
## 2. GENERALIDADES CAMPO SAN LUIS

### 2.1. UBICACIÓN GEOGRAFICA

El campo San Luis está ubicado al este de la cuenca del Valle Medio del Río Magdalena, al sureste del campo La Cira – Infantas cerca al río Cascajales.

Cartográficamente está comprendido dentro de las siguientes coordenadas geográficas (Gauss): N (1238875.45 – 1242996.75), E (1050170.79 – 1052387.79)

**Figura 15. Ubicación geográfica campo San Luis**



**Fuente.** Informe integral de yacimientos campo San Luis

### 2.2 RESEÑA HISTORICA

La compañía Tropical Oil dentro de la concesión De Mares, inicio perforaciones en el área de San Luis en 1923 San Luis 1, que presentó manifestaciones de aceite

pero para la época no eran comercialmente atractivas. Posteriormente perforó los pozos SL-2, SL-3, SL-4, SL-5, y SL-6. Este último fue perforado en 1929. En 1953, Ecopetrol continuó actividades de perforación en esta área con los pozos SL-7, SL-10, SL-11 y por último perforó el pozo SL-12 en 1963.

En la actualidad se encuentra produciendo dos pozos: SL-4, con una producción promedio a diciembre de 2013 de 56 BOPD de 30° API y el pozo SL-7 con una producción promedio a la misma fecha de 4 BOPD de 29° API. Estos dos pozos producen por bombeo mecánico.

### 2.3 CARACTERITICA DEL YACIMIENTO Y DE LOS FLUIDOS

En resumen las propiedades del yacimiento y los fluidos para las zonas productivas de las campo corresponden a las formación Mugrosa y La Paz.

**Tabla 1. Datos petrofísicos y de fluidos campo San Luis**

Parámetros	Mugrosa	La Paz
Prof (Pies, BNM)	1105-1225	2361-2438
Esperor neto (Ft)	20-100	20 a 100
Porosidad (%)	11-15	15,2 - 20
Permeabilidad Prom (md)	31-98	12-18
So (%)	39,6-48,6	54-58,6
Gravedad API	30	29
GOR (SCF/STB)	35	23,7
Tipo de Crudo	Parafinico	
Mecanismo de Empuje	Gas en Solución - Drenaje Gravitacional	
Facto de Recobro (%)	4,15	5,9
OOIP (bls)	8.972.823	

**Fuente.** Informe integral de yacimientos campo San Luis

### 3. REVISIÓN ESTADO ACTUAL DE LAS FACILDADES DE SUPERFICIE DEL CAMPO SAN LUIS

#### 3.1 ARBOLITO DE PRODUCCIÓN

Tabla 2. Datos estado cabeza de pozo pozos campo San Luis

Descripción	SL 4	SL 7
Diámetro Tubing	2" 7/8	2" 7/8
Diámetro Casing	7"	6" 5/8
Diámetro Barralisa	1" 1/4	1" 1/4
Tipo de caja de empaques	cónico	cónico
Tiene BOP	No	No
Tipo de cabeza de pozo	roscada	roscada
Tiene Anti fugas	No	No
WHP (PSI)	50	50
Se Capta gas	SI	SI
Diámetro de LP	3"	3"
Tipo de control Eléctrico	Convencional	Convencional

Fuente. Autor

Se observa la necesidad de la instalación de BOP y control de fugas ya que por el esquema de operación estos pozos solo son revisados una vez en el día.

### 3.2 RECOLECCIÓN DE FLUIDOS

**Tabla 3. Datos estado líneas de pozos campo San Luis**

<b>Descripción</b>	<b>Colector General</b>	<b>Colector de Prueba</b>	<b>Líneas de flujo</b>
Número de líneas	1	1	2
Diámetro	4	3	3
Indicador de presión (PI) o facilidad	SI	SI	SI
Indicador de temperatura (TI)	NO	NO	NO
Facilidad inyección de químicos Flujo inyección	SI	SI	---
Flujo de gas (KPCD)	4	1 o 3	1 y 3
Flujo de crudo (BLS)	60	4 o 56	4 y 56
Flujo de agua (BLS)	0	0	0
Flujo de líquido	60	4 o 56	4 y 56

**Fuente.** Autor

Esta manifold fue construida en el año 2009, por esto no requiere de mejoras.

**Figura 16. Manifold existente estación San Luis**



**Fuente.** Autor

### **3.3 SEPARACIÓN DE LIQUIDOS Y GAS**

En el momento la estación no cuenta con este equipo, toda la producción que llega es re direccionada hacia el tanque que esté recibiendo en ese momento.

### **3.4 ALMACENAMIENTO DE CRUDO**

**Tabla 4. Datos estado tanques campo San Luis**

<b>Nomenclatura de tanque</b>	<b>K01</b>	<b>K02</b>
Soldado o atornillado	Atornillado	Atornillado
Capacidad (Bls)	500	500
Número de Entradas	1	1
Diámetro de boquilla entrada	4"	4"
Número de salida	1	1
Diámetro de boquilla de salida	4"	4"
Ultima fecha de mantenimiento	Dic/2010	Dic/2010
Siguiente fecha de mantenimiento	Dic/2015	Dic/2015
Ultima fecha de aforo de tanque	Dic/2010	Dic/2010

<b>Nomenclatura de tanque</b>	<b>K01</b>	<b>K02</b>
Tubo de venteo	Cuello Ganso 3"	Cuello Ganso 3"
Drenaje manual	Si	Si
Drenaje automático	No	No
Sistema de Medición de nivel	No	No
Indicador de nivel	Si	SI
Indicador de interfase (reactancia capacitiva)	No	No
Válvula de presión y vacío	No	No
Cámara de espuma	No	No
Tasa de llenado del tanque	2.5 Bls/h	2.5 Bls/h
Tasa de vaciado del tanque	75 Bls/h	75 Bls/h
Indicador de temperatura	No	No
Válvulas antes de dique Entrada / Salida crudo Salida agua	Compuerta	Compuerta
Válvulas después de dique	Compuerta	Compuerta
Interruptor alto/ bajo nivel	No	No
Estado de MTS	No Existe	No Existe
Escaleras de ascenso con baranda.	Estándar	Estándar
Manhole de limpieza	Estándar	Estándar
Cables a tierra	Conectados	Conectados

**Fuente.** Autor

Aunque atornillados se encuentran en buenas condiciones, tiene los accesorios básicos para su funcionamiento, estas tanques cuentan con polo a tierra y además la estación cuenta con para rayos.

Por el bajo volumen de agua producida no es necesario drenar, por ende no se requiere facilidades para tratamiento de agua ni permiso del MMA para este punto.

**Figura 17. Tanques existentes del campo San Luis**



**Fuente.** Autor

### 3.5 TRANSFERENCIA DE CRUDO

**Tabla 5. Datos bomba campo San Luis**

Número Bomba	1
Tipo de bomba	Reciprocante
Flujo manejado (gal/min o Bbl/h)	75 Bls / h
Presión de descarga	120 PSI
Válvula de alivio	En servicio calibrada
Apagado automático	No
Indicador de presión Succión Descarga	SI
Indicador de temperatura	No
Diámetro línea succión	4"
Diámetro línea descarga	3"
Trampa de raspadores	No
Encendido automático (ubicado en tanques)	No
Apagado automático (ubicado en tanques)	No

Guarda correas y guarda acoples, sellos	Si
Filtro a la succión de bomba	Si
P.I. de filtro succión de bomba	Si

**Fuente.** Autor

**Figura 18. Cuarto de Bombas San Luis**



**Fuente.** Auto

### **3.6 SISTEMAS AUXILIARES**

La estación no cuenta con Piscinas por la no necesidad de verter agua, no se inyecta químico gracias a la buena calidad de crudo producido (30° API, 0.1 % BSW, 2.6 PTB), En la actualidad solo cuenta con una trampa de grasas para el manejo de las aguas lluvias de la estación.

Con respecto al tema de sistema contra incendios se revisaron los análisis hechos para este tema (Simulaciones PHAST y HAZOP) y con base en estas determinaron que las instalaciones del campo de San Luis por sus condiciones geográficas y por los volúmenes manejados podrían operar sin sistema contra incendios fijo, además según el documento por análisis económico no es viables tener un sistema fijo en el área.

### **3.7 CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL ESTADO DE LAS FACILIDADES**

Luego de determinar las facilidades existentes y el estado en el cual estaban se procedió a revisar que opciones de mejoras se podían implementar teniendo como premisa:

- ¿El estado del proceso es seguro para las personas?
- ¿El estado del proceso impacta lo menos posible al medio ambiente?
- ¿El estado del proceso da la mayor rentabilidad con los recursos existentes?

Además paso a revisar el portafolio de negocios para los 5 años siguientes encontrando que no existen proyecciones para aumento del recobro en el campo, con esto en mente y según modelo de gerencia de proyectos, si llegase a generar un proyecto debe contemplar todo lo necesario para el producir, por ende el enfoque de las mejoras será solo mantenimiento de la línea base de producción.

## **4. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS**

### **4.1 CABEZA DE POZO**

Luego de la revisión se ve la necesidad de instalar un sistema de control de fugas en la cabeza de pozo, la idea es disminuir contaminaciones en cabeza de pozo, ya que esta es una de las debilidades del bombeo mecánico.

Para este tema una de las tecnologías más utilizadas son los APA (Anti – pollution Stuffing Box Adapter), los cuales se enfocan en detectar e informar las fugas por daños en los empaques, las fugas se puede dar por recalentamiento por la falta de flujo de líquido en Tubing o picaduras en la barra lisa.

Para el caso partículas de los pozos de San Luis, solo se requiere instalar una BOP de varilla y ya que cuenta con cajas de empaques cónicos en donde solo habría que cambiar la tapa superior para instalar reservorio con el interruptor para apagar el pozo en el momento que llega al límite máximo, además en el área se cuenta con un monitoreo vía radio el cual serviría para informar el momento que presenta fuga o se apague el pozo.

La idea con esta alternativa es reducir las contaminaciones por daño de empaques, además evitar afectar en medio ambiente, con esta además se espera ahorrar dinero por la disminución de las limpiezas por este tipo de eventos y disminuir pérdidas de fluido, los tiempos de paro generados por este dispositivo se optimizarían gracias al aprovechamiento del sistema de monitoreo remoto vía radio con que cuenta el pozo en este momento.

**Figura 19. Cabeza de pozo San Luis 4**



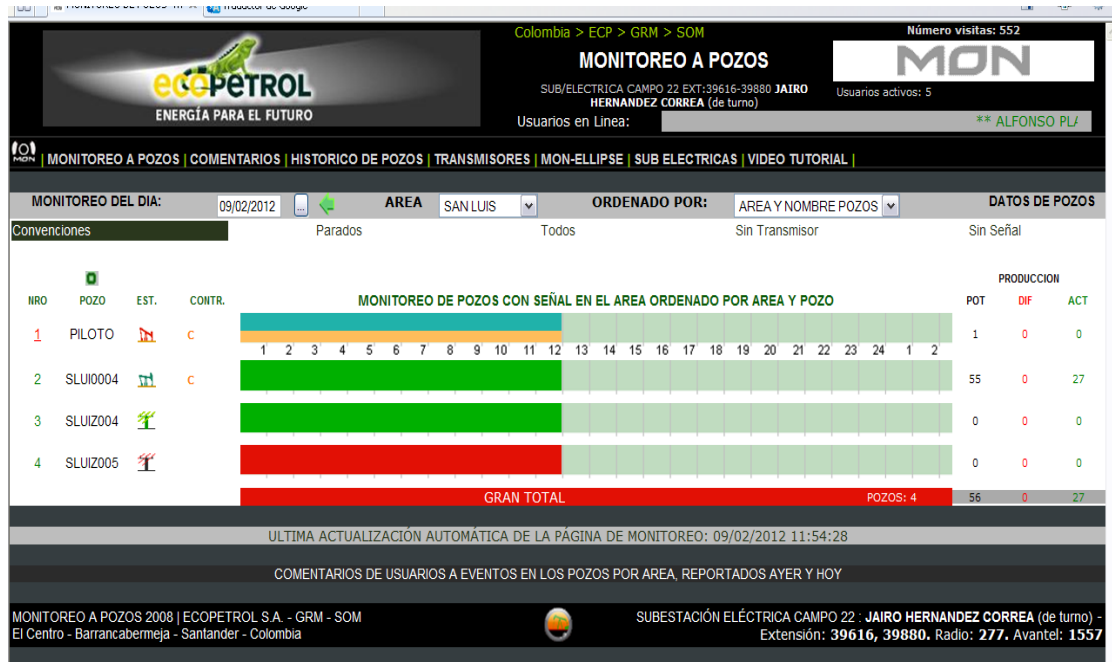
**Fuente.** Autor

**Figura 20. Cabeza de pozo con BOP y APA instalado**



**Fuente.** Autor

**Figura 21. Aplicación para monitoreo de pozo SOM**



**Fuente.** Centro Integrado de Operaciones C.I.O

## 4.2 INSTALACIÓN DE SEPARADOR Y TEA

En la actualidad la batería San Luis es una estación de recolección de crudo que recibe e aproximadamente 60 BFPD con 2200 SCFD este fluido llega a un manifold de distribución para luego pasar al sistema de almacenamiento que está conformado por dos tanques atornillados de 500 barriles de capacidad volumétrica cada uno y luego el fluido es bombeado a la estación 7 del campo infantas.

Como es de entender el gas producido entra en los tanque, luego este sale por el tubo de venteo generando en una atmosfera explosiva en el techo, esta situación al encontrarse con una llama abierta o descarga eléctrica (estática o atmosférica) puede generar explosión afectando no solamente las instalaciones sino también al cualquier persona que se encuentre cerca, además desde el punto ambiental el

potencial de calentamiento global del CH<sub>4</sub> (metano) es 23 veces más que CO<sub>2</sub>, es decir es para este caso es menos dañino quemar el gas que ventearlo.

Otra ganancia es una medición estática más precisa ya que al momento de determinar el volumen producido este no será afectado por las fluctuaciones hechas por el gas que entra.

**Figura 22. Tabla de potencial de calentamiento global**

Gases de efecto invernadero	Potencial de calentamiento global en un horizonte de 100 años (CO <sub>2</sub> ) = 1
Bióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	1
Metano (CH <sub>4</sub> )	23
Óxido nitroso (N <sub>2</sub> O)	296
Hexafluoro de azufre (SF <sub>6</sub> )	22,200
Hidrofluorocarbonos (HFC)	120–12,000
Perfluorocarbonos (PFC)	5,700–11,900

Fuente: IPCC 2001.

**Fuente.** <http://www2.inecc.gob.mx/publicaciones/gacetas/497/kiss.html>

Teniendo en cuenta lo anterior se propone un sistema de separación bifásica operado por gravedad (evitar tener instrumentación neumática para reducir intervenciones de mantenimiento y reducir agentes de fallas) para posteriormente pasar el fluido al sistema de almacenamiento con la mayor cantidad de gas despojado.

De acuerdo con la información dada en el análisis del estado inicial de las facilidades y de los flujos manejados se determinó la siguiente configuración:

Una (1) entrada de crudo ubicada en la parte superior, en tubería de 3", la cual recoge el crudo del múltiple general.

La salida de crudo en línea de 3" con válvula de compuerta acoplada externamente en la línea del separador a tanque.

En la sección media del separador un drenaje de 1 1/2", para ir finalmente a la trampa API, esto con el fin de drenar el equipo para mantenimiento.

La salida de gas en 3 in hasta la tea

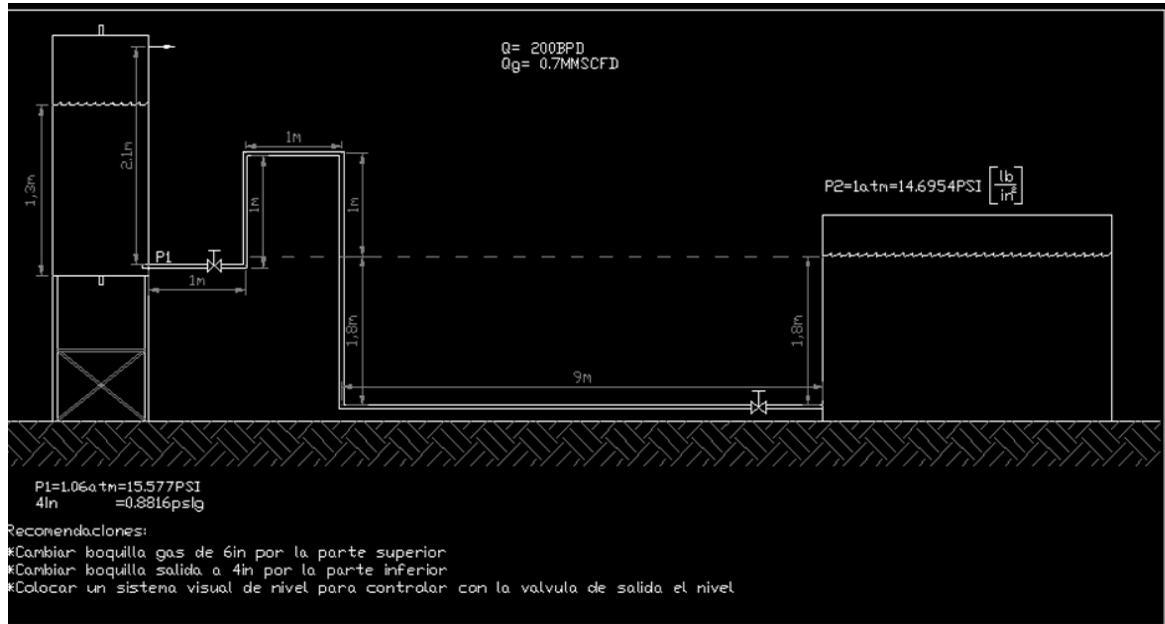
Como no se tendrá ningún tipo de instrumentación en el separador, se debe tener consideraciones al momento de hacer el diseño e instalación del mismo para que las velocidades y las presiones de operación permitan el buen desempeño de la estación para tal fin se deberá contemplar un sistema de rebose por alto – alto que ira directamente al tanque que reciba.

Para la conexión entre el separador y los tanques se deberá instalar una línea en acero al carbón de 3" de diámetro, con accesorios en Rating 150 en una longitud de aproximadamente 20 metros, para la conexión entre el separador y finalmente la línea que va a la tea ira en 3 in con aproximadamente 100 metros de longitud.

Para el correcto funcionamiento del procesos es necesaria la elevación del separador a una altura, donde mínimo la cota más baja esté a 1.70 metros del suelo.

Para este trabajo se va a reutiliza un separador que se tenía instalado en otra instalación y de esa manera optimizar recursos, las dimensiones del separador son 0.9 m de diámetro con 2.4 m de alto.

Figura 23. Isométrico propuesto para la instalación del separador



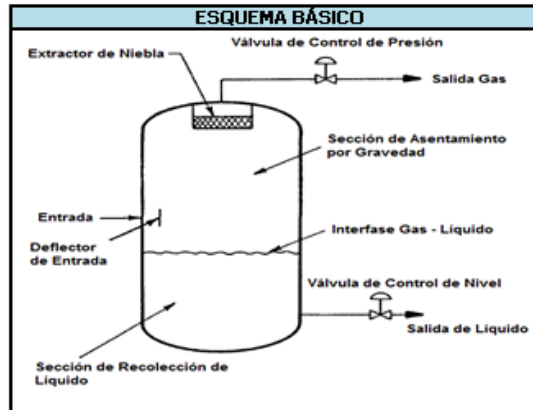
Fuente. Dpto de Ingeniería y confiabilidad ECP

Figura 24. Base de cálculo para separador vertical atmosférico

DATOS DE ENTRADA		
(Azul: Datos requeridos; Rojo: Datos opcionales)		
PROPIEDADES DE FLUIDOS	VALOR	UNIDADES
API crudo	29,8	
Gravedad específica gas	0,7	
Viscosidad de gas	0,01279	cP
Factor compresibilidad ( $Z'$ )	0,998	
Densidad de gas	0,05094	lb/ft <sup>3</sup>
Densidad de líquido	54,74	lb/ft <sup>3</sup>
CONDICIONES DE PROCESO		
Flujo de gas	3	MMSCFD
Fujo de líquido	60	bpd
Presión	15,6	psia
Temperatura	120	°F
Tiempos de retención de líquido (tr)	tr1 =	1 min
	tr2 =	2 min
	tr3 =	3 min
PARAMETROS DE PROCESO		
Diámetro de partícula	300	micrones

Fuente. Autor

**Figura 25. Esquema básico de un separador vertical**



**Fuente.** *ARNOLD, K., STEWAR, M. Modificada*

**Figura 26. Cuadro de dimensiones elegibles**

DIMENSIONES ELEGIBLES		
$t_r$ (min)	d (in)	$L_{ss}$ (ft)
1	20,0	6,4
2	20,0	6,5
3	20,0	6,6

**Fuente.** Autor

Se determina usar esta configuración ya que puede manejar buenos niveles de líquido y para el caso particular de San Luis la relación gas aceite es baja, dejando como opción un separador vertical, además se puede observar las dimensiones mínimas para manejar el caudal es de 20 in de diámetro y 6,5 Ft de distancias entre costuras con una relación de esbeltez entre 3 y 4 ( $12 \cdot L_{ss}/d$ ) además para crudos entre  $20 < \text{°API} < 35$ , se recomienda un tiempo de residencia de 2 minutos, todo lo anterior es cumplido por el separador a reutilizar el cual tiene de diámetro 0,9 metros (35,43 in) y de distancia entre costuras de 2,4 metros (7,874 ft) y para el caso de los separadores verticales cualquier diámetro mayor que el mínimo

requerido para la capacidad del gas puede ser escogido y la relación de esbeltez es un dato para optimizar costo.

El análisis hidráulico que se realizó fue desarrollado mediante simulación en el software PIPEPHASE 9.2 considerando las siguientes bases de diseño:

**Tabla 6. Datos para cálculo de la línea de salida del separador**

DATOS DE DISEÑO TUBERÍA	
Fluido	Crudo - Agua - Gas
Longitud	16 m
Diámetro	4 in
Pipe inside roughness	1.8*10e-3
Temperatura	35°C
Eficiencia de Flujo	90%

Fuente. Autor

**Figura 27. Datos para cálculo del fluido**

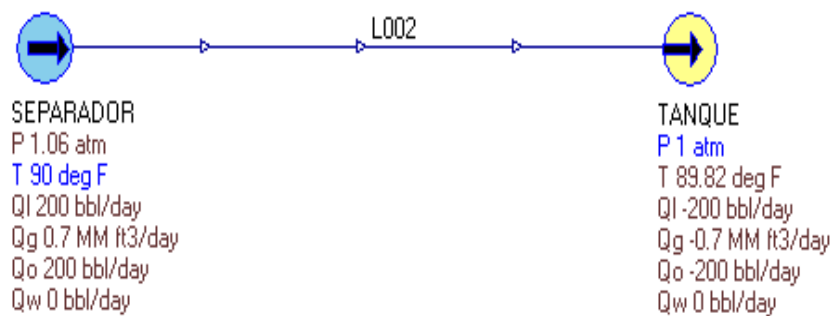
The screenshot shows the 'Fluid Data' dialog box in PIPEPHASE 9.2. It includes the following fields and values:

- Set Number:** 1
- Gravities:** Oil (29.8 API), Gas (0.7 sp gr), Water (1 sp gr)
- Contaminants:** Nitrogen (0 Mole %), Carbon Dioxide (0 Mole %), Hydrogen Sulfide (0 Mole %)
- Two-point Viscosity Data:** Phase Description (Hydrocarbon), Temperature (86 and 104 F), Viscosity (17.906 and 11.906 cP)
- Heating Values:** Gross Heating Value (GHV) and Wobbe Index (WOBBE) in BTU/ft3 (fields are empty)
- Buttons:** Adjust Standing Data, Tabular Data, Generate PVT Table..., PVT Correlations..., OK, Cancel, Help

Fuente. Simulación en PIPEPHASE 9.2

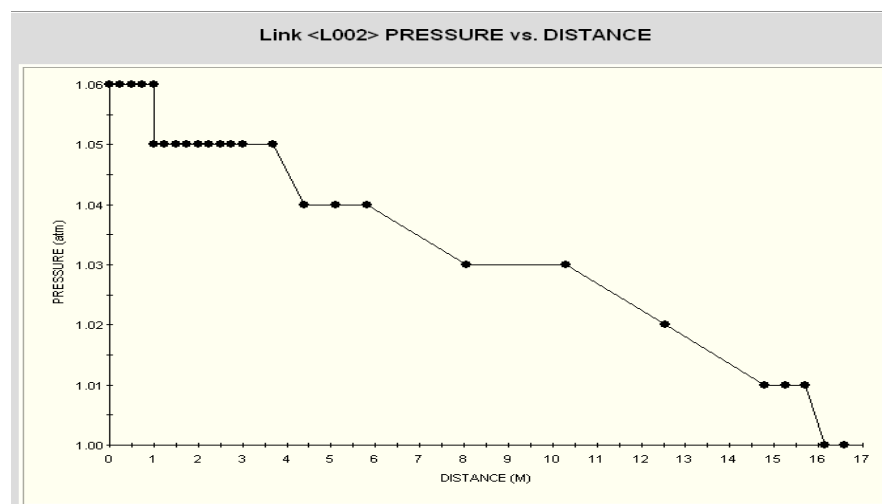
Para que el fluido llegue del separador hacia los tanques (Que se entrega a presión atmosférica) por medio de una línea de 3 in con longitud aproximada de 16 metros se requiere una presión de salida en el separador de aproximadamente 1 psi, para lo cual en los planos se anexa el diseño propuesto para estas condiciones

**Figura 28. Análisis hidráulico desde la salida del separador hasta tanques**



**Fuente.** Simulación en PIPEPHASE 9.2

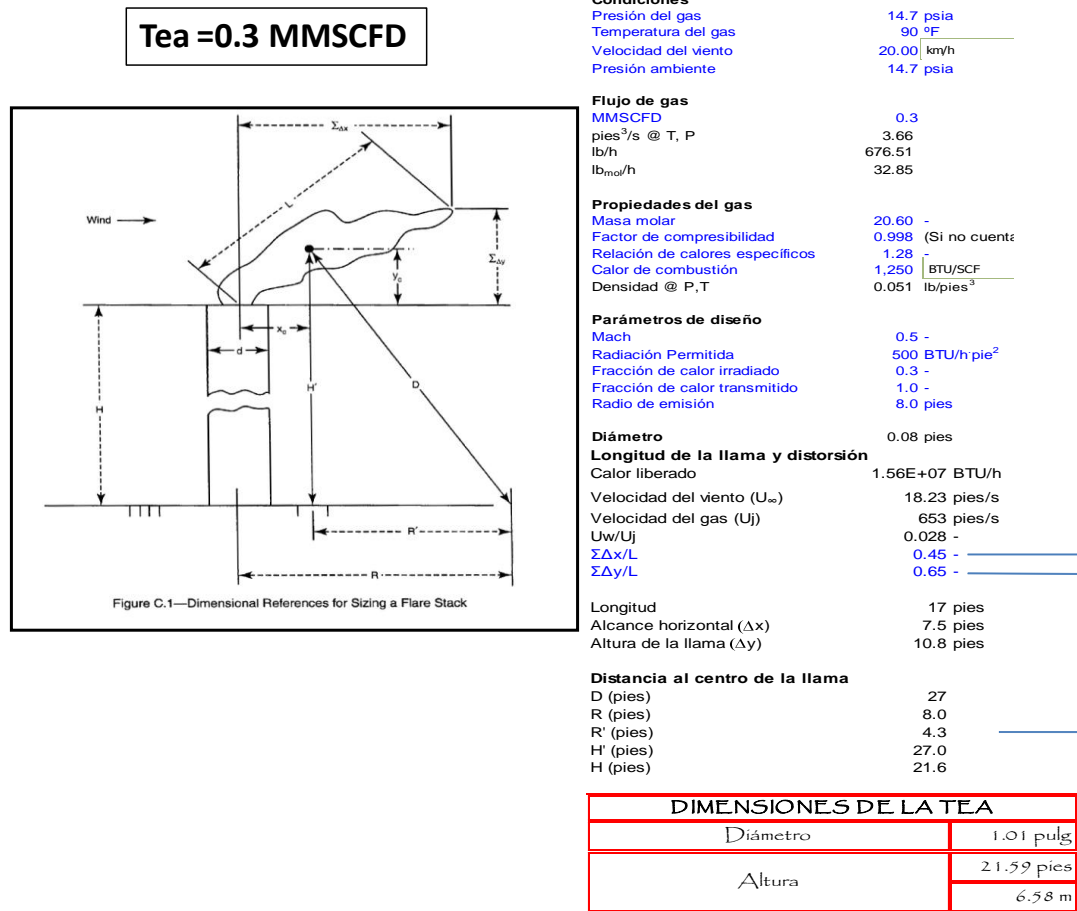
**Figura 29. Perfil de presión desde la salida del separador hasta la llegada a tanque**



**Fuente.** Simulación en PIPEPHASE 9.2

Para el cálculo de la tea el principio que rige las dimensiones es tener en cuenta que no se puede exceder una radiación de 500 btu/hft<sup>2</sup> en la base, para lo cual se realizaron diferentes escenarios, a continuación se presentan.

**Figura 30. Base de cálculo para tea de la estación San Luis opción 1**



**Fuente.** Dpto de Ingeniería y confiabilidad ECP

**Figura 31. Base de cálculo para tea de la estación San Luis opción 2**

**Tea = 0.4 MMSCFD**

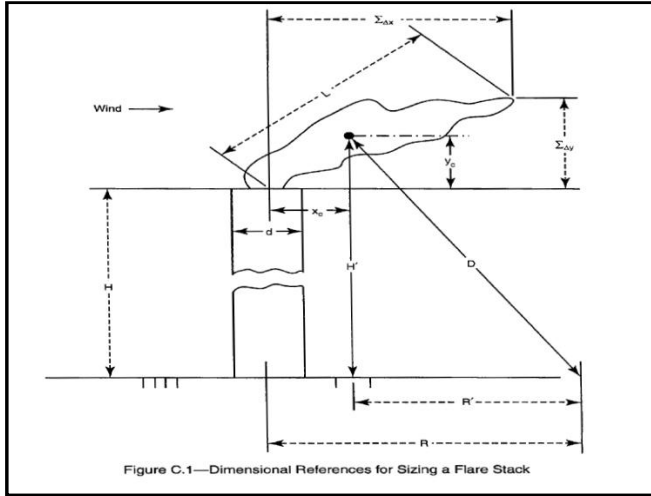


Figure C.1—Dimensional References for Sizing a Flare Stack

<b>Condiciones</b>	
Presión del gas	14.7 psia
Temperatura del gas	90 °F
Velocidad del viento	20.00 km/h
Presión ambiente	14.7 psia
<b>Flujo de gas</b>	
MMSCFD	0.4
pies <sup>3</sup> /s @ T, P	4.88
lb/h	902.02
lbmol/h	43.79
<b>Propiedades del gas</b>	
Masa molar	20.60 -
Factor de compresibilidad	0.998 (Si no cuenta cc
Relación de calores específicos	1.28 -
Calor de combustión	1,250 BTU/SCF
Densidad @ P,T	0.051 lb/pies <sup>3</sup>
<b>Parámetros de diseño</b>	
Mach	0.5 -
Radiación Permitida	500 BTU/h pie <sup>2</sup>
Fracción de calor irradiado	0.3 -
Fracción de calor transmitido	1.0 -
Radio de emisión	8.0 pies
<b>Diámetro</b>	
	0.10 pies
<b>Longitud de la llama y distorsión</b>	
Calor liberado	2.08E+07 BTU/h
Velocidad del viento (U <sub>w</sub> )	18.23 pies/s
Velocidad del gas (Uj)	653 pies/s
Uw/Uj	0.028 -
ΣΔx/L	0.45 -
ΣΔy/L	0.65 -
Longitud	19 pies
Alcance horizontal (Δx)	8.5 pies
Altura de la llama (Δy)	12.3 pies
<b>Distancia al centro de la llama</b>	
D (pies)	32
R (pies)	8.0
R' (pies)	3.7
H' (pies)	31.3
H (pies)	25.1

DIMENSIONES DE LA TEA	
Diámetro	1.17 pulg
Altura	25.14 pies
	7.66 m

**Fuente.** Dpto de Ingeniería y confiabilidad ECP

Se observa que para un caudal de gas hasta 0.6 MMSCFD se necesita una Tea con una altura mínima de 9.46 metros para que la radiación en la base de la tea sea de 500 Btu/hft<sup>2</sup>, para nuestro caso la Tea que se tiene en la actualidad (para reutilizar) presenta una altura de 12 metros y un diámetro de 3" para manejar un caudal de 2200 SCFD lo cual garantiza que la radiación no va a exceder lo requerido en la norma, sin embargo se aclara que no es un sistema de alivio que cumpla con todos los estándar.

**Figura 32. Base de cálculo para tambor sello Tea**

**TAMBOR SELLO DE AGUA**

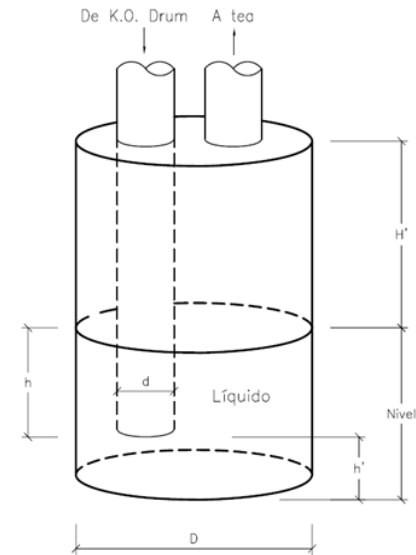
**Datos de entrada**

P	0,8 psig	Presión de salida del cabezal de alivio, la máxima a la que llegará el gas al Se
$\rho_l$	62,5 lb/pie <sup>3</sup>	Densidad del líquido del Sello
d	0,25 pies	Diámetro de la tubería de entrada de gas al Sello

**Cálculos**

h	1,84 pies	Distancia máxima sumergida de la tubería de entrada en el líquido del Sello
h seleccionada	0,5 pies	
D mínimo	0,5 pies	Diámetro mínimo del recipiente
D seleccionada	0,50 pies	
H' mínima	0,25 pies	Altura por encima del nivel de líquido
H' máxima	0,50 pies	
H' seleccionada	1 pies	
h' máxima	0,60 pies	Distancia máxima entre la salida del gas de la tubería y el fondo del recipiente
h' seleccionada	0,5 pies	
H	2,00 pies	Altura Total del Recipiente

DIMENSIONES DEL TAMBOR	
Diámetro	0,50 pies
Altura	2,00 pies
Nivel de líquido	1,00 pies



**Fuente.** Dpto de Ingeniería y confiabilidad ECP

## 5. VALUACIÓN ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS

Para hacer la evaluación económica de las alternativas se tuvo en cuenta la declinación del campo, el margen de ganancia el campo y la tasa efectiva anual que aplica para ECOPETROL.

**Tabla 7. Datos bases para análisis económico**

<b>CAMPO</b>	<b>SAN LUIS</b>
DECLINACIÓN	0,013
TRM	1890
TASA EFECTIVA ANUAL	11,65%
TASA EFECTIVA MENSUAL	1,02%
PRECIO	50,00
COSTO	19,86
MARGEN	30,14

**Fuente.** Dpto de Gestión y crecimiento ECP SOM

Para el análisis económico solo se contará con la producción del pozo San Luis 4 ya que el pozo San Luis 7 en estos momento se encuentra esperando equipos para hacer trabajo de cambio de bomba.

Para que en ECOPETROL pase una propuesta además tener un VPN positivo debe tener una eficiencia de la inversión por encima de 30%, trabajos con eficiencia por debajo de este porcentaje pero con tasa de efectividad superior y VPN positivo solo se por ejecutarían con un muy fuerte justificación por temas de HSE o sociales

Como el objetivo es asegurar una operación segura y limpia para la base de ingreso se tuvo como base la cantidad de barriles en promedio que se pueden perder en situaciones críticas (Contaminación Ambiental e Incendio) promedio mes según estadísticas que para este ejercicio será de día de producción (56 Bls) según estadística del campo.

Para las dos propuestas se estimaron los siguientes presupuestos:

**Tabla 8. Presupuesto cambio de facilidades en cabeza pozo San Luis**

DESCRIPCION	UNIDAD	CANT	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL CD+A+I+U
ACCESORIOS	KIT	1,0	\$ 2.545.000	\$ 2.545.000
CUADRILLA DE CAMPO	DIA	1,0	\$ 1.041.850	\$ 1.041.850
CONEXIÓN ELECTRICA	EU	1,0	\$ 500.000	\$ 500.000
SUMINISTRO CAMIÓN DE VACIO	HORAS	24,0	\$ 44.450	\$ 1.066.800
			Total \$	\$ 5.153.650
			Total USD	\$2.727

**Fuente.** Autor

**Tabla 9. Presupuesto instalación separador y tea estación San Luis**

<b>DESCRIPCION</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>CANT</b>	<b>VALOR UNITARIO</b>	<b>VALOR TOTAL CD+A+I+U</b>
SOLDADURA EN TUBERIAS SCH 40 A 60	PULG	120,0	\$ 31.536	\$ 3.784.320
PROTEGER TUBERIA AEREA (LIMPIEZA SSPC-SP2)	M2	24,0	\$ 22.777	\$ 546.648
ABCISADO DE TUBERÍAS	UN	10,0	\$ 5.615	\$ 56.150
ACCESORIOS	EA	4,0	\$ 250.000	\$ 1.000.000
SUMINISTRO DE GRUA	HORAS	24,0	\$ 131.250	\$ 3.150.000
TUBERIA: PIPE, METALLIC ND:3 IN SCH:40	M	120,0	\$ 34.321	\$ 4.118.520
CUADRILLA SOLDADURA	DIA	5,0	\$ 1.041.850	\$ 5.209.250
			<b>Total \$</b>	<b>\$ 17.864.888</b>
			<b>Total USD</b>	<b>\$9.452</b>

**Fuente.** Dpto Mantenimiento ECP SOM

**Tabla 10. Evaluación económica para propuesta de instalación de accesorio en cabeza de pozo (BOP y APA)**

MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>MARGEN CRUDO</b>	30,14	30,14	30,14	30,14	30,14	30,14	30,14	30,14	30,14	30,14	30,14	30,14	30,14
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>BLS NETOS INCORPORADOS</b>		56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
<b>MARGEN EN USD</b>	-	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688
<b>COSTOS TRABAJO EN USD</b>	<b>2.727</b>												
<b>PRODUCCIÓN ACTUAL DEL POZO</b>	<b>56</b>												
<b>DURACIÓN DEL TRABAJO EN DÍAS</b>	<b>0,5</b>												
<b>DIFERIDA POZO EN USD</b>	<b>844</b>												
<b>FLUJO DE CAJA</b>	(3.571)	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688
<b>TASA EFECTIVA ANUAL</b>	<b>11,65%</b>												
<b>TASA EFECTIVA MENSUAL</b>	<b>1,02%</b>												
<b>VPN</b>	<b>15.408</b>												
<b>TIR</b>	<b>47%</b>												
<b>EFI</b>	<b>431%</b>												
<b>Tiempo de Repago en días</b>	<b>64</b>												

Fuente. Autor

**Tabla 11. Evaluación económica para propuesta de instalación de separador y tea campo San Luis**

MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>MARGEN CRUDO</b>	30,14	30,14	30,14	30,14	30,14	30,14	30,14	30,14	30,14	30,14	30,14	30,14	30,14
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>BLS NETOS INCORPORADOS</b>		56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56
<b>MARGEN EN USD</b>	-	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688
<b>COSTOS TRABAJO EN USD</b>	<b>9.452</b>												
<b>PRODUCCIÓN ACTUAL DEL POZO</b>	<b>56</b>												
<b>DURACIÓN DEL TRABAJO EN DÍAS</b>	<b>1,0</b>												
<b>DIFERIDA POZO EN USD</b>	<b>1.688</b>												
<b>FLUJO DE CAJA</b>	(11.140)	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688	1.688
<b>TASA EFECTIVA ANUAL</b>	<b>11,65%</b>												
<b>TASA EFECTIVA MENSUAL</b>	<b>1,02%</b>												
<b>VPN</b>	<b>7.839</b>												
<b>TIR</b>	<b>11%</b>												
<b>EFI</b>	<b>70%</b>												
<b>Tiempo de Repago en días</b>	<b>201</b>												

Fuente. Autor

## 6. CONCLUSIONES

- El campo san Luis es estos momento se encuentra en la categoría de campo marginales haciendo difícil cualquier tipo de inversión que se necesite hacer.
- En la revisión de la información para determinar el estado de las facilidades se detectó que no se tiene información suficiente sobre el tema.
- Después del análisis del estado de las facilidades se observó la necesidad de mejorar el control de fugas crudos en cabeza de pozo y emisiones de gases en la estación de recolección.
- La propuesta para el control de fugas en cabeza de pozo es la más utilizada y practica existente en el mercado integrándose perfectamente a las facilidades mecánicas y eléctricas existentes.
- La reutilización de equipos para el control de emisiones de gas en la estación San Luis hace que sea factible tanto técnica como económicamente este mejora.

## 7. RECOMENDACIONES

- Revisar las oportunidades de mejorar del recobro de las reservas existentes en el campo.
- Analizar la factibilidad de insertar el pozo San Luis 4 en el proyecto de monitoreo remoto.

## BIBLIOGRAFIA

- ARNOLD Ken y STEWART Maurice. Surface production Operations Volumen I, 3 Edition. ELSEVIER 2008.
- ARNOLD Kenneth E. y LAKE Larry W. Petroleum Engineering handbook Volumen III. Society of Petroleum Engineers. 2007.
- BOYUN Guo, LYONS William C y GHALAMBOR ALI. Petroleum Production Engineering. ELSEVIER 2007.
- ECONOMIDES Michel J, HILL A. Daniel y EHLIG – ECONOMIDES Christine. Petroleum Production Systems. Prentice 1994
- GARY James H y HANDWERK Glenn E. Petroleum Refining Technology and Economics 4 edition. Marcel Dekker 2001.
- ICONTEC-Instituto Colombiano de Normas Técnicas. Normas colombianas para la presentación de trabajos de investigación. Quinta actualización. Bogotá.2003. 126p.
- JAHN Frank, COOK Mark y GRAHAM Mark. Hydrocarbon Exploration and production. ELSEVIER 2003
- LURIE Michael V. Modeling of Oil Product and Gas Pipeline Transportation. Wiley – Black Well 2008.
- Pan American Energy. Manual de Producción. Comodoro Rivadavia 2002

- REIS John C. Environmental Control in Petroleum Engineering. Gulf Publishing Company 1996.