



**UNIVERSIDAD ESTATAL “PENÍNSULA DE SANTA ELENA”
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE PETRÓLEO
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“PLANIFICACIÓN TÉCNICA PARA EL MANTENIMIENTO
PREVENTIVO DEL SEPARADOR DE PRODUCCIÓN V-110 EN EL
CAMPO MARIANN Y PLATAFORMA ALELUYA PARA EL PERÍODO
2013-2018 ”**

**TESIS DE GRADO PREVIA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO:
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

**AUTOR:
MERA TERÁN CRISTIAN RAÚL**

**TUTOR:
ING. CARLOS PORTILLA**

LA LIBERTAD 2014

DECLARACIÓN

Yo, Cristian Raúl Mera Terán, declaro bajo juramento: El trabajo descrito en este documento es de mi autoría; no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y, he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en él.

Paralelamente cedo mis respectivos derechos de propiedad intelectual a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigentes.

Cristian Raúl Mera Terán

CI: 100329390-7

CERTIFICADO

CERTIFICADO

TRIBUNAL DE GRADO

Ing. Ramón Muñoz Suárez
DECANO DE LA FACULTAD DE
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Alamir Álvarez Loor
DIRECTOR DE LA ESCUELA DE
INGENIERÍA EN PETRÓLEO

Ing. Carlos Portilla Lazo
PROFESOR TUTOR

Ing. Raúl Morgner Mangold
PROFESOR DE ÁREA

Abg. Milton Zambrano Coronado MSc.
SECRETARIO GENERAL - PROCURADOR

AGRADECIMIENTO:

A mi madre, Carlota Terán quien con su ejemplar abnegación y sabios consejos me ha enseñado a no desfallecer ni rendirme ante nada, y siempre perseverar.

A mi padre, Raúl Mera, por su apoyo incondicional, por demostrar gran fe en mí, por estar siempre a mi lado, y brindarme su incondicional confianza.

A mis hermanos, Jonathan y Carla por acompañarme durante todo el largo y arduo camino de estudio y compartir conmigo alegrías y fracasos ocasionales.

A mis familiares que oportunamente me dieron fuerza y ánimos en todo el trayecto.

Al Señor Ingeniero, Carlos Portilla director de tesis, por su valiosa guía y asesoramiento a la realización de la misma.

Cristian

DEDICATORIA:

Dedico la presente tesis:

A Dios por enseñarme día a día que con humildad y sencillez, paciencia y sabiduría, todo es posible.

A mis padres y hermanos quienes con su amor, apoyo y comprensión incondicionales estuvieron a lo largo de mi vida estudiantil, apoyándome en cualquier situación que se presentara; sí, a ellos que, siempre tuvieron una palabra de aliento en los momentos difíciles y han sido de real incentivo en mi vida.

En general, a toda mi familia por el permanente apoyo sea cual fuere la situación a enfrentar.

Cristian

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XV
ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA.....	XVII
RESUMEN.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XX
CAPÍTULO I: EL PROBLEMA	
1.1 Planteamiento del problema.....	1
1.2 Justificación.....	2
1.3 Objetivos.....	5
1.3.1 Objetivo general.....	5
1.3.2 Objetivos específicos.....	5
1.4 Hipótesis.....	5
1.5 Marco conceptual.....	6
CAPÍTULO II: DIAGNÓSTICO SITUACIONAL	
2.1 Análisis situacional actual de la producción de crudo en la plataforma Aleluya.....	8
2.1.1 Análisis de áreas de deposición y facies.....	8
2.1.1.1 Arenisca T.....	10
2.1.1.2 Arenisca U.....	10
2.1.1.3 Arenisca M-1.....	12
2.1.2 Análisis de reservorios.....	14
2.1.2.1 Producción de petróleo.....	14
2.1.2.2 Producción de gas.....	15
2.1.3 Análisis estratigráfico del campo.....	15
2.1.4 Análisis de reservas actuales del campo.....	17
2.1.4.1 Producción y pozos.....	17

2.1.5 Análisis de pozos perforados, pozos de producción y pozos inyectores	20
2.1.6 Proceso de producción de petróleo, agua y gas en Mariann Viejo y Mariann 4A.....	20
2.1.7 Análisis de los separadores de prueba V-100 y producción V-110	23
2.1.8 Análisis de bombas de transferencia	23
2.1.9 Análisis de gas natural.....	24
2.2 Análisis FODA.....	24
2.2.1 Matriz FODA	27
2.3 Análisis de factores críticos del éxito	30
2.3.1 Matriz EFE: Matriz de evaluación de los factores externos....	30
2.3.2 Matriz EFI: Matriz de evaluación de los factores internos	32
2.3.3 Diagnóstico preliminar.....	35

CAPÍTULO III: TAMAÑO DE LA PLANTA

3.1 Capacidad instalada y capacidad real de producción	36
3.1.1 Materias primas e insumos	36
3.1.1.1 Reservorio T Inferior del Mariann Viejo	37
3.1.1.2 Reservorio T Superior del Mariann Viejo	38
3.1.1.3 Reservorio U Inferior del Mariann Viejo	39
3.1.1.4 Reservorio U Superior del Mariann Viejo	40
3.1.1.5 Reservorio M-1 del Mariann Viejo	41
3.1.1.6 Reservorio T Superior del Mariann 4A	42
3.1.1.7 Reservorio U Inferior del Mariann 4A	42
3.1.1.8 Reservorio M-1 del Mariann 4A	43
3.1.2 Mano de obra	44
3.1.3 Equipos de producción de crudo.....	46

3.1.3.1 Múltiple de recolección o Manifold.....	46
3.1.3.2 Bota de gas	47
3.1.3.3 Soplador	47
3.1.3.4 Colector de producción.....	47
3.1.3.5 Colector de prueba	48
3.1.3.6 Mechero	48
3.1.3.7 Tanque de lavado.....	48
3.1.3.8 Tanque colector	48
3.1.3.9 Tanque de embarque	49
3.1.3.10 Tanque de almacenamiento de agua	49
3.1.3.11 Bombas Booster de reinyección de agua	49
3.1.3.12 Separador de prueba V-100: Capacidad.....	50
3.1.3.13 Separador de producción V-110.....	50
3.1.3.14 Separador de prueba V-100: Características	53
3.1.4 Capacidad instalada de producción de la planta.....	54
3.1.5 Factores determinantes de tamaño de la planta	54
3.1.5.1 Demanda.....	54

CAPÍTULO IV: MARCO METODOLÓGICO

4.1 Metodología de la investigación.....	57
4.1.1. Método inductivo	57
4.1.2 Método analítico.....	58
4.1.3 Método descriptivo	58
4.2 Diseño de la investigación	59
4.2.1 Tipos de investigación	59
4.2.1.1 Investigación no experimental	59
4.2.1.2 Investigación de campo.....	59

4.2.1.3 Investigación histórica	60
4.2.1.4 Investigación transversal	60
4.3 Técnicas e instrumentos de recolección de información.....	61
4.3.1 Observación directa	61
4.3.2 Encuesta	61
4.3.3 Entrevistas	65
4.4 Población y muestra	67
4.4.1 Población	67
4.4.2 Muestra	68
4.5 Tratamiento de la población.....	69
4.6 Procedimiento y análisis de la información	71

CAPÍTULO V: ESTUDIO TÉCNICO DE INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO

5.1 Mantenimiento de las presiones y flujos de producción a niveles seguros.....	73
5.1.1. Pruebas de presión de pozos de petróleo.....	73
5.1.1.1 Pruebas de caída de presión.....	75
5.1.1.2 Pruebas de restauración de presión.....	77
5.1.2 Métodos para evaluar las presiones	78
5.1.3 Pruebas de presión de pozos de gas.....	79
5.1.3.1 Pruebas de declinación de presión.....	80
5.1.3.2 Pruebas de restauración de presión.....	80
5.1.3.3 Pruebas de Deliverability	81
5.2 Separación de gases	83
5.3 Mantenimiento del yacimiento.....	85
5.3.1 Plan de mantenimiento	87
5.3.1.1 Etapas	87

5.4 Empleo de técnicas de recuperación secundaria y terciaria	90
5.5 Estrategias de mantenimiento Clase Mundial	92
5.5.1 Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad	93
5.5.1.1 Análisis de Modos y Efecto de Fallas	94
5.5.1.2 Análisis de Criticidad y Optimización Costo-riesgo	98
5.6 Estandarización de procedimientos de mantenimiento seguro para equipos con certificación: ISO 9001:2008; ISO 14000; Y, OSHAS 18000	103

CAPÍTULO VI: PROPUESTA

6.1 Justificación	110
6.2 Importancia	110
6.3 Objetivos	111
6.3.1 Objetivo general	111
6.3.2 Objetivos específicos	111
6.4 Fundamentación práctica	112
6.4.1 Mantenimiento	112
6.4.1.1 Introducción	112
6.4.1.2 Personal de mantenimiento separadores	113
6.4.1.3 Jerarquías en trabajos de mantenimiento	114
6.4.1.4 Tipos de mantenimiento	115
6.4.1.4.1 Mantenimiento correctivo	115
6.4.1.4.2 Mantenimiento preventivo	116
6.4.2 Estudios para el desarrollo de la planificación técnica de mantenimiento preventivo del separador V-110 en el campo Mariann Viejo	116
6.4.2.1 Estudios preliminares	116
6.4.2.2 Desarrollo	117

6.4.2.3 Estudio técnico del separador V-110.....	117
6.4.2.4 Componentes básicos	119
6.4.3 Mantenimiento centrado en la confiabilidad-RCM.....	119
6.4.3.1 Metodología AMEF.....	120
6.5 Evaluación de la factibilidad de las tareas de mantenimiento	131
6.6 Diseño de la planificación técnica de mantenimiento preventivo del separador de producción V-110, aplicando mejoramiento continuo bajo la metodología del ciclo de Deming, en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A	134
CAPÍTULO VII: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
CONCLUSIONES	139
RECOMENDACIONES.....	141
BIBLIOGRAFÍA.....	142
ANEXOS	144

INDICE DE FIGURAS

FIGURA N°1: Estructura del separador V-110.....	3
FIGURA N°2: Petróleo in situ	9
FIGURA N°3: Estratigrafías de la cuenca Oriente	13
FIGURA N°4: Formaciones de la cuenca Oriente	16
FIGURA N°5: Proceso de producción.....	21
FIGURA N°6: Espacio interno del separador V-110	53
FIGURA N°7: Prueba de contrapresión	81
FIGURA N°8: Prueba Isocronal	82
FIGURA N°9: Prueba Isocronal Modificada	83
FIGURA N°10: Reparación del Separador Trifásico de 44" de diámetro x 2" de espesor, serie 600	84
FIGURA N°11: Procesos en la vida de un yacimiento	86
FIGURA N°12: Costo y porcentaje de recuperación	91

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N°1: Características Arenisca U Inferior	11
Tabla N°2: Características Arenisca U Superior	12
Tabla N°3: Características del petróleo en los reservorios U, T y M-1 del campo Mariann.....	14
Tabla N°4: Producción de petróleo	14
Tabla N°5: Producción de gas	15
Tabla N°6: Litología	16
Tabla N°7: Distribución de pozos.....	17
Tabla N°8: Producción de Petróleo Mariann Viejo	18
Tabla N°9: Producción de Petróleo Mariann 4A	18
Tabla N°10: Producción total acumulada.....	19
Tabla N°11: Pozos que representan pérdida	20
Tabla N°12: Matriz FODA	29
Tabla N°13: Matriz EFE	32
Tabla N°14: Matriz EFI.....	34
Tabla N°15: Distribución de la producción	36
Tabla N°16: Reservas y Reservorios por pozos de producción	43
Tabla N°17: MOD Mariann Viejo.....	45
Tabla N°18: MOD Mariann 4A	45
Tabla N°19: Características técnicas	54
Tabla N°20: Demanda	55
Tabla N°21: Capacidad instalada	55
Tabla N°22: Personal operativo Mariann Viejo	68

Tabla N°23: Personal operativo Mariann 4A.....	68
Tabla N°24: Mano de obra.....	69
Tabla N°25: Optimización de mantenimiento	70
Tabla N°26: Mantenimiento preventivo	74
Tabla N°27: Análisis de criticidad	100
Tabla N°28: Estandarización de procedimientos de mantenimiento seguro para equipos con certificación ISO 9001:2008; ISO 14000; y, OSHAS 18000	109
Tabla N°29: Turnos de personal.....	113
Tabla N°30: Jerarquías.....	114
Tabla N°31: Características técnicas del separador V-110	118
Tabla N°32: Fallas funcionales	121
Tabla N°33: Consecuencias de fallos	123
Tabla N°34: Promedio de fallos	124
Tabla N°35: Promedio de fallos 2	126
Tabla N°36: Protección anticorrosiva.....	128
Tabla N°37: Inspección y limpieza total	130
Tabla N°38: Parámetros	131
Tabla N°39: Plan de mantenimiento	133
Tabla N°40: Diseño de la planificación técnica de mantenimiento preventivo	138

ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA

ISO	Organización Internacional para la Estandarización
ESP	Electric Submersible Pump
HMI	Humane Machine Interface
ISP	Integrate Surface Panel
PHX	Phoenix
PIC	Phoenix Interface Card
Pe	Presión estática
Pwf	Presión de fondo fluyente
API	American Petroleum Institute
ϕ	Porosidad
μ	Viscosidad
GOR	Relación Gas Petróleo
Bo	Factor Volumétrico del Petróleo
Sw	Saturación de agua
K	Permeabilidad
MSCFD	Miles de pies cúbicos estándar por día
PPM	Partes por millón
Fm	Formaciones
Np	Pozo no productivo
POES	Petróleo original in situ

FODA	Fortalezas Oportunidades Debilidades Amenazas
EFE	Evaluación de Factores Externos
MEFI	Matriz de Evaluación de Factores Internos
MOD	Mano de obra directa
BLS	Barriles
MDH	Miller Dyes Hutchinson
MBH	Matthews Brons Hazebrook
MCC	Mantenimiento centrado en la confiabilidad
AMEF	Análisis de modos y efectos de fallas
OCR	Optimización costo-riesgo

RESUMEN

El propósito de la presente investigación se centra en el Mantenimiento Preventivo que, consiste en crear un ambiente favorable para el sistema y conservar limpias todas las partes que componen el equipo. La mayor falla que presentan estos es la acumulación de polvo y azufre en los componentes internos, debido a que actúa como aislante térmico.

El calor generado por los componentes no puede dispersarse adecuadamente porque es atrapado en las capas de fluidos formadas. Las partículas de aceite que pueda contener se mezclan, creando una espesa capa aislante que refleja el calor hacia los demás componentes, con lo cual, se reduce la vida útil del sistema en general

Si se puede prolongar la vida útil del equipo y hacer que permanezca libre de reparaciones por muchos años, se debe realizar mantenimiento preventivo, incluyendo la limpieza con frecuencia y, así, ahorrar a la empresa cierta cantidad de tiempo y dinero.

En cambio, el Mantenimiento Correctivo consiste en la reparación de alguno de los componentes del equipo, puede ser una soldadura pequeña, el cambio total de algún dispositivo, u otro desperfecto. Resulta mucho más barato cambiar algún dispositivo que el tratar de repararlo, pues, muchas veces, nos vemos limitados de tiempo y con sobre carga de trabajo; además, se necesitan aparatos especiales para probar algunos equipos y no existen en el mercado. Por este motivo, se ofrecen validas alternativas de resolver algunos de los problemas más comunes que se pueden presentar en el equipo mediante varias opciones y por consiguiente resultados satisfactorios.

INTRODUCCIÓN

La mejor opción de dar un mantenimiento preventivo a los equipos utilizados para la separación de crudo, es darles, cada cierto tiempo de vida útil, reparaciones estimadas en cada una de las planificaciones recomendadas.

El mantenimiento es un conjunto de normas y procedimientos que se realizan en diferentes etapas de la vida productiva de una instalación industrial con el objetivo de mantenerla en óptimas condiciones; para el efecto, se establece una serie de métodos y técnicas relacionadas con: reparación, supervisión, control, cambio de partes, entre otros elementos necesarios, para que cada parte o componente de una planta industrial, pueda operar en perfectas condiciones.

Los campos Mariann Viejo y Mariann 4A, deberán poseer personal de mantenimiento dividido en: técnicos, ingenieros y asistentes; los cuales, trabajarán con la ayuda de un sistema de monitoreo de equipos que diagnosticaran, en tiempo real, el estado de funcionamiento de los equipos de producción como son los separadores.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El separador de producción V-110, cuya infraestructura física se encuentra en la plataforma Aleluya, presentó en los últimos tres meses del año 2012, problemas en el proceso; consecuentemente, los resultados no han sido eficientes, tanto en la producción como en la economía de costos operativos; así actualmente, su operatividad se ha ejecutado de forma manual, en cuyo proceso, el personal de la plataforma ha encontrado falta de componentes internos y externos que, de haberlos, mejorarían su desempeño.

La falta de mantenimiento al separador de producción V-110, sin duda, perjudica el rendimiento de la producción; en él existen partes y piezas que necesitan ser cambiadas y otras rectificadas, a tal punto que, se está evaluando la posibilidad de rediseñar su estructura tanto interna como externa.

Con el fin de que la producción no se paralice, los operadores, técnicos y más personal de apoyo de la plataforma, han improvisado acciones para procurar trabajar al cien por ciento con el separador. Una de estas acciones improvisadas que dio medianos resultados consistió en limpiar y conectar a la línea 1, que sale de la mirilla, con el sensor de nivel de crudo; pero, al poco tiempo se taponó debido a que el diámetro es muy pequeño y no existe una adecuada fluidez del sulfuro de hierro y sedimentos.

El bajo rendimiento del separador de producción, ha ocasionado que el colchón de crudo disminuya un 5%, y que el volumen de producción de crudo se traslade al tanque T-740, sin que se remueva el aceite residual flotante (desnatado) en su totalidad, bajando el nivel de rebose; quedando una mezcla de agua y aceite, lo cual reduce la producción.

Existen, actualmente, propuestas de varios ingenieros que trabajan en el campo Mariann para rediseñar el separador de producción tanto interna como externamente; sin duda se trata de procesar el fluido de producción de una manera eficiente y segura, pero sin tomar en consideración que un plan de mantenimiento con calidad total, es lo más aconsejable para evitar gastos y costos infructuosos.

Como plan de contingencia hasta que exista una solución al separador general V-110, se está usando el separador de prueba V-100 que tiene una capacidad de producción de 8000 BIs/Día.

Si no se planifica un mantenimiento continuo del separador de producción V-110 en la plataforma Aleluya; la producción de crudo en el campo Mariann, disminuiría; se mezclaría aceite con agua; el nivel de rebose no sería el adecuado y existiría taponamiento debido a los sedimentos y fluidos de sulfuro de hierro que se filtrarían.

1.2. JUSTIFICACIÓN

El presente proyecto es de carácter técnico-operativo, en el que se utilizará una planificación objetiva de mantenimiento preventivo y correctivo para el separador de producción general V-110; dicho mantenimiento, consistía en la aplicación adecuada de los estándares de fabricación propios del proveedor de esta unidad, y serán considerados durante las fases del mantenimiento.

La planificación técnica constará de acciones o actividades debidamente formuladas por los operadores de la plataforma, quienes en base al cumplimiento de objetivos, determinarán falencias, problemas, desfases y desajustes que existan en el separador, que luego formulen métodos y técnicas de mantenimiento con el uso de herramientas adecuadas para su aplicación. En la siguiente figura se detalla su estructura (Figura N°1)

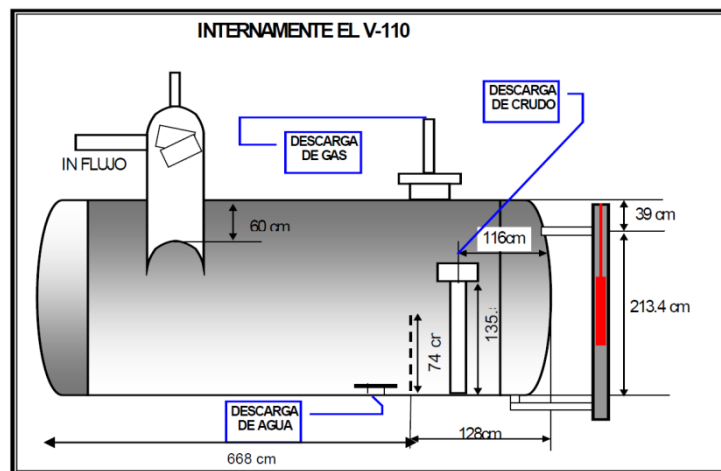


Figura N°1: Estructura del separador V-110
Fuente: Andes Petroleum

La planificación de mantenimiento técnico constará de un listado de acciones preventivas y correctivas, objetivos a corto y largo plazo, responsables de ejecución del mantenimiento, indicadores de desempeño y un cronograma de tiempos; todo lo cual, permitirá al técnico u operario, guiarse de forma ordenada y con conocimiento pleno sobre la forma como dar mantenimiento efectivo al equipo.

Este proyecto beneficiará directamente a los procesos de producción de crudo aplicados en el campo Mariann, Plataforma Aleluya, pues, evitará que el separador de producción V-110, vuelva a presentar desperfectos en su funcionamiento.

Después del mantenimiento, se estima un tiempo de vida útil de 10 años, de operación normal.

La ejecución de lo planificado, permitirá que el crudo sea de mejor calidad, exista mayor fluidez de líquidos, evita que el crudo decante, y mejore el nivel de rebose. De esta forma se beneficia la labor de los operarios de la plataforma Aleluya, se evitan tiempos muertos, tiempos ociosos de producción, y se optimizan costos operacionales.

Será beneficiada con este proyecto, la Dirección de Planificación de Andes Petroleum, pues, servirá como herramienta de apoyo operativo con la que se complementará el trabajo de los técnicos con actividades de mantenimiento debidamente controladas y ajustadas a estándares internacionales como la Norma ISO 9001:2000.

Como beneficiaria indirecta tenemos a la comunidad estudiantil de la Facultad de Ingeniería de Petróleos en la Universidad Estatal Península de Santa Elena; dicha comunidad, en base a esta planificación de mantenimiento podrá formular al momento de egresar de sus estudios temas investigativos para sus propuestas de graduación.

Este proyecto es de implementación de acciones por objetivos en el mantenimiento del separador de producción en la plataforma Aleluya, ya que posee todas las herramientas, técnicas y metodológicas que propiciarán un mejoramiento continuo de la calidad de operación del equipo, evaluando su eficiencia y efectividad durante la fase de producción, proporcionando al ingeniero de petróleo, técnicos y operarios, los programas de mantenimientos adecuados para obtener un valor agregado para Andes Petroleum del Ecuador.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo general.

Elaborar una planificación técnica de mantenimiento para el separador de producción V-110 de la plataforma Aleluya, del campo Mariann, ubicado en el cantón Cuyabeno, provincia de Sucumbíos.

1.3.2. Objetivos específicos.

1. Hacer un análisis actual de la producción de crudo en la plataforma Aleluya.
2. Diagnosticar el volumen de producción futuro.
3. Evaluar la eficiencia del equipo separador de producción V-110 durante un mes de producción.
4. Estudiar las alternativas de mejoramiento técnico para el separador V-110.
5. Diseñar una planificación técnica de mantenimiento para el separador de producción, para alcanzar el mejoramiento continuo en base al PHDA Ciclo de Deming, durante el periodo de factibilidad funcional 2013-2018

1.4. HIPÓTESIS

El mantenimiento preventivo y correctivo aumentará en un 30% el desempeño funcional del separador de producción V-110, reduciendo costos operativos de producción.

1.5. MARCO CONCEPTUAL

- **Emulsión:** Es la mezcla coloidal de dos fluidos inmiscibles, el uno se dispersa en el otro en forma de gotas finas.
- **ESP:** Electric Submersible Pump, Bombeo Electro-Sumergible, es uno de los métodos de levantamiento artificial más eficiente en la actualidad debido a que maneja gran variedad de volúmenes de fluidos, así como también de productos pesados.
- **Fase:** En este documento, “fase” se usa para definir un fluido de material homogéneo, diferente en sus propiedades a los demás que lo rodean. En separadores se refiere a tres fases para referirá al gas, petróleo o agua.
- **Fluido:** Se refiere a un gas, líquido o mezclas de éstos.
- **HMI:** Humane Machine Interface, interface Hombre-Máquina, es el controlador para el variador de frecuencia variable.
- **ISP:** Integrate Surface Panel, es el panel de superficie que envía y recibe la señal del sensor Phoenix, es donde se visualiza la información de los parámetros del yacimiento como del equipo ESP.
- **PHX:** Abreviación de Phoenix, sensor de fondo utilizado en la completación ESP, este sensor, envía señales en tiempo real en superficie de parámetros de presión y temperaturas del yacimiento, así como parámetros de operación del equipo ESP.
- **PIC:** Phoenix Interface Card, es la tarjeta de interface del sensor Phoenix con el controlador Uniconn, esta tarjeta reemplaza al panel ISP.
- **Presión Estática, P_e :** Es la presión que maneja el yacimiento a condiciones de cero flujo, es el potencial que posee el yacimiento.

- **Presión de fondo fluyente, Pwf:** Es la presión del yacimiento a condiciones de flujo, es la presión dinámica que maneja el yacimiento a condiciones de producción.
- **Punto de burbuja:** Es la presión a la que se libera la primera burbuja de gas de fluido en el yacimiento.
- **Régimen de flujo:** Es la geometría física exhibida por un flujo multifásico en una tubería; por ejemplo, líquido que ocupa el fondo de la tubería con la fase de gas que fluye superiormente, o una fase líquida con burbujas de gas

CAPÍTULO II

DIAGNÓSTICO ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

2.1. ANÁLISIS ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO EN LA PLATAFORMA ALELUYA

2.1.1. Análisis de áreas de depositación y facies.

Las áreas de depositación hidrocarburífera en el campo Mariann, que originan la producción son las areniscas: T, U y M-1, las mismas que pertenecen a las estructuras: Napo Basal, Napo Inferior y Napo Superior, (Andes Petroleum, 2012). Las características geológicas de estas areniscas son las siguientes:

- Roca sedimentaria de grano medio que consiste en granos finos a gruesos del tamaño de granos de arena que han sido o bien compactados o cementados por un material tal como sílice, óxido de hierro, o carbonato de calcio.
- Piedra arenisca cuya consistencia es de cuarzo, con agrupación de otros minerales, y puede variar en color desde el amarillo o rojo a gris o marrón

En la mayoría de los casos, la calidad de las areniscas está ligada a los subambientes sedimentarios, sus propiedades petrofísicas se deterioran en un proceso que va desde los de mayor energía como son: canales

aluviales, canales distributarios, canales mareales, a los de menor energía como son los depósitos en la plataforma Aleluya y, como de las areniscas, T, U y M1, forman parte de procesos transgresivos, la mejor calidad de los mismos se encuentran en la base, degradándose generalmente en dirección hacia el techo, como se muestra en la figura N°2.

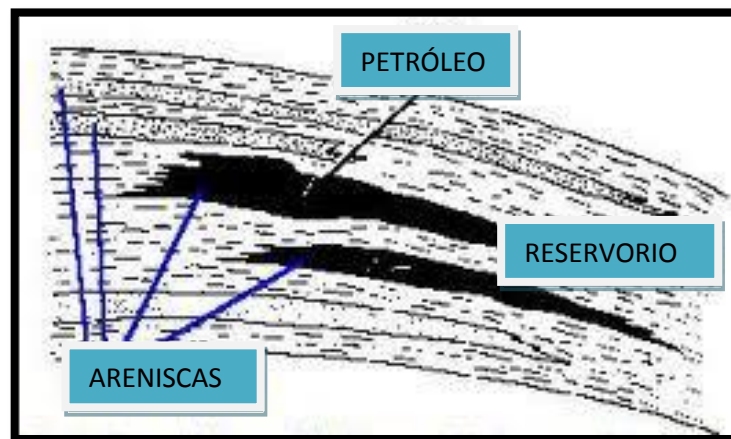


Figura N°2: Petróleo in situ
Fuente: Andes Petroleum

Los Procesos diagenéticos de disolución mejoran marginalmente la calidad de la arenisca en la plataforma Aleluya. Hay procesos de cementación y formación de arcillas autigénicas, que afectan las propiedades petrofísicas. Las arcillas presentes en las areniscas en orden de importancia son: caolinita (en la gran mayoría), siguiendo la esmectita, la illita y la clorita.

La porosidad predominante es intergranular, encontrándose en pequeña escala porosidad intragranular (especialmente en los feldespatos). Las calizas "A" y "B" son areniscas marginales cuya única porosidad es de fracturas ya que las mismas son mayoritariamente *mudstones* y *wackestones*.

2.1.1.1. Arenisca T.

La arenisca T en la plataforma Aleluya está compuesta de arenisca cuarzosa, limpia de grano fino, con pocas capas de arcilla. La porosidad contiene illita y caolinita, con un total del 12% promedio. Existen dos tipos de arenisca T, la Superior e Inferior. (Andes Petroleum, 2012).

- **Arenisca T Superior.**

Arenisca de grano fino a muy fino, ocasionalmente de grano medio, en algunas zonas se presenta friable, forma de grano subangular a subredondeado, su porosidad es afectada por la influencia de glauconita, también posee una marcada bioturbación. Presenta dominante intercalación de cuerpos de arena de varios pies de espesor con lutitas marinas.

- **Arenisca T Inferior.**

La arenisca T Inferior posee depósitos glauconíticos más gruesos, con escasa fauna marina, en secuencia de granos o estratos decrecientes, interpretados como depósitos de playa o arenas litorales ligadas a corrientes de marea, en ambiente transgresivo.

Presenta espesores que van de 74 a 118 pies. La calidad de este yacimiento es de buena a excelente.

2.1.1.2. Arenisca U.

Esta arenisca es una secuencia estrato grano-decreciente que por lo común reposa sobre las lutitas U, cuya composición es de cuarzo,

areniscas glauconíticas de grano fino bioturbadas, lutitas y calizas margosas. Recorriendo una extensión considerable se encuentra otra composición con carbón, calizas fosilífera, bioturbadas y arenosas y glauconíticas que se combinan con lutitas, limolitas y delgadas areniscas de grano fino.

Existen dos tipos de areniscas U la Superior y la Inferior.

- **Arenisca U Inferior.**

Las características principales de esta arenisca son las siguientes (Tabla N°1):

TIPO DE ARENISCA U	CARACTERÍSTICAS
INFERIOR	Areniscas claras de grano medio y grueso
	Trazas de pirita y ámbar
	Intercalaciones de lutitas y limonitas
	Calidad: buena-excelente en parte inferior. Pobre-mala en la parte superior
	Espesor promedio: 107 pies

Tabla N°1: Características Arenisca U Inferior
Elaborado por: Cristian Mera.

- **Arenisca U Superior.**

Las características principales de esta arenisca son las que se detallan en la tabla N°2:

TIPO DE ARENISCA U	CARACTERÍSTICAS
SUPERIOR	Areniscas cuarzosas color blanco
	Grano fino a medio
	Grano subangular a subredondeado
	Partes glauconíticas y limosas con estratos de cuerpos lutíticos
	Calidad: pobre a bueno
	Espesor promedio: 34 pies

Tabla N°2: Características Arenisca U Superior
Elaborado por: Cristian Mera.

2.1.1.3. Arenisca M-1.

Existen dos tipos de arenisca M-1, la Inferior y la Superior:

- **Arenisca M-1 Superior.**

Estas areniscas son glauconíticas con intercalaciones de lutitas, sobreyacidas por sedimentos pantanosos los cuales forman capas de carbón. Su ambiente es de estuario.

- **Arenisca M-1 Inferior.**

En conjunto son areniscas masivas, gruesas frecuentemente microconglomeráticas en la base, las cuales pertenecen a un ambiente fluvial y a canales de marea en un ambiente de estuario.

Segmentación de areniscas en la cuenca Oriente, en el período Cretácico como se puede observar en la figura N°3.

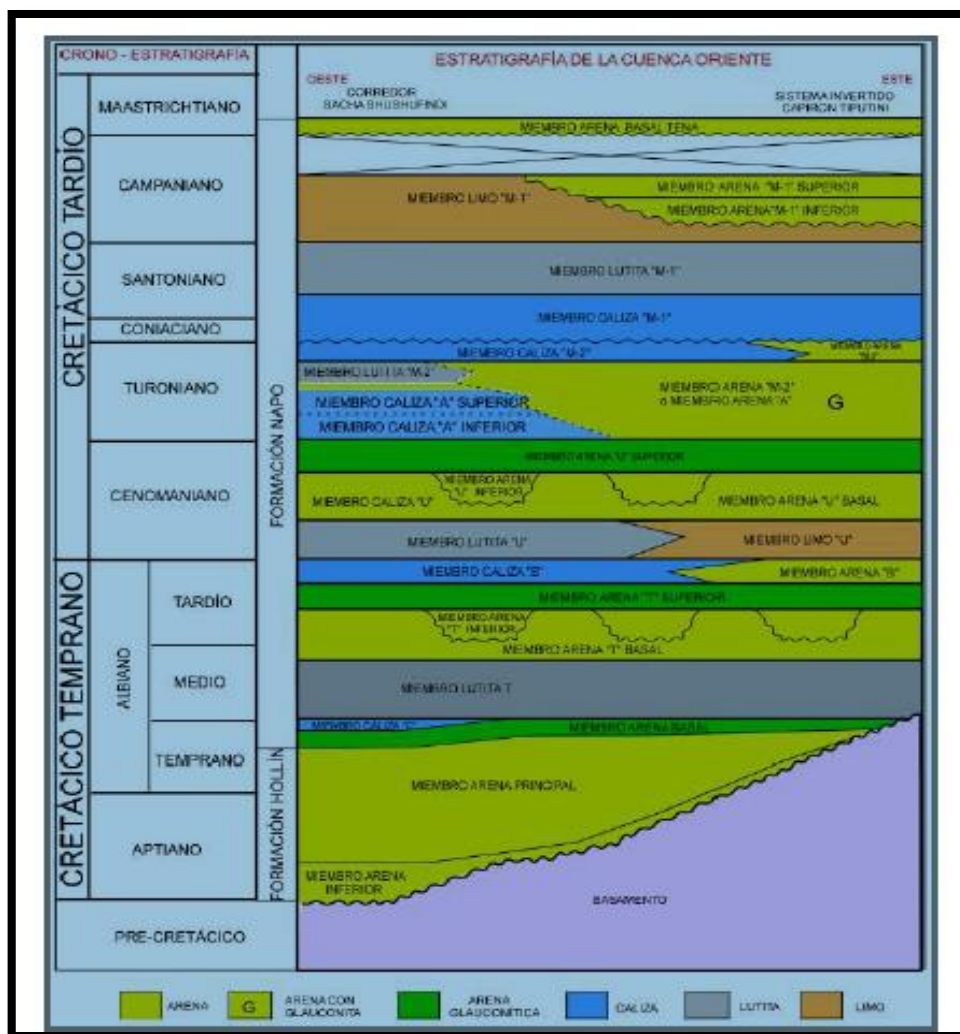


Figura N°3: Estratigrafías de la cuenca Oriente
Fuente: Vaca, 2004

2.1.2. Análisis de yacimiento.

Los yacimientos del campo Mariann, son aquellas areniscas de tipos marinos y marginales, en los cuales son las productoras de petróleo, identificado como areniscas: U, T y M-1. El petróleo de la arenisca U, es pesado, con la característica que posee una densidad de 21° API, la arenisca T, produce un tipo de petróleo liviano, con una densidad API que bordea los 30°; y, M-1, es de 19° API (Tabla N°3).

CAMPO	RESERVORIO	VALORES PROMEDIOS								
		Φ (%)	%API	μ_o (cp)	B_o (bbls/STB)	S_{wi} (%)	K (md)	Tr (°F)	Salinidad (ppm)	Pr (psi)
MARIANN	U	18	21	7.84	1.19	26	550	210	13,000	3,100
	T	19	30	1.93	1.26	31	400	215	9,000	3,200
	M-1	22	19	13.47	1.147	29	2,400	200	9,000	2,200

Tabla N°3: Características del petróleo en los yacimientos U, T y M-1 del campo Mariann
Fuente: Andes Petroleum, Campo Mariann

2.1.2.1. Producción de petróleo.

La producción petrolera de los yacimientos U, T y M-1 del campo Mariann, se origina en la formación Napo, la cual está dividida en petróleo, agua y gas, según sea su explotación diaria o acumulada (anual), con los siguientes volúmenes de explotación para el año 2012 (tabla N°4):

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO MARIANN			
Diciembre 2012			
DIARIA (Barriles)		ACUMULADA (Barriles)	
PETRÓLEO	AGUA	PETRÓLEO	AGUA
2919	19100	1068373	6971547
TOTAL DIA		TOTAL AÑO	
22019		8039920	

Tabla N°4: Producción de Petróleo
Fuente: Andes Petroleum Ecuador

El crudo proveniente del campo Mariann es de un grado API que varía de ligero a mediano, entre los 26 y 30°, con una emulsión dulce. Las temperaturas de producción en el campo, varían entre los 150 a 180 grados Fahrenheit.

2.1.2.2. Producción de gas.

La producción diaria de gas natural del campo Mariann, se proyectó en función del GOR o relación gas crudo con un valor de 368 (MSCFD) (Tabla N°5).

<p style="text-align: center;">PRODUCCIÓN DE GAS EN EL CAMPO MARIANN 2012 (en miles de pies cúbicos estándar por día MSCFD)</p>
368

Tabla N°5: Producción de Gas
Fuente: Andes Petroleum Ecuador

2.1.3. Análisis estratigráfico del campo.

Como se puede observar de la columna estratigráfica del campo Mariann, las formaciones areniscas de los yacimientos de esta zona, se originaron en el periodo Cretácico, entre las edades del Cenomaniano y Camaniano. El análisis antes indicado, se origina en la formación Napo, con la siguiente descripción Litológica (Halliburton, 2006, figura N°4):

ERA	PERIODO	EDAD	FORMACION	MIEMBRO	LITOLOGIA	DESCRIPCION LITOLOGICA			
MESOZOICO	CRETACICO	CENOMANIANO - CAMPANIANO	TENA			ARCILLAS ROJAS			
				ARENISCA BASAL TENA		ARE. QZ. CEM. CALCAREO ARE. QZ.			
			NAPO	ARENISCA "M - 1"					
				LUT. NAPO SUP.	CAL "M - 1" MARC. L.		LUTITAS GRISES OSCURAS Y CALIZAS MICRITICAS		
				ARENISCA "M - 2"	CAL "M - 2"		ARE. QZ. GLAUC.		
				CALIZA "A"			CALIZA BIOMICRITICA		
				ARENISCA "U"	SUPERIOR MEDIA INFERIOR		ARE. QZ. GLAUC. ARE. QZ. GLAUC. ARE. QZ.		
				CALIZA "B"			CALIZA Y LUTITA GRIS - OSC.		
				ARENISCA "T"	SUPERIOR MEDIA INFERIOR		ARE. QZ. GLAUC. ARE. QZ. GLAUC. CALIZA Y LUTITA GRIS - OSC.		
				CALIZA "C"			ARE. GLAUC. QZ.		
				ARENISCA BASAL NAPO			ARE. GLAUC. QZ.		
				HOLLIN	PRINCIPAL			ARE. QZ.	
			INFERIOR						
			PRE - CRETACICO						

Figura N°4: Formaciones de la cuenca Oriente
Fuente: Andes Petroleum Ecuador

Litología.

En la siguiente tabla N°6 se describe su litología.

YACIMIENTO	LITOLOGÍA
Arenisca T Superior Arenisca T Media Arenisca T Inferior	Yacimiento caracterizado por areniscas compuestas de cuarzo, de grano fino de formas subangular o subredondeado
Arenisca U Superior Arenisca U Media Arenisca U Inferior	Yacimiento caracterizado por componentes de caliza y lutita de colores gris y oscuro, y compuestas de cuarzo.
Arenisca M-1 Arenisca M-2	Yacimiento caracterizado por componentes de calizas micríticas con lutitas grises y oscuras, y compuestas de cuarzo

Tabla N°6: Litología
Elaborado por: Cristian Mera

2.1.4. Análisis de reservas actuales del campo.

2.1.4.1. Producción y pozos.

Las reservas actuales del campo Mariann, están distribuidas en pozos petrolíferos, que hasta el año 2007 fueron 24.; 8 pozos, se han perforado en la estructura Mariann 4A y 16 se perforaron en la zona Mariann Viejo.

En la siguiente tabla se describe su distribución (tabla N°7):

MARIANN 4^a	MARIANN VIEJO
Mariann 4	Mariann 1
Mariann 4A-1	Mariann 3
Mariann 4A-2	Mariann 5
Mariann 4A-3	Mariann 6
Mariann 4A-4	Mariann 7
Mariann 4A-5	Mariann 8
Mariann 4A-6	Mariann 9
Mariann 4A-7	Mariann 10
	Mariann 11
	Mariann 12
	Mariann 15
	Mariann 16
	Mariann 17
	Mariann 18
	Mariann 19
	Mariann 20

Tabla N°7: Distribución de pozos
Fuente: Andes Petroleum Ecuador

La producción total acumulada de petróleo en los pozos de los campos Mariann Viejo y Mariann 4A, en el año 2012, fue de 13.503.551 barriles, como se lo explica en las siguientes (Tablas N° 8, 9 y 10):

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO MARIANN VIEJO			
Diciembre 2012			
DIARIA (Barriles)		ACUMULADA (Barriles)	
PETRÓLEO	AGUA	PETRÓLEO	AGUA
2919	19100	1068373	6971547
TOTAL DÍA		TOTAL AÑO	
22019		8039920	

Tabla N°8: Producción de Petróleo Mariann Viejo
Fuente: Andes Petroleum Ecuador

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO MARIANN 4A			
Diciembre 2012			
DIARIA (Barriles)		ACUMULADA (Barriles)	
PETRÓLEO	AGUA	PETRÓLEO	AGUA
1023	13943	374482	5089149
TOTAL DÍA		TOTAL AÑO	
14966		5463630	

Tabla N°9: Producción de Petróleo Mariann
Fuente: Andes Petroleum

PRODUCCIÓN TOTAL ACUMULADA DE PETRÓLEO EN LOS CAMPOS MARIANN VIEJO Y MARIANN 4A			
Diciembre 2012			
DIARIA (Barriles)		ACUMULADA (Barriles)	
PETRÓLEO	AGUA	PETRÓLEO	AGUA
3942	33043	1442855	12060696
TOTAL DIA		TOTAL AÑO	
36985		13503551	

Tabla N°10: Producción total acumulada
Fuente: Andes Petroleum Ecuador

La estructura de producción en todo el campo Mariann para el año 2012, está concentrada en su mayor parte, en la zona de Mariann Viejo con el 59,54% que representan 8.039.920 barriles acumulados, y el 40,46% restante se encuentra en el campo Mariann 4A con 5463630 barriles acumulados.

Los 8.039.920 barriles de producción del campo Mariann Viejo se provienen de los yacimientos T Inferior, T Superior, U Inferior, U Superior y M-1, de donde el yacimiento U Inferior es el de mayor extracción. En cambio para el campo Mariann 4A, los 5.463.630 barriles acumulados pertenecen a los yacimientos T Superior, U Inferior y M-1, en donde el yacimiento M-1 es el que más volumen de fluido produjo.

2.1.5. Análisis de pozos perforados, pozos de producción y pozos inyectoros.

En el campo Mariann, hasta diciembre del año 2012, se han perforado 35 pozos, distribuidos de la siguiente forma:

Pozos en producción 25: M-6, 10,15, 16, 17, 18, 21,22, 23,24, 25, 26H, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36,37, 38, 39

Pozos Inyectoros 2: M-3 y M-5

Pozos esperando Workover 2: M-12, M19

Pozos abandonados 5: M-1, M-7, M-8, M-9, M-11

Pozos en reemplazo 1: M-22 en vez del M-11

Pozos perforados en total 35

Los pozos que representan pérdida de producción en el campo Mariann son los que se detallan en la tabla N°11:

CAMPO MARIANN			
POZO	FORMACIÓN PRODUCTORA	POZO	FORMACIÓN PRODUCTORA
Mariann_10	TI	Mariann_26H	UI
Mariann_16	UMEDIA	Mariann_27	TI
Mariann_24	TI	Mariann_28	TI
Mariann_25	UI	Mariann_29	UI

TablaN°11: Pozos que representan pérdida
Fuente: Andes Petroleum Ecuador

2.1.6. Proceso de producción de petróleo, agua y gas en Mariann Viejo y Mariann 4A.

El proceso de producción de petróleo, agua y gas en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A se ilustra en la siguiente figura N°5:

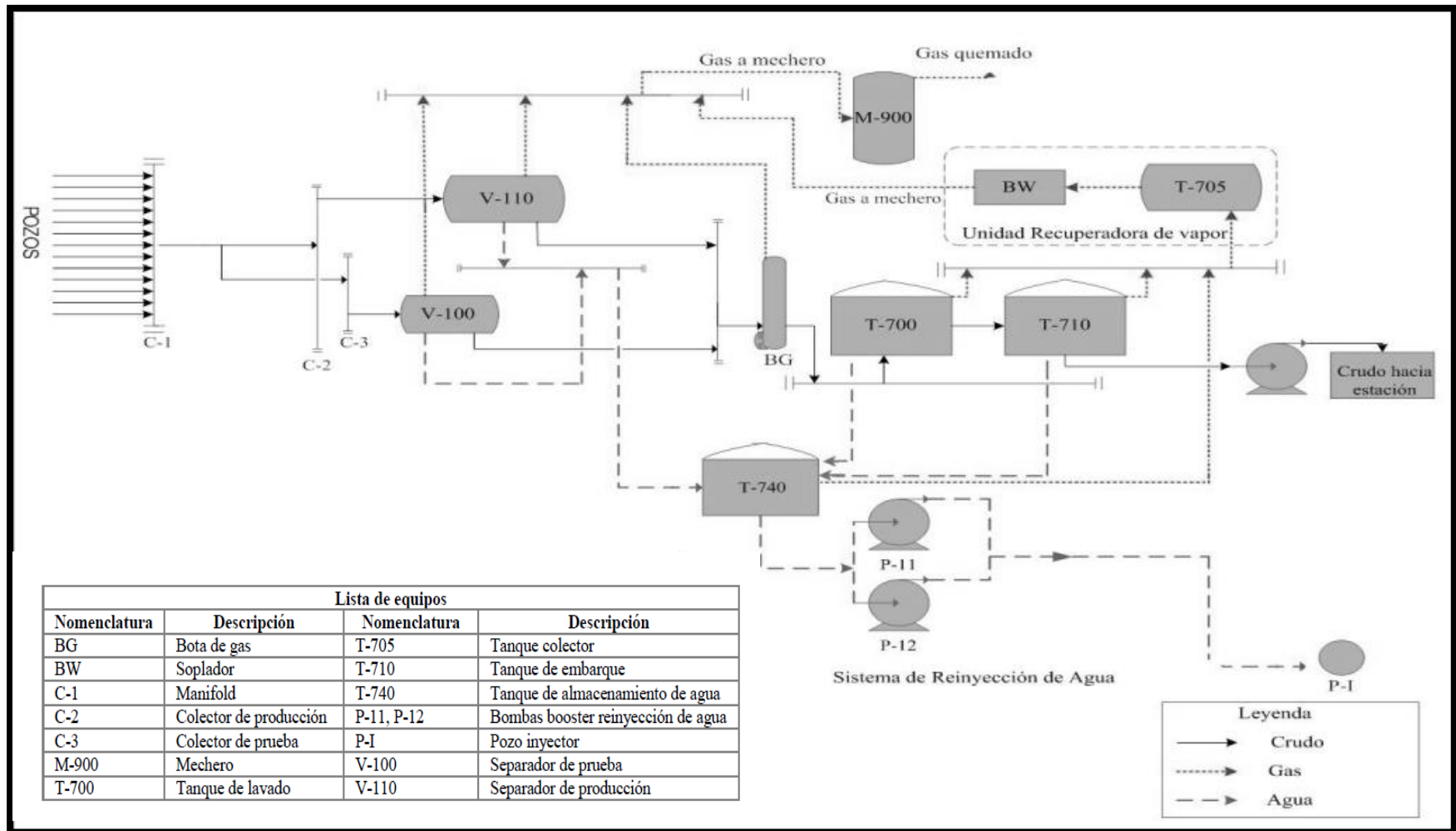


Figura N°5: Proceso de producción
Fuente: Andes Petroleum

Descripción del proceso de tratamiento de petróleo:

1. El crudo que proviene de los pozos pasa a través del Manifold o Múltiple de Recolección, en donde se centraliza y direcciona el fluido hacia los separadores (V-100 y V-110).
2. En los separadores el fluido de crudo es aislado físicamente en tres partes: agua, gas y crudo.
3. El crudo es dirigido o transportado a la bota de gas en donde se separa del gas residual sobrante.
4. Después este fluido es enviado a un tanque de lavado en donde se separa agua y petróleo utilizando el tratamiento de decantación.
5. El crudo, ya separado de gas y agua es enviado al tanque de almacenamiento previo su transportación a la estación.
6. La corriente del gas que sale de los separadores V-100 y V-110, bota desgasificadora y del tanque de lavado, en muy raras ocasiones, es enviado a los mecheros para su incineración.
7. El agua que proviene de los separadores, tanques de lavado y de almacenamiento, se la envía a un sistema de reinyección para recibir tratamiento fisicoquímico, y luego volver a ser inyectado con bombas de alta presión a los pozos de producción.

2.1.7. Análisis de los separadores de prueba V-100 y producción V-110.

El separador de prueba V-100 se utiliza cuando se requieren las pruebas de crudo desde los pozos al Manifold por bypass al cabezal de prueba C3, y de ahí al separador V-100. En este separador se aprovecha el tiempo de residencia y el calor del crudo para lograr la separación de su emulsión en tres fases que son: gas, petróleo y agua. (Andes Petroleum, 2012).

El separador de prueba V-100, cuantifica el potencial de producción de petróleo, agua y gas; además, se utiliza para extraer muestras del fluido, analizar su composición por cromatografía, contenido máximo de sedimentos y agua (BSW).

El separador de producción V110, recibe el crudo de los pozos a través del Manifold, por bypass desde el cabezal de producción C-2, separando el fluido en crudo, gas y agua; el gas que sale de este separador es enviado al colector de gas para después ser incinerado en el mechero.

2.1.8. Análisis de bombas de transferencia.

Las bombas de transferencia de crudo en el campo Mariann son aquellas utilizadas para transferir el crudo desde los tanques de almacenamiento hacia la tubería que recoge el crudo de todas las estructuras del campo Mariann, hasta la estación principal. Actualmente, en el campo Mariann, la bomba de transferencia ha sido reemplazada por una de mayor capacidad con 4903 BPD.

2.1.9. Análisis de gas natural.

El gas natural en el campo Mariann, es incinerado diariamente en los mecheros, lo que contamina el aire y, consecuentemente al ecosistema de la zona de Sucumbíos; este desperdicio, es la causa para que muchos profesionales que trabajan en este campo, estén interesados en desarrollar proyectos de reciclamiento del gas para producir nuevas formas de energía sustentable, por ejemplo, producir gasolina natural o LPG. (Andes Petroleum, 2012).

2.2. ANÁLISIS FODA

El análisis FODA es aquel examen de fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas, que se realiza a una empresa. Para encontrar el tipo de fortalezas se necesita optimizar el sistema y eliminar ciertas debilidades; y así encontrar las oportunidades necesarias para alcanzar disminuir el impacto de algunas amenazas.

Aplicando el FODA se analizan aquellas fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas, encontradas en los separadores de prueba y producción de crudo, gas y agua, V-100 y V-110, en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A:

FORTALEZAS

1. Durante la separación de crudo, agua y gas, los separadores mantienen un nivel térmico adecuado.
2. La válvula de descarga de crudo LCV-110 posee un posicionador.
3. El separador V-110 posee seguridades LSL, LSH y PSH.
4. La capacidad de procesamiento de crudo del V-110 es de 10.000 barriles por día.
5. El V-100 dispone de caja de crudo para rebose interno.

OPORTUNIDADES

1. Los ingenieros petroleros que están laborando en el campo Mariann, presentarán propuestas técnicas para optimizar el mantenimiento preventivo de los separadores de producción y de pruebas V-100 y V-110.
2. Las reparaciones de los separadores y bombas se evaluarán con indicadores de producción.
3. Andes Petroleum realizará varios acuerdos de producción con compañías extranjeras para compartir gastos de reparación y mantenimientos de equipos y bombas de transferencia.
4. Existe un proyecto de reciclamiento del gas que sale de los separadores y tanques, para que no sea incinerado en los mecheros.

5. El Ministerio de Ambiente, respaldará todo tipo de propuestas de producción petrolera en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A, con acuerdos de protección medioambiental.

DEBILIDADES

1. El separador de prueba V-100, no tiene aislamiento térmico.
2. En el separador de producción V-110, el domo no dispone de extractor de niebla, por lo que la válvula de globo permanece cerrada.
3. No existe un plan de mantenimiento preventivo para el separador de producción V-110.
4. El separador V-110 produce niveles altos de componentes volátiles en el Knock out drum.
5. Existen pérdidas de producción y niveles altos de gravedad API, a causa de la presencia de componentes volátiles en el fluido que sale del V-110.
6. Para el mantenimiento preventivo se necesita de una campana y mix extractor.
7. En los dos separadores existe presencia de corrosión en los switches y controladores, debido a la presencia de sulfuro de hierro.
8. No existen placas rompeolas y mallas de filtrado en el V-110.
9. En el V-110, no existe retrolavado continuo.
10. Existe filtración de aceite por el drenaje de agua.

11. En el separador de prueba V-100, las salidas de gas no están readecuadas

12. En el separador V-100, existe restricción y pérdida de caudal.

AMENAZAS

1. En los separadores V-100 y V-110, existe presencia de corrosión en sus componentes internos, provocando que el agua tenga sulfuro de hierro, elemento altamente contaminante para el medioambiente.

2. El Ministerio de Ambiente realizará inspecciones de control ambiental principalmente en separadores y bombas de gas, imponiendo duras sanciones si se encuentran con anomalías.

3. Ocurrirían accidentes de trabajo si no realizan controles de ingeniería en la fuente, en el medio transmisor y receptor.

4. Existen riesgos potenciales de explosión de tuberías en el Manifold.

2.2.1. Matriz FODA

ANÁLISIS INTERNO	ANÁLISIS EXTERNO
FORTALEZAS (+)	OPORTUNIDADES (+)
Durante la separación de crudo, agua y gas los separadores mantienen un nivel térmico adecuado.	Ingenieros petroleros que laboran en el campo Mariann, presentarán propuestas técnicas para optimizar el mantenimiento preventivo de los separadores de producción V-110 y de pruebas V-100.

La válvula de descarga de crudo LCV-110 posee un posicionador.	Las reparaciones de los separadores y bombas se evaluarán con indicadores de producción.
El separador V-110 y el V-100 poseen seguridades LSL, LSH y PSH.	Andes Petroleum realizará varios acuerdos de producción con compañías extranjeras para compartir gastos de reparación y mantenimiento de equipos y bombas de transferencia.
La capacidad de procesamiento de crudo del V-110 es de 10.000 barriles por día.	Existe un proyecto de reciclamiento del gas que sale de los separadores y tanques, para que no sea incinerado en los mecheros.
El V-100 dispone de caja de crudo para rebose interno.	El Ministerio de Ambiente, respaldará todo tipo de propuestas de producción petrolera en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A, con acuerdos de protección medioambiental.
DEBILIDADES (-)	AMENAZAS (-)
El separador de prueba V-100, no tiene aislamiento térmico.	En los separadores V-100 y V-110, existe presencia de corrosión en sus componentes internos, provocando que el agua tenga sulfuro de hierro, elemento altamente contaminante para el medioambiente.
En el separador de producción V-110, el domo no dispone de extractor de niebla, por lo que la válvula de globo permanece cerrada.	El Ministerio de Ambiente realizará inspecciones de control ambiental en separadores y bombas de gas, imponiendo duras sanciones si encuentran anomalías.
No existe un plan de mantenimiento preventivo para el separador de	Ocurrirán accidentes de trabajo si no realizan controles de ingeniería en la

producción V-110.	fuente, o medio transmisor y receptor.
El V-110 produce niveles altos de componentes volátiles en el Knock out drum.	Existen riesgos potenciales de explosión de tuberías en el Manifold.
Existen pérdidas de producción y niveles altos de API, a causa de la presencia de componentes volátiles en el fluido que sale del V-110.	
Para el mantenimiento preventivo se necesita de una campana y mix extractor.	
En los dos separadores existe presencia de corrosión en los switches y controladores, debido a la presencia de sulfuro de hierro.	
No existen placas rompeolas y mallas de filtrado en el V-110.	
En el V-110, no existe retrolavado continuo.	
Existe filtración de aceite por el drenaje de agua	
En el separador de prueba V-100, las salidas de gas no están readecuadas	
En el separador V-100, existe restricción y pérdida de caudal.	

Tabla N°12: Matriz FODA

Elaborado por: Cristian Mera

2.3. ANÁLISIS DE FACTORES CRÍTICOS DEL ÉXITO

2.3.1. Matriz EFE: Matriz de Evaluación de los Factores Externos

El objetivo de esta matriz es permitir evaluar una información; independientemente de la cantidad de oportunidades y amenazas claves en la matriz EFE, el total ponderado más alto que se puede obtener es 4.0 y el total ponderado más bajo posible es 1.0. El valor del promedio ponderado es 2.5.

Un promedio ponderado de 4.0 indica que el factor evaluado está respondiendo de manera excelente a las operaciones y amenazas existentes.

Un promedio ponderado de 1.0 indica que las estrategias no están capitalizando muy bien esta oportunidad.

MATRIZ DE EVALUACIÓN DE LOS FACTORES EXTERNOS

FACTORES DETERMINANTES DEL ÉXITO	PONDERACIÓN	CLASIFICACIÓN	RESULTADO PONDERADO
OPORTUNIDADES			
Ingenieros petroleros que laboran en el campo Mariann, presentarán propuestas técnicas para optimizar el mantenimiento preventivo de los separadores de producción V-110 y de prueba V-100.	0,14	4	0,56
Las reparaciones de los separadores y bombas se evaluarán con indicadores de producción.	0,14	2	0,28

Andes Petroleum realizará varios acuerdos de producción con compañías extranjeras para compartir gastos de reparación y mantenimientos de equipos y bombas de transferencia.	0,08	2	0,16
Existe un proyecto de reciclamiento del gas que sale de los separadores y tanques, para que no sea incinerado en los mecheros.	0,11	4	0,44
El Ministerio de Ambiente, respaldará todo tipo de propuestas de producción petrolera en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A, con acuerdos de protección medioambiental.	0,11	3	0,33
AMENAZAS			
En los separadores V-100 y V-110, existe presencia de corrosión en sus componentes internos, provocando que el agua tenga sulfuro de hierro, elemento altamente contaminante para el medioambiente.	0,14	4	0,56
El Ministerio de Ambiente realizará inspecciones de control ambiental principalmente en separadores y bombas de gas, imponiendo duras sanciones si se encuentran con anomalías.	0,08	4	0,32

Ocurrirían accidentes de trabajo si no se realizaran controles de ingeniería y administrativos en la fuente, en el medio transmisor y receptor.	0,08	4	0,32
Existen riesgos potenciales de explosión de tuberías en el Manifold.	0,12	2	0,14
TOTAL	1,00		3,11

Tabla N°13: Matriz EFE Matriz de Evaluación de los Factores Externos
Elaborado por: Cristian Mera

Resultados

El resultado en la evaluación MEFE es de 3,11, el cual está por encima del promedio que es 2,5; por tanto, en fase de producción de crudo, gas y agua con los separadores V-100 y V-110, existen muchas oportunidades que de no ser provechadas reducirían los efectos de las amenazas y sus riesgos en la producción.

2.3.2. Matriz EFI: Matriz de Evaluación de los Factores Internos

La matriz EFI es similar a la matriz EFE que se desarrolló anteriormente donde el total ponderado más alto que se puede obtener es 4.0 y el total ponderado más bajo posible es 1.0. El valor del promedio ponderado es 2.5.

Un promedio ponderado de 4.0 indica que el factor evaluado está respondiendo de manera excelente a las operaciones y amenazas existentes.

Un promedio ponderado de 1.0 indica que las estrategias no están capitalizando muy bien esta oportunidad.

MATRIZ DE EVALUACIÓN DE LOS FACTORES INTERNOS

FACTORES DETERMINANTES DEL ÉXITO	PONDERACIÓN	CLASIFICACIÓN	RESULTADO PONDERADO
FORTALEZAS			
Durante la separación de crudo, agua y gas los separadores mantienen un nivel térmico adecuado.	0,06	2	0,12
La válvula de descarga de crudo LCV-110 posee un posicionador.	0,05	2	0,10
El separador V-110 y el V-100 poseen seguridades LSL, LSH y PSH.	0,08	4	0,32
La capacidad de procesamiento de crudo del V-110 es de 10.000 barriles por día.	0,09	4	0,36
El V-100 dispone de caja de crudo para rebose interno.	0,06	3	0,18
DEBILIDADES			
El separador de prueba V-100, no tiene aislamiento térmico.	0,08	3	0,24
En el separador de producción V-110, el domo no dispone de extractor de niebla, por lo que la válvula de globo permanece cerrada.	0,05	3	0,15
No existe un plan de mantenimiento preventivo para el separador de producción V-110	0,08	3	0,24
El V-110 produce niveles altos de compuestos	0,08	4	0,32

volátiles en el Knock out drum.			
Existen pérdidas de producción y niveles altos de gravedad API, a causa de la presencia de compuestos volátiles en el fluido que sale del V-110	0,08	4	0,32
Para el mantenimiento preventivo del separador V-110 se necesita de una campana y mix extractor	0,07	2	0,14
En los dos separadores existe presencia de corrosión en los switches y controladores, debido a la presencia de sulfuro de hierro.	0,09	3	0,27
No existen placas rompeolas y mallas de filtrado en el V-110	0,08	3	0,24
En el V-110, no existe retrolavado continuo	0,05	3	0,15
Existe filtración de aceite por el drenaje de agua	0,06	4	0,24
En el separador de prueba V-100, las salidas de gas no están readecuadas	0,06	3	0,18
En el separador V-100, existe restricción y pérdida de caudal.	0,07	2	0,14
TOTAL	1,00		3,71

Tabla N°14: Matriz EFI (Matriz de Evaluación de los Factores Internos)
Elaborado por: Cristian Mera

Resultados.

Mediante la MEFI obtuvimos el resultado de 3,71, el cual está por encima del promedio 2,5, lo que significa que las fortalezas existentes en la producción de crudo, agua y gas con los separadores V-100 y V-110, por si solas reducirán el efecto de las debilidades existentes en este proceso.

2.3.3. Diagnóstico preliminar.

Con relación a los resultados obtenidos del análisis FODA se puede deducir que, el separador de prueba V-100, puede sustituir al V-110, al momento de estar en mantenimiento, ya que posee una caja de crudo para rebose interno y seguridades LSL, LSH y PSH.

El mantenimiento del separador V-110, necesita de una planificación técnica para reducir el nivel de riesgo por corrosión en los switches y controladores, corrosión que provoca la presencia de sulfuro de hierro.

La falta de mantenimiento preventivo del separador V-110, ocasiona que exista presencia de aceite por el drenaje de agua, además de la presencia de compuestos volátiles en el fluido que sale de este separador, provocando pérdidas de producción y niveles altos de gravedad API.

CAPÍTULO III

CAPACIDAD DE LA PLANTA

3.1. CAPACIDAD INSTALADA Y CAPACIDAD REAL DE PRODUCCIÓN

3.1.1. Materias primas e insumos.

Las materias primas en el campo Mariann, constituyen los hidrocarburos de los yacimientos productivos y reservas distribuidas por pozos, que están localizadas dentro de las áreas Mariann Viejo y Mariann 4A, los mismos que son utilizados para la explotación petrolera.

Los yacimientos productivos son el U, T y M-1, y las reservas están compuestas de 24 pozos de producción. Los yacimientos U, T y M-1, localizados en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A, distribuyen su producción de la siguiente forma (Tabla N°15):

MARIANN VIEJO	MARIANN 4 ^a
Yacimiento T Inferior	Yacimiento T Superior
Yacimiento T Superior	Yacimiento U Inferior
Yacimiento U Inferior	Yacimiento M-1
Yacimiento U Superior	
Yacimiento M-1	

Tabla N°15: Distribución de la producción
Elaborado por: Cristian Mera

Las características de producción de estos yacimientos son los siguientes:

Yacimiento en Mariann Viejo.

3.1.1.1. Yacimiento T Inferior.

La producción del yacimiento T Inferior se distribuye en las reservas de los pozos siguientes:

- Mariann 2,
- Mariann 3,
- Mariann 5,
- Mariann 6,
- Mariann 8,
- Mariann 10,
- Mariann 17

RESERVAS (POZOS)	Bo (BY/BN)
Mariann 2,	12.743 BLS de crudo
Mariann 3,	462.178 BLS de crudo
Mariann 5,	70.520 BLS de crudo
Mariann 6,	980,463.22 BLS de crudo
Mariann 8,	262,193.00 BLS de crudo

Mariann 10,	411,099.10 BLS de crudo
Mariann 17	156,714.84 BLS de crudo
TOTAL PRODUCCIÓN YACIMIENTO T INFERIOR	2355911,16 BLS de crudo

Elaborado por: Cristian Mera
Fuente: Andes Petroleum

3.1.1.2. Yacimiento T superior

La producción del yacimiento T superior se distribuye en las reservas de los pozos siguientes:

- Mariann 3,
- Mariann 5,
- Mariann 6,

RESERVAS (POZOS)	Bo (BY/BN)
Mariann 3,	162.178 BLS de crudo
Mariann 5,	20.520 BLS de crudo
Mariann 6,	250,463.22 BLS de crudo
TOTAL PRODUCCIÓN YACIMIENTO T SUPERIOR	433161,22 BLS de crudo

Elaborado por: Cristian Mera
Fuente: Andes Petroleum

3.1.1.3. Yacimiento U Inferior.

La producción del yacimiento U inferior se distribuye en las reservas de los pozos siguientes:

- Mariann 1,
- Mariann 3,
- Mariann 5,
- Mariann 6,
- Mariann 7,
- Mariann 9 ,
- Mariann 12,
- Mariann 15,
- Mariann 16,
- Mariann 18

RESERVAS (POZOS)	Bo (BY/BN)
Mariann 1,	616317,78 BLS de crudo
Mariann 3,	533,902.00 BLS de crudo
Mariann 5,	900,411.00 BLS de crudo
Mariann 6,	738,290.00 BLS de crudo
Mariann 7,	900,166.00 BLS de crudo

Mariann 9	90,350.73 BLS de crudo
Mariann 12	66,021.96 BLS de crudo
Mariann 15,	375,858.64 BLS de crudo
Mariann 16,	189,807.54 BLS de crudo
Mariann 18	139,922.45 BLS de crudo
TOTAL PRODUCCION YACIMIENTO U INFERIOR	4551048,1 BLS de crudo

Elaborado por: Cristian Mera
Fuente: Andes Petroleum

3.1.1.4. Yacimiento U Superior.

La producción del yacimiento U superior se distribuye en las reservas de los pozos siguientes:

- Mariann 1,
- Mariann 3,
- Mariann 5,
- Mariann 9,

RESERVAS (POZOS)	Bo (BY/BN)
Mariann 1,	1,645.00 BLS de crudo
Mariann 3,	327150,88 BLS de crudo
Mariann 5,	944.00 BLS de crudo

Mariann 9,	94,596.00 BLS de crudo
TOTAL PRODUCCIÓN YACIMIENTO U SUPERIOR	424335,88 BLS de crudo

Elaborado por: Cristian Mera
Fuente: Andes Petroleum

3.1.1.5. Yacimiento M-1.

La producción del yacimiento M-1 se distribuye en las reservas de los pozos siguientes:

- Mariann 1
- Mariann 17
- Mariann 19

RESERVAS (POZOS)	Bo (BY/BN)
Mariann 1	271,993.00 BLS de crudo
Mariann 17	3,470.64 BLS de crudo
Mariann 19	0
TOTAL PRODUCCION YACIMIENTO M-1	275463,64 BLS de crudo

Elaborado por: Cristian Mera
Fuente: Andes Petroleum

Yacimientos en Mariann 4A.

3.1.1.6. Yacimiento T Superior.

La producción del yacimiento T superior se distribuye en las reservas de los pozos siguientes:

RESERVAS (POZOS)	Bo (BY/BN)
Mariann 4A-2,	98,523.00 BLS de crudo
Mariann 4A-4 y	110,588.00 BLS de crudo
Mariann 4A-5	91,356.50 BLS de crudo
TOTAL PRODUCCION YACIMIENTO T SUPERIOR	300467,5 BLS de crudo

Elaborado por: Cristian Mera
Fuente: Andes Petroleum

3.1.1.7. Yacimiento U Inferior.

La producción del yacimiento U inferior se distribuye en las reservas de los pozos siguientes:

RESERVAS (POZOS)	Bo (BY/BN)
Mariann 4A-1,	363.00 BLS de crudo
Mariann 4A-2	1315895 BLS de crudo
Mariann 4A-3	517855.5 BLS de crudo
Mariann 4A-7	476325,9 BLS de crudo
TOTAL PRODUCCIÓN YACIMIENTO U INFERIOR	2310439,4 BLS de crudo

Elaborado por: Cristian Mera
Fuente: Andes Petroleum

3.1.1.8. Yacimiento M-1.

La producción del yacimiento M-1 se distribuye en las reservas de los pozos siguientes:

POZOS	Bo 33%
Mariann 4A-1	17,154.12 BLS de crudo
Mariann 4A-4	1,881,906.00 BLS de crudo
Mariann A7	1,254,493.48 BLS de crudo
TOTAL PRODUCCIÓN YACIMIENTO M-1	3153553,6 BLS de crudo

Elaborado por: Cristian Mera
Fuente: Andes Petroleum

Resumen de Yacimientos y Reservas por pozos de producción Tabla N°16.

CAMPO MARIANN	PRODUCCIÓN Bo (BY/BN)
MARIANN VIEJO	8 039 920 BLS de crudo
MARIANN 4^a	5 463 630 BLS de crudo
TOTALES	13 503 550 BLS de crudo

Tabla N°16: Yacimientos y Reservas por pozos de producción
Elaborado por: Cristian Mera

3.1.2. Mano de Obra.

La mano de obra directa, es la concreción activa del elemento humano encargado de la producción de un bien o servicio, para transformar la materia prima, en una pieza, parte o producto final. La mano de obra se compone de mano de obra directa y mano de obra indirecta y, que constituye el esfuerzo del personal que interviene en cada una de las etapas del proceso de producción hidrocarburífera, cuyas actividades son:

- Exploración.
- Perforación.
- Construcción.
- Producción.
- Administración.

En el campo Mariann, la mano de obra se concentra en la producción de petróleo y gas, dividida en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A, cuyo personal es el siguiente (tabla N° 17 y 18):

CAMPO MARIANN VIEJO				
MANO DE OBRA	NÚMERO DE EMPLEADOS	HORAS MOD	COSTO HORA MOD \$	COSTO MENSUAL HORA MOD \$
Jefe de campo (mano de obra indirecta)	1	12 horas m.o.d	14,97	5398,20
Mecánico	1	11,5 horas m.o.d	9,78	3.514,93
Electricista	1	11,5 horas m.o.d	9,78	3.514,93

Auxiliar mecánico	1	5,99 horas m.o.d	19,56	3.514,93
Auxiliar electricista	1	5,99 horas m.o.d	19,56	3.514,93
Maquinista	1	5,99 horas m.o.d	19,56	3.514,93
Obreros	4	5,99 horas m.o.d	19,56	14.059,78
TOTAL MENSUAL	10			\$ 28.123

Tabla N°17: MOD Mariann Viejo
Elaborado por: Cristian Mera

CAMPO MARIANN 4ª				
MANO DE OBRA	NÚMERO DE EMPLEADOS	HORAS MOD	COSTO HORA MOD \$	COSTO MENSUAL HORA MOD \$
Jefe de campo (mano de obra indirecta)	1	12 horas m.o.d	14,97	5398,20
Mecánico	1	11,5 horas m.o.d	9,78	3.514,93
Electricista	1	11,5 horas m.o.d	9,78	3.514,93
Auxiliar mecánico	1	5,99 horas m.o.d	19,56	3.514,93
Auxiliar electricista	1	5,99 horas m.o.d	19,56	3.514,93
Maquinista	1	5,99 horas m.o.d	19,56	3.514,93
Obreros	4	5,99 horas m.o.d	19,56	14.059,78
TOTAL MENSUAL	10			\$ 28.123

Tabla N°18: MOD Mariann 4A
Elaborado por: Cristian Mera

Por tanto, se obtiene un total de costo de mano de obra mensual en el campo Mariann de \$ 56.246 dólares; tal valor será repartido en las distintas fases de la producción en los pozos de Mariann Viejo y Mariann 4A.

3.1.3. Equipos de producción de crudo.

Procesos de separación de petróleo, agua y gas.

Los equipos de producción de petróleo y gas utilizados en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A, son utilizados principalmente para el proceso de separación de petróleo, agua y gas, los cuales son:

1. Múltiple de recolección o Manifold.
2. Bota de gas.
3. Soplador.
4. Colector de producción.
5. Colector de prueba.
6. Mechero.
7. Tanque de lavado.
8. Tanque colector.
9. Tanque de embarque.
10. Tanque de almacenamiento de agua.
11. Bombas Booster de reinyección de agua.
12. Separador de prueba.
13. Separador de producción.

3.1.3.1. Múltiple de recolección o Manifold.

El Manifold es el equipo de producción usado en los pozos petroleros, cuyas partes son: un panel de tuberías, válvulas auxiliares y accesorios;

tiene la finalidad de agrupar y canalizar el flujo de crudo, hacia los separadores V-110 y V-100, que permiten obtener el gas, crudo y agua.

EQUIPO DE PRODUCCIÓN:	Manifold
Capacidad:	6 entradas, con líneas de 114 mm (4")

3.1.3.2. Bota de gas.

La Bota de gas es uno de los equipos de producción; se usa en los pozos petroleros; en realidad sirve para eliminar una cantidad adicional de gas que aún permanece en solución en el fluido.

EQUIPO DE PRODUCCIÓN:	Bota de gas
Capacidad:	81 barriles

3.1.3.3. Soplador.

El soplador es otro de los equipos de producción usados en los pozos petroleros; se aplica para impulsar el gas de los tanques mediante la presión del vapor hacia los mecheros para la incineración.

EQUIPO DE PRODUCCIÓN:	Soplador
Capacidad:	82 barriles

3.1.3.4. Colector de producción.

El colector de producción es un equipo de producción usado en los pozos petroleros, con el que se recoge la producción y la lleva directamente a la línea de transporte general (salida de la plataforma).

3.1.3.5. Colector de prueba.

El colector de prueba dirige el fluido hacia el equipo (skid) de medición; allí se procede a medir, luego, se encausa la producción a la línea de transporte general.

3.1.3.6. Mechero.

El Mechero es uno de los equipos de producción usado en los pozos petroleros; sirve para la incineración del gas sobrante que sale del colector de gas proveniente de los separadores trifásicos.

EQUIPO DE PRODUCCIÓN:	Mechero
Tamaño:	10 pulgadas de diámetro, 130 pies de altura

3.1.3.7. Tanque de lavado.

El Tanque de lavado es otro equipo de producción; es empleado para separar el agua del crudo, por el método de decantación, que provino de la bota de gas, pudiendo de esta forma ser almacenado y transportado.

EQUIPO DE PRODUCCIÓN:	Tanque de lavado
Capacidad:	Colchón de 13 pies de agua (BDP)

3.1.3.8. Tanque colector.

El Tanque colector como equipo de producción es empleado para drenar los hidrocarburos líquidos; permite que el gas ingrese al cabezal de succión.

EQUIPO DE PRODUCCIÓN	Tanque colector
Capacidad	530 barriles de líquidos (BDP)

3.1.3.9. Tanque de embarque.

El Tanque de embarque es el equipo de producción usado para almacenar el crudo que va a ser embarcado y transportado a la estación de servicios.

EQUIPO DE PRODUCCIÓN:	Tanque de embarque
Capacidad:	10.000 barriles de crudo (BOPD)

3.1.3.10. Tanque de almacenamiento de agua.

El Tanque de almacenamiento de agua es aquel equipo de producción empleado para acumular las corrientes de agua provenientes de los separadores; en él son asentadas al fondo; posteriormente son extraídas y transportadas a un sistema de inyección para su reinserción a los pozos inyectoros.

EQUIPO DE PRODUCCIÓN:	Tanque de almacenamiento de agua
Capacidad:	5.000 barriles de agua (BAPD)

3.1.3.11. Bombas Booster de reinyección de agua.

Las Bombas Booster de reinyección de agua, son equipos del proceso de separación de agua, gas y crudo; sirven para reinyectar las corrientes de agua previamente tratadas dentro del sistema de inyección para luego, reinsertarlas en los pozos.

EQUIPO DE PRODUCCIÓN: Bombas booster de reinyección de agua

Capacidad: 30.000 barriles (BAPD)

3.1.3.12. Separador de prueba V-100: Capacidad.

El separador de prueba es un equipo utilizado en el proceso de separación de agua, gas y crudo; sirve para realizar pruebas del fluido mediante un sistema de bypass en el cabezal de prueba.

EQUIPO DE PRODUCCIÓN: Separador de prueba V-100

Capacidad: 8.000 barriles de petróleo por día (BOPD)

3.1.3.13. Separador de producción V-110.

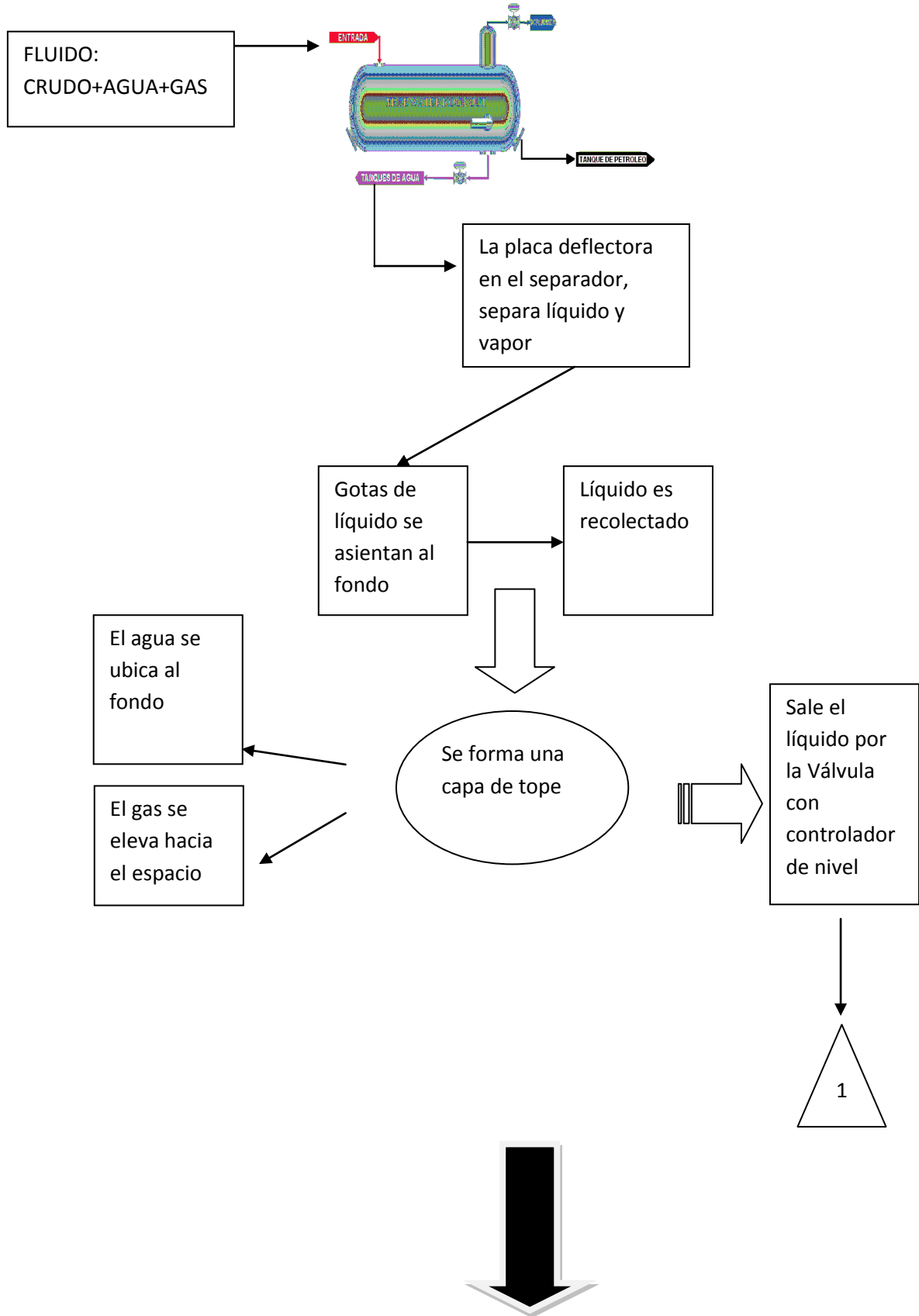
El separador de producción V-110 es un equipo utilizado en el proceso de separación de agua, gas y crudo.

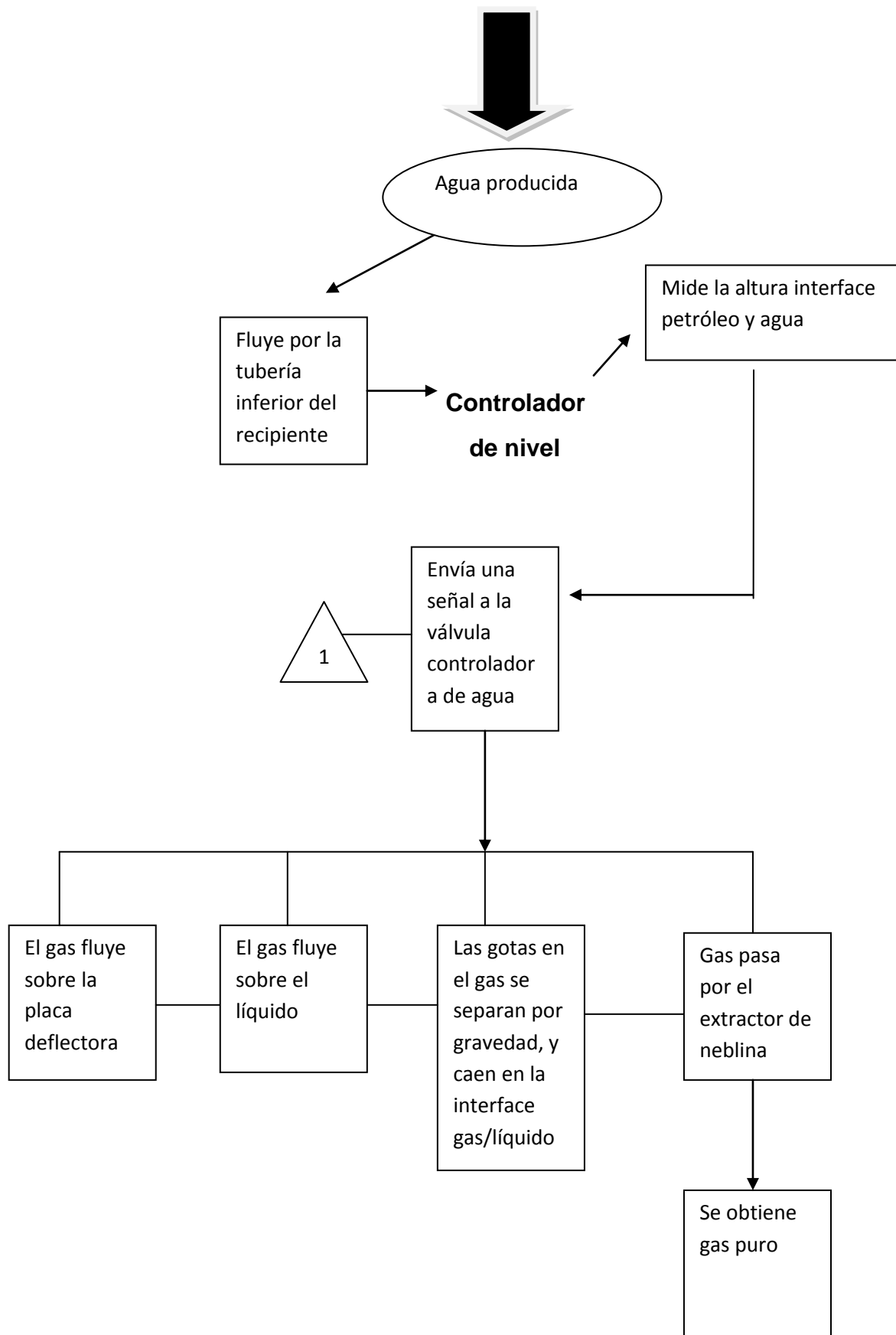
En realidad, el separador de producción V-110, es trifásico compuesto de turbinas y un medidor de gas. Su capacidad es para separar hasta 10.000 barriles de crudo diarios; tiene la ventaja que posee recubrimiento térmico para mantener la temperatura del proceso.

EQUIPO DE PRODUCCIÓN: Separador de producción V-110

Capacidad: 10.000 barriles de petróleo por día (BOPD)

- Proceso de separación de gas, crudo y agua en el V-110.





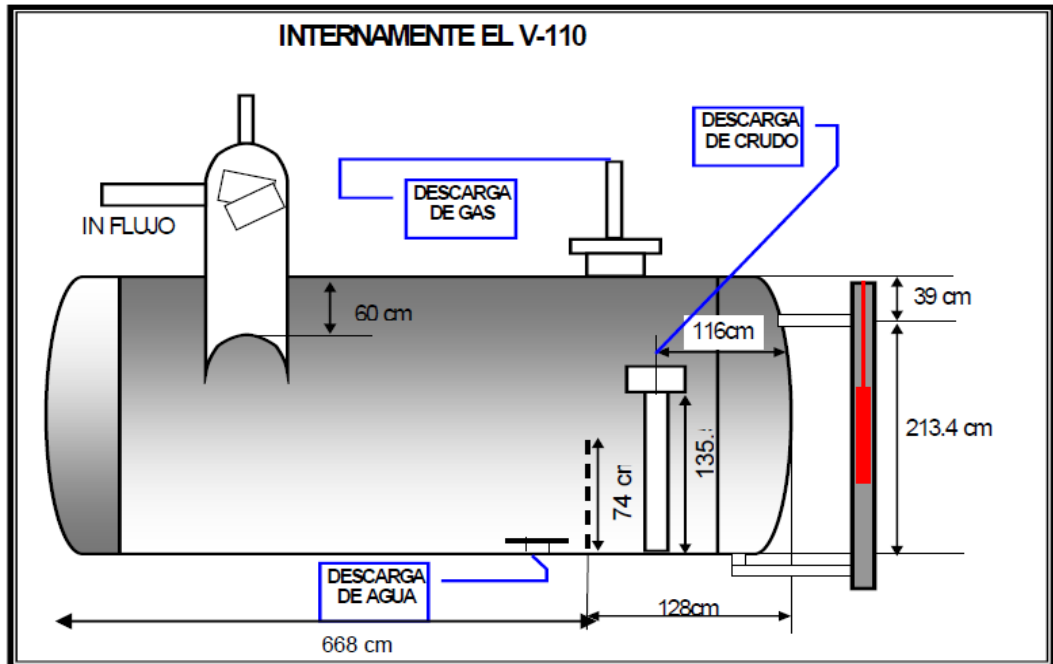


Figura N°6: Espacio interno del separador V-110
Fuentes: Andes Petroleum

3.1.3.14. Separador de prueba V-100: Características.

El separador de prueba V-100, es un separador trifásico, compuesto de turbinas y un medidor de gas. Su capacidad es para separar hasta 8.000 barriles de crudo diarios, con la desventaja de que no posee recubrimiento térmico para mantener la temperatura del proceso. Sus características técnicas son las siguientes (Tabla N° 19):

CARACTERÍSTICAS	
Capacidad en volumen	132 Bls:30Bls de crudo
Tiempo de residencia del petróleo	1,7 min
Producción diaria	435 Bls/día
Característica del crudo	24.2° API
Presión	1034 Kpa a 149°F
Presión (psi)	150 psi a 149°F
Seguridades	LSL-LSH-PSH+PSV

Controlador de interface	Fisher LC-101
Control de descarga	Norriseal LC-100+SISTEMA DE SANDJET
Capacidad total	8.000 Bls /día

Tabla N°19: Características técnicas
Elaborado por: Cristian Mera

3.1.4. Capacidad instalada de producción de la planta.

La capacidad instalada de producción de crudo del campo Mariann Viejo es de un máximo de 5 MBOPD (miles de barriles diarios de petróleo); capacidad correspondiente a 1'800.000 barriles anuales, con una producción de agua de 21.15 MBWD (miles de barriles diarios de agua), equivalente a 7'614.000 barriles por año. (Andes Petroleum, Datos de producción campos Mariann Old y Mariann 4A, 2012).

La capacidad instalada de producción de crudo del campo Mariann 4A es de un máximo de 3 MBOPD (miles de barriles diarios de petróleo); capacidad correspondiente a 1'080.000 barriles anuales, con una producción de agua de 15.90 MBWD, equivalente a 5'724.000 barriles por año. (Andes Petroleum, Datos de producción campos Mariann Viejo y Mariann 4A, 2012).

3.1.5. Factores determinantes de capacidad de la planta.

3.1.5.1. Demanda.

La demanda de producción de crudo en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A, es la capacidad real de producción anual de los dos campos que, relacionada con la capacidad instalada en cada uno, se obtiene a qué capacidad se está trabajando en estos pozos. Este cálculo es necesario para conocer el verdadero tamaño del campo, y observar las

causas por las cuales no se está trabajando al cien por ciento en estos campos.

Demanda.

CAMPOS	DEMANDA DIARIA	DEMANDA ANUAL
MARIANN VIEJO	2.919 barriles	1 068 373 barriles
MARIANN 4A	1.023 barriles	374.482 barriles

Tabla N°20: Demanda
Elaborado por: Cristian Mera

Capacidad instalada (Producción con recursos de plantas trabajando al máximo)

CAMPOS	DEMANDA DIARIA	DEMANDA ANUAL
MARIANN VIEJO	5.000 barriles	1 800.000 barriles
MARIANN 4A	3.000 barriles	1 080.000 barriles

Tabla N°21: Capacidad instalada
Elaborado por: Cristian Mera

FÓRMULA:

$$MARIANN VIEJO = \frac{DEMANDA}{CAPACIDAD INSTALADA} \times 100$$

$$MARIANN VIEJO = \frac{2.919 BLS}{5000 BLS} \times 100$$

$$MARIANN VIEJO = 58,38\%$$

$$MARIANN 4A = \frac{DEMANDA}{CAPACIDAD INSTALADA} \times 100$$

$$MARIANN 4A = \frac{1.023 BLS}{3000 BLS} \times 100$$

$$MARIANN 4A = 34,10\%$$

DIAGNÓSTICO

Se puede concluir que en el campo Mariann Viejo se trabaja a un 58,38% de la producción instalada; y, en el campo Mariann 4A se trabaja al 34,10% de la producción instalada.

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4.1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

El presente estudio sirvió para: Elaborar la Planificación Técnica previo el mantenimiento preventivo del separador de producción V-110 en el campo Mariann y Plataforma Aleluya, lo cual requirió de una investigación cualitativa y cuantitativa, cuyos métodos fueron: inductivo, analítico y cuasi-experimental, considerando que las variables que se requieren analizar son: materiales a utilizar, insumos, personal técnico, supervisores de mantenimiento, y costos operativos de mantenimiento.

4.1.1. Método inductivo.

El análisis que se realizará sobre el tema de estudio presenta factores que, individualizados, se puede definir cada uno como: “simple, particular o concreto” para llegar a lo complejo o general; es decir, se observará un problema en particular con el propósito de llegar a concluir su comportamiento a nivel general.

Por consiguiente, el método inductivo, consistirá en realizar un análisis exhaustivo de todos los problemas y fallas técnicas en el separador de producción V-110, evaluando aquellos de mayor relevancia e impacto para la producción actual y futura durante el período 2013-2018; y, además, con estos datos, establecer soluciones técnicas y financieras que optimizarán el costo/riesgo del mantenimiento preventivo del separador V-110.

4.1.2. Método analítico.

La utilización del método analítico, en el desarrollo del presente tema, ayudará a identificar cada parte que caracteriza una realidad, de manera que se establezca la relación causa-efecto entre los elementos que componen el objeto de estudio.

Este método permitirá verificar la hipótesis y, a la vez, puede validarla o rechazarla; además, se considerarán los pasos que exige para el desarrollo del tema.

Sin duda, el método en mención, permitirá establecer todas aquellas razones o causas por las cuales no se ha realizado un mantenimiento preventivo al separador de producción V-110, identificando cada una de ellas. Luego, con las causas ya delimitadas se enlazan las consecuencias, generadas por no haber realizado un mantenimiento preventivo al separador de producción V-110, estableciéndolas en orden respectivo de importancia.

4.1.3. Método descriptivo.

La presente investigación, aplica el método descriptivo, luego, al analizar exhaustivamente cada una de las características técnicas del separador V-110 en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A, con tal información, establecer una Planificación Técnica para el mantenimiento preventivo de este equipo, con base al registro de sus fallas, en el periodo de cuatro meses desde junio del 2013 a septiembre del 2013.

Con este método se facilita al proyecto, la identificación y evaluación de actividades de mantenimiento a través de una priorización de

oportunidades que determinarán aquellos puntos o áreas donde el separador requiere esta acción.

Concretamente en esta investigación se utilizó el Análisis de Modos y Efectos de Fallas, con el cual se estudió el comportamiento y funciones del separador V-110, mediante reuniones con el equipo natural de trabajo conformado por especialistas en el sistema estudiado; luego se procedió a tabular los datos obtenidos y a determinar las tareas de mantenimiento; se estableció el intervalo de tiempo y el especialista que ejecutará dicha actividad. Asimismo, se identificaron las tareas preventivas y predictivas que, a diferencia de las anteriores políticas, establecían un mantenimiento netamente correctivo.

4.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

4.2.1. Tipos de investigación.

4.2.1.1. Investigación no experimental.

“La investigación no experimental es aquella, en la que el investigador solo estudia los hechos, sin realizar modificaciones de estos.”¹

4.2.1.2. Investigación de campo.

La investigación de campo, es “aquel estudio que permite concebir al mundo tal cual es, mediante observaciones hechas directamente por los investigadores.”²

¹ Chávez, 2001, p.44).

² Finol y Naval, 1996, p.78

Según esta investigación se aplicarán, en este trabajo, entrevistas y encuestas al personal técnico, de mantenimiento y de custodia de los separadores de producción V-110.

4.2.1.3. Investigación histórica.

“Este tipo de investigación busca reconstruir el pasado de la manera más objetiva y exacta posible; para lo cual, en forma sistemática: recolecta, evalúa, verifica y sintetiza evidencias que permitan obtener conclusiones válidas, a menudo derivadas de hipótesis”.³

Está vinculado al conocimiento de las distintas etapas de los hechos en sucesión cronológica, lo cual permite conocer la evolución y desarrollo del hecho o fenómeno de investigación, por lo que es necesario revelar su historia, las etapas principales de su desenvolvimiento y las conexiones históricas fundamentales.

Se dice que es histórica porque los datos de las fallas en los separadores V-110 existían antes de efectuar la investigación. Es decir, investiga el historial de mantenimientos efectuado en las estaciones Mariann Viejo y Mariann 4A, los cuales, actualmente, no tienen un registro adecuado por fechas de cada una de las actividades de mantenimiento efectuadas por el personal.

4.2.1.4. Investigación transversal.

Esta investigación, realiza un corte en un tiempo único para describir o analizar el fenómeno. En esta investigación, se utilizó la encuesta para conocer las fallas y la producción diferida generada por los componentes críticos.

³ Hernández y Fernández, 2009

4.3. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

4.3.1. Observación directa.

La observación directa se llevó a efecto, con la visualización de todos los procesos y acciones realizadas por el personal para aplicar a la operación del separador V-110; en igual forma la demostración práctica de los procesos de mantenimientos efectuados durante un periodo normal de producción. Se estableció la observación directa durante el período de junio del 2013 a septiembre del 2013.

4.3.2. Encuesta.

La encuesta es aquella “herramienta que el investigador utiliza para recoger información de fuentes primarias, cuyos datos son agrupados en cuadros estadísticos”.⁴

Para tal efecto, en la investigación se aplicó encuestas al personal auxiliar de mantenimiento, utilizando un cuestionario de 11 preguntas semiabiertas de selección múltiple, cuyo objetivo será el de conocer los procedimientos operativos antes, durante y después del mantenimiento de los separadores existentes en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A.

⁴ Altuve, 1997, p.47

Formulario de encuesta.

ENCUESTA APLICADA AL PERSONAL DE MANTENIMIENTO DEL SEPARADOR V-110 EN LOS CAMPOS MARIANN VIEJO Y MARIANN 4A

1. ¿Para poner en funcionamiento el separador V-110, usted sigue en orden acciones predeterminadas que han sido aprobadas en un Manual Operativo para este equipo?

- Si
- No

2. ¿Usted cierra la válvula de salida del líquido antes de poner en funcionamiento el separador V-110, o después de que está operando?

- Antes
- Después

3. ¿Abre usted la válvula de entrada de la corriente al separador, al finalizar la operación, o antes?

- Al finalizar
- Antes

4. ¿Cuál de estas acciones usted realiza para poner en funcionamiento el separador V-110?

- Chequeo de presión de operación del separador
- Desactivación del control de bajo nivel.
- Chequeo de presión de la apertura de la válvula de seguridad

- Ajuste del controlador de presión al 75% de la presión normal de trabajo
- Verificación constante de la medida de presión del separador, y la del nivel líquido.
- Activar el control de bajo nivel cuando se sobrepase el nivel de control del separador, abriendo las válvulas cerradas.
- Activar el controlador de presión al 100% cuando la presión del separador este al máximo operativo.
- Ajustar los controladores de nivel y presión hasta conseguir la normal operación del separador V-110.

5. ¿Verifica usted de forma minuciosa, el correcto funcionamiento de los instrumentos de medida, para una evaluación eficiente del funcionamiento del separador V-110?

- Si
- No

6. ¿Se asegura usted que las válvulas de control estén funcionando perfectamente, lo que implica verificar la existencia de elementos que puedan obstruir el paso de fluidos y gas, abriéndolas y cerrándolas intencionalmente como método de prueba?

- Si
- No

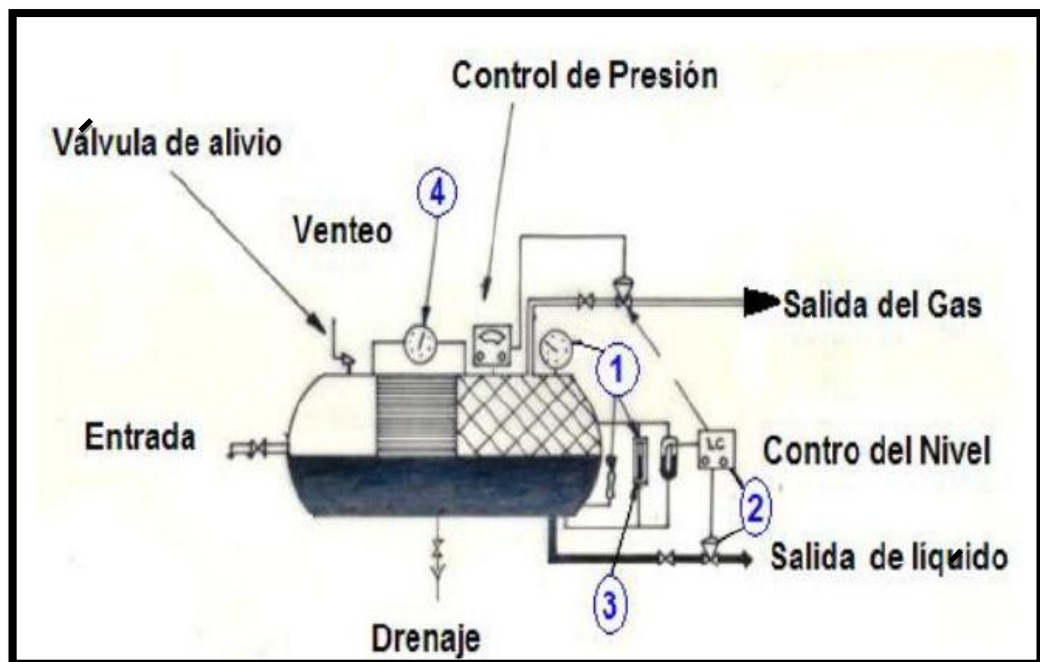
7. ¿Limpia usted frecuentemente los visores, manómetro, termómetro del separador V-110.?

- Si
- No

8. ¿Verifica usted mediante pruebas de presión que el extractor de humedad no esté obstruido?

- Si
- No

9. ¿En la siguiente figura de un separador V-110, marque aquellos elementos en dónde usted ha realizado estos últimos seis meses un mantenimiento preventivo?

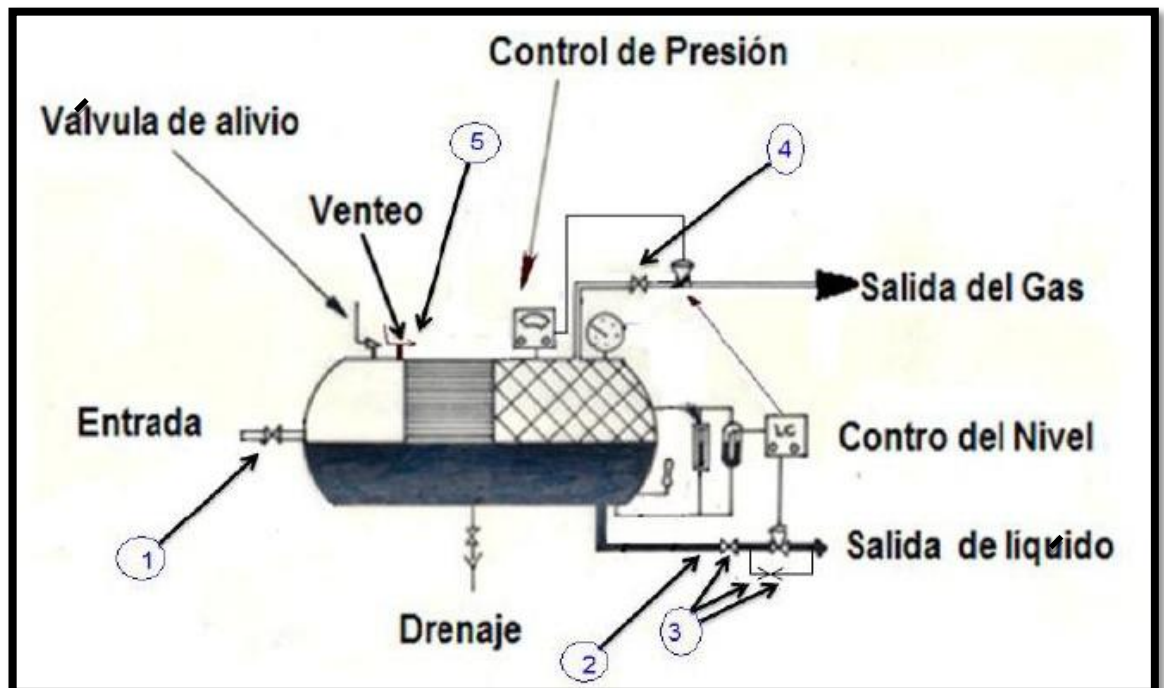


10. ¿Cuál de los siguientes procesos, usted ejecuta en el separador V-110, para ponerlo fuera de operación, para hacerle mantenimiento?:

- Bloqueo de ingreso al separador.
- Cierre de la línea de salida.
- Drenaje mediante apertura del bypass.

- Drenaje desactivando el controlador del nivel de líquido.
- Despresurización, mediante el cierre de la válvula de control de salida de gas.
- Despresurización, mediante la apertura de la válvula de venteo.

11. ¿Señale en el separador V-110, qué secciones son accionadas, antes de dar mantenimiento preventivo a este equipo?



4.3.3. Entrevistas.

La entrevista es “aquella técnica de investigación utilizada para obtener información verbal, por medio de una guía de preguntas, formuladas por el entrevistador.”⁵

Las entrevistas se realizarán al personal encargado de controlar el mantenimiento preventivo del separador V-110 en los campos Mariann

⁵ Gómez, 2000, p.68

Viejo y Mariann 4A, utilizando para ello una Guía de Entrevista, con preguntas previamente formuladas por el investigador, las cuales responderán a ciertos parámetros predeterminados, que engloban el objetivo de la entrevista, y que consiste en conocer en qué medida están siendo corregidas las fallas y problemas operativos en el separador de producción V-110, en un periodo normal de producción.

Formulario de Entrevista.

ENTREVISTA DIRIGIDA AL PERSONAL DE REPARACIONES Y MANTENIMIENTO DEL SEPARADOR V-110 EN LOS CAMPOS MARIANN VIEJO Y MARIANN 4A

1. ¿Cuáles son los principales problemas operativos que usted conoce, del separador V-110 a lo largo del tiempo de producción en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A?
2. ¿Existe la formación de emulsificantes en el cuerpo del separador V-110, tales como: polvo, suciedad, resinas, parafinas, asfaltenos, ácidos nafténicos, y cualquier otra sustancia soluble en petróleo, pero, insoluble en agua?
3. ¿Usted ha evidenciado la formación de espuma que esté afectando las mezclas gas-líquido en el separador V-110?
4. ¿De qué forma y con qué método se está eliminado la formación de espuma en el separador V-110?
5. ¿Cree usted que los rompedores de espuma son eficientes como método correctivo de mantenimiento en el separador V-110?

6. ¿Usted ha verificado la presencia de oleaje de fluidos dentro del separador V-110, y que hayan aplicado métodos correctivos y preventivos para evitar esto?
7. ¿Existe la presencia de material pegajoso en el cuerpo del separador V-110, conociendo la causa de este problema?
8. ¿Se utilizan rompe olas para controlar el nivel de líquido, evitando medidas incorrectas, producidas por el oleaje interno dentro del separador V-110?
9. ¿Existe un sistema interno de tuberías para inyectar agua, vapor y solventes que permitan la eliminación de sólidos depositados en el separador V-110, durante su operación?

4.4. POBLACIÓN Y MUESTRA

4.4.1. Población.

La población está conformada por el total de personal operativo y técnico que trabaja en los campos Mariann Viejo y Mariann4A que son 20 personas, cuyo detalle se especifica en las tablas N° 22 Y 23:

CAMPO MARIANN VIEJO	
MANO DE OBRA	NÚMERO DE EMPLEADOS
Jefe de campo (mano de obra indirecta)	1

Mecánico	1
Electricista	1
Auxiliar mecánico	1
Auxiliar electricista	1
Maquinista	1
Obreros	4
TOTAL	10

Tabla N°22: Personal operativo Mariann Viejo
Elaborado por: Cristian Mera

CAMPO MARIANN 4A	
MANO DE OBRA	NÚMERO DE EMPLEADOS
Jefe de campo (mano de obra indirecta)	1
Mecánico	1
Electricista	1
Auxiliar mecánico	1
Auxiliar electricista	1
Maquinista	1
Obreros	4
TOTAL	10

Tabla N°23: Personal operativo Mariann 4A
Elaborado por: Cristian Mera

4.4.2. Muestra.

Para determinar la muestra se utilizó el método aleatorio, en donde se seleccionó a cuatro personas, que conforman el cuerpo de mantenimiento

y control de operaciones en el separador V-110 en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A, que son (Tabla N°24):

MANO DE OBRA	NÚMERO DE EMPLEADOS
Mecánico	2
Auxiliar mecánico	2
TOTALES	4

Tabla N°24: Mano de obra
Elaborado por: Cristian Mera

4.5. TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

La información obtenida de las encuestas serán tabuladas utilizando la estadística descriptiva, mediante el uso de frecuencias relativas que proporcionan los porcentajes para cada respuesta. El cuestionario será evaluado mediante el uso de tablas y gráficos en Excel 2007, para graficar los resultados en cada pregunta, luego se cuantificarán los resultados globales.

Las entrevistas serán evaluadas por preguntas estableciendo categorías de medición tomadas como factores que se relacionan con los procesos de mantenimiento preventivo y correctivo del separador V-110; para ello, se utilizará la Guía de Entrevista realizada en Word. En la guía se medirán el peso de cada respuesta y su calificación en base a una tabla de optimización de mantenimiento proporcionada por el Jefe de Campo de Mariann 4A; la tabla N° 25 es la siguiente:

MANTENIMIENTO SEPARADOR V-110	PESO 1=Bajo mantenimiento 10=Muy alto mantenimiento
Manómetros	8
Termómetros	9
Visores	6
Extractor de humedad	5
Controlador de presión	8
Válvula de seguridad	8
Controlador de nivel	9
Válvula de entrada	7
Válvula de salida	7

Tabla N°25: Optimización de mantenimiento
Elaborado por: Cristian Mera

Luego de haber tabulado las encuestas y evaluado las entrevistas, esta información es tratada con la metodología de Mantenimiento Clase Mundial (MCM) denominada Optimización Costo/Riesgo (OCR), cuyo propósito es definir el intervalo óptimo de mantenimiento con el mínimo impacto en el proceso; estos resultados servirán para estructurar el Plan Técnico de Mantenimiento del separador V-110 en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A.

La metodología MCM, se conforma de los siguientes procesos:

- Ampliar el proceso análisis de Modos y efectos de Fallas.
- Realizar el análisis de criticidad.
- Aplicar el método Optimización Costo/Riesgo.
- Evaluar los resultados obtenidos en la prueba piloto del método OCR.

4.6. PROCEDIMIENTO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

1. Se realizó una investigación preliminar mediante un cuestionario de control aplicado al jefe del campo Mariann Viejo para determinar los síntomas, causas y consecuencias de las fallas en el separador de producción V-110.

2. Se realizó el marco teórico con sus secciones: antecedentes y bases teóricas.

3. Se diseñó el marco metodológico de la investigación

4. Se ejecutó el trabajo de campo, llevando a cabo la recolección de la información, complementado los aspectos recopilados mediante la revisión documental con los obtenidos a través de encuestas y entrevistas al personal de mantenimiento y custodia del separador V-110.

5. Se caracterizaron los aspectos más importantes de la gestión del mantenimiento aplicado al separador de producción V-110, en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A, utilizando como herramienta la Estadística Descriptiva, para el análisis del comportamiento mensual y tendencia de fallas de este equipo.

6. Se realizó un Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMEF) al separador de producción V-110. Dicho AMEF fue complementado con un Análisis causa-efecto a sus principales componentes.

7. Se efectuó una jerarquización de los dos campos utilizando como parámetros el número de fallas en los separadores V-110, para así obtener el campo con mayor número de fallas críticas en su separador V-110, con la finalidad de proporcionar un mantenimiento preventivo.

8. Se aplicó el método Optimización Costo/Riesgo al campo de mayor criticidad.

9. Se evaluaron los resultados determinando la producción diferida ocasionada por las fallas en los separadores V-110, y proponiendo las tareas de mantenimiento adecuadas que se llevarían a cabo en el intervalo óptimo obtenido con el método OCR.

10. Se elaboró un Plan Técnico de Mantenimiento Preventivo para el separador de producción V-110 del campo con mayores oportunidades de mejoras.

CAPÍTULO V

ESTUDIO TÉCNICO Y DE INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO

5.1. PRUEBAS DE PRESIONES Y FLUJOS DE PRODUCCIÓN A NIVELES SEGUROS

5.1.1. Pruebas de presión de pozos de petróleo.

Las pruebas de presión, conforman la técnica de mantenimiento aplicada en los pozos de producción petrolera; se utilizan para ajustar las características de presión de fluidos del yacimiento con la del pozo en que se está operando; también, sirven para prevenir falta de nivel de presión en el pozo y en el área de drenaje debido a los cambios en la producción.

Para las pruebas de presión se utilizan dos tipos de variables que son: tasa de producción y presión, siendo las más usadas las siguientes pruebas detalladas en la siguiente tabla N° 26:

MANTENIMIENTO PREVENTIVO	
TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN	CARACTERÍSTICAS
Pruebas de caída de presión	La presión promedio del yacimiento en el área de drenaje Volumen poroso del yacimiento Heterogeneidades del yacimiento
Pruebas de restauración de presión	Permite estimar la presión promedio de yacimiento o su presión inicial; y , estimar los parámetros básicos para

	caracterizar un yacimiento como: permeabilidad; continuidad; modelos de flujo del reservorio y de frontera. No requiere una supervisión muy detallada.
Pruebas DST	Utilizada para probar pozos nuevos Evalúa el potencial de producción de una arena en el yacimiento. Evalúa el nivel de presión y características del yacimiento Mide el comportamiento del yacimiento. Sirve para poder obtener fluidos en el fondo de un yacimiento.
Pruebas multi-tasa	Mide la productividad del pozo, Incluye pruebas de pulso, isocronales e isocronales mejorada.
Pruebas de interferencia	Monitorea los cambios de presión en el reservorio a una distancia desde el pozo productor original.

Tabla N°26: Mantenimiento Preventivo
Elaborado por: Cristian Mera

Concretamente, el mantenimiento preventivo mediante el uso de estas pruebas servirá para mejorar los niveles de presión y fluidos de producción en los campos Mariann 4A y Mariann Viejo, en el manejo de los siguientes factores de producción:

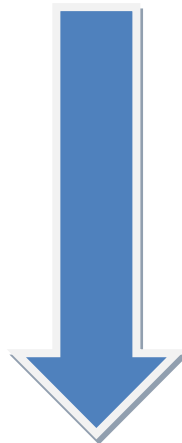
1. Presión del yacimiento en el área de drenaje.
2. Permeabilidad de la formación.
3. Grado de daño en la formación.
4. Grado de acoplamiento entre pozos.
5. Volumen poroso del yacimiento.

5.1.1.1. Pruebas de caída de presión.

Las pruebas de caída de presión como procedimiento de mantenimiento en los pozos de producción Mariann 4A y Mariann Viejo servirán para evitar daños en los equipos de separación de gas, agua y crudo, es decir en los separadores V-110 y V-100, con los siguientes objetivos:

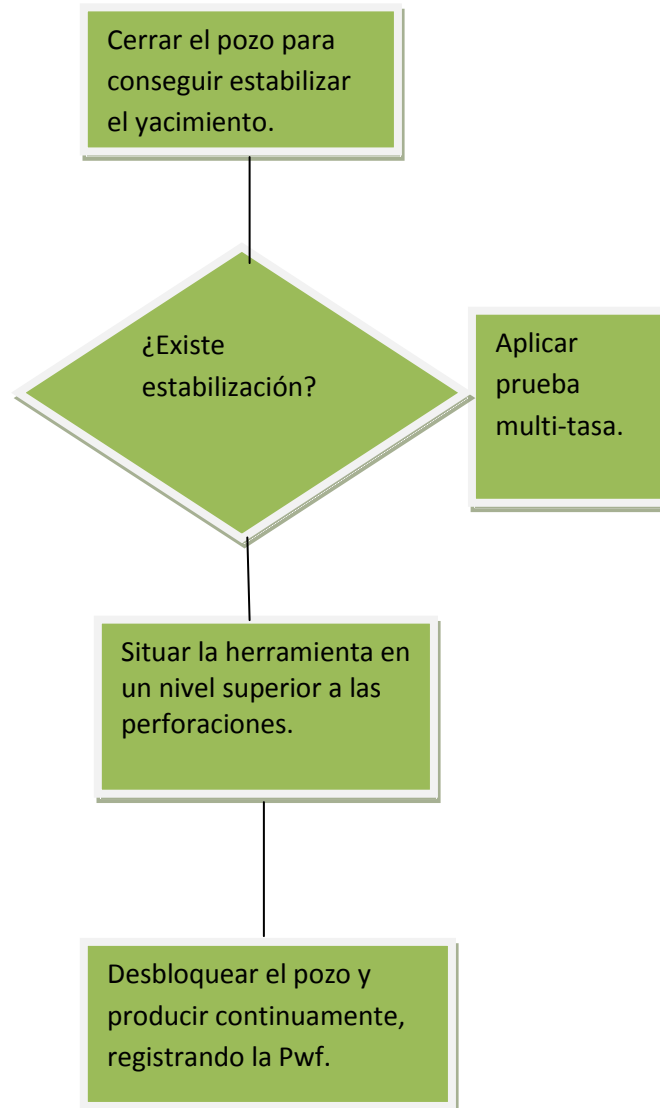
1. Porcentaje de permeabilidad promedio en el área de drene del pozo.
2. Volumen poroso del yacimiento.
3. Determinar heterogeneidades (en el área de drenaje).
4. Área de drenaje del yacimiento.

Transmisibilidad



Volumen poroso / Compresibilidad total

Proceso de prueba:



Tipos de pruebas.

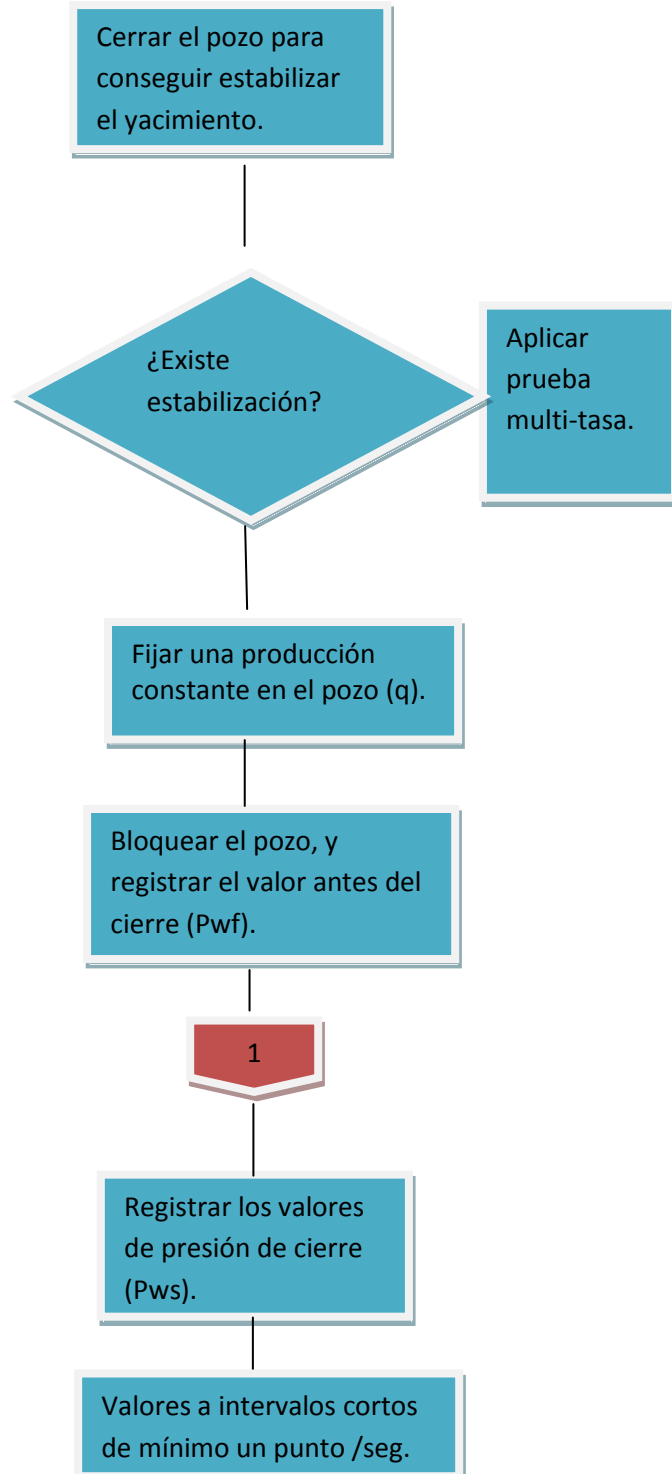
Las pruebas de declinación utilizadas en los pozos de producción, son las siguientes:

- Pruebas de declinación de presión para las condiciones del transiente.
- Pruebas de declinación de presión para las condiciones del transiente tardío.
- Pruebas de declinación de presión para las condiciones del estado semicontínuo.
- Pruebas de flujo de dos tasas.
- Pruebas de flujo de n-tasas.

5.1.1.2. Pruebas de restauración de presión.

Las pruebas de restauración de presión, son las que más se aplican en los campos petroleros a nivel mundial, y sirven para evaluar las propiedades del yacimiento como: permeabilidad, continuidad, modelos de flujo del reservorio y de frontera; de esta forma, se puede estimar la presión promedio del yacimiento.

Proceso de prueba:



Tipos de pruebas.

Las pruebas de restauración utilizadas en los pozos de producción, son las siguientes:

- Pruebas de restauración de presión con una tasa constante de producción antes del cierre.
- Pruebas de restauración de presión precedidas de dos tasas diferentes de flujo.
- Pruebas de restauración de presión precedidas por (n-1) diferentes tasas de flujo.

5.1.2. Métodos para evaluar las presiones.

Los métodos más recomendados para evaluar las presiones de petróleo en los pozos de producción, son los siguientes:

- Método de Horner.
- Método de MDH, Miller Dyes Hutchinson.
- Método de MBH, Matthews, Brons Hazebrook.

Estos métodos utilizan para su cálculo el análisis de diferentes tipos de curvas estadísticas como son:

- Curvas tipo Ramey Jr.
- Curvas tipo de McKinley.
- Curvas tipo de Gringarten y otros.
- Método de la Derivada.

En el caso del campo Mariann 4A y Mariann Viejo se utilizará el método de Horner apoyado con el método de La Derivada.

5.1.3. Pruebas de presión de pozos de gas.

Las pruebas de gas sirven para medir la potencialidad de un pozo para producir gas en condiciones de propiedades de la arena y superficie, en base a la presión del yacimiento. La presión de superficie dependerá de:

- La presión de operación de la tubería a la cual el gas es descargado.
- Las características de los mecanismos de compresión instalados.
- Las pérdidas de presión que ocurren en el tubing y en las líneas de circulación.
- El tamaño del estrangulador seleccionado para controlar la tasa de producción.

La presión del yacimiento dependerá de la extensión del mismo y, por aumento de la presión, por la filtración de agua.

Las pruebas utilizadas para medir la presión de los pozos de gas en los campos de producción son: pruebas de declinación de presión de pozos de gas, las pruebas de restauración de presión de pozos de gas y pruebas de Deliverability.

Las pruebas de Deliverability se subdividen en las siguientes:

Pruebas convencionales (Flow-After-Flow Test).

Prueba Isocronal.

Prueba Isocronal Modificada.

5.1.3.1. Pruebas de declinación de presión.

Las pruebas de declinación de presión en los pozos de gas, se ajustan a la baja densidad y altas tasas de flujo de los pozos, en los que el factor de daño por turbulencia es más relevante que en los pozos de petróleo.

Por lo tanto, en los pozos de gas, el factor de daño por turbulencia se divide en dos componentes importantes:

- Componente de dependencia de la tasa debido a la turbulencia (flujo non-Darcy).
- Componente constante debido al daño, fractura, perforaciones y penetración parcial.

Los métodos empleados para el análisis de pruebas de declinación de presión en los pozos de gas son:

- Análisis de Horner por el método M (P).
- Análisis de Horner por el método P2.

5.1.3.2. Pruebas de restauración de presión.

Las pruebas de restauración de presión para pozos de gas, cumplen los mismos objetivos que las pruebas para pozos de petróleo, las cuales operan con el principio de superposición en el tiempo.

Los métodos de análisis de las pruebas de restauración son los siguientes:

- Método de Horner.
- Método MDH.
- Método de Muskat.

5.1.3.3. Pruebas de Deliverability.

Dentro de las pruebas de Deliverability se encuentran tres tipos: Pruebas convencionales (Flow-After-Flow Test, Prueba Isochronal y Prueba Isochronal Modificada).

La prueba FAF o Flow-After-Flow, es una prueba convencional en la que, la presión del yacimiento se registra cuando el pozo es bloqueado por un lapso de tiempo prudencial, hasta que la presión de cierre se establezca y se registre. Después se abre el pozo hasta que el flujo de presión se establezca a una tasa de flujo constante. (Figura N° 7).

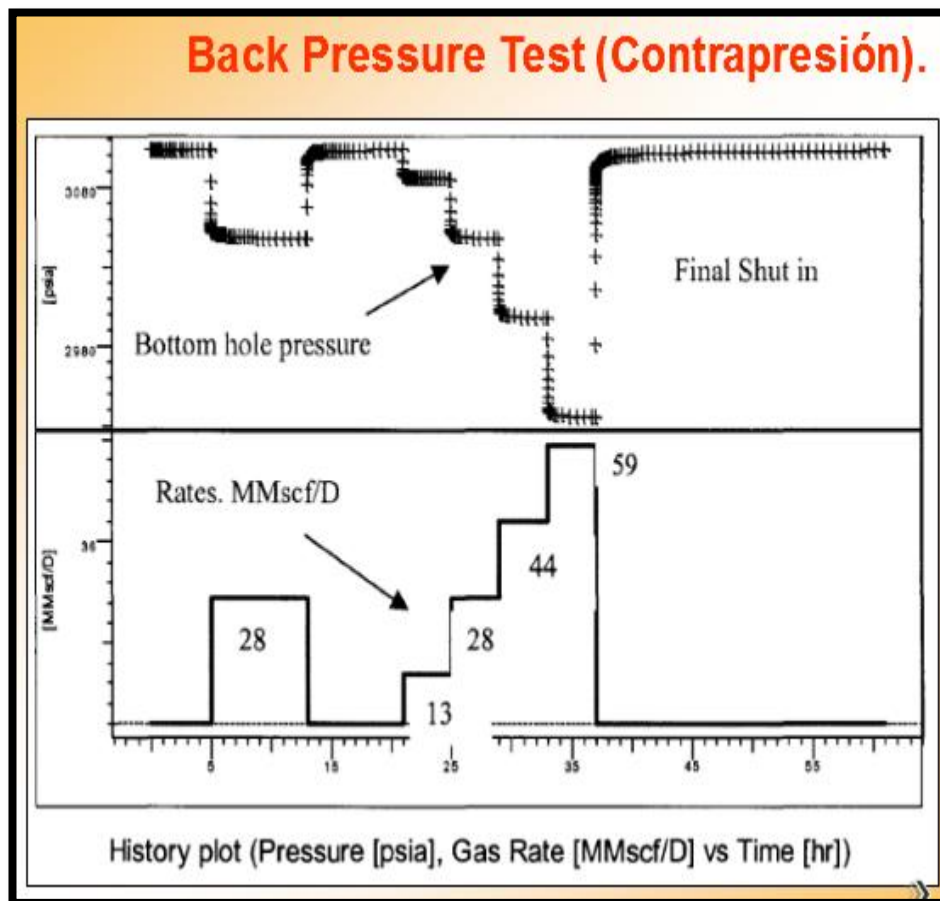


Figura N°7: Prueba de contrapresión
Fuente: Andes Petroleum

La estabilización significa cambios en sus porcentajes basados en unidades de tiempo. Esta prueba se repite 4 veces, hasta que se obtiene un flujo de presión estable en cada período.

La prueba Isocronal, consiste en que, un pozo se cierra durante un tiempo suficiente antes de cada periodo de flujo, de manera que cada período inicie con la misma distribución de presión en el yacimiento.

El principio básico detrás de las pruebas Isocronales determina que la efectividad del radio de drenaje, una función de duración de flujo, es la misma para cada punto de los datos medidos. (Figura N° 8).

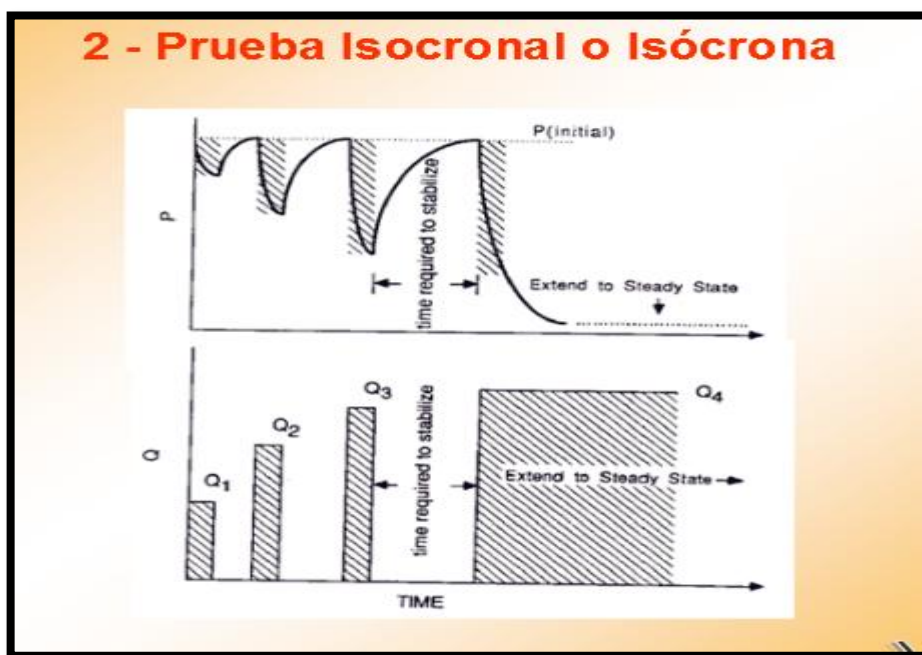


Figura N°8: Prueba Isocronal
Fuente: Andes Petroleum

En cambio, la prueba Isocronal Modificada, es aquella en que el período de cierre y flujo duran igual tiempo, en condiciones en que la presión de cierre no estabilizada P_{wr} , es usada en lugar de la presión estática del yacimiento. (Figura N° 9).

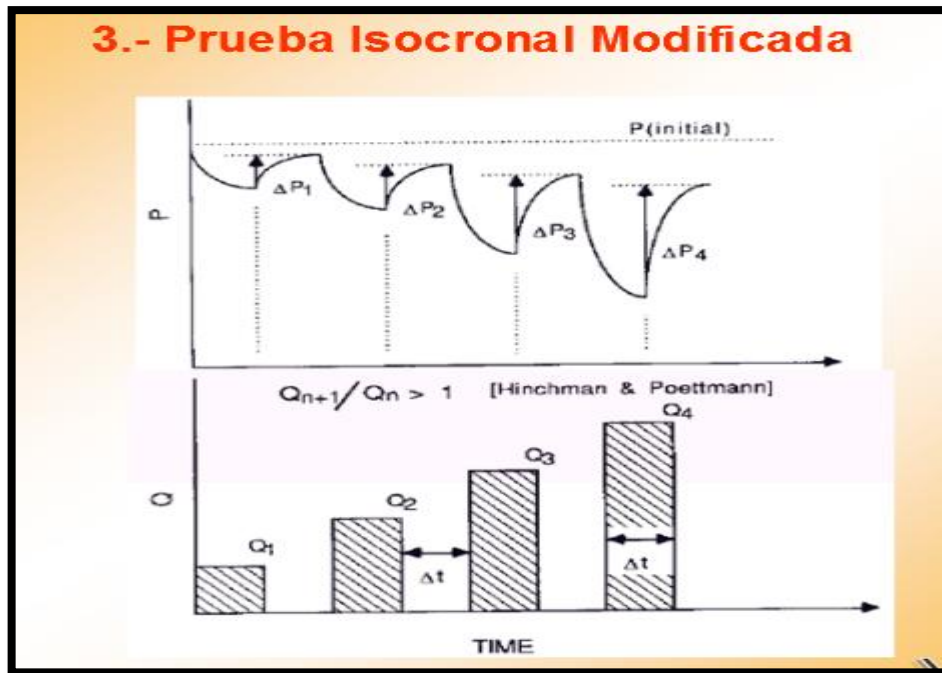


Figura N°9: Prueba Isocronal Modificada.
Fuente: Andes Petroleum.

5.2. SEPARACIÓN DE GASES

Durante la separación gas-líquido en el equipo, se presentan problemas eventuales que necesitan ser corregidos con diferentes tareas de mantenimiento preventivo. Los principales problemas que ocurren en los separadores trifásicos en los campos Mariann 4A y Mariann Viejo son los siguientes:

ESCAPE DE LÍQUIDO

Causas:

- Alto nivel de líquido.
- Malla eliminadora de neblina obstruida.
- Formación de espuma.
- Obstrucción de la salida del líquido en el separador.
- Problemas con la instrumentación (alto nivel).

ESCAPE DE GAS

CAUSAS:

- Bajo nivel de líquido.
- Falla en la instrumentación de nivel.

TAREAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO:

Las tareas de mantenimiento preventivo que los técnicos y mecánicos de los campos deben aplicar para evitar fugas de líquido o gas en el separador V-110, son los siguientes:

1. Comprobar que el separador este vacío, tomando en cuenta los instrumentos de medición en el compartimento.
2. Bloquear la válvula de desfogue de líquido.
3. Comprobar la presión del separador y de la apertura de la válvula de seguridad.
4. Desactivar el control de bajo nivel antes de arrancar el separador.
5. Colocar el controlador de presión en un nivel medio que permita operar.



Figura N°10: Reparación del separador trifásico de 44" de diámetro x 2" de espesor, serie 600
Fuente: Andes Petroleum.

6. Abrir la válvula de ingreso de líquido del separador muy lentamente.
7. Monitorear frecuentemente el nivel de presión y nivel de líquido en el separador, activando el control de bajo nivel cuando se sobrepase los límites de fluido.
8. Activar el controlador de presión cuando el nivel en el separador llega a los límites para operar.
9. Realzar ajustes a controles de presión y de líquido hasta que el separador se normalice.
10. Abrir la válvula de entrada de corriente al separador.
11. Realizar frecuentes chequeos e inspecciones de presión y líquido durante el tiempo necesario hasta estabilizar la operación normal del separador.

5.3. MANTENIMIENTO DEL YACIMIENTO

Las tareas de mantenimiento de un yacimiento, son llevadas a efecto por el Jefe de Mantenimiento de un campo petrolero, cuyas responsabilidades serán las siguientes:

1. Planificar estrategias de mantenimiento a través de herramientas de análisis de confiabilidad.
2. Definir objetivos en la planificación del mantenimiento en base a las estrategias desarrolladas, monitoreo del yacimiento y resultados de inspecciones.
3. Aplicar pruebas de falla y evaluar acciones de contingencia para solucionarlas.
4. Identificar y desarrollar oportunidades de mejoras en el desempeño de la seguridad, disponibilidad y costos.

5. Realizar inspecciones técnicas a los equipos y revisiones de calidad en la ejecución del mantenimiento.
6. Administrar la data maestra en software especializado.

El mantenimiento de un yacimiento significa rejuvenecer los yacimientos maduros, que, como en el caso del campo Mariann Viejo, necesitan ser reacondicionados para que continúen operando hasta alcanzar el máximo de su producción natural de crudo en esta zona.

El campo Mariann Viejo, posee ciertas características que lo hacen idóneo para un rejuvenecimiento de sus yacimientos, las cuales son:

- Yacimiento con más de 10 años de explotación.
- Producción acumulada mayor al 75% de las reservas recuperables.
- Producción actual es menor al 35% de su tope máximo.
- Presencia de muchos pozos inactivos.
- Pozos activos que tienen problemas de producción.

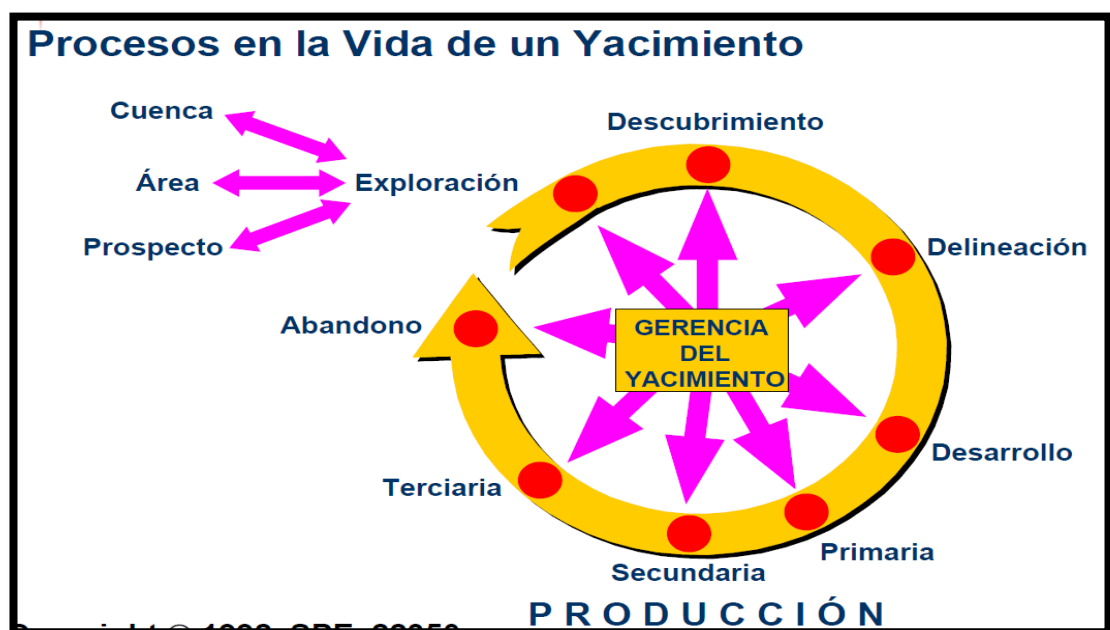
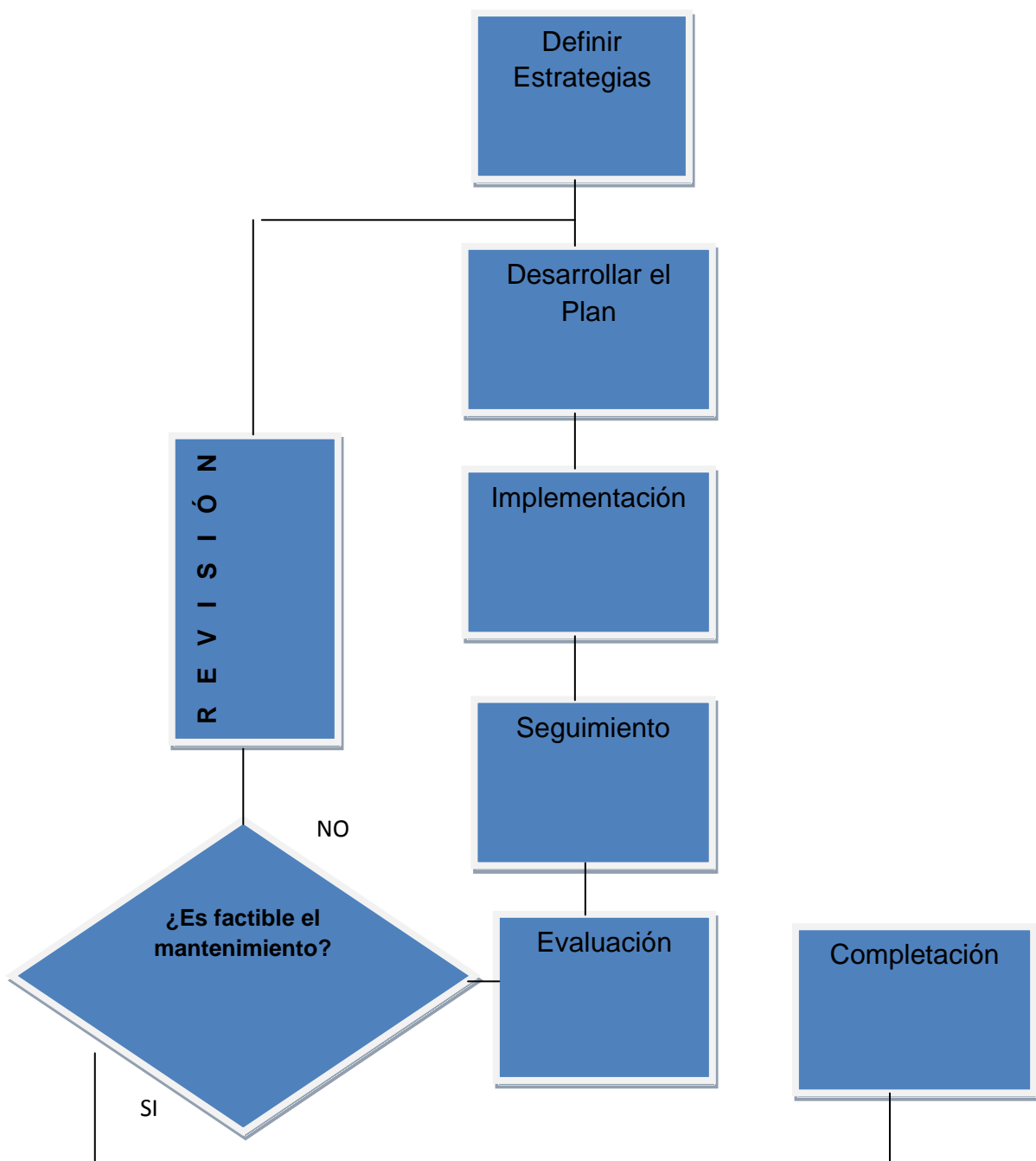


Figura N°11: Proceso en la vida de un yacimiento
Fuente: Andes Petroleum

5.3.1. Plan de mantenimiento.

5.3.1.1. Etapas.

Las etapas que se deben seguir para implementar un plan de mantenimiento o de rejuvenecimiento de los yacimientos en el campo Mariann Viejo son las siguientes:



- **Definición de estrategias.**

La definición de estrategias se basa en las características del yacimiento, el entorno total y la tecnología disponible. Para evaluar las características del yacimiento se tomarán en cuenta los siguientes factores:

- Nivel de sedimentación.
- Grado de dureza.
- Propiedades de roca y fluidos.
- Geología.
- Mecanismos de producción en el campo.
- Perforación y explotación de pozos.
- Monitoreo de la producción.

El entorno total o análisis del macroambiente, comprende el análisis de la industria, financiero y social.

- **Desarrollo del plan.**

El desarrollo del plan de mantenimiento comprende; ampliar la estrategia de desarrollo y agotamiento, tomar en cuenta los factores de incidencia ambiental, adquisición y análisis de datos, modelaje geológico y numérico, predicción de reservas y proyecciones de producción, optimización y autorizaciones.

- **Implementación.**

La implementación del plan de explotación del yacimiento tomará en cuenta: las bases estratégicas de explotación, el proceso de construcción de pozos, el diseño de instalaciones, y las operaciones de producción.

Para que la implementación de este plan sea eficiente deberá ser flexible, poseer soporte gerencial y contar con un plan de monitoreo

Es necesario que el plan de explotación del yacimiento sea implantado a tiempo y que obtenga consenso

Seguimiento.

El seguimiento de este plan se lo hará a sus operaciones principales que son:

- Programa integrado y completo realizado por ingenieros, geólogos, personal de operaciones, finanzas y gerencia.
- Seguimiento a la producción e Inyección.
- Seguimiento de las presiones estáticas y fluyentes.
- Seguimiento de pruebas de producción e inyección.

Evaluación.

La evaluación comprende la revisión periódica del plan; es decir, monitorear si se está cumpliendo con todos los objetivos, estrategias y acciones, si está actualmente operando; también, la evaluación se basará en conocer las variaciones entre la capacidad real y la capacidad esperada de la producción, y definir diferencias mediante el empleo de indicadores RGP o RAP.

Además, se definirán criterios para determinar el éxito o fracaso económico; sin descuidar entonces, los factores económicos.

5.4. EMPLEO DE TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y TERCIARIA.

Para realizar la adecuada explotación y producción de los campos petroleros mediante la implementación de diversas opciones de recuperación, se requiere conocer las propiedades y características de los yacimientos y fluidos contenidos dentro de estos.

Recuperación secundaria.

La recuperación secundaria se produce con la inyección de agua y gas u otros métodos naturales, recuperando hasta el 50%. “Esta recuperación es la más utilizada en los campos petroleros, en donde suele llamarse recuperación mejorada.”⁶

Técnicas de recuperación secundaria.

Las técnicas de recuperación secundaria son las siguientes:

- Inyección de agua.
- Inyección de gas.
- Inyección alternada de agua y gas.
- Inyección de agua después de inyectar gas.
- Drenaje gravitacional.
- Inyección cruzada.

⁶ Loreto, 2008

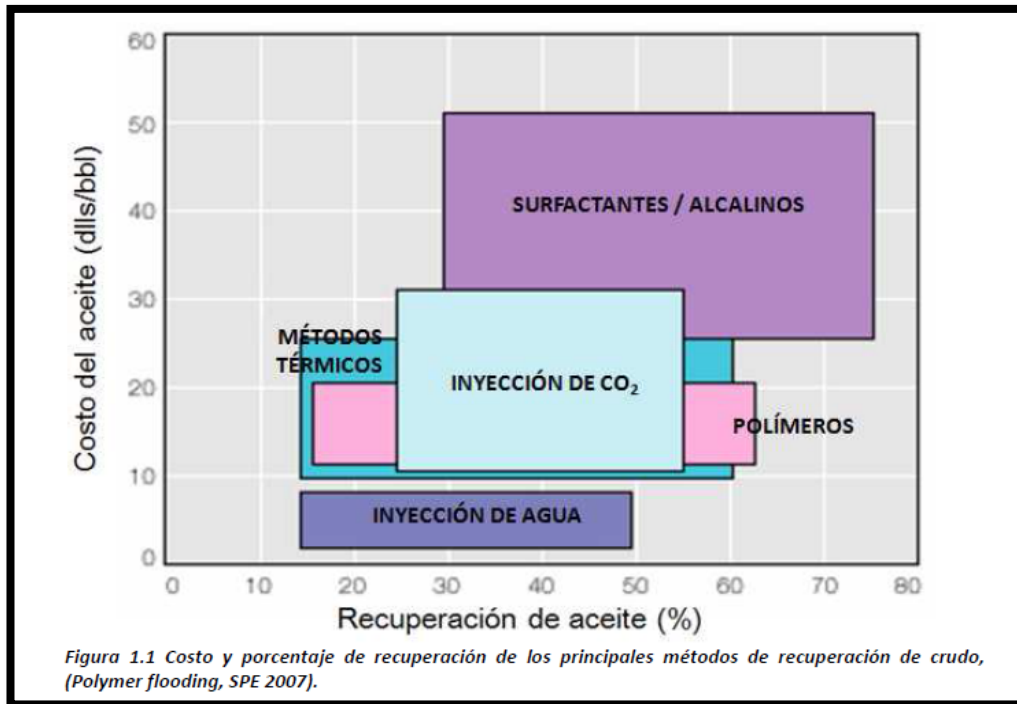


Figura N°12: Costo y porcentaje de recuperación
Fuente: Andes Petroleum

La técnica de recuperación secundaria que se aplicará en el campo Mariann 4A, será la de inyección alternada de agua y gas dentro del casquete, en donde se usara agua limpia y gas dulce.

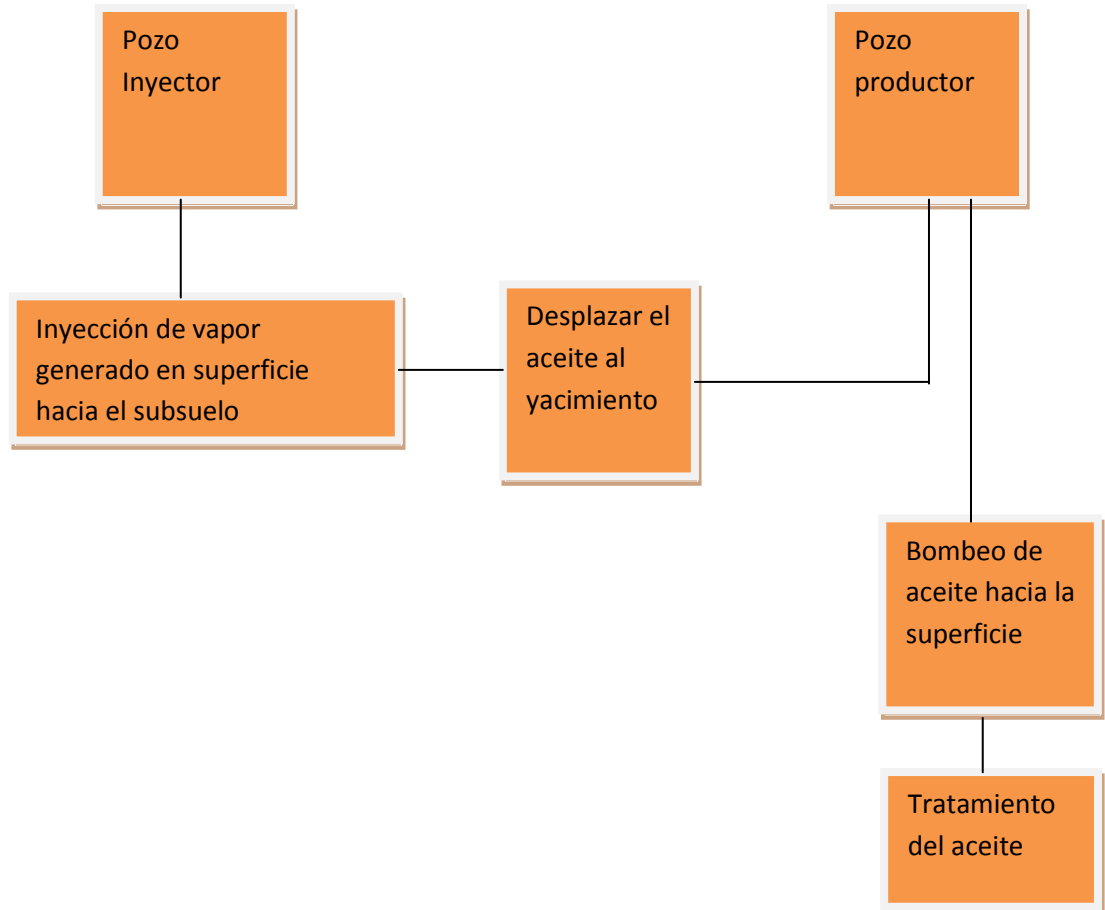
Dentro de esta técnica se empleará el agua sin aditivos o reactivos que le mejoren la recuperación; de la misma forma, al gas dulce se le retiran todos los gases amargos que producen corrosión como son el óxido nítrico y el ácido sulfhídrico.

Métodos térmicos.

Como métodos térmicos en la recuperación secundaria se encuentra el de inyección cíclica del vapor de agua, el cual permite la recuperación entre el 20% y 40% del petróleo. La inyección de agua es realizada bajo el siguiente proceso de desplazamiento:

Inyección de vapor de agua.

Procesos de desplazamiento.



5.5. ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO CLASE MUNDIAL

Conceptualización.

El mantenimiento de Clase Mundial “es el conjunto de las mejores prácticas que reúnen elementos de distintos enfoques organizacionales con visión de negocio, para crear un todo armónico de alto valor práctico, los cuales aplicados en forma coherente generan ahorros sustanciales a las empresas.”⁷

⁷ Aguilar, Huerta y Bermúdez, 1999

El mantenimiento de Clase Mundial “es aquel método que aplica técnicas y estrategias de mantenimiento para la optimización de los procesos de producción petrolera, disminuyendo al máximo los posibles riesgos sobre la seguridad personal y el ambiente, por causa de fallos en los activos dentro de las operaciones normales de producción, extracción, drenaje, filtración y transporte.”⁸

Los objetivos del mantenimiento de Clase Mundial son los siguientes:

1. Eficiencia en los procesos de producción
2. Máxima disponibilidad de la producción requerida con toda seguridad.
3. Calidad de productos.
4. Rentabilidad de productos.
5. Mejoramiento del clima organizacional.

Dentro del aspecto de la producción petrolera y en especial en el caso de Mariann Viejo y Mariann 4A el mantenimiento de Clase Mundial se lo efectúa con el uso de varias herramientas como:

- Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad.
- Análisis de Modos de Efectos y Fallas.
- Análisis de Criticidad y Optimización Costo-Riesgo.

5.5.1. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad.

El Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (MCC) es aquel método que define aquellas políticas de mantenimiento preventivo y correctivo para garantizar el cumplimiento de estándares requeridos en los procesos de producción.

⁸ Parra, 1999

Dentro de la producción petrolera el MCC, garantiza el cumplimiento de varios estándares entre los más importantes están: el API Y ASTM y certificaciones ISO 90001:2008; ISO 14000; y, OSHAS 18000.

Objetivo:

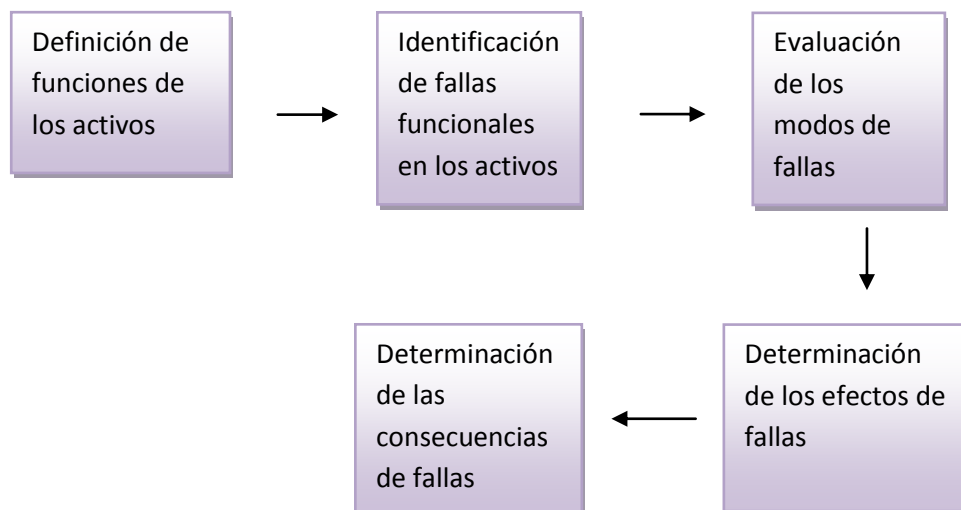
El objetivo del MCC, consiste en reducir los costos de mantenimiento, mediante el enfoque únicamente en aquellos procesos de producción petrolera más importantes con sus distintas actividades, segregando aquellas tareas de mantenimiento que no son necesarias.

Para los activos de producción petrolera como: equipos, maquinaria, herramientas, yacimientos, entre otros, el MCC, utiliza como método el Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMEF).

5.5.1.1. Análisis de Modos y Efectos de fallas.

El proceso del Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMEF), permitirá identificar los efectos o consecuencias de los modos de fallas de cada activo en la producción petrolera, dentro de las operaciones normales de los campos Mariann 4A y Mariann Viejo.

El proceso se define así:



Funciones:

Las funciones de los activos son: “aquellas que proceden del rendimiento medido con instrumentos en los equipos, maquinaria, y demás activos de producción petrolera, en los que se puede determinar cualquier tipo de desviación.”⁹

Fallas funcionales.

Las fallas funcionales en los activos de producción petrolera se producen cuando algunos de los activos ya no cumplen con los estándares de desempeño, es decir el rendimiento deseado y seleccionado para un equipo, maquinaria o herramienta de producción petrolera ya no se puede alcanzar.

Modos de Fallas.

El modo de fallas definirá aquellas tareas de mantenimiento más eficaces para solucionar las causas de las fallas en los activos. En general los modos de fallas estudiarán y analizarán las causas físicas por las que se produjeron las fallas funcionales.

Por ejemplo dentro de la producción petrolera los modos de fallas (causas de fallas en activos), más frecuentes son:

- Rompimientos.
- Fugas.
- Pérdida de calibración.
- Suciedad.
- Desgaste de rodamientos.
- Falla de lubricación.
- Falta de alimentación eléctrica.
- Atascamiento de cojinete, etc.

⁹ Huggett, 1998

Efectos de fallas.

Son aquellas acciones realizadas después de haber determinado las causas de fallas en las plantas y equipos de producción petrolera (modelo de fallas), los cuales se realizan elaborando una lista o un informe de los efectos o consecuencias que podrían producir si estos modos no solucionamos inmediatamente.

Dentro de los efectos de fallas (consecuencias) más probables dentro de la producción petrolera de los campos Mariann Viejo y Mariann 4A están:

- Daños potenciales a otros elementos del equipo.
- Tiempos perdidos durante la producción.
- Pérdidas de producto.
- Accidentes de trabajo.
- Contaminación ambiental.
- Conflictos legales con comunidades y pueblos afectados.

Consecuencias de las fallas.

Son aquellas acciones que se realizan después de haber realizado los modos y efectos de fallas, las cuales consisten en determinar cuál es el efecto que produce cada falla, esto es el análisis de los impactos que producen estas fallas en la producción petrolera.

Análisis de impactos.

Los impactos por fallas en los activos de producción petrolera se pueden evaluar mediante una calificación de pesos ponderados y calificados con escalas de medición, para luego determinar aquellos factores de incidencia más relevantes y establecer sus soluciones.

Para realizar este análisis de impacto es necesario clasificar las consecuencias de fallas en cuatro categorías que son:

- Impactos en la seguridad.
- Impactos en el medio ambiente.
- Impactos operacionales.
- Impactos no operacionales.

Acciones de mantenimiento.

Las acciones de mantenimiento son aquellas actividades específicas que solucionan los diferentes tipos de impactos o consecuencias de las fallas de los activos de producción petrolera.

La herramienta utilizada para realizar las acciones o actividades de mantenimiento, es el árbol de decisión, el cual se estructura por:

- Acciones condicionadas.
- Acciones para reacondicionamiento cíclico.
- Acciones para sustitución cíclica.

Evaluación de la factibilidad de las tareas de mantenimiento.

Las evaluaciones de factibilidad en las tareas de mantenimiento, se realizan mediante la combinación de las evaluaciones de las consecuencias de las fallas con la selección de cada una de las acciones de mantenimiento tomadas para solucionarlas, cuyos principios son:

- Reducción de riesgo múltiple asociado con la función del activo a un nivel bajo, aceptable en el caso de prevenir la falla en una función.
- Reducción del riesgo a un nivel realmente bajo o si lo suprime por completo en los casos de contaminación ambiental.

- Reducción de riesgo económico por costos en caso de fallas con consecuencias operacionales.
- Reducción de riesgo económico por costos en caso de fallas con consecuencias no operacionales.

5.5.1.2. Análisis de Criticidad y Optimización Costo-Riesgo.

Análisis de Criticidad.

El análisis de criticidad “es un recurso con metodología de clase mundial que permite evaluar el mantenimiento de acuerdo a jerarquías en sistemas, instalaciones y equipos, en base a su impacto global, con el objetivo de facilitar las decisiones.”¹⁰

En el caso del mantenimiento de los activos en los campos Mariann 4A y Mariann Viejo, el análisis de criticidad se lo realizará cuando se necesite efectuar las siguientes acciones dentro de la producción:

- Clasificar por orden de relevancia problemas complejos con los equipos.
- Aumentar el valor de la producción.
- Evaluar el impacto en la producción.

Para jerarquizar los sistemas, instalaciones, equipos en la producción hay que definir factores o categorías de medición.

¹⁰ Fernández, 2005

Factores críticos del éxito en la producción.

Los FCE (Factores críticos del éxito), que se tomarán en cuenta para jerarquizar la planta y equipo en la producción de los campos Marian 4A y Mariann Viejo son los siguientes:

- Frecuencia de fallas.
- Nivel de producción.
- Impacto en la producción.
- Tiempo promedio para reparar.
- Costo de reparación.
- Impacto en la seguridad de personal.
- Impacto ambiental.
- Impacto en la satisfacción del cliente.

Cada una de estas categorías se evaluará mediante la fijación de pesos por cada factor crítico, luego se calificará cada uno de estos factores en base al criterio de los expertos o técnicos en el campo, y luego se aplicará la ecuación de criticidad, que es la siguiente:

Criticidad = frecuencia de falla x {(Nivel de producción x TPR x Impacto en producción) + Costos de reparación + impacto de seguridad personal + impacto ambiental + impacto satisfacción al cliente}.

De los resultados que se obtengan, se clasifican los sistemas analizados en alta, media, o baja criticidad, según sea el caso en una matriz de criticidad.

A continuación se presenta un modelo de análisis de criticidad en la tabla N° 27:

1. FRECUENCIA DE FALLA (todo tipo de falla)	PUNTAJE
No más 1 por año.	1
Entre 2 y 12 por año.	3
Entre 13 y 52 por año.	4
Más de 52 por año (Más de 1 interrupción semanal).	6
2. IMPACTO OPERACIONAL ASOCIADO:	
2.1. NIVEL DE PRODUCCIÓN (de las instalaciones)	PUNTAJE
0-100bbl/día 0-0.2 MMPCN/día. Menos de 10 MMBs	1
101-1000bbl/día 0.2-20 MMPCN/día 11-23 MMBs	2
1001-5000bbl/día 20-100 MMPCN/día 23-40 MMBs	4
5001-10000bbl/día 100-200 MMPCN/día 40-60 MMBs	6
10001-20000bbl/día 200-400 MMPCN/día 60-80 MMBs	9
Más de 20000bbl/día. Más de 400 MMPCN/día 80-100 MMBs	12
2.2. TIEMPO PROMEDIO PARA REPARAR (TPPR)	PUNTAJE
Menos de 4 horas.	1
Entre 4 y 8 horas.	2
Entre 9 y 24 horas.	4
Más de 24 horas.	6
2.3. IMPACTO EN PRODUCCIÓN (por falla)	PUNTAJE
No afecta producción.	0.05
25% de impacto.	0.30
50% de impacto.	0.50
75% de impacto.	0.80
La impacta totalmente.	1
2.4. COSTO DE REPARACIÓN	PUNTAJE
Menos de 25 MMBs.	3
Entre 25 – 50 MMBs.	5
Entre 51 – 100 MMBs.	10
Más de 100 MMBs.	25
2.5. IMPACTO EN LA SEGURIDAD PERSONAL	PUNTAJE
	35
1 o más fatalidades y lesión que ocasiona	25
Incendio y/o explosión, la incapacidad absoluta y permanente, (pérdidas de 5 MM\$), con pérdida de tiempo.	11
	4
	0
Lesión que ocasionan incapacidad absoluta	
Incendio y/o explosión (5 MM\$> y temporal, con pérdida de tiempo. Pérdidas> 0.5 MM\$)	
Lesión que ocasiona incapacidad parcial	
Incendio y/o explosión (0.5 MM\$> y permanente, con pérdida de tiempo y Pérdidas> 0.1 MM\$) lesión que ocasiona incapacidad parcial y temporal.	
Lesión reportable, sin pérdida de tiempo.	
Incendio y/o explosión (0.1 MM\$> Pérdidas> 0 MM\$)	
Ninguna.	
2.6. IMPACTO AMBIENTAL	PUNTAJE
Catastrófico Más de 15000 BBL. Recuperación > 10 años.	30
Mayor 100 – 15000 BBL. Recuperación de 5 a 10 años.	21
Severo 10 – 100 BBL. Recuperación de 1 a 5 años.	15
Menor 1 – 10 BBL. Recuperación de 1 mes a 1 año.	
Ninguna	

Tabla N°27: Análisis de criticidad

Fuente: Andes Petroleum Ecuador

Beneficios.

Los beneficios del análisis de criticidad aplicado a los activos de producción de los campos Mariann 4A y Mariann Viejo serán los siguientes:

- Utilización óptima de los recursos humanos y económicos dirigidos hacia sistemas claves de alto impacto.
- Potencializar adiestramientos y desarrollo de habilidades en el personal, basado en la criticidad de sus procesos o sistemas.
- Priorizar la ejecución y detección de oportunidades perdidas, MCC y Análisis Causa Raíz, (ACR).

Optimización costo-riesgo.

La optimización costo-riesgo (OCR), “es aquella metodología de mantenimiento de clase mundial (MCC), utilizada en los campos petroleros que combina de forma óptima los costos asociados al realizar una actividad de mantenimiento con los logros (beneficios) esperados que dichas actividades generan.”¹¹

Bajo este criterio, se analizarán los siguientes conceptos:

- Riesgo.
- Costos del riesgo.
- Producción diferida.
- Costos directos e indirectos.
- Costos de reparaciones mayores.
- Costos de programas.
- Costos de acciones eventuales e imprevistas.
- Costo total.

¹¹ Woodhouse, 2000

- Relación Costo-Riesgo.
- Frecuencia óptima de mantenimiento.

Beneficios.

Los beneficios de la metodología OCR para los campos Mariann 4A y Mariann Viejo serán los siguientes:

1. Delimitar la cantidad exacta de tareas de manteniendo.
2. Optimizar la toma de decisiones en mantenimiento.
3. Facilitar el cálculo de la relación costo-riesgo en base a categorías cómo: mapeo de normas, leyes, regulaciones, medio ambiente, seguridad física, rendimiento, etc.

Estructuración de la metodología OCR.

Para estructurar la metodología OCR en los campos Mariann 4A y Mariann Viejo es necesario reclutar personal que conformará un equipo de trabajo.

Equipo de trabajo.

- Ingeniero de procesos.
- Jefe de Mantenimiento.
- Operador.
- Programador.
- Técnicos y especialistas.

5.6. ESTANDARIZACIÓN DE PROCEDIMIENTOS DE MANTENIMIENTO SEGURO PARA EQUIPOS CON CERTIFICACIÓN ISO 9001:2008; ISO 14000; Y, OSHAS 18000

Mantenimiento correctivo con inyección de agua y gas.

Las tareas de mantenimiento correctivo en el campo Mariann Viejo están relacionadas con la recuperación secundaria, o mantenimiento de la presión, que se realizará por inyección de agua y gas dentro del casquete, en donde se usará agua limpia y gas dulce, ya que la presión de los yacimientos, ha disminuido notablemente en estos últimos cinco años, siendo insuficiente para la producción.

El mantenimiento se realizará mediante la perforación de pozos de inyección auxiliares, en varios sitios del campo, para optimizar los resultados.

El proceso ejecutado por el personal de operaciones será el siguiente:

1. Se perforan cuatro pozos de inyección para formar un cuadrado con el pozo de producción en el centro.
2. Se controla la inyección para mantener un avance uniforme del frente de agua hacia el pozo productor a través del yacimiento.
3. En la inyección de agua con baja tensión superficial, se añade al agua un tenso activo para facilitar la circulación del petróleo por el yacimiento reduciendo su adherencia a la roca.

A esta tarea de mantenimiento correctivo por recuperación secundaria, se deberá añadir aquellas desempeñadas para el mantenimiento preventivo que muchas veces, el campo Mariann Viejo ha solicitado a empresas de servicios petroleros, cuyos servicios son:

Mantenimiento preventivo de:

- Equipos de perforación y producción,
- Vehículos y embarcaciones,
- Maquinaria y edificios.

Las actividades de mantenimiento de la presión o recuperación secundaria, mantenimiento preventivo de equipos de perforación y producción como: tanques, separadores, bombas BES, y otros, mantenimiento de maquinaria, realizadas por los operarios y personal de producción de los campos Mariann 4A y Mariann Viejo, requieren que se estandaricen ciertos procedimientos de calidad en la producción y administración de recursos petroleros, gestión ambiental, salud ocupacional y seguridad industrial, con el fin de que se cumplan con las certificaciones ISO 9001:2008; ISO 14000; y, OSHAS 18000, en base a las normativas API y ASTM.

La estandarización de procedimientos de mantenimiento seguro para cumplir con certificaciones ISO 9001:2008; ISO 14000; y, OSHAS 18000, se demuestran en el siguiente manual de seguridad (tabla N° 28), salud y calidad en la producción durante actividades de mantenimiento seguro.

ESTANDARIZACIÓN DE PROCEDIMIENTOS DE SEGURIDAD, SALUD Y CALIDAD EN LA PRODUCCION EN ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PARA CUMPLIR CON CERTIFICACIONES ISO 90001:2008, ISO 14000 Y OSHAS 18000					
					Pág. No 1
OBJETIVO:					
<i>Las tareas de mantenimiento de activos de producción deberán cumplir con los estándares de calidad en la producción y administración de recursos petroleros, gestión ambiental, salud ocupacional y seguridad industrial en los campos Mariann 4A y Mariann Viejo, para lo cual es necesario que se estandaricen ciertos procedimientos de control dentro de los procesos de mantenimiento de sus sistemas industriales, equipos, maquinaria, herramientas, pozos, entre otros; todo, con el fin de que estas certificaciones trasciendan dentro de la operación del negocio.</i>					
PROCEDIMIENTOS	RIESGOS	OBJETIVOS	ACTIVIDADES	RESPONSABLES	RECURSOS
TRABAJOS EN TORRES DE PERFORACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> Enfermedades por exposición a elementos geográficos y climáticos, el estrés producido por tener que recorrer largas distancias por el agua o por terreno difícil, y las lesiones personales La exposición a climas rigurosos, infecciones o enfermedades parasitarias en zonas donde éstas son endémicas, provoca 	Realizar operaciones de perforación y supervisión del equipo de perforación durante los turnos respectivos	<p>Los perforadores deben conocer la capacidad y las limitaciones de sus equipos. Los ayudantes de perforación deberán ubicarse en la plataforma para manejar el equipo, leer los instrumentos y realizar trabajos generales de mantenimiento y reparación.</p> <p>El encuellador deberá ubicarse en la cima de la torre de perforación cuando se está introduciendo o extrayendo del pozo la tubería de perforación Ayudando a introducir y extraer los tubos en el árbol de válvulas.</p> <p>El personal encargado de montar, colocar, disparar y recuperar las pistolas de perforación, debe estar correctamente adiestrado, conocer los riesgos de los explosivos y estar cualificado para manipular explosivos, cables de cebo y cápsulas detonadoras.</p> <p>Establecer períodos adecuados de</p>	<p>2 perforadores (tipo 1 y 2)</p> <p>3 ayudantes o auxiliares de perforación</p> <p>1 encuellador</p> <p>1 jefe de obra</p>	

	<p>patologías como enfermedades del tracto respiratorio.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Todo tipo de riesgos relacionados al tiempo de servicio. • Exposición a las condiciones adversas de trabajo. 		<p>descanso y relajación, alimentación nutritiva e higiene y alojamientos apropiados, con aire acondicionado.</p> <p>Uso de equipos de protección respiratoria para todos los trabajadores y exclusivamente para el personal de extinción de fuegos en los campos, y aplicar evaluaciones físicas y mentales en cuanto a su capacidad para desempeñar estas tareas.</p> <p>El reconocimiento médico deberá incluir una evaluación psicológica acorde con los requisitos particulares del trabajo a realizar.</p> <p>Deberá ejecutarse un programa de supervisión y muestreo de higiene industrial, junto a un programa de vigilancia médica, para evaluar sistemáticamente el alcance y efecto de las exposiciones peligrosas para los trabajadores</p> <p>Deberá establecerse un plan de vigilancia para detección de vapores inflamables y exposiciones tóxicas, por ejemplo a ácido sulfhídrico, durante las operaciones de exploración, perforación y producción.</p> <p>El personal que realice actividades de exploración y producción deberá tener y utilizar equipo de protección personal apropiado, como por ejemplo:</p>		
--	--	--	---	--	--

			<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Protección para la cabeza (cascos con forro interior resistente a la intemperie). <input type="checkbox"/> Guantes <input type="checkbox"/> Protección para los brazos (mangas largas o guanteletes resistentes al petróleo). <input type="checkbox"/> Protección para los pies y las piernas (botas de seguridad protegida contra la intemperie, botas de seguridad impermeables al petróleo con puntera de acero y suela antideslizante). <input type="checkbox"/> Protección ocular y facial (gafas de seguridad, gafas de montura ajustada y pantalla facial para manipulación de ácidos). <p>Quando se trabaje cerca de pozos de presión y gases deberá considerarse la necesidad de utilizar guantes aislantes y trajes completos de protección contra el calor y el vapor, con suministro de aire para la respiración.</p> <p>La manipulación de explosivos durante las operaciones de exploración y perforación se realizará bajo el control de una persona expresamente cualificada.</p> <p>Las precauciones de seguridad que deben tenerse en cuenta al utilizar una pistola de perforación son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> No golpear o dejar caer nunca una pistola cargada, ni dejar caer tubos u otros 		
--	--	--	---	--	--

			<p>materiales sobre una pistola cargada.</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Despejar la línea de fuego y evacuar al personal innecesario de la plataforma y de la planta baja de la torre de perforación cuando se baje la pistola al pozo y se recupere de él. <input type="checkbox"/> Controlar el trabajo que se realice en la cabeza del pozo y en sus inmediaciones mientras la pistola esté en el pozo. <input type="checkbox"/> Restringir el uso de radios y prohibir la soldadura al arco mientras la pistola esté conectada al cable para prevenir su disparo por un impulso eléctrico inadvertido. <p>Sistemas de protección contra el fuego activos y pasivos.</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Los sistemas pasivos comprenden el ignifugado, disposición y espaciado, diseño de equipos, clasificación eléctrica y drenaje. <input type="checkbox"/> Se instalan detectores y sensores que activan alarmas y pueden activar, también, sistemas de protección automáticos, al detectar calor, llamas, humo, gas o vapores. <input type="checkbox"/> La protección activa contra el fuego incluye: sistemas de agua contra incendios, suministro de agua de extinción, bombas, hidrantes, mangueras y sistemas de aspersores fijos; sistemas automáticos de extinción con productos químicos en polvo y extintores manuales; sistemas de halón y de dióxido de carbono para zonas confinadas o cerradas, como salas de control, salas de 		
--	--	--	--	--	--

			<p>ordenadores y laboratorios, y sistemas de espuma y agua.</p> <p>Los empleados que deban combatir incendios, desde pequeños incendios en las fases incipientes hasta grandes incendios en espacios cerrados, deberán estar correctamente entrenados y equipados.</p> <p>Los trabajadores designados como jefes de bomberos y jefes de operaciones en caso de accidentes, necesitan dotes de mando y formación especializada adicional en técnicas avanzadas de lucha contra incendios y de control de incendios.</p> <p>Protección del medio ambiente</p> <p>Entre las medidas de control de la contaminación se incluyen normalmente las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Separadores de API y otras instalaciones de tratamiento de residuos y de aguas residuales. <input type="checkbox"/> Control de vertidos, incluyendo barreras de contención para vertidos en agua. <input type="checkbox"/> Contención de vertidos, diques y drenajes para controlar vertidos de petróleo y desviar el agua contaminada con petróleo hacia instalaciones de tratamiento. 		
--	--	--	---	--	--

Tabla N°28: Estandarización de procedimientos de mantenimiento seguro para equipos con certificación ISO 9001:2008; ISO 14000; y, OSHAS 18000
Fuente: Andes Petroleum Ecuador

CAPÍTULO VI

PROPUESTA

PLANIFICACIÓN TÉCNICA PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL SEPARADOR DE PRODUCCIÓN V-110 EN EL CAMPO MARIANN Y PLATAFORMA ALELUYA, EN EL CANTÓN CUYABENO, PROVINCIA DE SUCUMBÍOS PARA EL PERÍODO 2013-2018

6.1. JUSTIFICACIÓN

El separador V-110 de campo Mariann Viejo, no ha recibido mantenimiento por casi 5 años, debido a la falta de estudios técnicos preliminares que respalden las tareas de mantenimiento preventivo. Únicamente se han realizado pequeñas reparaciones de sus componentes, sin tomar en cuenta aquellos fallos funcionales más relevantes que son la causa de la mayor parte de los problemas en el separador.

Por lo tanto, se justifica la realización de una Planificación Técnica de mantenimiento preventivo para el separador V-110, con el fin de solucionar estos problemas, aplicando las diversas metodologías de mantenimiento y evaluando su factibilidad durante la práctica.

6.2. IMPORTANCIA

La importancia de desarrollar una Planificación Técnica de mantenimiento preventivo para el separador V-110, se basa en la manejabilidad de las actividades y recursos de operación, en los que, tanto mano de obra como materiales y equipos, se identifican para el mantenimiento

preventivo de cada componente del separador como son: válvulas, controladores de nivel de gas, controladores de nivel de presión y agua, extractor de neblina, entre otros; en todo caso, facilitando el trabajo del personal de mantenimiento, con tan solo guiarse con este plan.

Sin duda, este plan técnico posibilitará que durante la producción de crudo se reduzcan al mínimo los paros por fallas funcionales del separador V-110, minimizando los gastos en repuestos o por adquisición de un nuevo separador.

Además, su importancia radica en que su implementación en el campo Mariann Viejo, necesitará de la elaboración conjunta de un programa de capacitación continua del personal operativo y técnico sobre mantenimiento preventivo del separador V-110, con el método AMEF, para la eficiencia y eficacia de sus operaciones.

6.3. OBJETIVOS

6.3.1. Objetivo General.

Mantener un alto grado de funcionalidad del separador V-110 en el campo Mariann Viejo, para reducir al mínimo los paros de producción y, evitar significativas pérdidas económicas.

6.3.2. Objetivos Específicos.

1. Identificar el personal de mantenimiento del separador V-110, con sus respectivas jerarquías dentro del campo Mariann Viejo.
2. Elaborar un estudio técnico preliminar del separador V-110.

3. Identificar las fallas funcionales del separador V-110, estableciendo jerarquías, utilizando la metodología Análisis de Modos de Efectos de Fallos AMEF, para un Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad.
4. Aplicar el método de evaluación cualitativa del riesgo de Woodhouse.
5. Evaluar la factibilidad de las tareas de mantenimiento.
6. Desarrollar el Plan Técnico de Mantenimiento Preventivo del separador V-110, bajo la metodología del Ciclo de Deming de mejoramiento continuo.

6.4. FUNDAMENTACIÓN PRÁCTICA

6.4.1. Mantenimiento.

6.4.1.1. Introducción.

El mantenimiento es un conjunto de normas y procedimientos que se realizan en diferentes etapas de la vida productiva de una instalación industrial con el objetivo de mantenerla en óptimas condiciones; para el efecto, se establecen métodos y técnicas relacionadas con reparación, supervisión, control, cambio de partes, entre otros elementos necesarios; así cada parte que compone, por ejemplo, una planta industrial, podrá operar en perfectas condiciones.

Los campos Mariann Viejo y Mariann 4A, deberán poseer personal de mantenimiento dividido en: técnicos, ingenieros y asistentes; los cuales, trabajarán con la ayuda de un sistema de monitoreo de equipos que diagnosticarán en tiempo real, el estado de funcionamiento de los equipos de producción como son los separadores V-110 y V-100 (separador de producción y de prueba respectivamente).

Deberá existir un área especial para el mantenimiento de los separadores V-110 y V-100, en donde el personal asignado deberá laborar en turnos de 8 días y 14 días. El calendario de mantenimiento se puede clasificar en la siguiente tabla N°29:

6.4.1.2. Personal de mantenimiento separadores:

Personal de mantenimiento	Turnos
Jefe de mantenimiento	Cada 8 días
Supervisores	Cada 8 días
Técnicos	Cada 8 días
Personal contratista	Cada 14 días
Digitadores de Main Tracker y Personal de apoyo	Cada 14 días

Tabla N°29: Turnos personal
Elaborado por: Cristian Mera

El personal de mantenimiento que opera el sistema de monitoreo Main Tracker, se encargará de administrar el mantenimiento total de la producción, con turnos de 8 días y 14 días, con 12 horas por día. El personal de apoyo, será aquel personal técnico en informática que respaldará cualquier problema con los equipos de cómputo, software y redes.

6.4.1.3. Jerarquías en trabajos de mantenimiento.

Para el mantenimiento de los separadores V-110 y V-100, se establecen jerarquías entre el personal de mantenimiento, clasificadas en la siguiente tabla N°30:

Jerarquías en el personal de mantenimiento	Tareas
Primer Nivel: Jefe de Mantenimiento	Elaboración del presupuesto de mantenimiento de separadores. Organización de grupos de trabajo por tareas de mantenimiento para el separador V-110. Planificación en el diseño e implementación de sistemas de mantenimiento, preventivo y correctivo, de separadores.
Segundo Nivel: Supervisores de Mantenimiento	Planificación de las actividades de mantenimiento de separadores. Análisis de fallas. Trabajos de ingeniería. Reingeniería a los procedimientos de mantenimiento. Supervisar el almacén de repuestos.
Tercer Nivel: Operarios, Técnicos, Mecánicos y especialistas	Mantenimiento total de separadores Monitoreo continuo de separadores Corrección de fallas operacionales en separadores.

Tabla N°30: Jerarquías
Fuente: Andes Petroleum Ecuador

6.4.1.4. Tipos de mantenimiento.

6.4.1.4.1. Mantenimiento correctivo.

El mantenimiento correctivo consiste en realizar reparaciones planificadas en base al impacto o relevancia dentro de las operaciones de producción. Para el mantenimiento correctivo del separador de producción V-110 o de prueba V-100, se necesitará que el separador se haya paralizado en su funcionamiento durante la operación normal de fluido de crudo desde el Manifold o distribuidor.

Cuando se detecten fallos en los separadores, se realizarán las tareas de mantenimientos oportunos por parte del personal, sin necesidad de interferir en las operaciones de producción, siempre y cuando no sea indispensable.

El mantenimiento correctivo, utilizara el stock de repuestos existentes en el campo para auxiliar de forma inmediata el daño ocurrido en el separador, en el mínimo tiempo sin tener que detener la producción en lo posible.

Es necesario que el mantenimiento correctivo este controlado bajo un sistema o plan de operaciones con el fin de que las acciones, recursos y personal estén debidamente organizados al momento de atender con rapidez y eficiencia los fallos en los separadores.

6.4.1.4.2. Mantenimiento preventivo.

El mantenimiento preventivo “es aquel que permite conservar los equipos y las instalaciones en base a inspecciones y reparaciones frecuentes, cuando los equipos se encuentran en plena operación; de esta forma se evita paralizar la producción.”¹²

Para estructurar una planificación técnica para el mantenimiento preventivo del separador de producción V-110 en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A para el período 2013-2018, es necesario fundamentarse en los siguientes lineamientos:

- Identificar la localización e infraestructura del campo.
- Conocer a qué tipo de separador se le va a dar mantenimiento.
- Priorizar los problemas básicos en los separadores.

6.4.2. Estudios para el desarrollo de la Planificación Técnica de Mantenimiento Preventivo del separador V-110, en el campo Mariann Viejo.

6.4.2.1. Estudios preliminares.

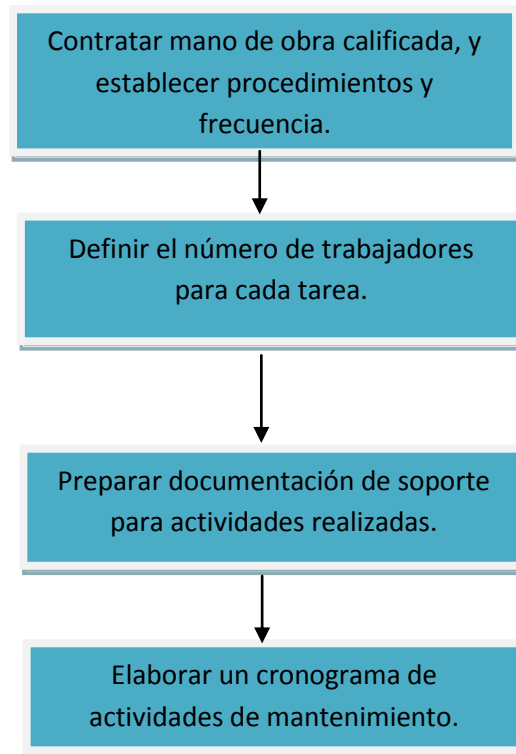
Para realizar la planificación de mantenimiento preventivo se deberá conocer, de antemano, que tipo de separador se va a dar mantenimiento, si es el de producción V-110 o el de prueba V-100 y, en cuál de los campos se necesita, con más prontitud, para no parar la producción.

Seguidamente, se deberán establecer las responsabilidades por jerarquías en el personal de mantenimiento con el fin de optimizar las actividades.

¹² Montenegro, 1997

6.4.2.2. Desarrollo.

La planificación técnica del mantenimiento preventivo para el separador V-110 de los campos Mariann 4A y Mariann Viejo, se desarrollará con el presente diseño:



6.4.2.3. Estudio técnico del separador V-110.

El separador de producción se define como un recipiente metálico hermético que separa las fases del fluido de crudo en forma mecánica, en tres partes: agua, gas y petróleo, para lo cual, se necesita que el fluido se almacene en reposo dentro del recipiente por cierto tiempo.

El separador trifásico V-110, es un recipiente metálico diseñado y construido para soportar presiones y temperaturas de trabajo de acuerdo

a condiciones operacionales pre-establecidas de diseño, bajo normas de construcción (ASME, ANSI).

El separador V-110, es utilizado en los campos Mariann para la producción de derivados de petróleo

EQUIPO DE PRODUCCIÓN: Separador de producción V-110
Capacidad: 10.000 barriles de petróleo por día (BOPD)

El separador de producción V-110, es un separador trifásico compuesto de turbinas y un medidor de gas. Su capacidad está dada para separar hasta 10.000 barriles de crudo diarios, con la ventaja que posee recubrimiento térmico para mantener la temperatura del proceso. Sus características técnicas son las siguientes (Tabla N° 31):

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	
Capacidad en volumen	152 Bls:45Bl de crudo
Tiempo de residencia del petróleo	2 min
Producción diaria	530 Bls/día
Característica del crudo	19.2° API
Presión	1724 Kpa a 150°F
Presión (psi)	250 psi a 150 °F
Seguridades	LSL-LSH-PSH+PSV
Controlador de interface	Masoneilan LC-111
Control de descarga	Norriseal LC 110.9
Capacidad total	10.000 Bls /día

Tabla N°31: Características técnicas del separador V-110

Elaborado por: Cristian Mera

6.4.2.4. Componentes básicos:

Los componentes básicos del separador V-110, son los siguientes:

- Platina defleitora.
- Rompeolas.
- Placas antiespumantes.
- Eliminadores de remolinos.
- Extractores de neblina.
- Válvulas de compuerta.
- Válvulas de globo.
- Válvulas de retención.
- Válvula de mariposa.
- Válvula de seguridad.

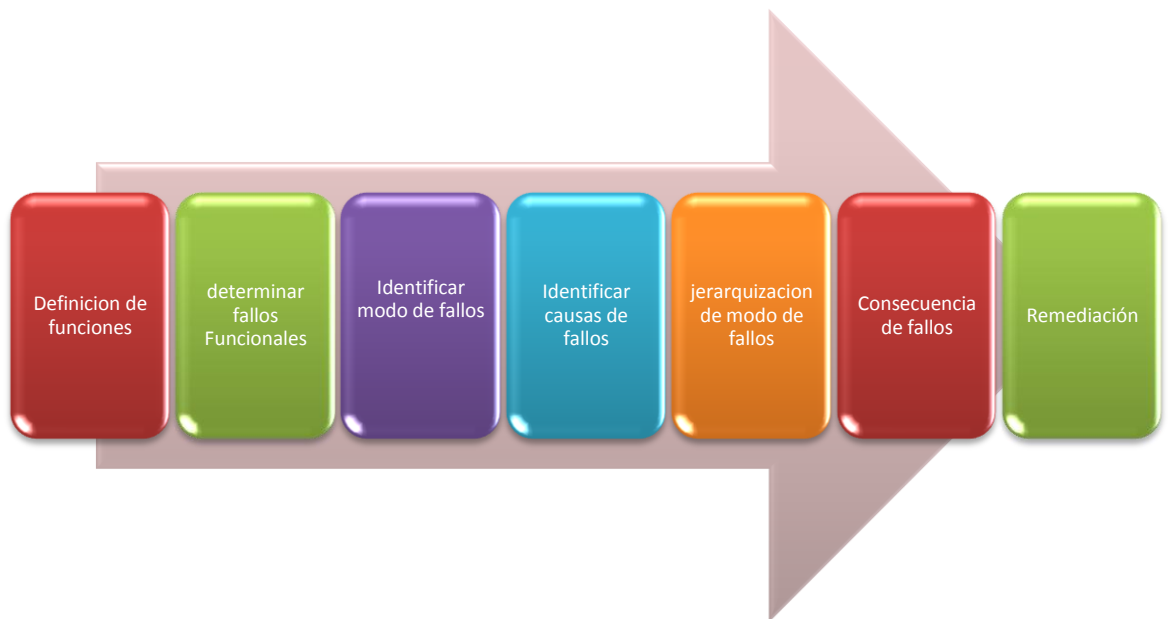
6.4.3. Mantenimiento centrado en la confiabilidad – RCM.

El mantenimiento centrado en la confiabilidad, se basará en llevar registro y toda la documentación de soporte sobre costos y tareas de mantenimiento para justificar cambios, reducir el mantenimiento y mejorar la confiabilidad.

La metodología análisis de modos y efectos de fallos (AMEF), es muy utilizada en el RCM, mantenimiento centrado en la Confiabilidad, con la que se identifican los fallos dentro del sistema de la estación, así como su prioridad. El (AMEF), permite la optimización en el mantenimiento incrementando su confiabilidad, puesto que, se priorizarán los fallos operacionales en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A.

6.4.3.1. Metodología AMEF.

La metodología AMEF para los campos Mariann, sigue el siguiente proceso operativo:



- **Funciones.**

Las funciones identifican los propósitos y misión de un activo dentro de las operaciones de producción petrolera. Para este estudio, las funciones se delimitarán únicamente para el separador V-110, que es el equipo más utilizado para la separación de agua, gas y petróleo en las estaciones.

- **Fallos funcionales.**

Para determinar los fallos funcionales en los separadores, es necesario realizar una inspección profunda en los separadores. Los fallos funcionales más comunes se pueden clasificar en el siguiente tabla N° 32:

FALLOS FUNCIONALES

FALLO	MODO	CAUSAS	CONSECUENCIA	REMEDIACIÓN
Escape de fluidos por desgaste de la estructura del separador a causa de una corrosión externa.	No se ha protegido al separador ante las condiciones ambientales.	Extremas condiciones ambientales en los campos Mariann 4A y Mariann Viejo.	Se minimiza el coeficiente de resistencia de los materiales en el separador.	Protección catódica y protección anticorrosiva.
Acumulación de sedimentos de petróleo.	No se lleva un registro de producción y antecedentes de sólidos acumulados.	No se ha realizado mantenimiento por largos períodos de tiempo.	Decrece el área para el colchón de agua. Se reduce el tiempo de retención que permite la separación de agua y petróleo, lo que produce una mal separación, con aumento de corte de agua en la línea de producción.	Inspección y Limpieza total del separador y otras verificaciones.

Tabla N°32: Fallas Funcionales
Elaborado por: Cristian Mera

- **Modos de fallos**

El modo de fallos permite que establezcan jerarquías o niveles según el orden de importancia o criticidad, en el separador. Para esto se utilizará la metodología de evaluación Cualitativa del riesgo de WoodHouse, 2001, en donde se utilizan dos factores de medición:

- Frecuencia.
- Consecuencias.

Método de evaluación cualitativa del Riesgo de WoodHouse.

Este método consiste en evaluar los fallos funcionales del separador tomando en cuenta la frecuencia de fallos y las consecuencias. Esta frecuencia es el número de veces que se repite dicho fallo en determinado período de tiempo. La consecuencia es el impacto en las operaciones de producción, el impacto económico y el impacto en la seguridad física y ambiental.

El método indicado aplica la fórmula siguiente:

$$RIESGO = FRECUENCIA DE FALLOS \times CONSECUENCIAS$$

$$RIESGO = NÚMERO DE FALLOS EN TIEMPO DETERMINADO \\ \times ((IMPACTO OPERACIONAL \times FLEXIBILIDAD) \\ + (COSTOS DE MANTENIMIENTO \\ + IMPACTO EN LA SALUD FISICA Y AMBIENTAL))$$

El paso siguiente consiste en trasladar estos valores a la matriz de criticidad.

Matriz de criticidad.

La matriz de criticidad es una matriz de 5 x 5 en donde se ubican las consecuencias y las frecuencias de fallos, en los ejes vertical y horizontal respectivamente. La matriz se dividirá en cuatro áreas para determinar el nivel de criticidad del modelo de fallos.

Las escalas de nivel de criticidad del modelo de fallos, en las cuatro áreas de la matriz son:

B= Baja criticidad. M= Media criticidad. A= Alta criticidad. Ma= Muy alta criticidad.

CONSECUENCIAS DE FALLOS	5	M	B	M	B	M
	4	B	MA	B	M	B
	3	M	M	M	M	MA
	2	B	M	B	M	MA
	1	MA	M	MA	B	MA
		1	2	3	4	5
		FRECUENCIA DE FALLOS				

Tabla N° 33: Consecuencias de Fallos
Elaborado por: Cristian Mera

La metodología AMEF, aplicada en los campos Mariann 4A y Mariann Viejo, en la planificación técnica del mantenimiento del separador V-110, se elaborará con información proporcionada por el personal de mantenimiento, cuyos miembros aportarán con información real de los fallos operacionales con su frecuencia y consecuencias.

Las fallas en el separador V-110, serán evaluadas y diagnosticadas con la intervención de todo el equipo de producción, con el fin de conseguir datos más exactos, en base a la experiencia adquirida en los campos Mariann Viejo y Mariann 4A.

Aplicación de la matriz de criticidad.

Encontradas las dos fallas operacionales que generalmente ocurren en el separador V-110, el personal de mantenimiento del separador, deberá complementar la matriz con información sobre su frecuencia al año y consecuencias o impactos. Su desarrollo a continuación:

FALLO FUNCIONAL 1: Escape de fluidos por desgaste de la estructura del separador a causa de una corrosión externa.

Método de woodhouse-evaluación cualitativa del riesgo.

FRECUENCIA DE FALLOS: ESCALA 1-5

DETALLE DEL FALLO

ESCALA

Según la Norma API 571, detecta que posiblemente puede ocurrir, corrosión en la base del separador:

5

La corrosión detectada en la parte superior está degenerándose pudiendo continuar durante todo el año:

5

CONSECUENCIAS: ESCALA 1-5

DETALLE DE CONSECUENCIAS

ESCALA

Pérdida material y humana:

5

Pérdida del 25% del volumen total de producción del crudo:

2

Por lo tanto el promedio en fallas es de 5 y en consecuencias es 3,5, y ubicándolo en la matriz queda así:

5= Horizontal

3,5= Vertical

CONSECUENCIAS DE FALLOS	5	M	A	MA	MA	MA
	4	M	M	A	A	MA
	3	B	M	M	A	A
	2	B	B	B	M	A
	1	B	B	B	B	M
		1	2	3	4	5
FRECUENCIA DE FALLOS						

Tabla N°34: Promedio de fallos
Elaborado por: Cristian Mera

Resultados: El impacto de falla es de MUY ALTA CRITICIDAD.

FALLO FUNCIONAL 2: Acumulación de sedimentos de petróleo.

Método de woodhouse-evaluación cualitativa del riesgo

FRECUENCIA DE FALLOS: ESCALA 1-5

DETALLE DEL FALLO

No existen registros o documentos que respalden el mantenimiento del separador, por tanto, se asume que no ha sido inspeccionado y revisado, ya que, existe una acumulación de sedimentos de petróleo, que ha causado una mala retención en la separación de agua y petróleo.

ESCALA

4

CONSECUENCIAS: ESCALA 1-5

DETALLE DE CONSECUENCIAS

Este tipo de fallos, no causa lesiones humanas o elementos que afecten la integridad de los operadores:

Se prevee una inutilización del separador por este fallo, existiendo una pérdida de producción de casi el 75% (en caso de reemplazar el V-110 con el separador de prueba V-100)

ESCALA

1

5

Por lo tanto, el promedio en fallas es de 4 y en consecuencias es 3; ubicándolo en la matriz queda así:

4= Horizontal

4= Vertical

CONSECUENCIAS DE FALLOS	5	M	A	MA	MA	MA
	4	M	M	A	A	MA
	3	B	M	M	A	A
	2	B	B	B	M	A
	1	B	B	B	B	M
		1	2	3	4	5
		FRECUENCIA DE FALLOS				

Tabla N°35: Promedio de fallos 2
Elaborado por: Cristian Mera

Resultados: El impacto de falla es de ALTA CRITICIDAD

- **Remediación de fallos.**

Acciones de mantenimiento:

Fallo Funcional 1: Escape de fluidos por desgaste de la estructura del separador a causa de una corrosión externa

Protección anticorrosiva tabla N° 36.

Protección anticorrosiva	Aplicación	Componentes	Acciones de Mantenimiento	Recomendaciones	Precauciones
Pintura anticorrosiva	Superficies metálicas expuestas a la intemperie	Aglutinante Pigmento	<p>Limpiar la superficie a pintar afectadas por residuos de aceites, grasas y partículas de polvo.</p> <p>Lijar los sectores dañados.</p> <p>Si la superficie es de acero o hierro esmerilar las soldaduras disperejas Eliminar las salpicaduras eléctricas.</p> <p>Lavar la superficie con solvente o desengrasante</p>	No pintar a temperaturas menores a 5°C, o humedad mayor al 90%	<p>Suspender todas las operaciones que se ejecutan con el separador V-110, debido a que son productos inflamables.</p> <p>Usar: Máscara protectora Lentes de seguridad Guantes de PVC o Látex.</p> <p>Mantener el envase bien cerrado, lejos del</p>

			<p>industrial para eliminar los óxidos e impurezas.</p> <p>Mezclar la pintura antes de usar. Diluir hasta un 50% Aplicar soplete Dejar secar entre 4 y 6 horas, antes de aplicar la segunda mano.</p>		fuego o fuentes de calor
--	--	--	--	--	--------------------------

Tabla N°36: Protección anticorrosiva
Elaborado por: Cristian Mera

Fallo Funcional 2: Acumulación de sedimentos de petróleo.

Inspección y Limpieza total del separador y otras verificaciones tabla N° 37.

Inspección	Aplicación	Frecuencias	Acciones de Mantenimiento	Recomendaciones	Precauciones
Inspección del separador cada tres meses	Área del colchón de agua en el separador.	Mínimo una vez cada tres meses	<p>Remover grasa sedimentada</p> <p>Remover sólidos sedimentados</p> <p>Inspección y lubricación de partes mecánicas internas</p>		
Limpieza total		<p>Cada tres meses realizar la toma de muestras de porcentajes de sólidos y grasas acumuladas</p> <p>Cada año remover grasas y sólidos impregnados</p>	<p>Suspender por un largo tiempo el funcionamiento del separador V-110 dentro de la producción.</p> <p>Extraer todo residuo de gas alojado dentro del separador.</p>	No mantener en el separador más del 5% de residuos sólidos y no más del 25% de grasas del nivel total de líquidos.	

			<p>Desalojar los gases explosivos del separador antes de remover los sedimentos de crudo, cumpliendo la Norma SH-016.</p> <p>Después de remover los sedimentos de crudo verificar si la válvula reguladora de nivel funciona adecuadamente.</p> <p>Verificar si los sólidos removidos han sido desechados adecuadamente.</p> <p>Verificar si el agua del separador se reemplazó con agua limpia.</p>		
--	--	--	--	--	--

Tabla N°37: Inspección y Limpieza total
Elaborado por: Cristian Mera

6.5. EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD DE LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO

La posibilidad de aplicar pintura anticorrosiva a la superficie externa del separador V-110 en el campo Mariann 4A no es factible, ya que, en agosto del 2013, pasó por una etapa de mantenimiento en la que se aplicó pintura anticorrosiva. En cambio el separador V-110 en el campo Mariann Viejo, necesita la aplicación del recubrimiento anticorrosivo, porque no se le ha dado mantenimiento por largo tiempo y presenta altos niveles de corrosión; principalmente en la base del separador, al lado de los soportes, existen pequeñas fugas de líquido.

Es factible, también, la construcción, ensamblaje y prueba de Ánodos de Sacrificio para la protección anticorrosiva del separador V-110 del campo Mariann Viejo, bajo los siguientes parámetros descritos en la tabla N°38:

INTENSIDAD DE CORRIENTE		DENSIDAD DE CORRIENTE		AREA A PROTEGER	
Intensidad de corriente en amperios		Mili amperios por pie cuadrado		Pies cuadrados	
16.027		2.3		6968.56	
NÚMERO DE ÁNODOS TOTAL	NÚMERO DE ÁNODOS	INTENSIDAD TOTAL DE LA ESTRUCTURA	INTENSIDAD DEL ÁNODO		
4	2.7650	16.027 amperios	5.80 amperios		

Tabla N°38: Parámetros
Elaborado por: Cristian Mera

La limpieza total del separador V-110, para remover los sedimentos de crudo depositados en el área de colchón de agua, es factible únicamente en el campo Mariann Viejo, puesto que, no se hizo ningún trabajo de mantenimiento y limpieza al separador de producción. Se formó una capa gruesa dentro del separador lo que redujo el área para el colchón de agua permitiendo que la separación de agua y petróleo tome más tiempo, aumentando el caudal de agua.

Es factible esta limpieza, pues, se la efectuará por cada componente del separador, y, se cuenta con todos los materiales, recursos y personal en Mariann Viejo que, posibilitan su realización.

Se utilizará el siguiente Plan de Mantenimiento (tabla N°39):

COMPONENTE	LIMPIEZA CADA 3 MESES	LIMPIEZA CADA 6 MESES	LIMPIEZA CADA AÑO
Difusor.	Remover grasas y sólidos impregnados.		Control y limpieza en caso de necesidad.
Compartimientos de agua y petróleo.	Toma de muestras de sólidos y grasas acumuladas.		Remoción de grasas y sólidos impregnados.
Válvulas y elementos de seguridad.		Limpieza y lubricación.	Reemplazo de partes gastadas de ser necesario.
Controladores de nivel de agua y presión de gases.		Lubricar partes mecánicas.	Reemplazo de partes gastadas de ser

			necesario.
Extractor de neblina.	de	Remover grasas y sólidos impregnados.	Control y limpieza en caso de necesidad.
Eliminador de remolinos.	de	Remover grasas y sólidos impregnados.	Control y limpieza en caso de necesidad.
Manholes.		Inspeccionar fugas y verificar buen estado de tornillería.	Remoción de grasas sólidos impregnados.

Tabla N°39: Plan de Mantenimiento
Elaborado por: Cristian Mera

6.6. DISEÑO DE LA PLANIFICACIÓN TÉCNICA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL SEPARADOR DE PRODUCCIÓN V-110, APLICANDO MEJORAMIENTO CONTÍNUO BAJO LA METODOLOGÍA DEL CICLO DE DEMING, EN LOS CAMPOS MARIANN VIEJO Y MARIANN 4A.

Objetivos	Componentes del separador V-110 Capacidad: 10.000 barriles de petróleo	Actividades de mantenimiento preventivo	Frecuencia de mantenimiento	Encargado	Recursos	Presupuesto	Indicador de mantenimiento	Resultados	Nivel de eficiencia
Aplicar el mantenimiento preventivo bajo el ciclo de Deming	Superficie externa del separador V-110	<p>Protección anticorrosiva:</p> <p>Pintura anticorrosiva:</p> <p>Superficie a pintar de residuos de aceites, grasas y partículas de polvo.</p> <p>Lijar los sectores dañados.</p> <p>Si la superficie es de acero o hierro esmerilar las soldaduras disparejas Eliminar las salpicaduras eléctricas.</p>	3 AÑOS	Auxiliares contratados	Usar: Mascara protectora lentes de seguridad Guantes de PVC o Látex. Botas de seguridad	\$ 350	<p>MTTR (TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN):</p> <p>Tiempo promedio entre el momento cuando ocurre la falla y el momento cuando esta es reparada</p>	Se cubrió toda la superficie que estaba con corrosión, el secado fue rápido, y ya no existen fugas	60%
		<p>Lavar la superficie con solvente o desengrasante industrial para eliminar los óxidos e impurezas.</p> <p>Mezclar la pintura antes de usar. Diluir hasta un 50% Aplicar soplete</p>	3 AÑOS	Auxiliares contratados		\$ 700		Se aplicó la capa anticorrosiva mediante ánodos de sacrificio y se vio que es más efectiva que la pintura, detuvo la corrosión al 100%, de forma permanente	100%

		Dejar secar entre 4 y 6 horas, antes de aplicar la segunda mano. Construcción, ensamblaje y prueba de ánodos de sacrificio			Equipos de solda Batería Corriente eléctrica Ánodos y cátodos				
Aplicar el mantenimiento preventivo bajo el ciclo de Deming	Difusor	Inspección: Remover grasas sólidos impregnados.	3 MESES	Técnico instrumentista Auxiliares contratados	Alcohol y Solventes Desengrasante industrial	\$ 200	MTTR (TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN): Tiempo promedio entre el momento cuando ocurre la falla y el momento cuando esta es reparada	Se removió la grasa y polvos acumulados en el difusor con solventes fuertes quedando la superficie con pocos residuos que no pudieron ser eliminados	70%
Aplicar el mantenimiento preventivo bajo el ciclo de Deming	Válvulas y elementos de seguridad	Limpieza y lubricación.	6 MESES	Técnico instrumentista Auxiliares contratados	Aceite lubricante	\$ 100	MTTR (TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN): Tiempo promedio entre el momento cuando ocurre la falla y el momento cuando esta es reparada	La lubricación de válvulas fue efectiva para la limpieza en su totalidad	100%

Aplicar el mantenimiento preventivo bajo el ciclo de Deming	Difusor Válvulas y elementos de seguridad	Limpieza: Control y limpieza en caso de necesidad. Reemplazo de partes gastadas de ser necesario.	12 MESES 12 MESES	Supervisor Técnico. Calibrador Técnico. Auxiliares contratados. Reemplazo de partes gastadas de ser necesario		\$ 200 \$ 1300 cada válvula	MTTR (TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN): Tiempo promedio entre el momento cuando ocurre la falla y el momento cuando esta es reparada	NO se requirió otra limpieza NO fue necesario	
Aplicar el mantenimiento preventivo bajo el ciclo de Deming	Compartimientos de agua y petróleo	Inspección: Toma de muestras de sólidos y grasas acumuladas.	3 MESES	Técnico instrumentista. Auxiliares contratados.	Instrumentos de medición.		MTTR (TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN): Tiempo promedio entre el momento cuando ocurre la falla y el momento cuando esta es reparada	Las muestras tomadas fueron realizadas con instrumentos de medición apropiados cuyos resultados fueron precisos	100%
Aplicar el mantenimiento preventivo bajo el ciclo de Deming	Controladores de nivel de agua y presión de gases	Lubricar partes mecánicas.	6 MESES	Técnico instrumentista. Auxiliares contratados.	Aceite lubricante.	\$ 100	MTTR (TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN): Tiempo promedio entre el momento cuando ocurre la falla y el momento cuando esta es reparada	La lubricación de los controladores de nivel de agua no fue efectiva, ya que el aceite utilizado no era el correcto	60%
Aplicar el mantenimiento preventivo bajo el ciclo de Deming	Compartimientos de agua y petróleo	Remoción de grasas sólidos impregnados.	12 MESES	Supervisor Técnico. Calibrador Técnico. Auxiliares contratados.	Alcohol y Solventes. Desengrasante industrial.	\$ 200	MTTR (TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN): Tiempo promedio entre el momento cuando ocurre la falla y el momento cuando esta es	La remoción de grasas con los solventes permitieron aumentar la retención de fluido petróleo y agua	100%

							reparada		
Aplicar el mantenimiento preventivo bajo el ciclo de Deming	Extractor de neblina	Inspección: Remover grasas sólidos impregnados.	3 MESES	Técnico instrumentista. Auxiliares contratados.	Alcohol y Solventes Desengrasante industrial.	\$ 200	MTTR (TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN): Tiempo promedio entre el momento cuando ocurre la falla y el momento cuando esta es reparada	La grasa removida del extractor de neblina no se disolvió adecuadamente ya que el desengrasante utilizado estuvo caducado	30%
Aplicar el mantenimiento preventivo bajo el ciclo de Deming			6 MESES	Técnico instrumentista. Auxiliares contratados.			MTTR (TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN): Tiempo promedio entre el momento cuando ocurre la falla y el momento cuando esta es reparada		
Aplicar el mantenimiento preventivo bajo el ciclo de Deming		Control y limpieza en caso de necesidad.	12 MESES	Supervisor Técnico. Calibrador Técnico. Auxiliares contratados.			MTTR (TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN): Tiempo promedio entre el momento cuando ocurre la falla y el momento cuando esta es reparada	Se requiere de otra limpieza	
	Eliminador de remolinos	Inspección Remover grasas sólidos impregnados.	3 MESES	Técnico instrumentista. Auxiliares contratados.	Alcohol y Solventes Desengrasante industrial.	\$ 200	MTTR(TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN): Tiempo promedio	El eliminador de remolinos fue desengrasado en su totalidad	100%

							entre el momento cuando ocurre la falla y el momento cuando esta es reparada			
Aplicar el mantenimiento preventivo bajo el ciclo de Deming			6 MESES	Técnico. instrumentista Auxiliares contratados.			MTTR(TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN): Tiempo promedio entre el momento cuando ocurre la falla y el momento cuando esta es reparada			
Aplicar el mantenimiento preventivo bajo el ciclo de Deming		Control y limpieza en caso de necesidad.	12 MESES	Supervisor. Técnico Calibrador. Técnico. Auxiliares contratados.				No se requirió de otra limpieza		
Aplicar el mantenimiento preventivo bajo el ciclo de Deming	Manholes	Inspección: Inspeccionar fugas y verificar buen estado de tornillería.	3 MESES	Técnico instrumentista Auxiliares contratados.	Juego de herramientas Soldadora.		MTTR(TIEMPO MEDIO DE REPARACIÓN): Tiempo promedio entre el momento cuando ocurre la falla y el momento cuando esta es reparada	La inspección detecto tres fugas, siendo reparadas todas	100%	
Presupuesto anual	TOTAL:						\$ 3.550, 00			

Tabla N°40: Diseño de la planificación técnica de mantenimiento preventivo
Elaborado por: Cristian Mera

CAPITULO VII

CONCLUSIONES

- Los resultados al momento de la investigación de acuerdo a la eficiencia de la Planificación Técnica de Mantenimiento Preventivo para el separador V-110, en el campo Mariann Viejo, tendrán mayor precisión a partir del cuarto año de implementación.
- La protección catódica por ánodos de sacrificio no constituirá una práctica de mantenimiento exclusiva para evitar la corrosión de la superficie externa del separador V-110 puesto que, el revestimiento anticorrosivo y pintura anticorrosiva son suficientes.
- La limpieza de los sedimentos de crudo depositados en el interior del separador, sirvió, eficazmente, para aumentar el colchón de agua, lo que, permitió una fácil separación de agua y crudo, sin dejar línea de corte en producción.
- Aplicando pintura anticorrosiva especial se pudo proteger áreas situadas en diversas partes de la base del separador, como también, se removieron algunas manchas por salpicaduras eléctricas.
- Se evidenció escape de fluidos por desgaste de la estructura del separador a causa de una corrosión externa; este fallo fue solucionado con pintura anticorrosiva y revestimiento anticorrosivo en un lapso de 3 meses aplicando una segunda mano de pintura.

- Se evidenció por la depositación de impurezas acumulación de sedimentos de petróleo; fue solucionado con la inspección y limpieza general de todos los componentes del separador, utilizando para ello, solventes, desengrasante industrial, y, aceites lubricantes. El tiempo de duración de esta actividad de mantenimiento fue de 3 a 6 meses.
- El modo de fallos utilizó la metodología de Woodhouse que se fundamenta en la evaluación cualitativa del riesgo utilizando la fórmula de riesgo y la matriz de criticidad.

RECOMENDACIONES

1. Realizar continuos monitoreos de todas las instalaciones de superficie de los campos, Marinan Viejo y Mariann 4^a; mejorar el sistema integrado de monitoreo, para reducir los paros del proceso y evitar pérdidas en la producción.
2. Actualizar los procedimientos de mantenimiento preventivo en el separador V-110 cada 3 años.
3. Es necesario una segunda aplicación de la pintura indicada después de 6 días en las diversas partes del separador.
4. Automatizar las instalaciones en el campo para reducir personal de inspección, y minimizar costos por reparaciones imprevistas.
5. Modernizar los activos dentro de la infraestructura del campo Mariann Viejo con el fin de que el mantenimiento preventivo correctivo minimice los costos de mantenimiento en repuestos.
6. Mantener actualizado los datos de todos los problemas de mantenimiento en el separador V-110.
7. Instalar nuevos instrumentos de medición para la detección temprana de la corrosión externa en el separador.

BIBLIOGRAFIA

1. Amanat U. Chaudhry, "Oil Well Testing Handbook" Advanced TWPSOM Petroleum Systems, Inc. Houston, Texas
2. Anónimo, "Historia de la Exploración y Explotación en la Amazonia Ecuatoriana"
3. ARAUJO A. 2001. "Aspectos teóricos del mantenimiento". México: Editorial Luna.
4. B. Dooley y W. McNaughton, Fallos "Tubos de la Caldera: Teoría y Práctica - 3 volúmenes", EPRI, CA, 1995.
5. BERMEO, OSWAL, "Análisis y Optimización de los Sistemas de Separación del Campo Libertador, Tesis" EPN, Quito, 1997.
6. Chávez N. 2001. "Introducción a la Investigación Educativa". ARS Gráfica. Maracaibo.
7. CROSBY VALVE & GAGE COMPANY, "Pressure Relief Valves", California, U.S.A., 1993.
8. DANIEL INDUSTRIES, INC, "Basic Flow Measurement Seminar".
9. DeGolyer and MacNaughton, "Documentos de Trabajo utilizados para elaborar el estudio sobre Reservas de Gas del Yacimiento Amistad".
10. Duck, BW. 1983. "Petróleo, extracción y transporte marítimo. En Enciclopedia de salud y seguridad en el trabajo", 3ª edición. Ginebra: OIT. Energy Information Administration. 1996. International
11. Estudio de Simulación de Reservorio del Campo Shushufindi-Aguarico, Cuenca Oriente, Ecuador.
12. Estudio Técnico-Económico, "Proyecto de Desarrollo del Campo Amistad", Julio de 1981.
13. Finol T. y Nava H. 1996. "Procesos y Productos en la Investigación Documental". Segunda Edición. Maracaibo: Editorial de la Universidad del Zulia.
14. "Geologic Report of the Amistad Field Gulf of Guayaquil", December 1975.

15. Ghosh, PK. 1983. "Petróleo, plataformas marinas". En Enciclopedia de salud y seguridad en el trabajo, 3ª edición.
16. Ginebra: OIT: 1559-1563.
17. Hernández, Fernández y Baptista 2001. "Metodología de la Investigación". México: Mc Graw Hill.
18. Ing. Iván Fajardo D. "Evaluación de Reservas del Campo Amistad" Subgerencia Regional Guayaquil, División de Producción, Noviembre de 1988.
19. Mcnaughton, K. 2000. "Bombas, selección uso y mantenimiento". Mc Graw Hill.
20. MONTENEGRO, RAUL, "Operación y Mantenimiento de Separadores de Prueba y Producción en el Área Libertador del Distrito Oriente, Tesis", UTE, Quito, 1997.
21. Montillier, J. 1983. "Perforación, petróleo y agua. En Enciclopedia de salud y seguridad en el trabajo", 3ª edición. Ginebra: OIT.
22. Morrow, L. 2001. "Manual de Mantenimiento Industrial. Tomo I. Editorial Centinela".
23. Norma API 530, "Cálculo del espesor de los tubos de calefacción en las refinerías de petróleo", American Petroleum Institute, Washington, D. C.
24. Norma API 660, "Intercambiadores de calor de tubos y Refinería de Servicio General", American Petroleum Institute, Washington, D. C.
25. Norma API RP 579, Fitness-For -Service, "American Petroleum Institute", Washington, D. C.
26. PERENCO ECUADOR LIMITED, "Construction Drawings", Gacela Central Processing Facility, 2003.
27. PERENCO ECUADOR LIMITED. Estación Coca.
28. PERENCO ECUADOR LIMITED. Estación Payamino.
29. Petroleum Statistics Report: January 1996. Washington, DC: US Department of Energy
30. R. D. Puerto y S. M. Herro, "NALCO Guía Análisis de la falla de la caldera", McGraw Hill, NUEVA YORK, 1991.

ANEXOS

ANEXO No 1

REPORTE PARA MANTENIMIENTO DE SEPARADORES

REPORTE PMD - SEPARADORES		Código			
		Revisión			
		Fecha:			
		Elaborado		Personal PMD	
		Revisado por		Jefe de Sección	
		Aprobado		Jefe de Mantenimiento	
ESTACION:		SISTEMA:			
TIPO DE MANT:		UNIDADES:			
EQUIPO	MARCA	SERIE	MODELO	CAPACIDAD	P. TRABAJO
SEP. PRUEBA					
SEP. PRODUC.					
DESCRIPCIÓN DE TRABAJO					
Entrada	TAG	Estado	Observaciones		
Válvula de entrada					
Línea de entrada					
Válvula de control de entrada					
Actuador					
Válvula de Bypass					
Actuador					
Separador					
Control de alto nivel					
Control de nivel					
Sello de ruptura					
Válvula de seguridad					
Válvula drenaje de agua					
Mirillas					
Válvula de aguja					
Descarga de Crudo					
Válvula descarga					
Válvula desgasificadora					
Filtro					
Turbina					
Válvulas de calibración					
Válvula control de nivel					
Válvula check					
Válvula final descarga					
Descarga de Gas					
Válvula descarga					
Porta orificio (Daniel)					
Control de presión					
Registro flujo-presión					
Válvula control de presión					
Válvula by- pas control					
Válvula final descarga					
REPUESTOS UTILIZADOS					
Cantidad	Descripción		Mec	Parte	
En caso de existir diferencias en el registro de medición obtenido realice un análisis de la posible causa que generó la desviación encontrada.					
ACCION CORRECTIVA Y/O PREVENTIVA					
Realizado Por:		Tiempo Utilizado:			
Ayudante:		Fecha:	/ /		
Supervisor:					

ANEXO No 2

TEMPERATURA UMBRAL DE FLUENCIA

Table 4-2 – Threshold Temperatures for Creep

Material	Threshold Temperature
Carbon Steel	700 °F (370°C)
C-1/2 Mo	750 °F (400°C)
1 1/4Cr-1/2Mo	800 °F (425°C)
2 1/4Cr-1Mo	800 °F (425°C)
5Cr-1/2Mo	800 °F (425°C)
9Cr-1Mo	800 °F (425°C)
304H SS	900 °F (480°C)
347H SS	1000 °F (540°C)

ANEXO N° 3

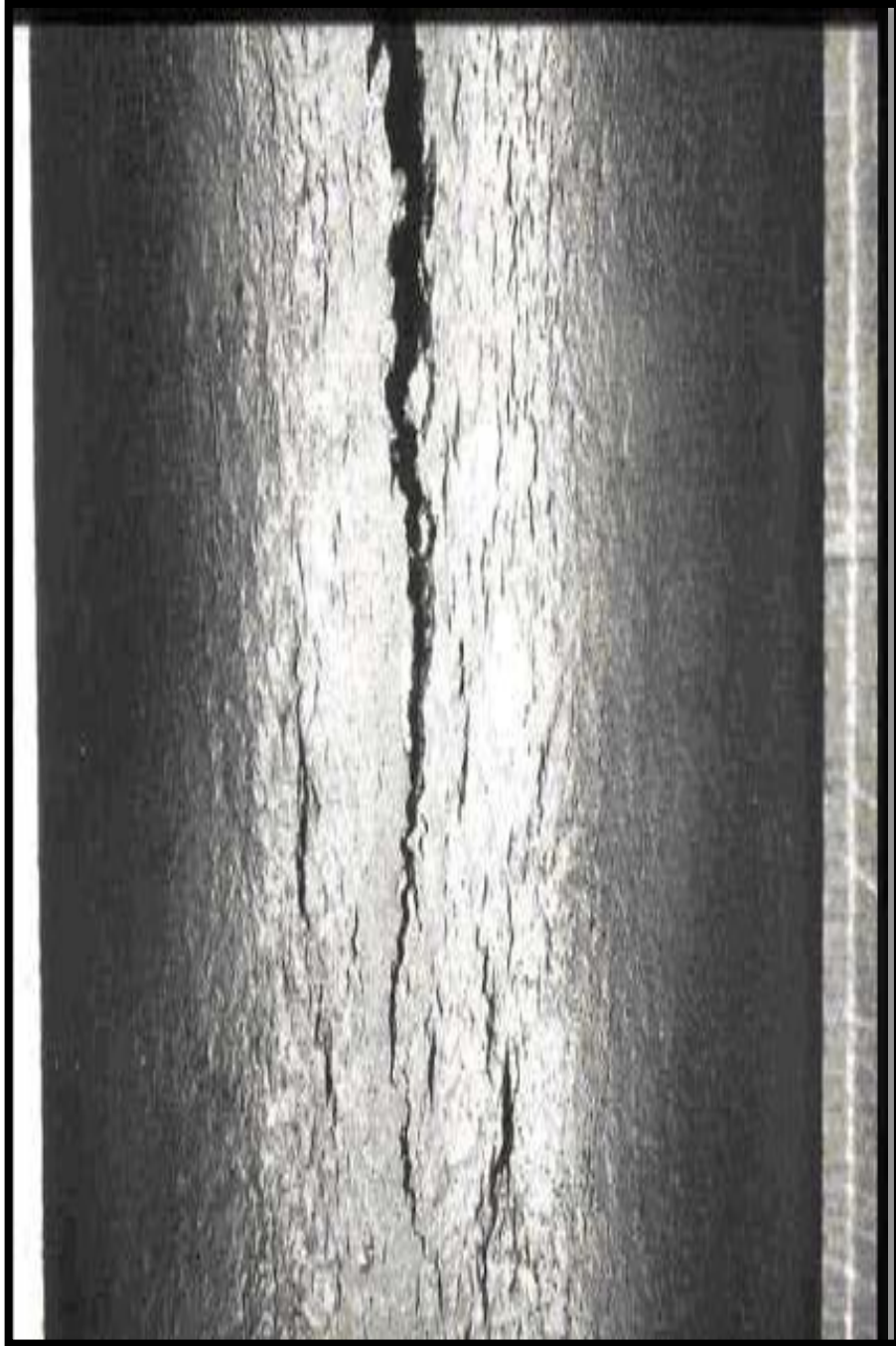
DAÑO EN LA TUBERIA



Fotografía de daño en la tubería por corrosión.

ANEXO N° 4

DAÑO EN LA TUBERIA



Fotografía daño en la tubería rotura.