



ESPE

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS

INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS - ESPE
DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA ENERGÍA Y MECÁNICA
CARRERA DE INGENIERÍA MECATRÓNICA

TEMA: AUTOMATIZACIÓN DE LAS UNIDADES LACT PARA
CRUDO EN LOS CAMPOS LIBERTADOR Y ATACAPI PARA LA
EMPRESA INCOPRO S.A

AUTOR:
CARLOS PATRICIO SANDOVAL OCAMPO

DIRECTOR: ING. ALEJANDRO CHACÓN
CODIRECTOR: ING. HERNÁN LARA.

SANGOLQUÍ – ECUADOR

CERTIFICADO DE ELABORACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto “**AUTOMATIZACIÓN DE LAS UNIDADES LACT PARA CRUDO EN LOS CAMPOS LIBERTADOR Y ATACAPI PARA LA EMPRESA INCOPRO S.A**” , fue realizado en su totalidad por Carlos Patricio Sandoval Ocampo como requerimiento parcial para la obtención del título de Ingeniería en Mecatrónica.

Ing. Luis Alejandro
Chacón Encalada.
DIRECTOR

Ing. Hernán Vinicio
Lara Padilla
CODIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

El contenido, ideas y criterios expuestos en el proyecto de grado **“AUTOMATIZACIÓN DE LAS UNIDADES LACT PARA CRUDO EN LOS CAMPOS LIBERTADOR Y ATACAPI PARA LA EMPRESA INCOPRO S.A”**, son de mi autoría y responsabilidad.

Carlos Patricio Sandoval Ocampo

LEGALIZACIÓN DEL PROYECTO

**“AUTOMATIZACIÓN DE LAS UNIDADES LACT PARA CRUDO EN LOS
CAMPOS LIBERTADOR Y ATACAPI PARA LA EMPRESA INCOPRO S.A”**

ELABORADO POR:

Carlos Patricio Sandoval Ocampo

CARRERA DE INGENIERÍA MECATRÓNICA

Director de la Carrera de Ingeniería Mecatrónica

Ing. Francisco Terneus.

AUTORIZACIÓN

Yo, Carlos Patricio Sandoval Ocampo

Autorizo a la Universidad de la Fuerzas Armadas, ESPE, la publicación en la biblioteca virtual de la Institución del proyecto de grado titulado: **“AUTOMATIZACIÓN DE LAS UNIDADES LACT PARA CRUDO EN LOS CAMPOS LIBERTADOR Y ATACAPI PARA LA EMPRESA INCOPRO S.A”**, cuyo contenido, ideas y criterio son de mi exclusiva responsabilidad y autoría.

Carlos Patricio Sandoval Ocampo

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a mi padre y madre, Nelson e Isabel, por su apoyo incondicional, motivación y esfuerzo para cumplir con una meta más, por ser hasta el último día el mejor ejemplo de perseverancia y lucha. A mi hermano Nelito, por contagiarme de su alegría, brindarme su ayuda y compañía en los mejores y peores momentos. Finalmente no quiero olvidar esta dedicatoria a alguien, a quién sin sus bendiciones recibidas ningún logro hubiera sido realizado, Dios.

Ustedes son el motivo y razón que me inspira a luchar y seguir siempre adelante.

Carlos Patricio Sandoval Ocampo

AGRADECIMIENTO

Un sincero agradecimiento a la empresa INCOPRO S.A por brindarme su auspicio durante todo el desarrollo del proyecto y a todos sus colaboradores por las enseñanzas compartidas.

A mi Director y Codirector de tesis, por su tiempo, colaboración y guía para la finalización de este proyecto.

A mis amigos Gaby, Pepe, Diego y Wilson, por ser más que mis compañeros de clase, excelentes amigos. Recuerden que las mayores victorias se logran superando las más grandes adversidades.

Carlos Patricio Sandoval Ocampo

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICADO DE ELABORACIÓN DEL PROYECTO.....	ii
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	iii
LEGALIZACION DEL PROYECTO.....	iv
AUTORIZACIÓN	v
DEDICATORIA	vi
AGRADECIMIENTO.....	vii
ÍNDICE DE CONTENIDO	viii
ÍNDICE DE CUADROS.....	xiii
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
ÍNDICE DE FIGURAS	xvi
ÍNDICE DE ANEXOS	xix
RESUMEN	xx
ABSTRACT	xxi
CAPÍTULO 1	
INTRODUCCION	1
1.1 ANTESCEDENTES.....	1
1.2 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA.....	2
1.3 ALCANCE DEL PROYECTO	3
1.4 OBJETIVOS	3
1.4.1 Objetivo General.....	3
1.4.2 Objetivos Específicos	4
1.5 METODOLOGÍA.....	4
1.5.1 Inicio:	4
1.5.2 Planificación.	4
1.5.3 Ejecución	5
1.5.4 Supervisión y Control	5

1.5.5 Cierre.....	6
CAPÍTULO 2	
FUNDAMENTO TEÓRICO	7
2.1 FISCALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.....	7
2.1.1 Puntos de Fiscalización.....	8
2.1.2 Requerimientos funcionales para los puntos de medición fiscal	9
2.2 TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN	9
2.3 TRANSFERENCIA DE CUSTODIA	10
2.4 CLASES DE MEDICIONES PARA CUSTODIA Y FISCALIZACIÓN.	11
2.4.1 Medición Estática.	11
2.4.2 Características de la Medición Estática.....	11
2.4.3 Medición Dinámica.	12
2.4.4 Características de la Medición Dinámica.	12
2.4.5 Medición de Calidades.	13
2.4.6 Medición de Cantidades.	13
2.5 ESTÁNDARES DE REGULARIZACIÓN PARA SISTEMAS DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.....	13
2.6 APLICACIÓN DE SISTEMAS AUTOMATIZADOS PARA EL MANEJO DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.	14
2.6.1 Controles de seguridad de cierre	15
2.6.2 Válvulas de seguridad	15
2.6.3 Interruptores de presión	16
2.6.3.1 Interruptor de baja presión para sistemas de bombeo.	17
2.6.3.2 Interruptor de alta presión para sistemas de bombeo.	17
2.6.3.3 Interruptor de presión diferencial	17
2.6.4 Interruptor de flujo	19
2.7 SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA LACT.	20
2.7.1 Componentes de la Unidad LACT.....	20
2.8 MODELADO DE PROCESOS TIPO BATCH SEGÚN ISA 88.01.....	22

CAPÍTULO 3

UNIDADES LACT	24
3.1 DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD LACT	24
3.2 DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES DE LA UNIDAD LACT	25
3.2.1 Tanques de almacenamiento	26
3.2.2 Bombas Centrífugas	27
3.2.3 Filtros	28
3.2.4 Deaireador:	29
3.2.5 Sistema de extracción de muestras.	29
3.2.5.1 Contenedor de muestras:	30
3.2.5.2 Bomba de recirculación	31
3.2.5.3 Extractor de muestras:	31
3.2.6 Analizador y Monitor de B&SW	32
3.2.6.1 Analizador de BS&W	32
3.2.6.2 Monitor de B&SW	33
3.2.7 Válvulas	34
3.2.7.1 Válvula de contrapresión	34
3.2.7.2 Válvulas de bloqueo y purga	35
3.2.7.3 Válvula de tres vías	35
3.2.7.4 Válvula Check	36
3.2.8 Medidor de flujo de desplazamiento positivo	36
3.2.9 Computador de flujo	37
3.3 TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE CRUDO SEGÚN	
ISA 88.01	39
3.3.1 Construcción del modelo del proceso	39
3.3.2 Construcción del modelo físico	39
3.3.3 Identificación de unidades del proceso.	41
3.3.4 Identificación de los módulos de equipo	44
3.3.5 Identificación de módulos de control	44
3.3.6 Descripción de unidades dentro del proceso	44
3.3.6.1 Unidad de Abastecimiento de crudo	44
3.3.6.1.1 Módulos de equipo en la unidad de abastecimiento	45

3.3.6.1.2 Módulos de control en la Unidad de Abastecimiento.	45
3.3.6.2 Unidad de Análisis de Calidad de Crudo	46
3.3.6.2.1 Módulos de equipo de la Unidad de análisis de crudo.	47
3.3.6.2.2 Módulos de control en la Unidad de Análisis de calidad de crudo	48
3.3.6.3 Unidad de Cuantificación de volúmenes de crudo.....	49
3.3.6.3.1 Módulos de equipo de la unidad de cuantificación de crudo	50
3.3.6.3.2 Módulos de control en la Unidad de Cuantificación de crudo.	51

CAPÍTULO 4

DISEÑO DEL SISTEMA AUTOMÁTICO.....	52
4.1 CONSIDERACIONES PARA LA AUTOMATIZACIÓN DEL PROCESO.....	52
4.1.1 Componentes del sistema de control	53
4.1.2 Supervisión de las variables del proceso.	53
4.1.3 Rediseño del sistema eléctrico.....	54
4.1.4 Reacondicionamiento del sistema mecánico.	54
4.2 SISTEMA MECÁNICO.	55
4.2.1 Sistema de pesaje para muestras de crudo.	55
4.2.2 Sistema de extracción de muestras.	60
4.2.3 Rediseño del sistema de extracción de muestras.	69
4.3 AUTOMATIZACIÓN DEL PROCESO	71
4.3.1 Descripción de la norma de diseño GEMMA.....	71
4.3.2 Aspectos Generales del Proceso y Grafcet de producción normal.	73
4.3.2.1 Grafcet de producción normal.....	73
4.3.3 Descripción del control del proceso y selección de sensores y actuadores necesarios.	75
4.3.3.1 Selección de componentes para el control del proceso.	76
4.3.4 Análisis de los Estados GEMMA.....	82
4.3.5 Trayectorias de evolución entre los diferentes estados.	85

4.3.6	Determinación de elementos del panel del operador.....	85
4.3.7	Grafcet de producción de segundo nivel.....	87
4.3.8	Tecnología de control.....	90
4.3.8.1	Distribución de Entradas Digitales.....	90
4.3.8.2	Distribución de Salidas Digitales.....	92
4.3.9	Grafcet de nivel Tecnológico.....	94
4.4	DISEÑO DE LA INTERFAZ HUMANO MÁQUINA (HMI).....	97
4.4.1	Distribución de colores.....	98
4.4.2	Señales de monitoreo en el HMI.....	99
4.4.3	Alarmas y eventos.....	99
4.5	DESCRIPCIÓN DE FUNCIONAMIENTO DE LA LÓGICA DE CONTROL.....	101
CAPÍTULO 5		
	PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO.....	106
5.1	IMPLEMENTACIONES AL CIRCUITO ELÉCTRICO PARA ARRANQUE DE BOMBAS.....	106
5.2	IMPLEMENTACIÓN DEL CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE.....	108
5.3	MODIFICACIONES DEL SISTEMA DE EXTRACCIÓN DE MUESTRAS.....	108
5.4	IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE PESAJE PARA MUESTRAS DE CRUDO.....	110
5.5	PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO.....	111
5.5.1	Diseño de Pruebas.....	112
5.5.2	Metodología de Pruebas.....	113
5.6	EJECUCIÓN DE LA PRUEBA.....	115
CAPÍTULO 6		
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	127
6.1	CONCLUSIONES.....	127
6.2	RECOMENDACIONES.....	128
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	130

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. Tipos de válvulas en Unidad LACT.....	34
Cuadro 2. Construcción del modelo del proceso	40
Cuadro 3. Esquema del sistema mecánico.....	55
Cuadro 4. Situaciones GEMMA	72
Cuadro 5. Estados GEMMA aplicables al sistema de control.....	85

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características de la medición estática.....	11
Tabla 2. Características de medición dinámica	12
Tabla 3. Descripción de tanques de almacenamiento.	26
Tabla 4. Descripción de una bomba centrífuga	27
Tabla 5. Descripción de filtros	28
Tabla 6. Descripción de un deaireador	29
Tabla 7. Descripción de un contenedor de muestras.....	30
Tabla 8. Descripción de la bomba de recirculación.	31
Tabla 9. Descripción del extractor de muestras	31
Tabla 10. Descripción del analizador de B&SW	32
Tabla 11. Descripción del monitor de B&SW	33
Tabla 12. Descripción de la válvula de contrapresión.....	34
Tabla 13. Descripción de la válvula de bloqueo y purga.....	35
Tabla 14. Descripción de la válvula de tres vías.....	35
Tabla 15. Descripción del medidor de desplazamiento positivo	36
Tabla 16. Descripción del computador de flujo	37
Tabla 17. Operaciones y acciones del procesos para la unidad de almacenamiento.....	45
Tabla 18. Operaciones y acciones de proceso en la unidad de análisis de calidad de crudo.....	47
Tabla 19. Operaciones y acciones de proceso en la unidad de cuantificación de crudo.	50
Tabla 20. Componentes del sistema de pesaje	56
Tabla 21. Tipos de crudo de acuerdo a su grado API.....	57
Tabla 22. Especificaciones del sistema de pesaje.....	58
Tabla 23. Porcentaje de llenado del contenedor de muestras.....	59
Tabla 24. Factores de dispersión de agua en crudo.....	61
Tabla 25. Caracterización del crudo. Estación Pichincha	64
Tabla 26. Volúmenes crudo transferidos	68
Tabla 27. Frecuencia de extracción de muestras	68

Tabla 28. Modificaciones del sistema de extracción de muestras	69
Tabla 29. Consideraciones para el control del proceso	75
Tabla 30. Condiciones de operación de cada estación	77
Tabla 31. Caída de presión de componentes en unidad LACT	77
Tabla 32. Rangos de presión para activación de interruptores de presión	78
Tabla 33. Características técnicas de los interruptores de presión	81
Tabla 34. Características técnicas del interruptor de flujo	82
Tabla 35. Procedimiento de marcha y parada GEMMA.....	83
Tabla 36. Procedimientos de funcionamiento GEMMA	84
Tabla 37. Procedimientos de defecto GEMMA	84
Tabla 38. Componentes del panel del operador	86
Tabla 39. Distribución de entradas digitales PLC	90
Tabla 40. Distribución de salidas digitales PLC	93
Tabla 41. Guía de colores para representación de estados	98
Tabla 42. Guía de colores para seguridad.....	98
Tabla 43. Guía de colores para contraste.....	99
Tabla 44. Condiciones para generación de alarmas.....	100
Tabla 45. Implementaciones en el circuito de arranque de bombas.....	107
Tabla 46. Implementación del controlador lógico programable.....	108
Tabla 47. Rediseño del sistema de extracción de muestras.....	109
Tabla 48. Implementación del sistema de pesaje para muestras de crudo	111
Tabla 49. Diseño de Pruebas de Funcionamiento.....	112
Tabla 50. Metodología de Pruebas	113
Tabla 51. Resultado de las pruebas realizadas	122
Tabla 52. Número de grabs extraídos.....	124
Tabla 53. Verificación de valores de activación Interruptores de baja presión.	125
Tabla 54. Verificación de valores de activación Interruptores de alta presión.	125

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Etapas de desarrollo del Proyecto-Metodología PMI.....	6
Figura 2. Interruptor de alta y baja presión.	17
Figura 3. Interruptor de presión diferencial	18
Figura 4. Control de bombas con interruptores de flujo	19
Figura 5. Componentes típicos de la Unidad LACT	20
Figura 6. Componentes de la unidad LACT	21
Figura 7. Tanques de almacenamiento.....	26
Figura 8. Bomba Centrífuga.....	28
Figura 9. Filtro de canasta	29
Figura 10. Sistema de extracción de muestras	30
Figura 11. Medidor de B&SW	33
Figura 12. Funcionamiento de la válvula de tres vías.....	36
Figura 13. Medidor de desplazamiento positivo.....	37
Figura 14. Computador de flujo.....	38
Figura 15. Unidad de almacenamiento de crudo	41
Figura 16. Unidad de análisis de calidad de crudo	42
Figura 17. Unidad de cuantificación de volumen de crudo	42
Figura 18. Identificación de las unidades dentro del proceso	43
Figura 19. Elementos de control en la unidad de abastecimiento de crudo	46
Figura 20. Elementos de control en la unidad de análisis de calidad de crudo.....	49
Figura 21. Elementos de control en la unidad de cuantificación de crudo	51
Figura 22. Ubicación de lanza extractora de muestras.....	60
Figura 23. Reubicación del punto de extracción de muestras	61
Figura 24. Graficet de producción normal.....	74
Figura 25. Situaciones de funcionamiento según GEMMA.....	83
Figura 26. Panel del operador.....	86

Figura 27. Grafcet de segundo nivel para el sistema de protección de bombas.....	88
Figura 28. Grafcet de segundo nivel del PLC	89
Figura 29. Grafcet de tercer nivel para circuito de protección Bomba B-010	94
Figura 30. Grafcet de tercer nivel para circuito de protección Bomba B-011	95
Figura 31. Grafcet de tercer nivel para control programable en PLC	96
Figura 32. Válvula de bloqueo en la entrada de la unidad LACT.....	101
Figura 33. Presión de succión insuficiente para arranque	102
Figura 34. Línea de succión presurizada.	102
Figura 35. Activación del medidor e interruptor de flujo al arranque.....	103
Figura 36. Apagado de bomba por sobrepresión en la descarga	103
Figura 37. Apagado de bombas por falla en medidor e interruptor de flujo	104
Figura 38. A.- Transmisión de pulsos del medidor de flujo y B.- Disminución de flujo por apagado de bombas	105
Figura 39. Desvío de crudo hacia tanques de lavado.....	105
Figura 40. Verificación del estado de interruptores de presión en SCADA.....	116
Figura 41. Conexión del calibrador multiprocesos, módulo y bomba de presión.	117
Figura 42. Conexión de las tomas de alta y baja presión.	117
Figura 43.. Apagado de bomba en servicio por baja presión de succión.....	118
Figura 44. Apagado de bomba en servicio por alta presión.....	118
Figura 45. Activación de alarma visual y sirena	119
Figura 46. Activación de interruptor de flujo y estado del medidor de flujo	119
Figura 47. Apagado de bomba en servicio por flujo no contabilizado.....	120
Figura 48. Cambio del valor de B&SW en computador de flujo.....	120
Figura 49. Activación de la válvula de tres vías	121

Figura 50. Porcentaje de llenado del contenedor de muestras..... 121

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1.- Diagrama P&ID Unidad LACT.

Anexo 2.- Planos de montaje

Anexo 3.- Circuito de protección de bombas booster.

Anexo 4.- Matriz Causa-Efecto

RESUMEN

El presente trabajo tiene por objetivo la automatización de las unidades LACT en los campos Libertador y Atacapi. Para el desarrollo del proyecto se emplea la metodología establecida por el PMI, con la cual se especifican las actividades a realizarse en las etapas de planificación, ejecución, supervisión, control, y cierre, con las cuales se pretende obtener las directrices para el cumplimiento total del proyecto. Se empleó interruptores de alta y baja presión (presostátos) como elementos de seguridad en el funcionamiento de las bombas centrífugas. Adicionalmente se implementó un sistema de control ON/OFF para evitar pérdidas económicas por crudo no contabilizado empleando interruptores de flujo y actualizando el software en el computador de flujo para su posterior incorporación en un PLC Micrologix 1100 e integración con los elementos de seguridad mencionados anteriormente. Con la modificación del sistema de extracción de muestras se logró monitorear y controlar el nivel de llenado del depósito de muestras en el computador de flujo y asegurar la custodia de las muestras recolectadas. Para el desarrollo de la automatización del proceso se empleó la norma GEMMA, y finalmente la comprobación del cumplimiento de implementaciones a través de varias pruebas de funcionamiento, obteniendo un 93,8 % de funcionalidad para las estaciones Shuara, Pichincha, Shushuqui y un 100% en las estaciones Atacapi y Secoya.

Palabras clave: **LACT, AUTOMATIZACIÓN, GEMMA, PRESOSTÁTOS, CONTROL ON/OFF.**

ABSTRACT.

This paper aims the Automation of LACT units in Libertador and Atacapi fields. The methodology established for the project is PMI, which explains the activities to be performed in planning, implementation, monitoring, control, and closing phases, which will be the guidelines for the accomplishment of the project. High and Low pressure switches were used as security elements for the operation of centrifugal pumps. Additionally, a control system on/off was implemented to avoid unaccounted crude oil using flow switches and upgrading the software of the flow computer to incorporate them with the PLC Micrologix 1100 and a subsequent integration with the security elements mentioned above. Modifications of the sampling system allow the monitoring of the filling level for the sample reservoir in the flow computer and ensure the safekeeping of collected samples. For the development of automation process, GEMMA standard was used. Finally, implementations compliance was verified through some field tests, obtaining 93.8% of functionality for Shuara, Pichincha and Shushuqui stations and 100% in Atacapi and Secoya stations.

Keywords: LACT, AUTOMATION, GEMMA, PRESSURE SWITCH, CONTROL ON/OFF.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCION

1.1 ANTECEDENTES

En el año de 1968, el consorcio Texaco realiza las primeras perforaciones en el campo Atacapi, alcanzando una producción de 3800 BOPD. Para 1980, la CEPE (Corporación Petrolera Ecuatoriana) realiza sus primeras perforaciones en el campo libertador, la estación Secoya fue la primera en ser perforada, meses posteriores se realizaron perforaciones en las estaciones Shuara, Shushuqui y Pichincha.

El campo Libertador, en 1992, tuvo su pico de producción con 56.651 barriles por día mientras que el campo Atacapi produjo 10.200 barriles en el 2005; es decir, más de 65.000 barriles entre los dos campos. En la actualidad, estos dos campos juntos producen 16.200 barriles por día, es decir una disminución en la producción a la cuarta parte. Así también la declinación en el proceso de extracción supera el 60% lo cual significa que de cada barril de crudo extraído solo el 40% es petróleo, la diferencia es agua y sedimentos

Es por esto que después de más de 30 años de extracción, surge la necesidad de incrementar la producción de petróleo en los campos Libertador-Atacapi, consideradas como Joyas de la Corona por su alta calidad y producción de crudo, uno de los principales objetivos es reacondicionar y mejorar las unidades de medición de crudo LACT presentes en dichos campos, en las cuales no se ha realizado actualizaciones significativas en sus componentes, lo cual recae en una deficiencia en los procesos involucrados con estos sistemas, entre ellos, una posible fiscalización inadecuada de la cantidad de crudo extraída, ya que no

se tiene un control de los componentes necesarios para la medición y transferencia del mismo.

Con la aplicación de procesos de recuperación mejorada e implementación de mejor tecnología para el mejoramiento de este campo se podrán recuperar 14 millones de barriles en reserva, lo que implicará un crecimiento en la producción diaria de 16 000 a 16 400 barriles. Para lograr el aumento de producción, se deberá invertir en este campo USD 385 millones en los próximos 15 años.

1.2 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

Las unidades de medición para transferencia de custodia LACT son utilizadas para transferir y cuantificar volúmenes hidrocarburos líquidos desde los pozos de extracción o tanques de reposo hasta una estación central de recolección, incluyen instrumentos que miden la calidad y cantidad de crudo transportado, por lo cual constituye un elemento de gran importancia al momento de contabilizar la producción y por ende el cálculo de regalías que percibe el estado.

La optimización de la producción en los campos Libertador-Atacapi engloba varias actividades, entre ellas, técnicas de recuperación mejorada, exploración, mejoramiento de los pozos y de los procesos relacionados con la medición y fiscalización de crudo, por lo cual este proyecto es de gran importancia e inmediata ejecución, ya que al realizar el mejoramiento de las unidades LACT, se tendrá control de los componentes involucrados en la transferencia y medición de crudo.

Para lograr el mejoramiento de dichas unidades, es necesario la implementación de nueva instrumentación, componentes mecánicos, eléctricos, electrónicos así como también el desarrollo de un sistema de control para mejorar la eficiencia del sistema.

1.3 ALCANCE DEL PROYECTO

Se pretende realizar la automatización de las unidades LACT para crudo, con las cuales se realiza la fiscalización de la cantidad de crudo extraída en los Campos Libertador y Atacapi. Para el inicio del proyecto, las adecuaciones civiles y estructurales serán realizadas por la empresa auspiciante, con lo cual se brindará las condiciones iniciales para empezar el proyecto. La primera actividad a realizarse será la selección de la instrumentación necesaria para el mejoramiento de la unidad de medición, para lo cual se realizarán los análisis y cálculos pertinentes con el fin de determinar los valores de presión y caudal de acuerdo a cada estación. El alcance del proyecto también contempla el diseño de un sistema de pesaje para muestras de crudo de acuerdo a normas API con los respectivos componentes mecánicos y eléctricos necesarios para su instalación. Finalmente se realizará la automatización de la unidad LACT, diseño e implementación de lógicas de control, involucrando parámetros de seguridad necesarios y cumpliendo con requerimientos establecidos por la empresa auspiciante, para esto se realizará una simulación de las lógicas de control en la cual se analizará posibles fallas y se tomará acciones correctivas. Una vez desarrollado el estudio técnico, se instalarán, configurarán y calibrarán los instrumentos y equipos, para finalmente realizar las pruebas finales con la puesta en marcha del sistema de tal manera que se compruebe la funcionalidad de las implementaciones realizadas.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

- Automatizar las unidades para crudo LACT en los campos Libertador y Atacapi.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Identificar los componentes de protección necesarios para el funcionamiento de las bombas centrífugas de las unidades LACT, considerando sus actuales condiciones operativas.
- Desarrollar un sistema de control que permita mantener un funcionamiento óptimo de la unidad LACT durante la transferencia de crudo .
- Establecer un sistema de medición para el nivel de llenado en los contenedores de muestras de las unidades LACT.

1.5 METODOLOGÍA

Para lograr la sinergia de los componentes y actividades a ser realizadas en la propuesta de Automatización de las unidades LACT, se empleará la metodología PMI con la cual se pretende tener un control adecuado sobre el ciclo de vida del proyecto y el cumplimiento de los objetivos propuestos, empleando las herramientas necesarias a través del PMBOK¹.

Para lograr la integración y cumplimiento de los objetivos, se definen cinco etapas para la duración del proyecto, indicados en el PMBOK, las cuales serán:

1.5.1 Inicio:

- Especificación de los alcances y limitaciones.
- Definición de los objetivos e importancia del proyecto.

1.5.2 Planificación.

¹ **PMBOK:** (Project Management Body of Knowledge) es una guía de estándares para la gestión de proyectos reconocidos internacionalmente (IEEE, ANSI), los cuales trabajan con el uso del conocimiento, de las habilidades, de las herramientas y de las técnicas para resolver los requisitos de un proyecto .

- Análisis de requerimientos para la automatización de las unidades de medición para transferencia de custodia.
- Determinar los componentes y sistemas necesarios para la realización del proyecto.
- Identificar las interacciones necesarias entre los componentes para lograr el cumplimiento de los objetivos planteados.

1.5.3 Ejecución

- Desarrollo de la documentación necesaria para la realización del proyecto; consideraciones para el diseño del sistema de pesaje para muestras de crudo, desarrollo de las lógicas de control para el arranque de las bombas booster, modificación de los circuitos eléctricos respectivos.
- Analizar las causas de falla que puedan suscitarse en el desarrollo.
- Implementar las lógicas de control desarrolladas en un PLC.
- Calibración y prueba de la instrumentación.
- Emplear una interfaz humano-máquina HMI, con la cual se podrá visualizar el funcionamiento del sistema.

1.5.4 Supervisión y Control

- Valorar la efectividad y eficiencia del sistema a través de simulaciones, con las cuáles se permita verificar el correcto funcionamiento e integridad del sistema.
- Implementación y puesta en marcha de las modificaciones eléctricas, mecánicas y lógicas de control propuestas.
- Resultados y toma de acciones correctivas en las implementaciones en caso de ser necesario.

1.5.5 Cierre

- Validación y finalización de las actividades ejecutadas en el desarrollo del proyecto por parte de la empresa auspiciante, Director y Codirector del proyecto de tesis.
- Revisión de la documentación final.

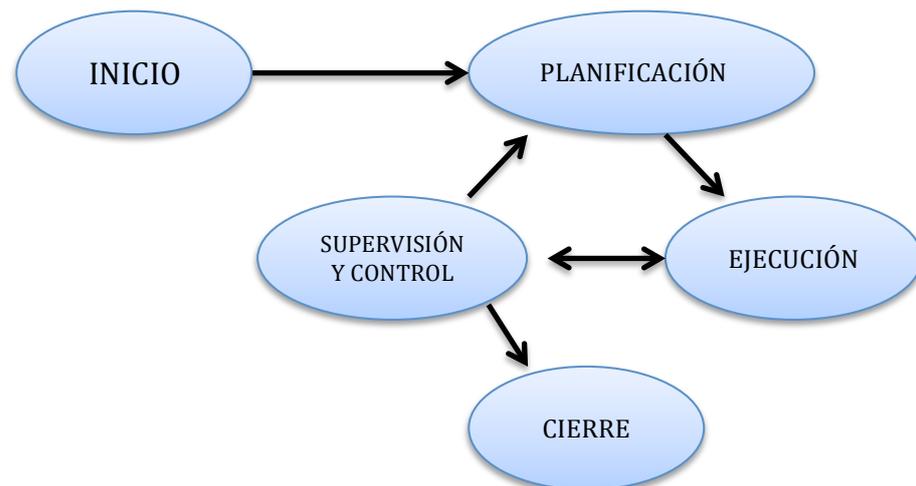


Figura 1. Etapas de desarrollo del Proyecto-Metodología PMI

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTO TEÓRICO

El marco teórico que se desarrolla a continuación, permite conocer los conceptos básicos necesarios para el entendimiento del desarrollo de este proyecto.

Este capítulo brindará las definiciones relacionadas con los términos de fiscalización y custodia de hidrocarburos, con el fin de comprender el proceso de medición de volúmenes de crudo y su transferencia hacia terceros. Adicionalmente se describirá los componentes, funcionamiento y aplicación de sistemas automatizados para el manejo de hidrocarburos Líquidos

Finalmente, se describirá los tipos de medición de crudo, los estándares internacionales vigentes para el proceso de transferencia de custodia y una breve descripción del funcionamiento y principales componentes de las unidades LACT.

2.1 FISCALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.

El procedimiento de fiscalización es de gran importancia, ya que a través de este instrumento el Estado puede garantizar que los volúmenes de hidrocarburos reportados para comercialización se ajusten realmente a los volúmenes producidos.

La fiscalización de hidrocarburos consiste en vigilar la correcta y adecuada exploración y explotación de los yacimientos petrolíferos asegurando que las actividades involucradas se realicen en forma técnica, económica y se asegure la utilización y aprovechamiento de los recursos en

forma racional e integral.

La medición de los volúmenes de hidrocarburos producidos en un campo petrolero representa ciertos desafíos técnicos porque no todo lo que se produce en un campo es petróleo, no todo el petróleo se comercializa y no siempre la producción corresponde a la actividad de explotación.

La calidad de la producción, es otro de los aspectos fundamentales en la fiscalización, debido a que existe una amplia gama de petróleos que se pueden producir y por ende fiscalizar. Esta diversidad de hidrocarburos presenta densidad, composición, y características de la producción, que varían de un lugar a otro, o por los mismos procesos de producción, por lo que es necesario hacer correcciones que posibiliten estandarizar el proceso de medición.

2.1.1 Puntos de Fiscalización

Es importante establecer la diferencia entre pozo y campo ya que es necesario determinar dónde se debe realizar la fiscalización del volumen de producción. Cuando se habla de pozo, se está describiendo el lugar físico por donde se produce el hidrocarburo, es decir, hace alusión al sitio en que se realizó la perforación en el subsuelo con este fin. Un campo, por otra parte, es la proyección en superficie del lugar en el subsuelo en donde se encuentra almacenado el hidrocarburo y es explotado, generalmente, mediante un conjunto de pozos perforados para producir el hidrocarburo que se encuentra en el yacimiento.

Los hidrocarburos líquidos se fiscalizarán en los sitios más cercanos a las áreas operacionales, aprobados por los organismos de regulación, tomando como base una relación favorable entre la calidad mínima requerida en las mediciones y la operación de los puntos de medición.

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos y su

Reglamento, los puntos de fiscalización en los cuales se debe medir el volumen y las calidades de:

- Petróleos producidos
- Ventas Nacionales de productos derivados del petróleo
- Exportaciones de petróleo y productos derivados
- Consumo propio de petróleo y productos derivados.

2.1.2 Requerimientos funcionales para los puntos de medición fiscal

Los puntos de medición fiscal deberán cumplir con requerimientos mínimos para garantizar la calidad de las mediciones. Para la determinación de cada punto de fiscalización se deberán tomar en cuenta que los mismos se encuentren lo más cercano posible a los pozos de producción, cuando se trate del petróleo producido y de los sitios de entrega en el caso de otros hidrocarburos líquidos destinados a su venta, así como la utilización de una tecnología de medición adecuada que responda a la exigencia de la calidad fiscal requerida.

2.2 TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN

Las tecnologías de medición deberán estar acorde con las características y condiciones del proceso de tal manera que permita obtener los niveles de incertidumbre adecuados para la medición fiscal.

Un sistema de medición fiscal deberá contar al menos con los siguientes elementos:

- Un elemento primario
- Una parte instrumental
- Un sistema de cálculo de volúmenes netos confiable y con facilidades de generar informes que puedan ser auditables por organismo de regulación correspondiente.

2.3 TRANSFERENCIA DE CUSTODIA

Las pérdidas o ganancias, en el transporte de hidrocarburos líquidos, por medio de: oleoducto, poliducto, tanqueros, cisterna, buque, etc, así como también en estaciones, terminales y refinerías, dependen en gran medida del precio y los volúmenes transferidos, impactando desde las transferencias, inventarios, liquidaciones, balances de planta, cálculo de producción hasta cálculo de las regalías.

Para una correcta determinación de los volúmenes es necesario contar con sistemas de medición que brinden una mayor confiabilidad, precisión y exactitud. A razón de esto, surge la necesidad de utilizar un sistema de medición como el de transferencia de custodia. La transferencia de custodia ocurre cuando el producto es entregado a un tercero para su manejo y custodia, manteniéndose la propiedad del producto.

La custodia de los productos pasa del productor al transportador, luego al distribuidor y por último al usuario final. Como mínimo, existe una medición fiscal por día entre cada uno de estos actores. Por este motivo, se deben utilizar métodos y normas para garantizar la trazabilidad de los patrones de medición internacionales y disminuir la incertidumbre^[2] en los sistemas de medición, aspectos que se reflejará en menores pérdidas del producto y mayor rentabilidad para las organizaciones.

En los sistemas de medición normales se enfocan principalmente en el proceso productivo por lo tanto estos deben ser simples, de rápida reacción, confiables y libres de mantenimiento. En la transferencia de Custodia se pretende obtener la medición más exacta posible, de modo de que la factura emitida sea lo más cercana posible a la realidad. En transferencia de custodia, no es crítico cuánto se tarde el sistema en dar una respuesta pero si esa respuesta debe ser exacta y verificable.

² **Incertidumbre de la Medición:** Es el intervalo dentro del cual se estima que estará el valor verdadero de una magnitud medida, generalmente basado sobre una probabilidad dada

2.4 CLASES DE MEDICIONES PARA CUSTODIA Y FISCALIZACIÓN.

De acuerdo con el manual de medición de petróleo MPMS existen dos tipos de medición para custodia y fiscalización de crudo, estos son:

- Medición Estática
- Medición Dinámica

2.4.1 Medición Estática.

Implica la obtención de una medida lineal que es convertida a una volumétrica (normalmente barriles), dependiendo de la actividad del tanque se establece el volumen bruto recibido, de despachos o transferencias, los cuales son corregidos por los datos obtenidos de Temperatura y %BSW.

2.4.2 Características de la Medición Estática.

Tabla 1. Características de la medición estática

Características de la Medición Estática.
<ul style="list-style-type: none"> • Se realiza directamente en el tanque de almacenamiento bajo condiciones de calidad. • Es comúnmente usada o como segunda opción de verificación.
<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza una cinta de medición o a través de sistema telemétrico. • Cuando se mide con cinta, se puede realizar la medición al vacío o medición de fondo.
<ul style="list-style-type: none"> • Se deben realizar las correcciones al volumen medido tales como agua libre, temperatura, BS&W. • Considerable nivel técnico de los operadores, ya que en un tanque de 100,000 Bbls, una diferencia de 1mm puede representar un error de medición de 12 barriles.
<ul style="list-style-type: none"> • En cuestión de seguridad, nunca se debe medir bajo tormenta

eléctrica, así como el uso del equipo de protección personal, electricidad estática, etc.

- La producción diaria a través de la medición estática, se determina por la diferencia de nivel del tanque y el volumen bombeado o entregado

2.4.3 Medición Dinámica.

Determina la cantidad de flujo que circula a través de un elemento primario de medición. Existen dos tipos de medidores, los cuales dependen del tipo de flujo que se maneja, es decir de tipo volumétrico y másico. Los sistemas de medición dinámica para transferencia de custodia del tipo volumétrico corresponden a los medidores tipo turbina, desplazamiento positivo y ultrasónico, mientras que para medición de flujo másico se emplea los medidores de Coriolis. Para transferencia de custodia también se considera la medición de la calidad y cantidad del producto a ser entregado.

2.4.4 Características de la Medición Dinámica.

Tabla 2. Características de medición dinámica

Características de la Medición Dinámica.

- Para transferencia de custodia deben poseer linealidades menores o iguales a 0.25% y tener para su calibración un probador.
- Los medidores deben verificarse cada 180 días y calibrarse cada año de no presentar inconvenientes
- Se utiliza para certificar los volúmenes de producto que se recibe o se entrega en custodia ya sea para ser procesado y transportado utilizando medidores instalados en línea.

2.4.5 Medición de Calidades.

Los instrumentos empleados para la medición de la calidad de los hidrocarburos son:

- Medidor de densidad.
- Medidor de contenido de agua en crudo.
- Sistema de toma muestras automático.

2.4.6 Medición de Cantidades.

Los instrumentos empleados para la medición de la cantidad de crudo transferido son:

- Medidores de flujo.
- Probadores de medición en línea.
- Medidor de temperatura.
- Medidor de presión.
- Medidor de porcentaje de agua.

2.5 ESTÁNDARES DE REGULARIZACIÓN PARA SISTEMAS DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA

Todos los sistemas de medición utilizados para cuestiones fiscales, deben ajustarse a normas internacionales aceptadas por los organismos gubernamentales.

A nivel internacional existen diversos estándares y normativas según el país, producto y principio de medición a utilizar. La OIML^[3] establece normas de metrología legal para países de la comunidad europea y que han sido adoptadas por muchos otros países. Estas normas están formuladas de tal manera que puedan ser incorporadas fácilmente a la legislación de cada

³ **OIML:** organización internacional intergubernamental establecida para promover una armonización global de los procedimientos de metrología legal

país llegando a definir el error máximo permisible para un sistema de medición, en una determinada aplicación. Por otra parte está API (American Petroleum Institute), originaria de EE.UU, dicta normas orientadas a los procedimientos e instalaciones requeridos para obtener una medición exacta. API a diferencia de OIML, no define procedimientos de certificación de equipos, quedando esto a criterio del usuario.

Actualmente la Agencia Nacional de Control de Hidrocarburos del Ecuador (ARCH) emplea los criterios de API para realizar la fiscalización de volúmenes de crudo transferidos.

Las normas empleadas para el desarrollo del proyecto se basarán en criterios de la OIML y en el Manual de Estándares de Medición del Petróleo (MPMS) de API, las cuales se nombran a continuación.

- MPMS API 1, Terminología.
- MPMS API 5.2, Medición de hidrocarburos líquidos empleando medidores de desplazamiento positivo.
- MPMS API 6.1. Sistemas de Transferencia de Custodia Automática en la localidad (LACT).
- MPMS API 8.2, Procedimiento para muestreo automático de petróleo líquido y productos de petróleo.
- MPMS API 11.1, Corrección de factores volumétricos para Crudos y JP-4
- MPMS API 12.2. Cálculo de cantidades de petróleo usando el método de medición dinámica y factores de corrección volumétricos.

2.6 APLICACIÓN DE SISTEMAS AUTOMATIZADOS PARA EL MANEJO DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.

Todos los pozos e instalaciones de producción cuentan con dispositivos para ayudar a los operadores a observar y controlar las operaciones de producción. Estos dispositivos son necesarios para controlar el equipo, medir niveles de líquido, flujo de fluidos, temperaturas y presiones; válvulas

de control y estrangulamiento y ofrecer seguridad a través de sistemas de paro de emergencia.

2.6.1 Controles de seguridad de cierre

Un equipo de control automático es al mismo tiempo un equipo de protección y seguridad, esto es que algunos controles automáticos llevan a cabo funciones de seguridad, antes que sus funciones normales de operación. Incluye a las válvulas de seguridad de cierre por alta o baja presión, válvulas de exceso de flujo, interruptor de temperatura, interruptor de presión y controles de paro de bombeo.

2.6.2 Válvulas de seguridad

La válvula de seguridad de cierre debido a alta o baja presión y la válvula de exceso de flujo son válvulas controladas por fluido que pasa por la línea de flujo. Este tipo de válvulas son operadas por diafragma neumáticamente.

Para la aplicación en campos petroleros, el fluido, que se usa para accionar el operador es el gas natural, tomado directamente de un separador o un tratador de calor en las instalaciones de producción, si el gas natural no se encuentra disponible o si por alguna razón el suministro no es apropiado, un tanque de gas (O_2 , N_2 , etc.) aire comprimido o fluido hidráulico puede ser utilizado. El operador de diafragma normalmente requiere de presiones bajas para accionar las válvulas.

Algunas válvulas controladas por fluido, son operadas por el mismo fluido que pasa por la tubería donde se encuentran instaladas este tipo de válvulas y se basan en el principio de la presión diferencial.

2.6.3 Interruptores de presión

Un interruptor de presión consiste básicamente de un elemento sensible a la presión y como segundo lugar de un medio eléctrico, mecánico o neumático, para transmitir la señal al control a un elemento de accionamiento. El elemento sensible a la presión es un tubo Bourdon aunque en algunas ocasiones se requiera de un elemento tipo diafragma. El fluido ejerce una presión sobre un pistón interno provocando la unión de sus contactos. Cuando la presión baja un resorte empuja el pistón en sentido contrario y separando los contactos. En sistemas de control eléctrico el desplazamiento del elemento sensible es tal que acciona un interruptor eléctrico

Un tornillo permite ajustar la sensibilidad de disparo al aplicar una determinada fuerza sobre el pistón a través del resorte. Usualmente tienen dos ajustes independientes: la presión de encendido y la presión de apagado.

El uso de un interruptor de presión y una válvula de control es un medio de protección para presiones excesivas en la línea de flujo o rompimiento de la misma. Los interruptores de presión producen señales neumáticas o eléctricas, requeridas para accionar el control de las válvulas en ciertos casos o como mecanismos de protección.

En campos petroleros donde se realiza un bombeo mecánico, la señal de control del interruptor de presión suspende el funcionamiento de la unidad de bombeo por lo que los interruptores de baja y alta presión en las líneas de succión y descarga de las bombas es un medio de protección para su sistema de arranque y posterior parada.

2.6.3.1 Interruptor de baja presión para sistemas de bombeo.

Permite asegurar que la presión de succión en la unidad de bombeo sea suficiente para garantizar su correcta operación. En caso de no alcanzar la presión necesaria, no se permite el arranque de las bombas.

2.6.3.2 Interruptor de alta presión para sistemas de bombeo.

Actúa como elemento de protección al sistema de bombeo posterior al arranque. Al presentarse una sobrepresión en la línea de descarga, se produce la detención del mismo.

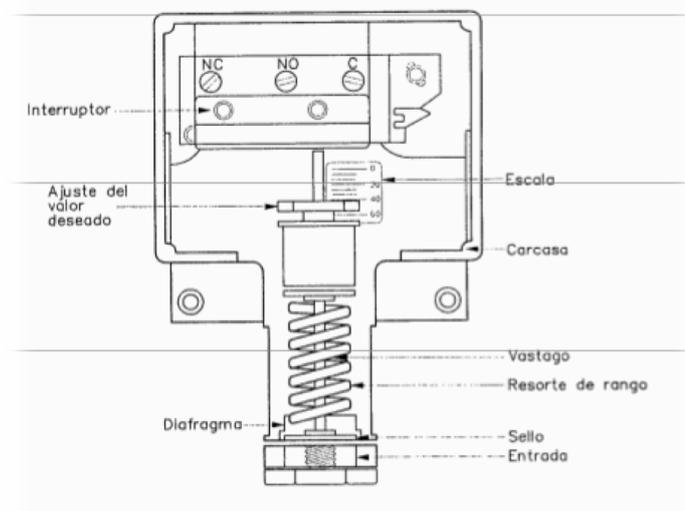


Figura 2. Interruptor de alta y baja presión.

2.6.3.3 Interruptor de presión diferencial

El interruptor de presión diferencial cierra o abre un contacto eléctrico cuando el diferencial de presión entre las dos entradas de alta y baja alcanza un valor establecido y abre el contacto cuando este diferencial disminuye por debajo de dicho valor.

Puede utilizarse en sistemas hidráulicos en los que es necesario asegurar que la presión diferencial entre dos puntos no exceda o disminuya un valor predeterminado.

La diferencia de presión entre la entrada y salida del instrumento, ΔP , mueve un diafragma que acciona una pequeña cápsula en cuyo interior se encuentra un imán permanente. El movimiento del diafragma acciona contra un muelle antagonico que está dimensionado según las características específicas del diferencial de presión que se desea controlar. Un segundo imán se encuentra en el pistón de accionamiento del microcontacto. Cuando la diferencia de presión ΔP alcanza el valor de intervención, el movimiento del diafragma aproxima los dos imanes hasta una distancia en la que la fuerza de repulsión mutua es mayor a la fuerza del muelle, que acciona el botón del microcontacto, ocasionando así la conmutación. Cuando la presión diferencial ΔP disminuye por debajo del valor de retorno, los dos imanes se mueven en repulsión, el botón del microcontacto retorna a su posición normal.

Estos instrumentos pueden ser utilizados para fines de regulación, supervisión y alarma.

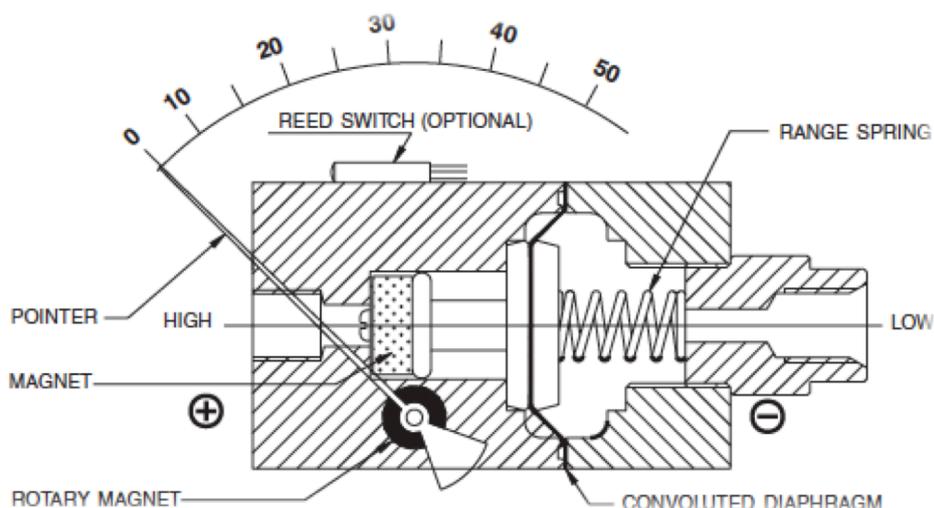


Figura 3. Interruptor de presión diferencial

2.6.4 Interruptor de flujo

Otro dispositivo de seguridad dentro del control automático para el control de paro de bombeo es un interruptor de flujo. El interruptor de flujo abre o cierra un contacto eléctrico para determinar la presencia de fluido en una línea de un sistema hidráulico.

En sistemas de bombeo, es fundamental detectar si una bomba está funcionando mientras una válvula de control este cerrada aguas abajo de la bomba. Si el sistema de bombeo sigue funcionando contra la válvula cerrada, la temperatura del fluido que está siendo bombeado se incrementará. Esta condición se debe evitar a toda costa, especialmente al usar líquidos volátiles o explosivos, es por esto la importancia de asegurar que el fluido este siempre fluyendo en la tubería para evitar el sobrecalentamiento y un entorno potencialmente explosivo.

Otro medio de protección para el sistema de bombeo es empleando un interruptor de flujo en la línea de descarga de las bombas para evitar que las mismas trabajen bajo el caudal mínimo de operación.

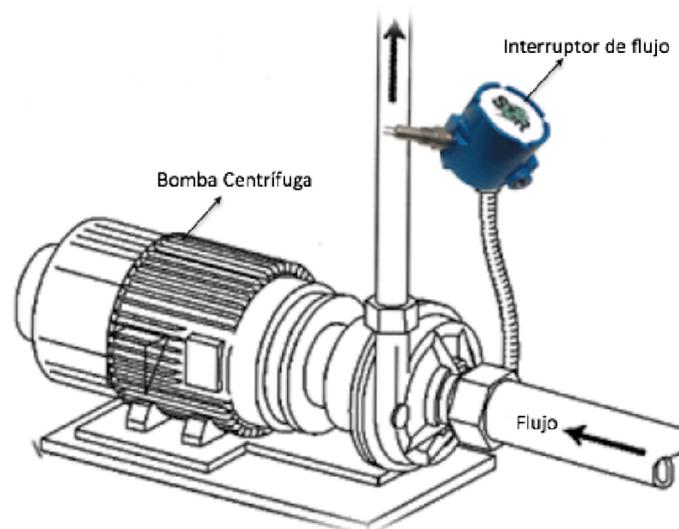


Figura 4. Control de bombas con interruptores de flujo

2.7 SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA LACT.

Las unidades LACT son un conjunto de equipos diseñados para la transferencia de volúmenes de hidrocarburos líquidos desde los diferentes campos u operaciones de producción hacia estaciones de almacenamiento.

Estas unidades son utilizadas para transportar, medir y registrar automáticamente la transferencia de custodia por concesión de los volúmenes de hidrocarburos directamente desde los campos de producción así como también de instalaciones industriales anexas.

En general, el esquema general de toda unidad LACT presenta los componentes que se muestran en la Figura 5.

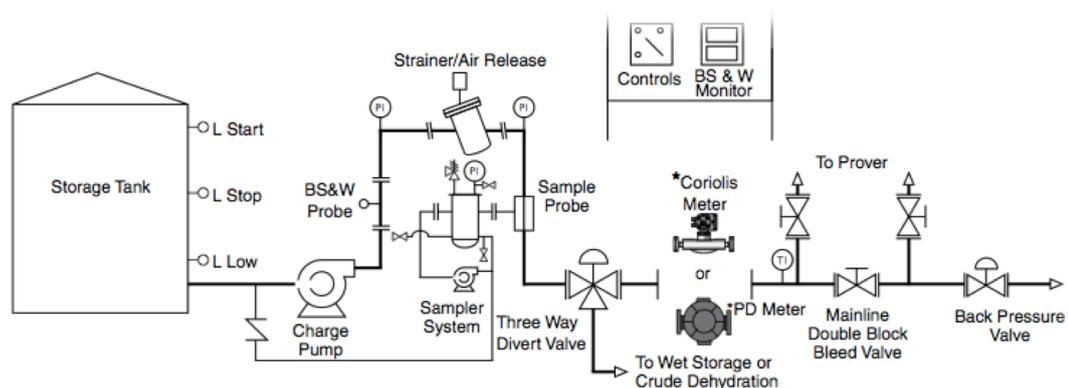


Figura 5. Componentes típicos de la Unidad LACT

2.7.1 Componentes de la Unidad LACT.

En la siguiente figura se presenta una breve descripción de los componentes que conforman la unidad LACT.

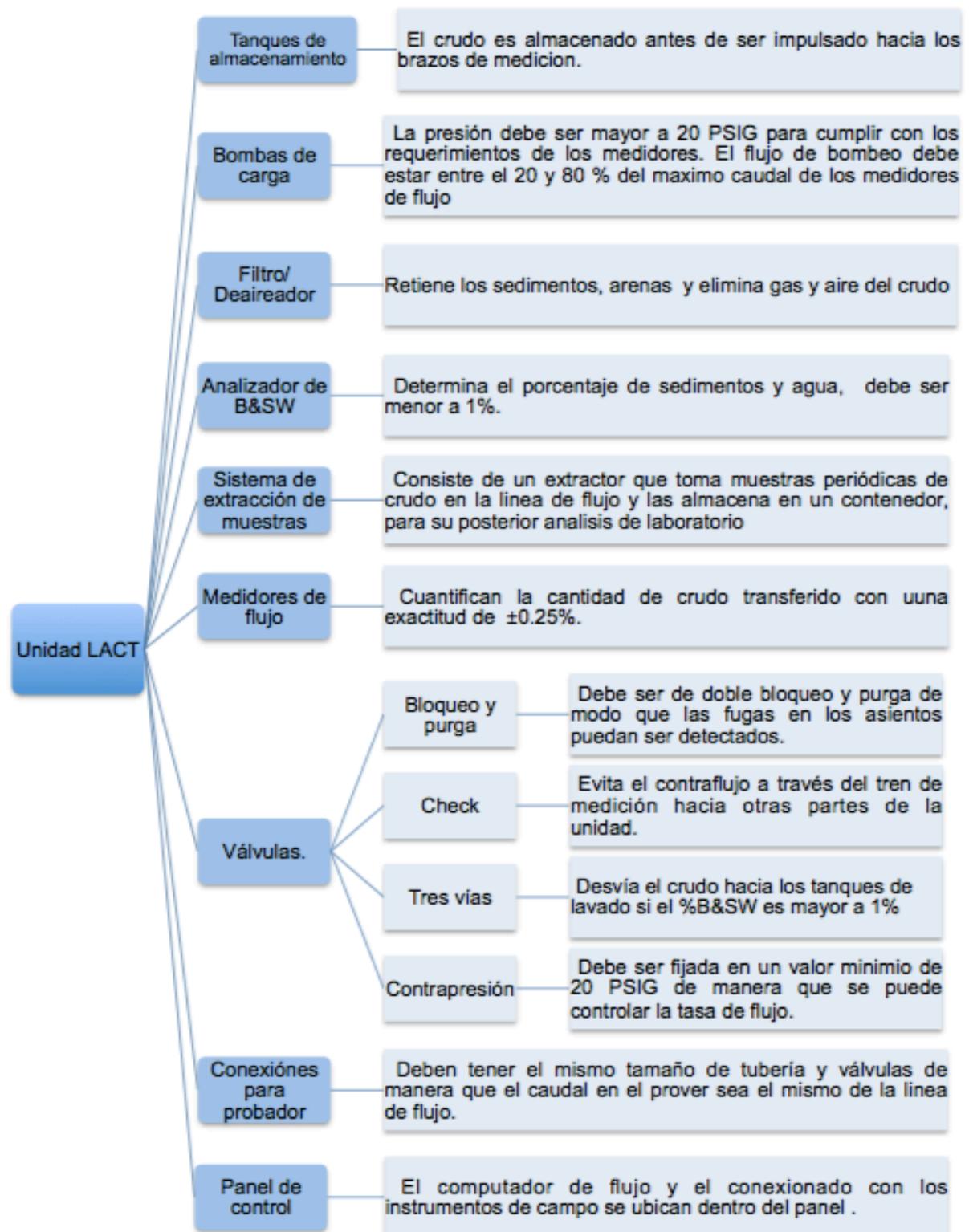


Figura 6. Componentes de la unidad LACT

2.8 MODELADO DE PROCESOS TIPO BATCH SEGÚN ISA 88.01

Según la Asociación Internacional de Estandarización (ISA), un proceso de tipo batch es aquel que induce la producción de cantidades finitas de material, sometiendo a las cantidades de material de entrada a un conjunto ordenado de actividades de procesamiento sobre un periodo finito de tiempo, usando uno o más recursos. El producto generado por este tipo de proceso es llamado batch o lote.

Para definir los modelos de proceso, físico y de control procedimental, se debe tener en cuenta las definiciones establecidas por ANSI en su estándar ISA S88.01, las cuales son:

- **Etapas de proceso:** parte de un proceso que opera independiente de otras etapas de proceso. Es el resultado de una secuencia planeada de cambios en el material que está siendo procesado.
- **Operaciones de Proceso:** Conforman las etapas de proceso y representan actividades especializadas de procesamiento que resultan en un cambio del material que está siendo procesado; pueden establecerse en un orden específico que se desarrolla para completar una etapa.
- **Acciones de Proceso:** Son las subdivisiones de las operaciones de proceso que desarrollan un conjunto de actividades menores para llevar a cabo el procesamiento requerido por cada operación de proceso.
- **Unidad:** Conjunto de equipos de procesamiento y control necesarios para desarrollar actividades mayores de proceso. Operan relativamente independientes unas de otras.
- **Módulos de equipo:** Una o varias piezas de equipo que pueden llevar a cabo un número finito de tareas específicas. Físicamente, pueden

estar formados por módulos de control y otros módulos de equipo; deben ser parte de una unidad.

- **Módulos de control:** Son los equipos que llevan a cabo las acciones de control básico. Típicamente, son una colección de sensores, válvulas, motores, actuadores y otros módulos de control que permiten establecer y mantener un estado específico de los equipos y procesos.

CAPÍTULO 3

UNIDADES LACT

Este capítulo describe el funcionamiento y los componentes que conforman la unidad LACT. Para la descripción del proceso de medición de crudo para transferencia de custodia, se desarrollará un procedimiento organizado empleando el modelo de la norma ISA S88.01 para la ejecución de actividades de producción por lotes (batch). El mismo que proporciona pautas para definir los modelos físicos y de control, detallando las diferentes etapas, diagramas P&ID, acciones del proceso, equipos y módulos de control involucradas en dicho proceso.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD LACT

Las iniciales L.A.C.T (*Lease Automatic Custody Transfer*), representan Transferencias de Control Automático en una determinada Localidad.

- **LEASE:** la unidad se utiliza sobre la locación de un productor.
- **AUTOMATIC:** la unidad actúa por sí misma y se autorregula, no requiere atención para su operación normal.
- **CUSTODY:** Se deduce que la unidad supervisa la venta al transportista del crudo producido y asegura que el volumen es medido, muestreado y rechazado si el mismo no fuera comercializable.
- **TRANSFER:** La transferencia de crudo de una localidad a otra mediante las unidades de bombeo.

Estos sistemas son implementados principalmente por los efectos provocados por la presión, temperatura y características del crudo en el proceso de transferencia y almacenamiento del mismo, por lo que es

necesario compensar y corregir parámetros del sistema de medición a condiciones estándar del crudo a una temperatura de 60 °F y una presión de 14.7 PSIG establecidos por la API y obtener el volumen neto transferido, con la finalidad de estandarizar y minimizar los errores de medición y principalmente con la automatización evitar la manipulación de los datos.

El crudo almacenado en los tanques de reposo o almacenamiento es transportado hacia los brazos de medición a través de las bombas booster. Posteriormente pasa a través de un filtro de aireador, el cual permite retener partículas de sedimentos y eliminar el gas y aire presentes en el crudo respectivamente. El analizador de B&SW ubicado antes de los medidores de flujo, permite determinar el porcentaje de sedimentos y agua, si el valor es mayor al 1%, una válvula de tres vías desvía el crudo hacia los tanques de lavado, caso contrario el crudo se transfiere a los brazos de medición. Los medidores de flujo de desplazamiento positivo miden el volumen del crudo transferido enviando una señal de pulsos a un computador de flujo. Los transmisores de presión y temperatura ubicados en cada uno de los brazos de medición permiten registrar sus valores en el computador de flujo para que este realice los cálculos respectivos de los factores correctivos volumétricos. En la salida de los brazos de medición las bombas de transferencia envían el crudo fiscalizado hacia el oleoducto.

3.2 DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES DE LA UNIDAD LACT

A pesar de que el principio de operación de las unidades LACT es idéntico, su tamaño, diseño y configuración puede diferir, dependiendo de la aplicación y requerimientos de diseño. Los componentes típicos de una unidad LACT se describen a continuación.

3.2.1 Tanques de almacenamiento

Tabla 3. Descripción de tanques de almacenamiento.

Componente	Descripción
<p style="text-align: center;">Tanques de Almacenamiento</p>	<ul style="list-style-type: none"> - El crudo es almacenado en tanques de provisión o tanques de reposo antes de la custodia de transferencia. - Dentro del tanque existen interruptores, de alto y bajo nivel que controlan la operación de la unidad LACT. El interruptor de bajo nivel (LSL) es colocado para mantener el nivel por encima de la línea de salida del crudo y el interruptor de alto nivel (LSH) enciende las bombas. La Figura 7, muestra el tanque de almacenamiento de un sistema LACT.

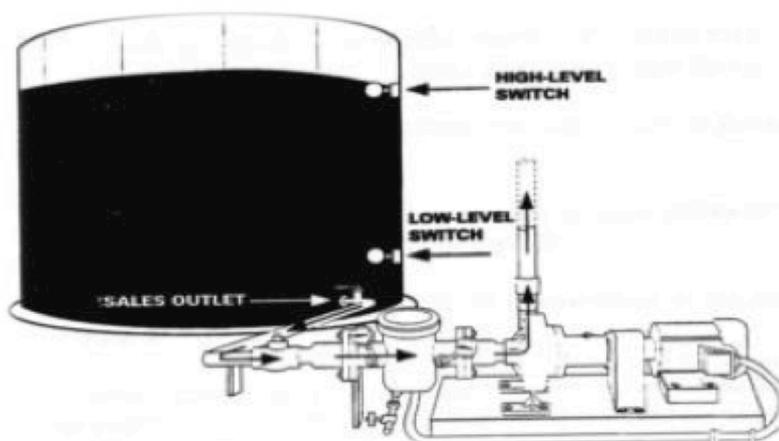


Figura 7. Tanques de almacenamiento

3.2.2 Bombas Centrífugas

Tabla 4. Descripción de una bomba centrífuga

Componente	Descripción
<p>Bombas Centrífugas.</p>	<p>- Transfieren los hidrocarburos líquidos desde los tanques de almacenamiento a través de la unidad LACT, llevándolo finalmente hacia las bombas de transferencia.</p>
	<p>- Las bombas centrífugas presentan menos vibraciones y logran un flujo más uniforme. Las bombas de desplazamiento positivo se utilizan en ciertas ocasiones ya que logran un flujo constante independientemente de la presión, pero deben ser equipados con válvulas de alivio de presión adecuadas para proteger la unidad LACT contra excesos de presión si la unidad se bloquea inadvertidamente.</p>
	<p>- El montaje consiste en dos partes: la bomba y el motor, dentro de la cubierta de la bomba se encuentra el impulsor (impeller), el crudo proveniente del tanque ingresa al ojo del impulsor, como esta gira las aspas impulsan el líquido hacia fuera creando un área de baja presión en el ojo del impulsor, esta baja presión succiona el crudo del tanque y lo bombea a través de la unidad LACT.</p>
	<p>- La capacidad de bombeo es determinada por la velocidad del motor y tamaño de la bomba. Para incrementar la rata de flujo, la capacidad de la bomba debe ser incrementada con un motor de diferente velocidad.</p>

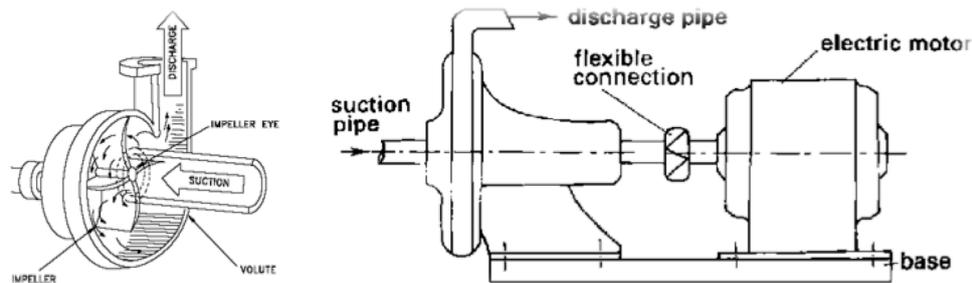


Figura 8. Bomba Centrífuga

3.2.3 Filtros

Tabla 5. Descripción de filtros

Componente	Descripción
Filtros	<ul style="list-style-type: none"> - El crudo contiene sedimentos y otras impurezas que pueden pasar a través del sistema de tratamiento y que usualmente se asientan en los tanques de almacenamiento para luego ser bombeado a la unidad LACT, por lo que los filtros deben ser instalados en la succión de las bombas de carga para proteger a las bombas en mención, medidores y otros equipos en la unidad LACT, de posibles sedimentos y escombros, atrapando las partículas más grandes. - El número mesh puede variar desde 20 hasta 325, para aplicaciones en las cuales se maneja crudo, mallas de número mesh 40 son normalmente empleadas. - Un indicador de presión diferencial también debe ser instalado en el filtro para indicar la caída de presión producida por los escombros e impurezas acumuladas. - El taponamiento de la canasta por la acumulación de escombros, producirá un aumento en el indicador de presión diferencial. Es por esto que se debe realizar revisiones periódicas de este componente.

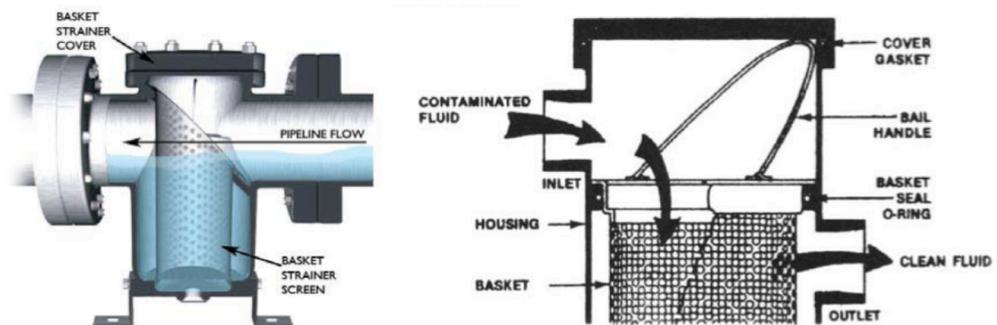


Figura 9. Filtro de canasta

3.2.4 Deaireador:

Tabla 6. Descripción de un deaireador

Componente	Descripción
Deaireadores	<ul style="list-style-type: none"> - Elimina el gas o el aire del petróleo, ya que el gas libre o el aire pueden causar cavitación en la bomba, hacer que el medidor patine o que se tome una muestra no representativa - La acumulación de crudo en el deaireador permite una separación de gas y aire. Después de que se ha acumulado cierto volumen de gas, una válvula que opera con un flotador, se abre y permite su salida hacia una línea de ventilación.

3.2.5 Sistema de extracción de muestras.

El sistema de extracción de muestras consiste de un tanque contenedor, bomba de recirculación y un elemento de extracción de muestras.

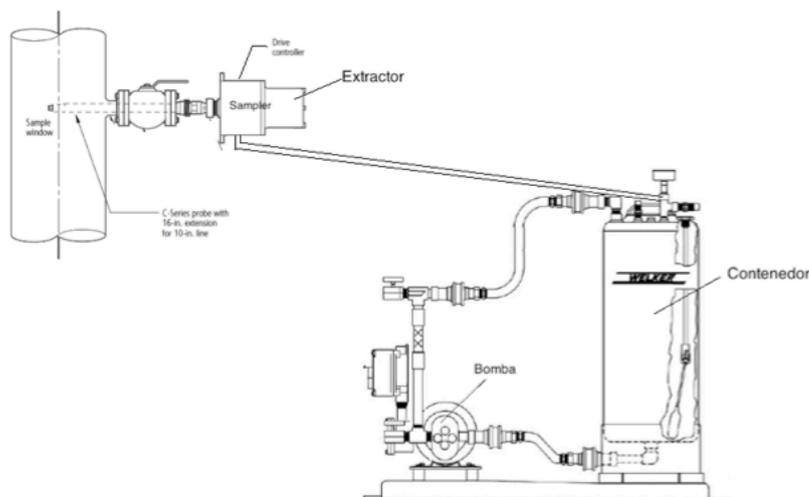


Figura 10. Sistema de extracción de muestras

3.2.5.1 Contenedor de muestras:

Tabla 7. Descripción de un contenedor de muestras.

Componente	Descripción
Contenedor de muestras	<p>- Presenta un recubrimiento interno con epoxy, ya que ciertas veces el crudo contiene un fluido ceroso llamado parafinas que tienden a pegarse en la superficie del metal, si los sedimentos o la parafina se mantienen, se adhieren dentro del contenedor y la muestra no puede ser representativa. Por lo que el recubrimiento con epoxy ayuda a prevenir que la parafina y los sedimentos se adhieran a los lados del contenedor, así como también evitar problemas como la corrosión.</p> <p>- El fondo del contenedor debe ser inclinado para permitir una completa retirada de crudo, su recubierta esta herméticamente sellada para evitar pérdidas del hidrocarburo y mantener la muestra descontaminada hasta analizarlas, tiene diferentes tamaños que dependen del número y tamaño de cada muestra</p>

- En la tapa del contenedor normalmente se tiene un indicador de presión y una válvula para el drenaje del fluido.

3.2.5.2 Bomba de recirculación

Tabla 8. Descripción de la bomba de recirculación.

Componente	Descripción
Bombas de recirculación	<p>- En caso de existir restos de sedimentos en el fondo del contenedor cuando esté sea retirado, la muestra no será representativa. Para obtener una muestra representativa del crudo en el contenedor, el crudo debe ser previamente mezclado.</p> <p>- Una pequeña bomba centrífuga, mezcla el crudo del contenedor para asegurar una mezcla uniforme, el fondo del contenedor presenta una inclinación de 45 grados, con el fin de que el contenido de sedimentos y agua (S&W) resbale hacia abajo a la salida del flujo. La bomba hace que la corriente del fluido recoja los sedimentos y sean mezclados.</p>

3.2.5.3 Extractor de muestras:

Tabla 9. Descripción del extractor de muestras

Componente	Descripción
Extractor de	<p>- Extrae muestras representativas de crudo para determinar las propiedades químicas y físicas del fluido, de tal manera que se pueda establecer los volúmenes transferidos, los precios, y el cumplimiento de las especificaciones de las entidades comerciales y regulatorias.</p> <p>- Almacena las muestras recolectadas de la línea de</p>

muestras	flujo, en el contenedor. La señal de activación del controlador para la extracción de muestras es una señal de pulsos electrónicos normalmente desde los computadores de flujo,
-----------------	---

<ul style="list-style-type: none"> - Está diseñado para recolectar crudo a intervalos usualmente regulares después de cada barril; así, durante la transferencia el número de muestras es determinado por la rata de flujo que pasa a través del medidor.
--

3.2.6 Analizador y Monitor de B&SW

El diámetro y material de las líneas de flujo, son un determinante para especificar el contenido máximo de sedimentos y agua (BS&W) que el petróleo crudo pueda contener para poder ser transferido. Está formado por un analizador y un monitor

3.2.6.1 Analizador de BS&W

Tabla 10. Descripción del analizador de B&SW

Componente	Descripción
Analizador de BS&W	<ul style="list-style-type: none"> - Es un sensor que determina el porcentaje de agua y sedimentos presentes en el crudo y envía esta información al Monitor de BS&W. - Las constantes dieléctricas del crudo y el agua son 2 y 80 respectivamente; el monitor de BS&W para mostrar sus resultados de medición, usa un sensor concéntrico en el cual registra las constantes dieléctricas de la corriente de petróleo en la línea de flujo midiendo su capacitancia.

3.2.6.2 Monitor de B&SW

Tabla 11. Descripción del monitor de B&SW

Componente	Descripción
Monitor de BS&W	<ul style="list-style-type: none"> - El monitor dispone de un ajuste (setpoint) para rechazar crudo con cierto contenido de B&SW. El rango en el que puede ser configurado va desde 0-3% en incrementos de 0.1%. - Normalmente el valor de establecimiento (setpoint) de B&SW es fijado al 1%; de esta manera, todo crudo que contenga un exceso del 1% será rechazado por el monitor.

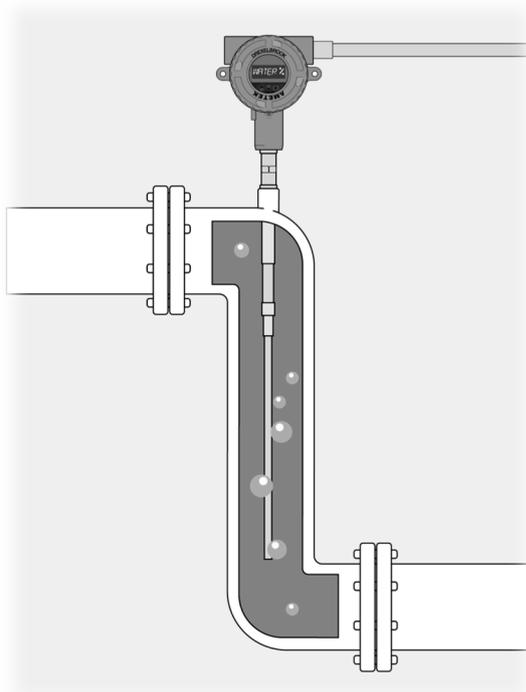
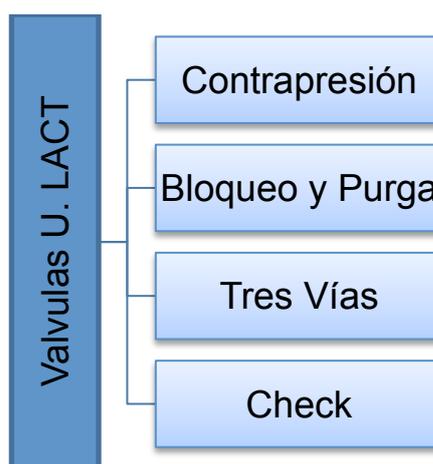


Figura 11. Medidor de B&SW

3.2.7 Válvulas.

Las unidades LACT, están compuestas por una serie de válvulas las cuales son empleadas para cerrar el flujo, para controlar la presión, para realizar mantenimiento, entre otras. La descripción de la operación de cada una de ellas se describe a continuación.

Cuadro 1. Tipos de válvulas en Unidad LACT.



3.2.7.1 Válvula de contrapresión

Tabla 12. Descripción de la válvula de contrapresión.

Componente	Descripción
<p>Válvula de contrapresión</p>	<p>- Puede actuar como controlador de contrapresión o un controlador de flujo para mantener la presión por encima de la presión de vapor del fluido garantizando condiciones de flujo estacionario a través del medidor. Normalmente se necesita una presión mayor a 20 PSIG para poder tener un control adecuado sobre el flujo.</p> <p>- La Unidad LACT debe tener una válvula de alivio de máximo caudal aguas arriba del medidor así como pequeñas válvulas de alivio térmico entre las válvulas de bloqueo.</p>

3.2.7.2 Válvulas de bloqueo y purga.

Tabla 13. Descripción de la válvula de bloqueo y purga

Componente	Descripción
Válvula de bloqueo y purga	<ul style="list-style-type: none"> - Se emplean para limitar el paso de un fluido. Las válvulas se cierran tanto la entrada y la salida de la unidad de medición. - La válvula detiene el flujo tanto en la entrada como en salida de la cavidad. Comúnmente en la instalación de unidades LACT, son de tipo bola, compuerta, globo, mariposa.

3.2.7.3 Válvula de tres vías.

Tabla 14. Descripción de la válvula de tres vías.

Componente	Descripción
Válvula de tres vías.	<ul style="list-style-type: none"> - La unidad LACT necesita desviar el crudo rechazado hacia el sistema de tratamiento o tanques de lavado. El Monitor de BS&W controla directamente la válvula de tres vías, la cual permite el paso de crudo hacia la línea, si el porcentaje B&SW es menor a 1% y lo desvía a los tanques de lavado si no cumple con dicho criterio. - El vástago de la válvula es controlado por medio de un actuador eléctrico o neumático. El monitor determina si el contenido de BS&W del crudo es mayor o inferior al fijado en el monitor y trasmite una señal al actuador que esta acoplado a la válvula.

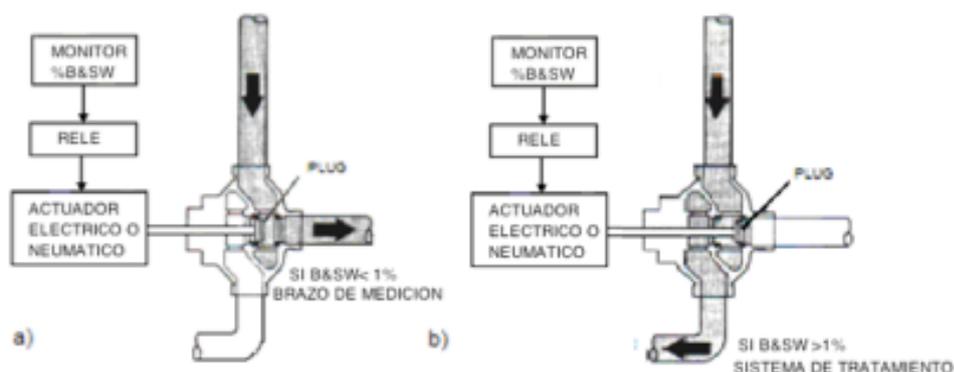


Figura 12. Funcionamiento de la válvula de tres vías.

3.2.7.4 Válvula Check

Las válvulas check o anti retorno son ubicadas en la salida de los brazos de medición, para impedir una inversión de la circulación hacia los medidores u otras instalaciones de la unidad LACT cuando existe una detención en la transferencia de crudo.

3.2.8 Medidor de flujo de desplazamiento positivo.

Tabla 15. Descripción del medidor de desplazamiento positivo

Componente	Descripción
Medidor de flujo de desplazamiento positivo	<ul style="list-style-type: none"> - Normalmente, la medición de los hidrocarburos líquidos se efectúa con medidores de desplazamiento positivo. - Es un medidor volumétrico, toma una cantidad o porción definida del flujo entre dos aletas conectadas a un rotor (<i>Ver Figura 13</i>), al girar transmite el movimiento a un contador mecánico con la ayuda de un sistema de engranes, después toma la siguiente porción y así sucesivamente. Sumando todas las porciones, se obtiene la cantidad total que atravesó el medidor.

- Contiene un rotor que gira sobre cojinetes de bolas moviendo cuatro aletas espaciadas a intervalos iguales. Arriba de la caja, va un adaptador que contiene un sistema de engranes, éste comunica a un calibrador; arriba de él, va conectado un contador, cuya lectura indica el volumen de líquido que pasa a través del medidor.
- Entre el calibrador y el contador, se localiza un transmisor de pulsos UPT, el cual produce una serie de ondas cuadradas de 10-12 VDC, representando la salida de la rata de flujo, estas señales son incorporadas a un computador de flujo.

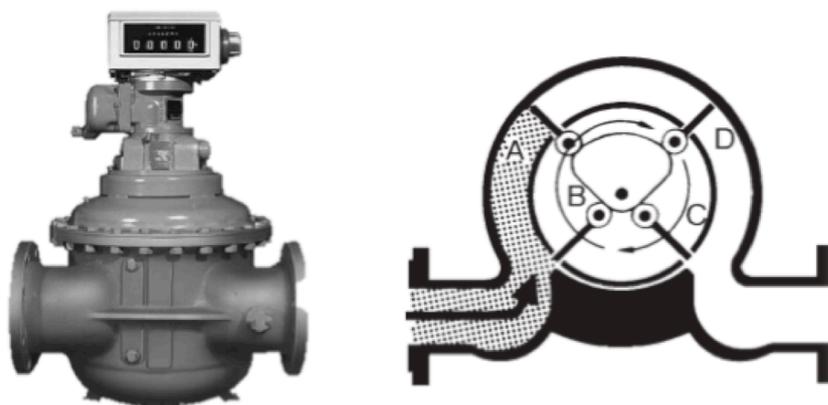


Figura 13. Medidor de desplazamiento positivo

3.2.9 Computador de flujo

Tabla 16. Descripción del computador de flujo

Componente	Descripción
	<ul style="list-style-type: none"> - Es un dispositivo electrónico que implementa algoritmos de acuerdo a la normativa legal vigente en materia de hidrocarburos de acuerdo al manual

Computador de flujo

de medición de petróleo de API.

- Involucra las señales de los medidores de flujo, transmisores de temperatura, transmisores de presión, porcentaje de sedimentos y agua de la unidad LACT, con los cuales calcula los factores de corrección volumétrica necesarios para estandarizar el crudo a condiciones base.
- Registra los eventos y alarmas relacionadas con el funcionamiento de la unidad LACT, generalmente producidas por disminución de flujo, variaciones de las señales de presión y temperatura fuera de rangos normales de operación.
- Ofrece la posibilidad de visualizar, descargar y almacenar datos, para efectos de supervisión, contabilidad y auditoría de las transferencias de crudo.



Figura 14. Computador de flujo

3.3 TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE CRUDO SEGÚN ISA 88.01

3.3.1 Construcción del modelo del proceso

La construcción del modelo del proceso permite tener el primer acercamiento con la línea de producción. Este modelo se realiza teniendo un conocimiento general sobre el funcionamiento de las unidades para transferencia de custodia, sin involucrar los equipos y componentes que conforman la unidad LACT. El modelo debe contener las etapas del proceso, operaciones del proceso y acciones de proceso que se requieren para realizar la medición del volumen de crudo para transferencia de custodia.

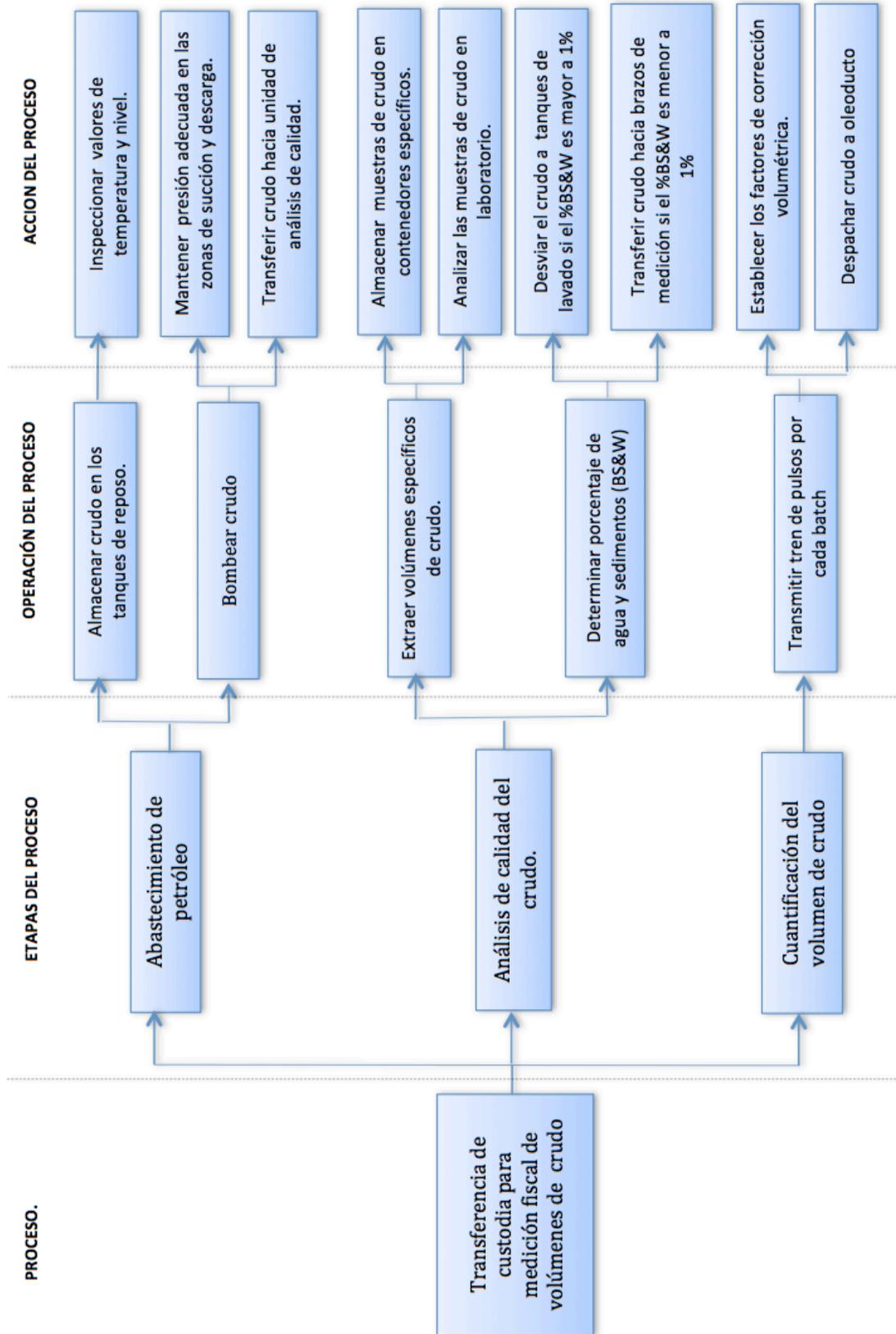
- Proceso:
 - *Transferencia de custodia para medición fiscal de volúmenes de crudo*
- Etapas del proceso:
 - *Abastecimiento de petróleo*
 - *Análisis de la calidad de crudo*
 - *Cuantificación del volumen de crudo.*
- Operaciones del proceso (Actividades principales)
- Acciones del proceso (Actividades Secundarias)

En el Cuadro 2. se indica la construcción del modelo del proceso para la unidad LACT.

3.3.2 Construcción del modelo físico

Para identificar el modelo físico, se identifica las unidades de equipo a través de los diagramas P&ID del proceso como se indica en el ANEXO 1

Cuadro 2. Construcción del modelo del proceso



3.3.3 Identificación de unidades del proceso.

Para identificar las unidades involucradas en el proceso de medición, es necesaria la segmentación del modelo físico, de tal manera que cada unidad identificada forme parte de la secuencia de operaciones.

Las unidades identificadas son:

- Abastecimiento de petróleo
- Análisis de la calidad de crudo
- Cuantificación del volumen de crudo.

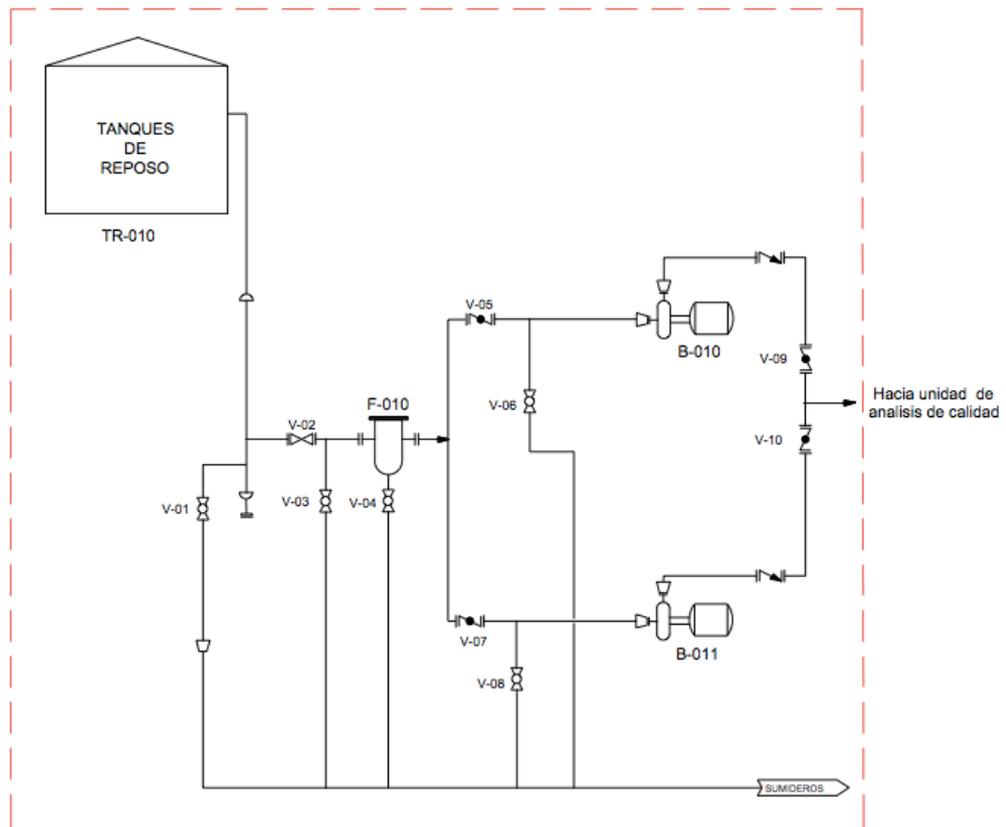


Figura 15. Unidad de almacenamiento de crudo

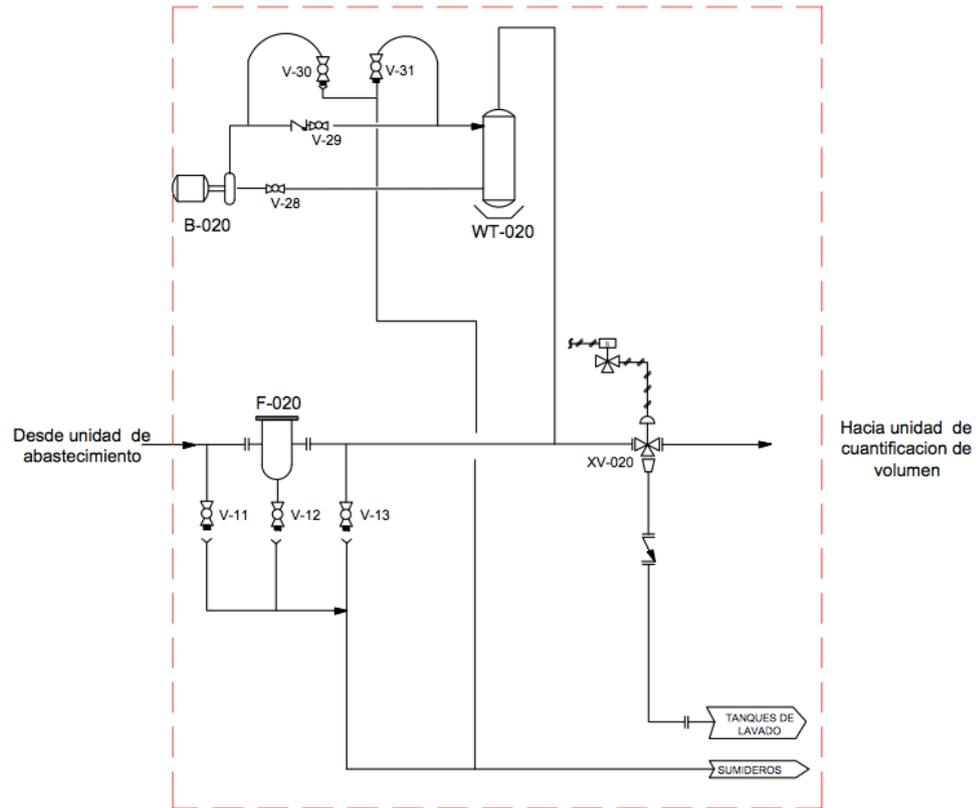


Figura 16. Unidad de análisis de calidad de crudo

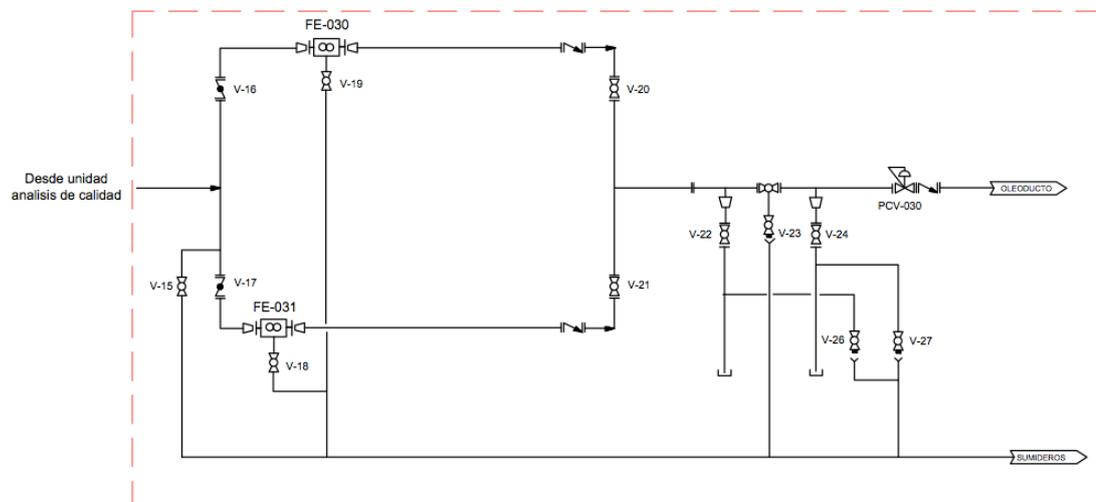


Figura 17. Unidad de cuantificación de volumen de crudo

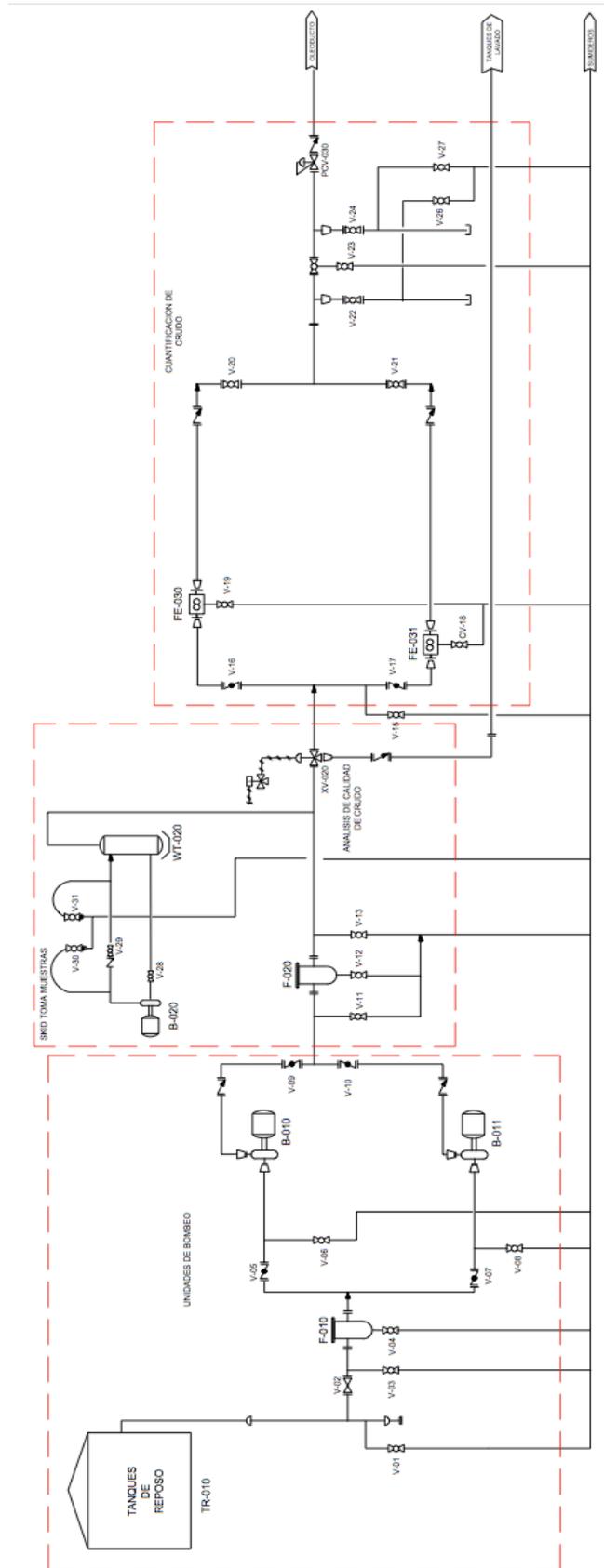


Figura 18. Identificación de las unidades dentro del proceso

3.3.4 Identificación de los módulos de equipo

Para identificar los módulos de equipo, basta con reconocer dentro de cada unidad el equipo o grupo de equipos que realiza una o más acciones de las definidas en el modelo del proceso. Los equipos identificados se indican en la Figura 18.

3.3.5 Identificación de módulos de control

Los equipos en donde existan elementos pertenecientes a un lazo control (sensor, transmisor, actuador, controlador) o realicen acciones de control serán catalogados como módulos de control. Para la identificación de dichos módulos se tomará en cuenta los elementos existentes en la unidad LACT y los instrumentos nuevos a ser implementados en la automatización de la unidad.

3.3.6 Descripción de unidades dentro del proceso

3.3.6.1 Unidad de Abastecimiento de crudo

Los tanques de reposo son abastecidos con crudo normalmente desde los separadores de producción. El nivel de llenado de los mismos dependerá de los requerimientos de producción así como también de la capacidad de almacenamiento del tanque. Es necesario mantener un control en la medición del nivel de crudo y de la temperatura, los sistemas de medición de nivel típicamente empleados son medidores tipo radar así como también interruptores para mantener el nivel de llenado en niveles máximo y mínimo. Para la medición de temperatura se utilizan tubos con varios sensores ubicados en distintas alturas, para medirla a distintos niveles de líquido.

Una vez que los tanques de almacenamiento se han llenado a niveles adecuados se procede con el bombeo hacia otras unidades en las cuales se

analizará su calidad y se cuantificará los volúmenes transferidos. Para la operación de bombeo es importante realizar un control de presión tanto en la succión como en la descarga de las bombas, con el fin de garantizar una presión de entrada suficiente para su correcta operación y un control en la presión en la descarga para evitar alcanzar la presión máxima de operación de la bomba.

3.3.6.1.1 Módulos de equipo en la unidad de abastecimiento

Los módulos de equipo necesarios para la realización de las operaciones y acciones del proceso de esta unidad serán:

- Tanques de reposo.
- Filtros.
- Bombas booster.

Las operaciones y acciones del proceso de esta unidad son:

Tabla 17. Operaciones y acciones del proceso para la unidad de almacenamiento.

Operaciones	Acciones del proceso
Almacenamiento de crudo en los tanques de reposo	- Verificación de los valores de temperatura y nivel adecuado en los tanques.
Bombeo de crudo	- Mantener la presión adecuada en las zonas de succión y descarga de las bombas. - Transferir el crudo para su posterior análisis de calidad.

3.3.6.1.2 Módulos de control en la Unidad de Abastecimiento.

Los módulos de control identificados en esta unidad son:

- Interruptor de bajo y alto nivel en los tanques (LSH-010, LSL-010)

- Interruptores de baja-baja presión en la succión de las bombas B-010 y B-011 respectivamente (PSLL-010, PSLL-011)
- Interruptores de alta-alta presión en la succión y descarga de las bombas B-010 y B-011 (PSHH-010 y PSHH-011)
- Interruptor indicador de presión diferencial en Filtro F-010 (DPIS-010)

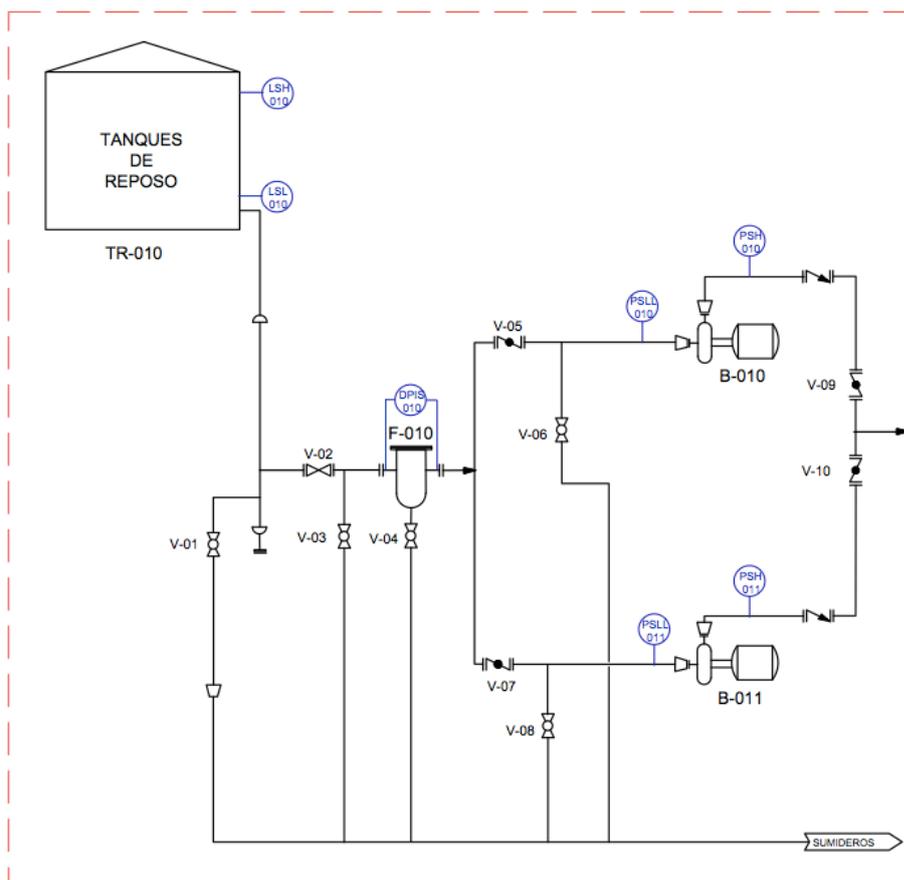


Figura 19. Elementos de control en la unidad de abastecimiento de crudo

3.3.6.2 Unidad de Análisis de Calidad de Crudo

La unidad de análisis de calidad permite determinar el porcentaje B&SW correspondiente al contenido de agua libre (no disuelta) y sedimentos (limo, arena) que trae el crudo. Para evitar dificultades durante la transferencia del

crudo, su valor debe ser muy bajo. Si el porcentaje de B&SW es menor al 1%, la transferencia de crudo continua hacia los brazos de medición, caso contrario se acciona una válvula de tres vías desviando el lote de crudo hacia los tanques de lavado. El análisis de calidad también involucra la extracción de muestras de crudo en volúmenes específicos, las cuales serán almacenadas en un contenedor específico para su posterior análisis de laboratorio. Para la medición de calidad se emplean analizadores en línea de B&SW, extractores de muestras y cilindro de almacenamiento y bomba de recirculación.

3.3.6.2.1 Módulos de equipo de la Unidad de análisis de crudo.

Los módulos de equipo dentro de esta unidad son:

- Filtro.
- Analizar y monitor de B&SW
- Bombas de recirculación.
- Contenedor de muestras.
- Extractor de muestras.

Las operaciones y acciones de proceso corresponden a las descritas en la Tabla 18.

Tabla 18. Operaciones y acciones de proceso en la unidad de análisis de calidad de crudo.

Operaciones	Descripción
Extracción de volúmenes específicos de crudo.	<ul style="list-style-type: none"> - Almacenar la muestra de crudo extraída en un contenedor específico. Este contenedor debe cumplir con la norma especificada en API MPMS Cap. 8.3 - Analizar las muestra de crudo en laboratorio para determinar su verdadero grado API y el porcentaje

Continúa 

	de agua y sedimentos.
	- Desviar el lote de crudo a los tanques de lavado si el contenido de B&SW es mayor a 1%.
Determinación de porcentajes de agua y sedimentos B&SW	- Transfiere el lote de crudo hacia los brazos de medición si el valor de B&SW es menor al 1% - El analizador de sedimentos y agua en línea puede ser configurado para variar el valor de activación.

3.3.6.2.2 Módulos de control en la Unidad de Análisis de calidad de crudo

Los módulos de control identificados en esta unidad son:

- Sensor de B&SW (AE-020) y monitor de B&SW (AT-020)
- Indicador de nivel (LI-020) e Indicador de presión (PI-020) para el contenedor de muestras.
- Lanza extractora de muestras (QE-020) y controlador para extracción de muestras (QT-020)
- Sensor de peso (WE-020) y transmisor analógico para sensor de peso (WT-020)
- Electroválvula para desviación de crudo hacia tanques de lavado (XV-020)

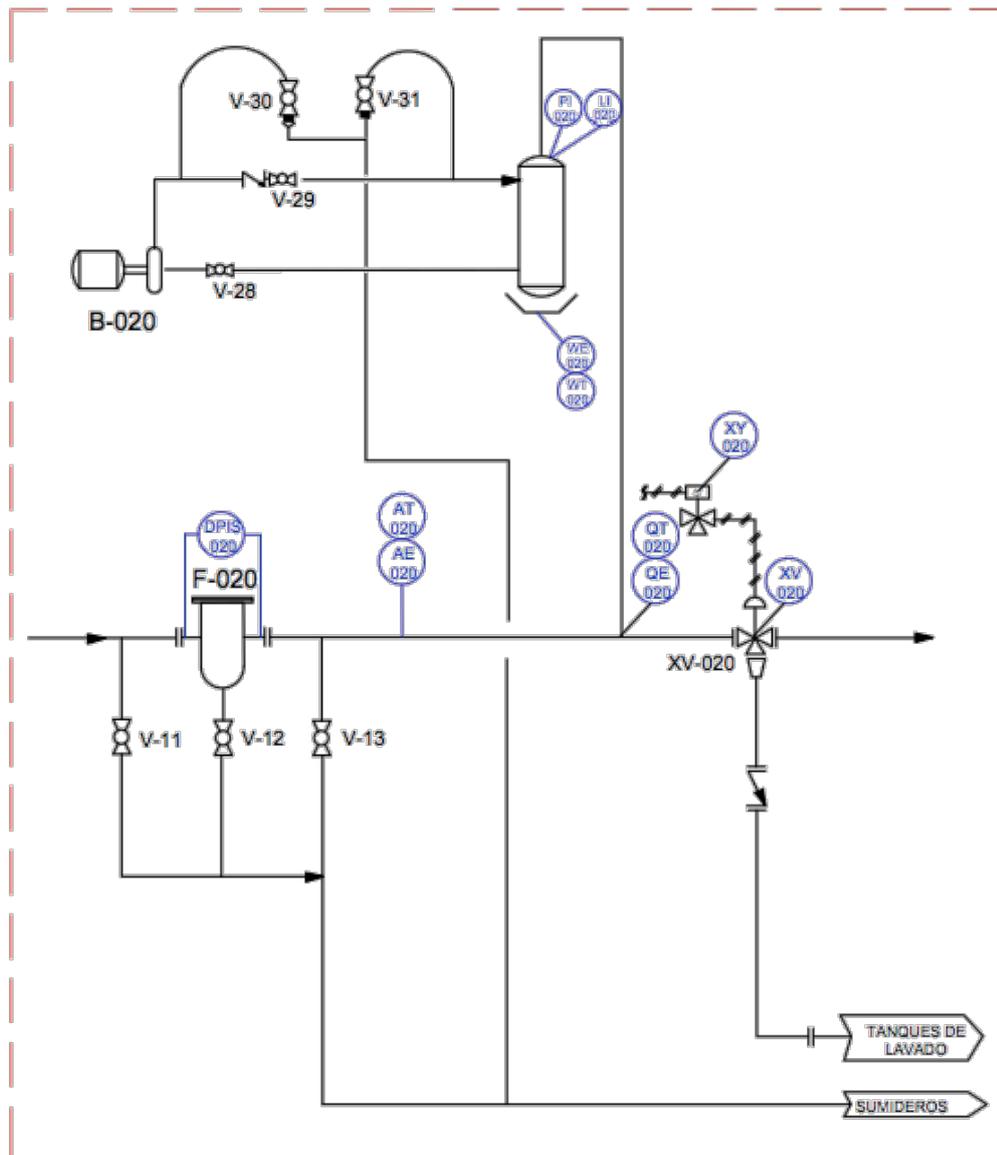


Figura 20. Elementos de control en la unidad de análisis de calidad de crudo.

3.3.6.3 Unidad de Cuantificación de volúmenes de crudo

Cuando el contenido de porcentaje de sedimentos y agua es menor al 1%, el crudo es transferido hacia los brazos de medición, los cuales se encargan de cuantificar y registrar los volúmenes de crudo despachados desde los tanques de almacenamiento.

La operación para cuantificar el volumen bruto de crudo es a través de la relación entre el número de pulsos enviado por el transmisor de pulsos y el factor de calibración del medidor de flujo, K-factor. Los valores de temperatura y presión de la línea, deben ser medidos para compensar y corregir parámetros del sistema de medición a condiciones estándar. Las mediciones de temperatura, presión y volumen de crudo son procesados obligatoriamente por el computador de flujo, el cual realiza los cálculos necesarios para determinar los factores de compensación volumétrica y liquidar correctamente la cantidad de crudo transferida. Cuantificados los volúmenes de crudo, se despacha hacia las bombas de transferencia las cuales se encargan de entregarlo hacia el oleoducto o terceros.

3.3.6.3.1 Módulos de equipo de la unidad de cuantificación de crudo

Los módulos de equipo dentro de esta unidad son:

- Medidores de desplazamiento positivo.
- Bombas de transferencia.

Las operaciones y acciones de proceso se describen a continuación:

Tabla 19. Operaciones y acciones de proceso en la unidad de cuantificación de crudo.

Operaciones	Acciones del proceso
Transmisión de pulsos	- Establecer los factores de corrección volumétrica de acuerdo a las condiciones de transferencia de crudo. En caso de no existir una adecuada transmisión de pulsos desde los medidores no se establece ningún valor para los factores correctivos.

- Despachar el crudo fiscalizado hacia el oleoducto. Se imprime una boleta como registro de cada lote de crudo fiscalizado.

3.3.6.3.2 Módulos de control en la Unidad de Cuantificación de crudo.

Los módulos de control identificados en esta unidad son los siguientes:

- Medidor de flujo de desplazamiento positivo (FE-030 y FE-031)
- Transmisor universal de pulsos por presencia de flujo (FT-030 y FT-031)
- Contador-registrador de volúmenes de crudo (FQI-030 y FQI-031)
- Transmisor de temperatura (TT-030 y TT-031)
- Transmisor de presión (PT-030 y PT-031)
- Interruptor por bajo flujo (FSL-030)
- Válvula de control de presión (PCV-030)

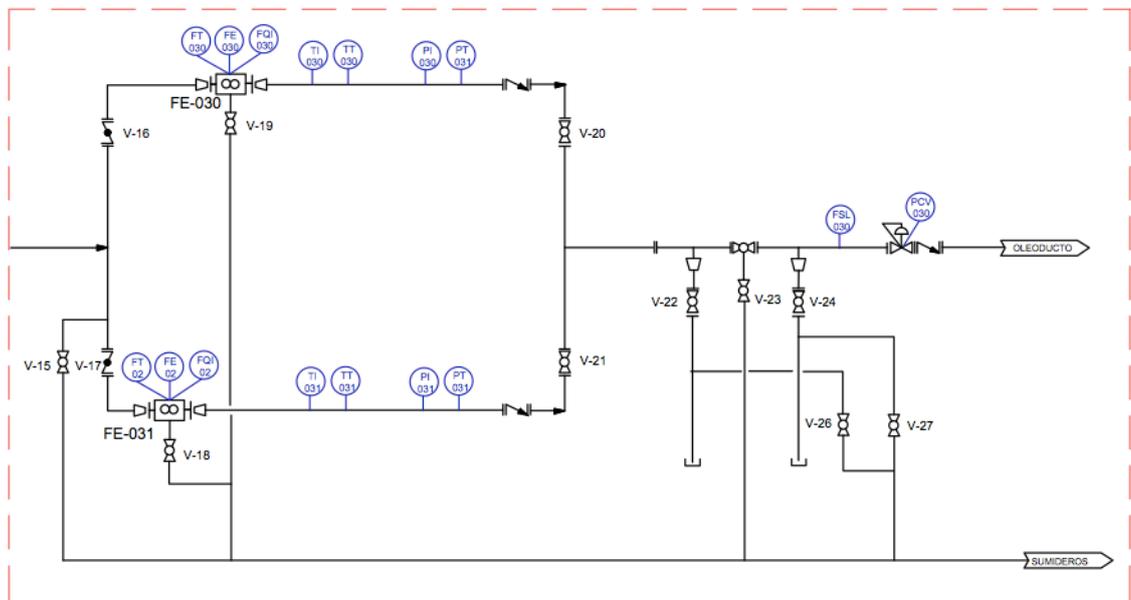


Figura 21. Elementos de control en la unidad de cuantificación de crudo

CAPÍTULO 4

DISEÑO DEL SISTEMA AUTOMÁTICO.

En el presente capítulo se desarrolla las etapas necesarias para el mejoramiento de la unidad LACT, identificando los sistemas mecánico, eléctrico y de control. Adicionalmente se presenta las condiciones operativas para el dimensionamiento, selección, y acondicionamiento de los diferentes componentes involucrados en las diferentes etapas. Finalmente, se desarrollará la estructura de control y su integración con los demás elementos.

4.1 CONSIDERACIONES PARA LA AUTOMATIZACIÓN DEL PROCESO.

En el tercer capítulo se detalla el funcionamiento de las Unidades LACT así como los componentes involucrados en el proceso de medición y registro de volúmenes de crudo, el cual brinda una idea general de lo que se efectuará en el mejoramiento de la unidad LACT. En este apartado, se realizará un análisis técnico de las necesidades del proceso y las consideraciones a tomarse en cuenta para lograr dicho mejoramiento.

La automatización de la unidad LACT involucra modificaciones en los sistemas de control, eléctrico y mecánico.

En función de lo indicado, se consideran como necesidades los siguientes aspectos:

- Componentes para el sistema de control.
- Supervisión de las variables del proceso.
- Rediseño del sistema eléctrico
- Reacondicionamiento del sistema mecánico.

4.1.1 Componentes del sistema de control

Actualmente, las unidades LACT de las estaciones Pichincha, Shuara, Secoya, Shushuqui y Atacapi no cuentan con elementos de control para los sistemas de bombeo, es por ello la necesidad de implementar nuevos componentes que permitan mantener control sobre el arranque y parada de las bombas centrífugas. El sistema de control permitirá simplificar las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo así como proteger a las unidades de bombeo en caso de falla.

Los elementos necesarios para el control del sistema de bombeo son:

- Interruptor de corte por baja presión
- Interruptor de corte por alta presión
- Interruptor de corte por bajo flujo.
- Controlador lógico programable (PLC).

Adicionalmente es necesario la activación de una señal discreta desde el computador de flujo para evitar pérdidas por flujo no contabilizado.

4.1.2 Supervisión de las variables del proceso.

La interfaz humano-maquina (HMI) permitirá visualizar y controlar en tiempo real el accionamiento de los componentes y parámetros de operación del sistema.

Esta interfaz de comunicación permitirá:

- Indicar el estado de los diferentes componentes: interruptores, medidores, bombas.
- Supervisar las variables de control: presión y caudal.
- Generar alarmas en caso de fallas en el sistema.

4.1.3 Rediseño del sistema eléctrico.

La implementación de nuevos componentes en la unidad LACT involucra el diseño y modificación de la documentación eléctrica. Al modernizar el sistema de control y la utilización de un controlador lógico programable, es necesario la elaboración de planos de conexionado, control y potencia, en los cuales se indicará las funciones y acciones de los componentes involucrados en el sistema de control, además de ser una guía para la revisión de las diferentes conexiones en caso de mantenimiento.

4.1.4 Reacondicionamiento del sistema mecánico.

El reacondicionamiento del sistema mecánico involucra el diseño de un sistema de pesaje para muestras de crudo, la reubicación del punto de extracción de muestras, y el diseño de los planos para montaje y/o construcción de los diferentes componentes, de los cuales se obtendrá información necesaria para poder ejecutar la colocación e instalación de todo lo relacionado con los instrumentos, el sistema de control y la unión entre ellos, es decir, desde la captura de la variable del proceso a medir hasta su llegada al sistema de control y así poder llevar la salida del sistema de control hasta el elemento final.

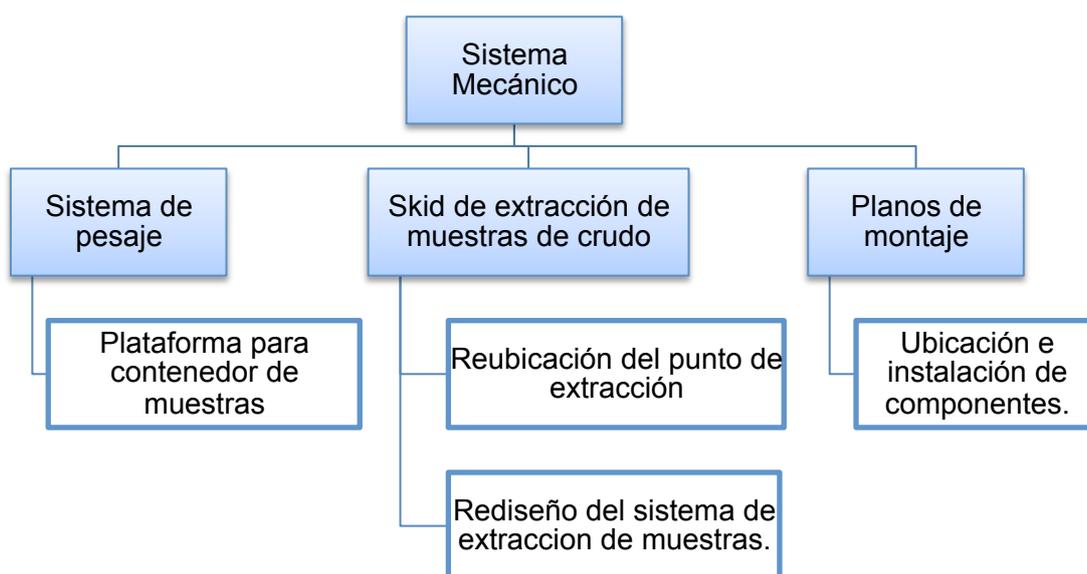
La información que se pretende brindar a través de esta documentación debe:

- Especificar las técnicas para montaje de componentes.
- Esquemas del conexionado al proceso.
- Implantación de instrumentos, válvulas.
- Información de los instrumentos y materiales necesarios en el proceso.

4.2 SISTEMA MECÁNICO.

Como se mencionó en el punto 4.1.4, el sistema mecánico se compone de los siguientes elementos:

Cuadro 3. Esquema del sistema mecánico



4.2.1 Sistema de pesaje para muestras de crudo.

De acuerdo al manual de medición de petróleo API MPMS capítulo 8, sección 2: “*Standard Practice for Automatic Sampling of Liquid Petroleum*”, se indica que el llenado en los contenedores de muestras de crudo debe ser monitoreado para asegurar el correcto funcionamiento de los colectores de muestras. Las inspecciones con indicadores de nivel e indicadores de peso se consideran métodos de control aceptables en dichos sistemas.

Para la selección del control de nivel de llenado más adecuado se realizan las siguientes consideraciones:

- Los contenedores de muestras actuales presentan indicadores de nivel los cuales no brindan una resolución adecuada en su lectura y tampoco permiten ser monitoreados de manera remota
- El sistema de pesaje al contrario, permitirá mejorar la resolución en la medición del porcentaje de llenado y monitorear dicho porcentaje desde un punto de control, cerca de las facilidades del operador.

Debido a esta última consideración, el sistema de pesaje resulta ser el método de control más adecuado para el propósito de este proyecto.

Los elementos que conforman el sistema de pesaje se indican en la Tabla 20.

Tabla 20. Componentes del sistema de pesaje

Componente	Descripción
Plataforma con celda de carga.	Se localizará bajo el contenedor de muestras, la celda de carga convertirá la fuerza aplicada por el peso del contenedor en una señal eléctrica.
Convertor de señal	El convertor convertirá la señal generada por la celda de carga en una señal análoga de 4-20 mA, la cual podrá ser monitoreada desde un medio de visualización cercano al operador.

Para establecer la capacidad de la celda de carga es necesario determinar el peso del contenedor de muestras, para ello se realiza el siguiente cálculo:

Volumen del contenedor de muestras: 0.0189 m³ (5 galones)

Conocido el volumen del contenedor, es necesario determinar la densidad del fluido. Debido a que el grado API del crudo en todas las estaciones es 27, se obtiene su densidad teniendo en consideración la Tabla 21.

Tabla 21. Tipos de crudo de acuerdo a su grado API

Crudo	Densidad (g/cm ³)	API
Extra pesado	> 1	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.00 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39.0
Súper ligero	< 0.83	39.0

$$d = \frac{m}{v}$$

$$890 \frac{kg}{m^3} = \frac{m[kg]}{0.0189 m^3}$$

$$m_{fluido} = 16.82 kg$$

Este peso representa el porcentaje de llenado al máximo del contenedor de muestras.

Adicionalmente se requiere únicamente el peso del contenedor, sin fluido. Para ello se considera los siguientes datos:

Diámetro exterior: 0,25 m

Espesor de pared: 0,003 m

La altura del contenedor: 0,6m

Con estas consideraciones se determina el volumen del contenedor.

$$V_{contenedor} = 2\pi \left(\frac{r_2 + r_1}{2} \right) (r_2 - r_1) h$$

$$V_{\text{contenedor}} = 2\pi \left(\frac{0,125 + 0,122}{2} \right) (0,125 - 0,122) \cdot 0,6$$

$$V_{\text{contenedor}} = 0,0014 \text{ m}^3$$

El material del contenedor de muestras es acero al carbono *ASTM A36*, por lo que su valor de densidad es 8000 kg/cm^3 .

El peso del contenedor de muestras vacío será:

$$m = 8000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times 0,0014 \text{ m}^3$$

$$m_{\text{contenedor}} = \mathbf{11,17 \text{ kg}}$$

Adicionalmente, se considera el peso los accesorios y acoples 1 kg .

Finalmente la capacidad de carga de la celda será:

$$\text{Capacidad de carga}_{\text{celda}} = m_{\text{cont.}} + m_{\text{fluido}} + m_{\text{acces}}$$

$$\text{Capacidad de carga}_{\text{celda}} = \mathbf{29 \text{ kg}}$$

Determinada la capacidad que deberá soportar, se establece el tipo de celda de carga a ser empleada.

Tabla 22. Especificaciones del sistema de pesaje

Requerimiento	Características	Descripción
Tipo de celda de carga.	<ul style="list-style-type: none"> - Carga ligera - Distribución de peso centralizada 	Celda de carga Unipunto
Plataforma de pesaje	<ul style="list-style-type: none"> - Dimensiones mayores al diámetro del contenedor de muestras. - Protección contra polvo y chorros agua 	Plataforma de 300x300 mm, IP 65
Resolución de la	<ul style="list-style-type: none"> - Presentar variación en su medida con al menos 	Resolución mínima de

Continúa 

celda de carga	5 grabs recolectados	5gr.
----------------	----------------------	------

El máximo porcentaje de llenado del contenedor de muestras debe corresponder al 80% de la capacidad del mismo, es decir si la capacidad del contenedor es de cinco galones, el porcentaje de llenado se deberá visualizar al 100% cuando se ha recogido cuatro galones de muestras.

- Contenedor vacío: 0% de llenado
- Un (1) galón de muestra recogida: 25% de llenado
- Dos (2) galones de muestra recogida: 50% de llenado.
- Tres (3) galones de muestra recogida: 75% de llenado.
- Cuatro (4) galones de muestra recogida: 100% de llenado.

Para verificar la precisión en la señal de salida del conversor, se realizó el llenado de los contenedores obteniendo lo indicado en la Tabla 23.

Tabla 23. Porcentaje de llenado del contenedor de muestras.

Estación	Volumen de prueba [galón]	Porcentaje de llenado [%]	Señal conversor real [mA]	Señal conversor medida [mA]	Error [%]
Secoya	0	0	4	4,023	0,57
	1	25	8	8,021	0,26
	2	50	12	11,967	0,27
	3	75	16	16,246	1,54
	4	100	20	20,011	0,05
Pichincha	0	0	4	4,057	1,43
	1	25	8	8,002	0,03
	2	50	12	12,081	0,67
	3	75	16	16,015	0,09
	4	100	20	20,082	0,41
Shushuqui	0	0	4	4,027	0,68
	1	25	8	8,060	0,75

	2	50	12	12,135	1,13
	3	75	16	16,231	1,44
	4	100	20	20,133	0,66
Shuara	0	0	4	4,016	0,40
	1	25	8	8,172	2,15
	2	50	12	12,212	1,77
	3	75	16	16,177	1,11
	4	100	20	20,007	0,04
Atacapi	0	0	4	4,013	0,32
	1	25	8	8,145	1,81
	2	50	12	12,123	1,02
	3	75	16	16,101	0,63
	4	100	20	20,018	0,09

4.2.2 Sistema de extracción de muestras.

En el punto 3.2.5 se describe el funcionamiento del sistema de extracción de muestras en la unidad LACT. En este apartado se realizará un análisis técnico para la reubicación del punto de extracción en la línea de flujo, debido a que el elemento de extracción de muestras actual se considera obsoleto.

Para la ubicación del punto de extracción de muestras se consideran las especificaciones que se indican en la Figura 22.

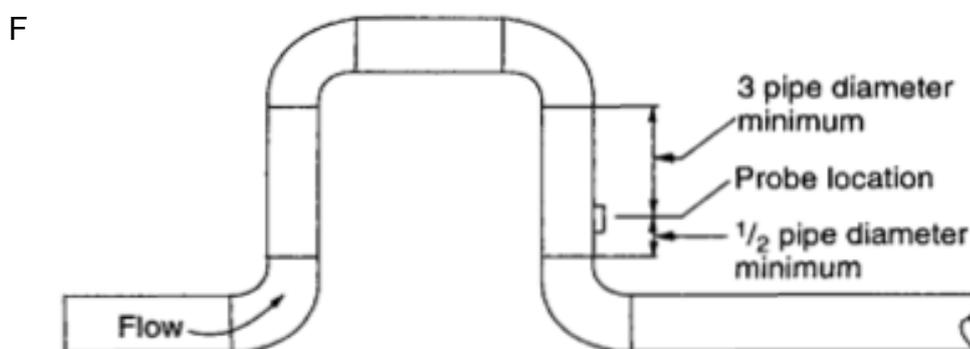


Figura 22. Ubicación de lanza extractora de muestras

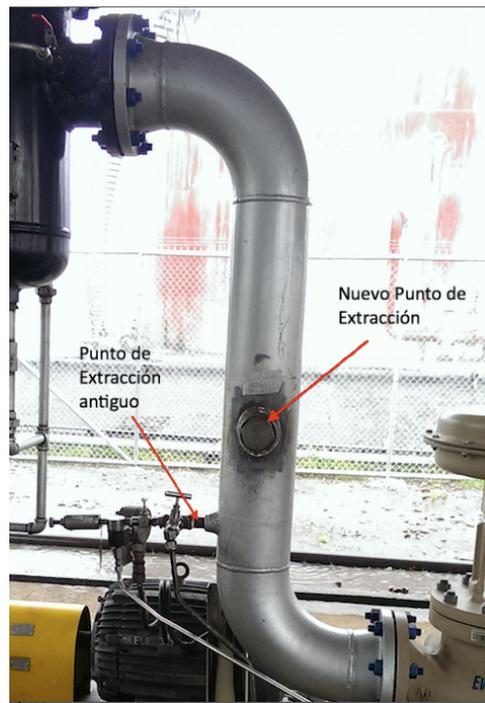


Figura 23. Reubicación del punto de extracción de muestras

Como se puede observar en la Figura 23 el nuevo punto de extracción cumple con los estándares especificados por la norma API MPMS 8.2.11. Para verificar si las condiciones operativas de dicha estación son adecuadas para la toma de muestras, se realiza las siguientes consideraciones:

- a) La concentración de agua en crudo.
- b) La energía disipada a través de la tubería.
- c) Comparación de los valores calculados con los datos teóricos expresados en la Tabla 24.

Tabla 24. Factores de dispersión de agua en crudo

G	C_1/C_2	C_2/C_1
10	0.9	1.11
8	0.88	1.14
6	0.85	1.18
4	0.78	1.28
3	0.71	1.41
2	0.61	1.64

1.5	0.51	1.96
1	0.37	2.7

La concentración de agua-crudo deseada, se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{C_1}{C_2} = \exp\left(\frac{-W}{\epsilon/D}\right) \quad [4.1]$$

Donde:

C: Concentración de agua (factor de dispersión agua/crudo)

$\frac{C_1}{C_2}$: Relación entre la concentración de agua en la parte superior (C1) con respecto a la inferior (C2) de una línea de flujo [adimensional]

W: Velocidad de asentamiento de las gotas de agua [m/s]

ϵ : Difusividad de remolino [m²/s]

D: Diámetro de la tubería. [m]

La relación entre la difusividad de remolino y el diámetro de la tubería corresponde a la característica de turbulencia del fluido, para su cálculo se considera:

$$\frac{\epsilon}{D} = 6.313 \times 10^{-3} V^{0.875} D^{-0.125} \nu^{0.125} \quad [4.2]$$

Donde:

V: Velocidad del fluido [m/s]

ν : Viscosidad cinemática del crudo a temperatura de la línea de flujo [cSt]

Para determinar la velocidad de asentamiento de las gotas de agua, se tiene:

$$W = \frac{855(\rho_d - \rho)E^{-0.8}}{v\rho^{2.2}}$$

[4.3]

Donde:

ρ_d : Densidad del agua a temperatura de la línea de flujo [kg/m³]

ρ : Densidad del crudo a temperatura de la línea de flujo [kg/m³]

E : Tasa de disipación de energía [W/kg]

La tasa de disipación de energía en la línea de flujo se la obtiene de la siguiente manera:

$$E = \beta E_o$$

[4.4]

Donde:

β : Factor de disipación de energía [adimensional]

E_o : Disipación de energía en tubería recta [W/kg]

Para el factor de disipación de energía β se debe considerar las ampliaciones y reducciones que existen en la tubería, por lo que se tiene las siguientes expresiones:

Ampliaciones $\beta = \frac{5(1-\gamma^2)^2}{\gamma^4}$

[4.5]

Reducciones $\beta = 2.5 (1 - \gamma^2)^2$

[4.6]

Donde:

γ : Relación del diámetro menor con respecto al mayor.

La disipación de energía E_o involucra la información de las características del fluido, esto es:

$$E_o = 0.005v^{0.25}D^{-1.25}V^{2.75}$$

[4.7]

Finalmente para la aceptabilidad de la reubicación del punto de extracción de muestras, se establece la concentración de agua en crudo calculada G .

$$G = \frac{\epsilon/D}{W} \quad [4.8]$$

Una razón C_1/C_2 de 0.9 a 1.0 indica una muy buena dispersión, mientras que una razón de 0.4 o más pequeña indica una dispersión pobre con un alto potencial de estratificación de agua. Los cálculos que dan razones menores de 0.7 no deberían ser considerados confiables debido a que la coalescencia de las gotitas de agua invalida la técnica de predicción.

Previo al cálculo de las ecuaciones descritas anteriormente es necesario establecer las características del fluido, las cuales se mencionan en la Tabla 25.

Tabla 25. Caracterización del crudo. Estación Pichincha

Parámetro	Valor
Flujo volumétrico crudo [m^3/s]	0.034
Temperatura de operación [$^{\circ}C$]	49
Densidad del fluido [kg/m^3]	860,67
Viscosidad [cSt]	15,63
Diámetro de tubería [m]	0.1524

Conocido el flujo de operación y el diámetro de la tubería, se determina la velocidad del fluido:

$$Q = A.V \quad [4.9]$$

$$V = \frac{0.034 \frac{m^3}{s}}{\frac{\pi(0.1524^2)}{4} m^2}$$

$$V = 1.86 \frac{m}{s}$$

De acuerdo a la expresión [4.7], la disipación de energía en tubería recta será:

$$E_o = 0.005x(15,63)^{0.25}x\frac{1}{(0.1524)^{1.25}}x(1.86)^{2.75}$$

$$E_o = 0.5753 \frac{W}{kg}$$

Para el cálculo del factor de disipación de energía, se considera el diseño de la línea de flujo donde va a ser instalado el extractor de muestras, como se muestra en la Figura 23, el extractor va a ser instalado en el lazo de calidad posterior a la descarga de las bombas.

Debido a que el diámetro de la descarga de las bombas es de 4 pulgadas y la línea de flujo presenta un diámetro 6 pulgadas, se considera la expresión [4.5].

$$\beta = \frac{5(1 - 0.667^2)^2}{0.667^4}$$

$$\beta = 7.81$$

Reemplazando los datos en la expresión [4.4], la tasa de disipación de energía en la línea de flujo es:

$$E = 7.81 x 0.5753 \frac{W}{kg}$$

$$E = 4.4931 \frac{W}{kg}$$

Para determinar la característica de turbulencia, se emplea la expresión [4.2]:

$$\frac{\epsilon}{D} = 6.313 x 10^{-3}x(1.86)^{0.875}(0.1524)^{-0.125}(15.63)^{0.125}$$

$$\frac{\epsilon}{D} = 19.383 \times 10^{-3} \frac{m}{s}$$

Reemplazando los datos obtenidos en la expresión [4.3], la velocidad de asentamiento de las gotas de agua es:

$$W = \frac{855(1025 - 860.47)}{15.63 \times (860.47)^{2.2}} \times \frac{1}{(4.4931)^{0.8}}$$

$$W = 0.946 \times 10^{-3} \frac{m}{s}$$

Reemplazando los datos en la expresión [4.8], la concentración de agua-crudo calculada es:

$$G = \frac{19.383 \times 10^{-3}}{0.946 \times 10^{-3}}$$

$$G_{calc} = 20,48$$

La relación de concentración de agua-crudo requerida según la expresión [4.1]:

$$\frac{C_1}{C_2} = \exp\left(\frac{-0.734 \times 10^{-3}}{19.383 \times 10^{-3}}\right)$$

$$\frac{C_1}{C_2} = 0.95$$

De acuerdo a la tabla B-2 de la Figura 26, el valor de concentración de agua-crudo calculada $G_{req} = 15$ es aproximadamente 15.

Finalmente, al comparar los valores de concentración agua-crudo calculada y requerida, se determina que $G_{calc} > G_{req}$. Esto quiere decir que las condiciones de operación para la extracción de muestras son adecuadas.

Después de verificar que las condiciones de operación son adecuadas, se procede a determinar la frecuencia de extracción para la toma de muestras, para ello se emplea la siguiente expresión:

$$n = \frac{SV_e}{b} \quad [4.10]$$

Donde:

SV_e : Volumen de la muestra recogida, normalmente el 80% de la capacidad del contenedor de muestras [ml]

b : Grab^[4] estimado [ml]

n : Número de grabs.

La frecuencia de extracción está dada por la siguiente expresión:

$$B = \frac{PV_e}{n} \quad [4.11]$$

Donde:

PV_e : Volumen estimado de lote de crudo transferido [bbls].

B : Frecuencia de extracción de muestras. [bbls/ grab]

La importancia para determinar la frecuencia de extracción de muestras es:

- Evitar derrames debido a un sobrellenado en los contenedores de muestras.
- Obtener una muestra de crudo representativa proporcional al flujo.

En la Tabla 26 se indican los volúmenes diarios de crudo transferido, grabs y la capacidad de los contenedores de muestra.

⁴ **Grab**: volumen de muestra de crudo extraída por un elemento toma muestras.

Tabla 26. Volúmenes crudo transferidos

Estación	Capacidad del contenedor de muestras [m ³] [Nota 1]	Volumen de la muestra [m ³] [Nota 2]	Volumen de crudo transferido [bbls] [Nota 3]
Atacapi	0,019	1.5x10 ⁻⁶	6000
Pichincha	0,019	1.5x10 ⁻⁶	3000
Shuara	0,019	1.5x10 ⁻⁶	2000
Shushuqui	0,019	1.5x10 ⁻⁶	2000
Secoya	0,019	1.5x10 ⁻⁶	6000

[Nota 1]: La capacidad típica de los contenedores es de 5 galones.

[Nota 2] El valor corresponde al máximo volumen de extracción que permite la lanza extractora de muestras de acuerdo a datos del fabricante.

[Nota 3] Las unidades se dan en barriles debido a que para el manejo de volúmenes de crudo es la unidad típica.

De acuerdo a la expresión [4.10] se tiene:

SV_e : corresponde al 80% del volumen del contenedor

$$n = \frac{0,0152 \text{ m}^3}{1.5 \times 10^{-6} \text{ m}^3}$$

$$n = 10133.34 \text{ grabs}$$

La frecuencia de extracción de muestras empleando [4.11] será:

$$B = \frac{6000 \text{ bbls}}{10133.34 \text{ grab}}$$

$$B = 0.59 \frac{\text{bbls}}{\text{grab}}$$

Reemplazando los datos de la Tabla 26 y realizando al anterior procedimiento para las estaciones se tiene:

Tabla 27. Frecuencia de extracción de muestras

Estación	Frecuencia de extracción [bbls/grab]
Atacapi	0.59
Pichincha	0.30

Continúa 

Shuara	0,20
Shushuqui	0,20
Secoya	0.59

Estos valores son los implementados en los computadores de flujo de las unidades LACT de cada estación. El controlador de muestras extraerá un grab cada el número de barriles indicados en la Tabla 27.

El computador de flujo envía una señal de pulsos hacia el controlador de muestra, el cual a través de la lanza extratora isocinética toma muestras de manera proporcional a la cantidad de crudo transferido.

4.2.3 Rediseño del sistema de extracción de muestras.

El rediseño del sistema de extracción de muestras comprende las siguientes modificaciones:

Tabla 28. Modificaciones del sistema de extracción de muestras

Requerimiento	Descripción	Justificación
Reubicación del depósito de extracción de muestras.	El depósito de extracción de muestras deberá ser ubicado lo más cerca posible del punto de extracción, quedando por debajo del punto de extracción de modo tal que la muestra de crudo viaje por tubería o manguera flexible por un recorrido corto y siempre en forma descendente para evitar bolsillos.	La reubicación debe cumplir con lo establecido en API MPMS 8.2.15.2
	El gabinete es un medio de seguridad para evitar la manipulación y	La colocación del gabinete cumple con lo establecido en API

Continúa 

<p>Instalación de un gabinete para depósito de muestras</p>	<p>alteración de las muestras recogidas por el colector de tal manera que únicamente el organismo de control y regulación o el personal designado puedan tener acceso y manipular el sistema de extracción de muestras.</p>	<p>MPMS 6.1.5.2</p>
<p>Reemplazo de controlador de muestras.</p>	<p>El dispositivo controla la operación del extractor de muestras, permitiendo establecer una frecuencia de muestreo</p>	<p>El cambio de controlador se lo realizará debido a que el actual se considera obsoleto al ser de activación por solenoide y no tener la capacidad de ser monitoreado ante la falla del mismo.</p>
<p>Instalación de lanza extractora de muestras isocinetica</p>	<p>El muestreo se realiza en tal forma que la velocidad lineal a través de la abertura de la sonda de muestreo es igual a la velocidad lineal del líquido en la tubería en la ubicación del elemento de extracción y en la misma dirección en la que el líquido de la tubería se aproxima a la sonda de muestreo.</p>	<p>El cambio de controlador implica el reemplazo de la sonda de muestreo, la cual deberá cumplir con API MPMS capítulo 8.2 e ISO 3171, en cuanto a su instalación y ubicación.</p>

En el Anexo 2, se muestran los planos de las modificaciones realizadas al sistema de extracción de muestras.

4.3 AUTOMATIZACIÓN DEL PROCESO

Para la automatización de las Unidades LACT, se empleará la norma GEMMA, con la cual se identificará los aspectos necesarios para el control del sistema.

4.3.1 Descripción de la norma de diseño GEMMA

Para el control de una máquina o de un proceso industrial es necesario prever todos los estados posibles, estos son:

- Funcionamiento manual
- Funcionamiento semiautomático
- Situaciones de fallo
- Paradas de emergencia
- Puestas en marcha.

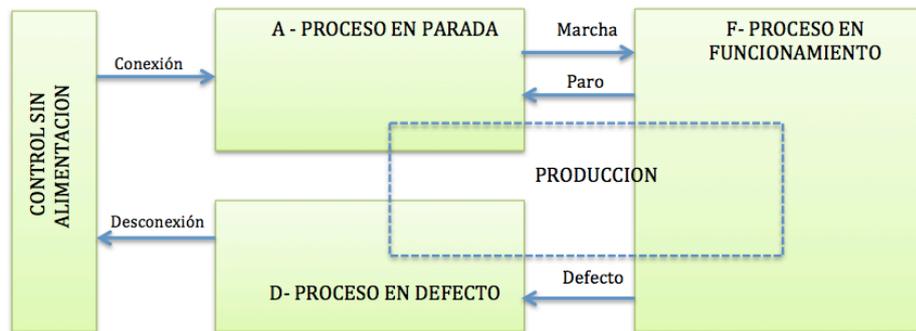
La prioridad máxima de la automatización es la seguridad, ya que ante una situación de fallo o una parada de emergencia, el sistema debe evolucionar hacia un estado seguro.

Con el desarrollo de la guía GEMMA se pretende determinar los estados en un proceso de producción automatizado, así como los saltos o transiciones que se generan entre ellos.

En el Cuadro 4. se muestra las situaciones GEMMA (control sin alimentación, funcionamiento, parada y defecto) en los primeros rectángulos y en un quinto rectángulo marcado en líneas discontinuas indica que el sistema está en producción.

Esta guía también cubre los posibles estados que se puede encontrar en el proceso de automatización.

Cuadro 4. Situaciones GEMMA



Para determinar los procedimientos aplicables a este proyecto es necesario dividirlo en etapas. Las etapas a seguir para el diseño del sistema de control, se especifican a continuación:

- Etapa 1 (E-1): Determinar los aspectos generales del proceso y generar grafcet de producción normal.
- Etapa 2 (E-2): Determinar el control del proceso, componentes y selección de sensores y actuadores.
- Etapa 3 (E-3): Grafcet tecnológico del estado de producción normal
- Etapa 4 (E-4): Determinar los estados GEMMA necesarios para la automatización.
- Etapa 5 (E-5): Definir las condiciones de evolución entre los diferentes estados.
- Etapa 6 (E-6): Definir el pupitre de control para el operador.
- Etapa 7 (E-7): Preparar grafcet de producción de segundo nivel.
- Etapa 8 (E-8): Escoger la tecnología de control: cantidad de autómatas programables, tipos de entrada y salidas, reguladores industriales, medio de comunicación.
- Etapa 9 (E-9): Grafcet final y programación
- Etapa 10 (E-10): Pruebas de funcionamiento
- Etapa 11 (E-11): Implementación, puesta en marcha y pruebas.

4.3.2 Aspectos Generales del Proceso y Grafcet de producción normal.

En el punto 4.1 se especifican las consideraciones generales para el proceso de mejoramiento de la unidad LACT. Para el desarrollo de la automatización del proceso, se inicia desarrollando el grafcet de producción normal, en el cual se representa el funcionamiento normal del sistema.

4.3.2.1 Grafcet de producción normal

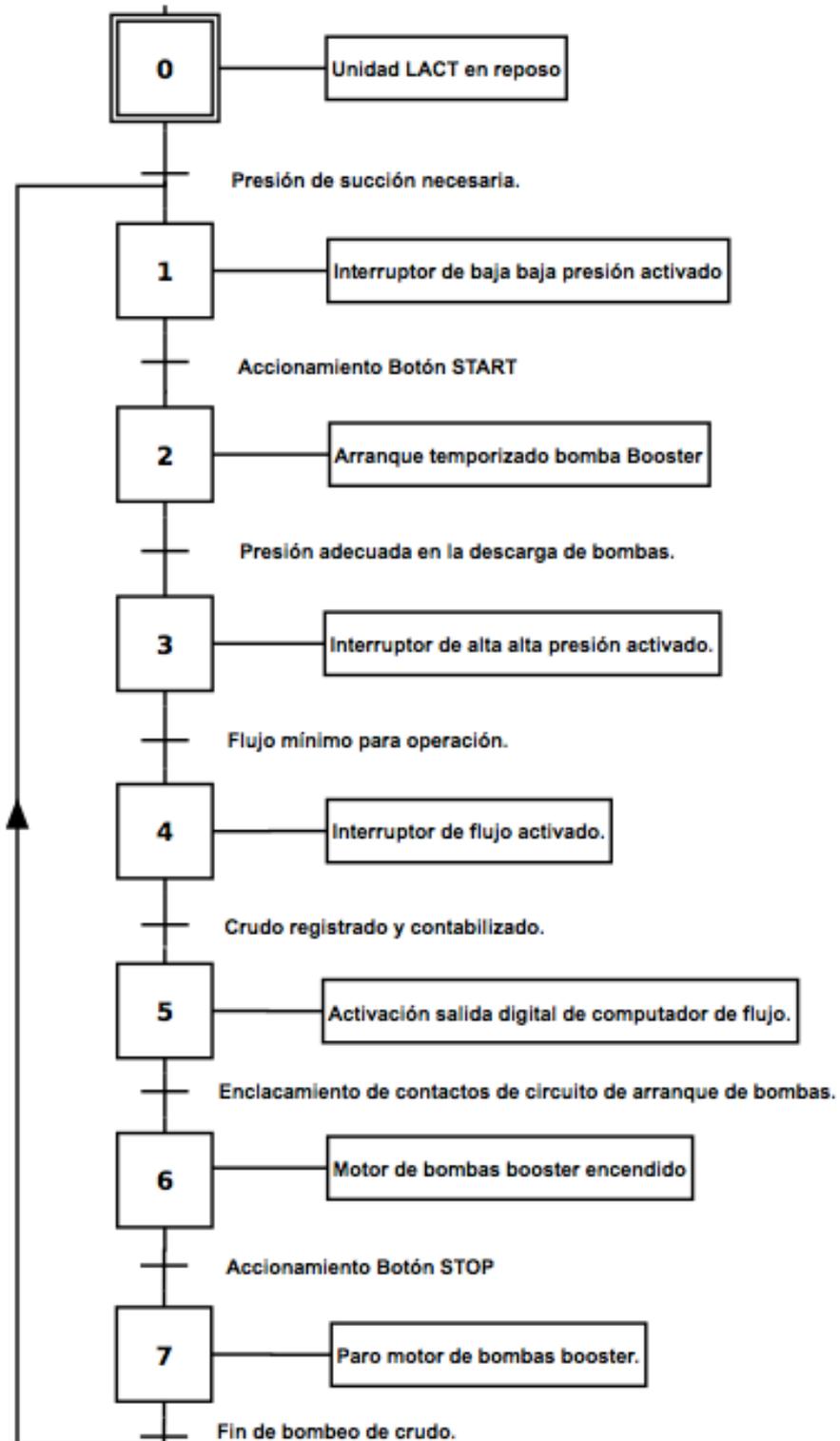


Figura 24. Grafcet de producción normal

4.3.3 Descripción del control del proceso y selección de sensores y actuadores necesarios.

Para el control del sistema, se requiere de un circuito de protección con el cual se debe asegurar una presión adecuada en la succión y descarga de las bombas actuando directamente sobre el panel de arranque. Un controlador lógico programable permitirá mantener un flujo de crudo adecuado para el funcionamiento de las bombas, además de evitar pérdidas económicas por crudo no contabilizado en caso de falla de algún mecanismo. Ambos sistemas deben integrarse para controlar el funcionamiento de las bombas booster en la unidad LACT.

A continuación se detallan los parámetros de funcionamiento a ser considerados en el diseño del sistema de control.

Tabla 29. Consideraciones para el control del proceso

Parámetros	Consideraciones
Presión de succión y descarga	<ul style="list-style-type: none"> - Presiones adecuadas en las líneas de succión y descarga de las bombas booster. - Un interruptor por baja presión se activará al alcanzar una presión mínima de succión, mientras tanto un interruptor por alta presión se mantendrá activo mientras no se tenga una sobrepresión en la descarga de las bombas.
Caudal	Se considera una caudal mínimo de operación de 300 barriles por día, al alcanzar dicho valor, el interruptor de flujo se activará permitiendo el arranque de las unidades de bombeo.
	El computador de flujo de cada estación debe activar una salida digital, la cual

Continúa 

Presencia de flujo	<p>indica que los transmisores de pulsos de cada medidor (UPT) no presentan fallas, permitiendo mantener las bombas en funcionamiento.</p> <p>En caso de falla de algún mecanismo interno o falta de alimentación en el UPT, las bombas se apagarán evitando que los volúmenes de crudo transferidos a través de los medidores de flujo no sean contabilizados.</p>
Presencia de sedimentos	<p>La presencia de sedimentos y arenas se produce en filtros y deaireadores de la unidad LACT. No se involucran en el control de parada de las bombas pero generan alarmas indicando la acumulación de sedimentos.</p>

4.3.3.1 Selección de componentes para el control del proceso.

Para seleccionar los sensores a ser utilizados en la unidad LACT, es necesario determinar las diferentes condiciones operativas que se presentan en el proceso, las cuales comprenden: presión de línea (succión y descarga de bombas), presión diferencial (filtros) y flujo necesario (caudal de operación adecuado).

Para la selección de los instrumentos necesarios para el control del sistema de bombeo, es necesario determinar las condiciones de operación de cada una de las estaciones, de tal manera que se puede establecer las especificaciones técnicas de cada instrumento, Las condiciones operativas de cada estación se mencionan a continuación :

Tabla 30. Condiciones de operación de cada estación

Estación	Temperatura de operación [°F]	Grado API @ 60 °F	Viscosidad [cP] @ 120 °F	Presión de descarga Bombas [PSIG]
Atacapi	120	31.6	7.5	80
Pichincha	120	27.8	15.63	140
Secoya	114	30	15	80
Shuara	120	27.2	17.08	140
Shushuqui	120	27.2	15	145

Se considera una presión de entrada a la unidad LACT de 5 PSIG para todas las tasas de transferencia de petróleo. Esta presión corresponde a la presión hidrostática del tanque de reposo menos las pérdidas por fricción.

La caída de presión a través de la unidad LACT es de 5 PSIG, la cual es producida por los siguientes componentes

Tabla 31. Caída de presión de componentes en unidad LACT

Componentes	Caída de presión [PSIG]
Filtro deaireador	1
Válvula de tres vías.	1
Medidor de flujo	2
Válvulas y accesorios	1

Para los interruptores de presión en la succión de las bombas se toma una presión mínima de 2 PSIG teniendo en cuenta el NPSH requerido por estas bombas.

A continuación se presenta los rangos establecidos para el accionamiento de los interruptores de presión en las estaciones de los campos Libertador y Atacapi.

Tabla 32. Rangos de presión para activación de interruptores de presión

Estación	Interruptor por baja-baja presión de succión (PSIG)	Interruptor por alta-alta presión de descarga (PSIG)	Interruptor de presión diferencial (PSID)
Secoya	2	80	2
Shuara	2	140	2
Shushuqui	2	145	2
Pichincha	2	140	2
Atacapi	2	80	2

Debido a que el flujo mínimo para mantener en funcionamiento las bombas de la unidad LACT es de 300 BOPD^[5], se debe establecer la velocidad a la cual el interruptor de flujo se accionará.

Para ello se considera:

- Diámetro de las tuberías de las estaciones: 0.1524 m (6")
- Caudal Mínimo: 0.000552 m³/s (300 BOPD)

$$Q = A \cdot v$$

[4.12]

$$0.000552 \frac{m^3}{s} = \frac{\pi * 0.1524^2}{4} m^2 \cdot V$$

$$V = 0.030 \frac{m}{s}$$

La velocidad del fluido es de 0.030 m/s. Este valor corresponde a la velocidad de activación cuando el fluido es crudo. El valor de activación de los interruptores de flujo se basa en el diferencial térmico del fluido cuando este adquiere una determinada velocidad. Debido a que este valor no se lo puede establecer en sitio o una vez instalado, se requiere de laboratorios de

⁵ **BOPD**: Barriles de crudo por día.

pruebas para la calibración de estos instrumentos, para ello se emplea agua como fluido de prueba y tuberías diámetros pequeños (1/2"-1").

Para encontrar la velocidad de activación del interruptor de bajo flujo, se necesita caracterizar el movimiento del fluido (crudo), empleando el número de Reynolds:

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\gamma}$$

[4.13]

Donde:

- ρ : Densidad del fluido
- v : Velocidad del fluido
- D : Diámetro de la tubería.
- γ : Viscosidad del fluido

El grado API del crudo en las estaciones varía entre 27.2 y 31.6 Por lo que para el cálculo se emplea un grado API promedio de 29.4.

La densidad del crudo puede ser encontrada conociendo el grado API del crudo, empleando la siguiente expresión:

$$\rho \left[\frac{gr}{cm^3} \right] = \frac{141.5}{API + 131.5}$$

[4.14]

$$\rho = 879.42 \text{ kg/m}^3$$

Empleando la expresión [4.13] se tiene:

- ρ : 879,42 kg/m³
- v : 0.030 m/s
- D : 0.0254 m
- γ : 0.015 kg/m.s (15 cP)

$$Re = \frac{879.42 \frac{kg}{m^3} \times 0.030 \frac{m}{s} \times 0.0254m}{0.015 \text{ kg/m.s}}$$

$$Re = 44.47$$

Este valor nos indica, que el flujo es laminar empleando crudo como fluido. Debido a que la calibración de los interruptores de flujo se los realiza con agua se debe mantener el mismo número de Reynolds pero adaptando las condiciones de prueba (diámetros de tuberías y características del fluido de prueba). Para esto se emplea la expresión [4.13] igualmente, pero esta vez despejando la velocidad, esto es:

Temperatura de operación de instrumentos normalmente: 120 [°F]

$$\begin{aligned} \rho: & \quad 988,56 \text{ kg/m}^3 \\ D: & \quad 0.0254 \text{ m} \\ \gamma: & \quad 0.000566 \text{ kg/m.s} \end{aligned}$$

$$v = \frac{Re \cdot \gamma}{\rho \cdot D}$$

$$v = \frac{44.47 \times 0.000566 \frac{\text{kg}}{\text{m.s}}}{988.56 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times 0.0254 \text{ m}}$$

$$v = 0.0010 \text{ m/s}$$

Para una adecuada selección del interruptor de bajo flujo, este debe ser calibrado a una velocidad de 0.0010 m/s correspondiente a los 300 barriles crudo por día con los cuales debe activarse el instrumento.

Adicionalmente, para la selección de los interruptores de flujo y de presión se establece las siguientes especificaciones:

- Los interruptores eléctricos conectados a proceso de flujo, presión, nivel, etc. serán de tipo acción rápida y podrán ser doble polo doble tiro (DPDT) o polo sencillo doble tiro (SPDT)

- Todas las conexiones eléctricas de los instrumentos estarán en un rango de ½” NPT y ¾”NPT, y la conexión al proceso de ½” NPT

Tabla 33. Características técnicas de los interruptores de presión

Interruptores de alta y baja presión	
Elementos Mecánicos	
Elementos primario	Tipo pistón o diafragma
Material	Nema 4x
Conexión al proceso	½ “ MNPT
Accesorios de Montaje	Válvulas de bloqueo y venteo
Elementos Eléctricos	
Contactos eléctricos	Tipo Snap (conmutación rápida), SPDT
Capacidad de corriente	5 Amperios y 30 VDC, contacto seco no inductivo
Rangos de ajuste	
Valor de establecimiento (Set point @)	0.5-5 PSIG para bajas presiones 25-250 PSIG para altas presiones 0-10 PSID para presión diferencial El rango de operación será ajustable en campo con banda muerta fija.

Tabla 34. Características técnicas del interruptor de flujo

Interruptores de flujo.	
Elementos Mecánicos	
Elemento primario	Diferencial Térmico
Material	Nema 4x
Conexión al proceso	3/4 " MNPT
Montaje	Parte superior de tubería recta.
Elementos Eléctricos	
Contactos eléctricos	Tipo SNAP (conmutación rápida), DPDT
Alimentación	24 VDC, 115-230 VDC
Capacidad de corriente	5 Amperios y 30 VDC, 250 VAC, contacto seco no inductivo
Rangos de ajuste	
Valor de establecimiento (Set Point @)	0.001-1.5 m/s en Incremento

4.3.4 Análisis de los Estados GEMMA

Una vez que se ha determinado los aspectos generales del proceso y su funcionamiento es necesario establecer los estados GEMMA aplicables para el control del sistema de bombeo. En la Figura 25 se indica los diecisiete estados que comprende los procedimientos de funcionamiento, marcha-parada, y defecto de la norma GEMMA, se han determinado los siguientes estados:

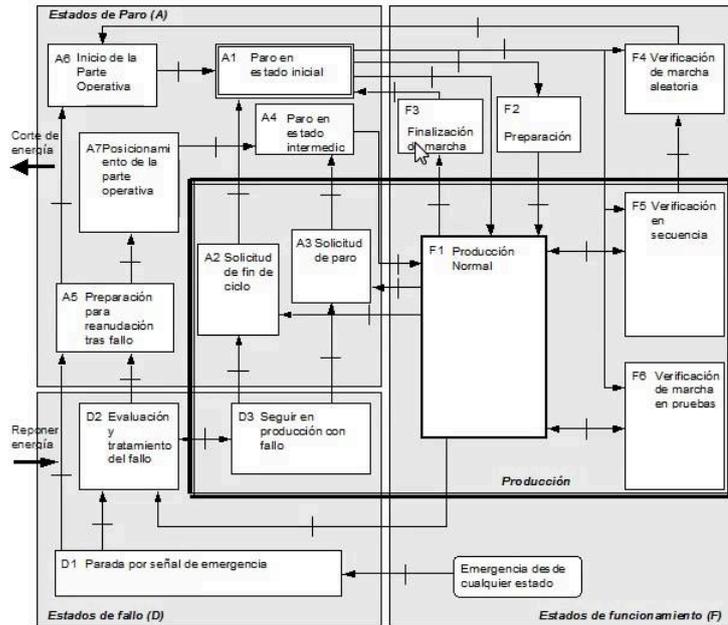


Figura 25. Situaciones de funcionamiento según GEMMA

Tabla 35. Procedimiento de marcha y parada GEMMA

PROCEDIMIENTOS DE MARCHA Y PARADA	
A1: Parada en estado inicial	Comprende el estado de reposo del proceso, por consiguiente se considera que la unidad esta en reposo.
A3. Parada en un estado determinado	El sistema de bombeo puede detenerse en un estado determinado, siempre y cuando el operador lo requiera
A4. Parada Obtenida	El operador puede detener el proceso de bombeo en cualquier instante, siendo su estado de parada diferente al inicial
A5. Preparación de la puesta en marcha después de falla o defecto	Si en el proceso de operación normal, se presenta alguna falla de funcionamiento, el operador puede detener el bombeo, verificar el motivo la

falla y las operaciones necesarias para la puesta en marcha del sistema.

A7. Puesta del sistema en un estado determinado	Una vez que se ha diagnosticado y corregido la falla producida, el sistema de bombeo puede reanudarse sin volver a sus condiciones iniciales.
---	---

Tabla 36. Procedimientos de funcionamiento GEMMA

PROCEDIMIENTOS DE FUNCIONAMIENTO	
F1: Producción normal	El sistema de bombeo funciona normalmente. El crudo es transferido sin problemas.
F2. Marcha de preparación.	Las bombas pueden arrancar por un determinado tiempo hasta alcanzar el caudal adecuado para su operación y activar los interruptores de flujo respectivos.

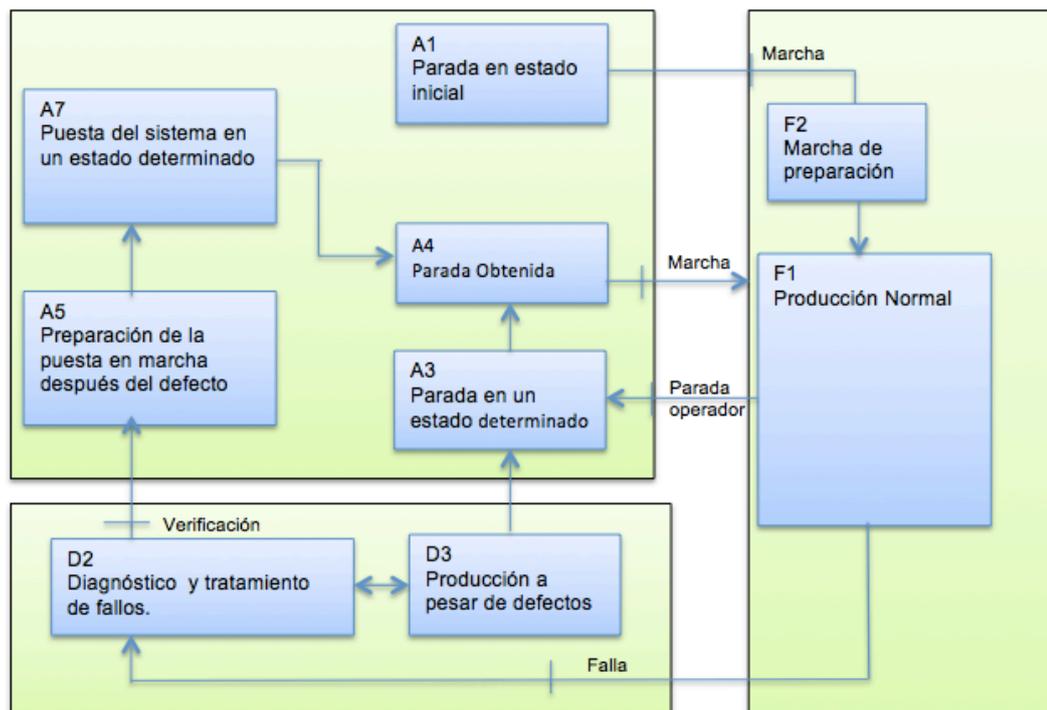
Tabla 37. Procedimientos de defecto GEMMA

PROCEDIMIENTOS DE DEFECTO	
D2: Diagnóstico y/o tratamiento de fallos	En caso de generarse algún tipo de falla que afecte al sistema de bombeo, se realizará un diagnóstico para conocer las causas y las acciones de mantenimiento correctivas, ya sean ejecutadas por el operador o personal responsable.
D3: Producción a pesar de los defectos.	Si se presenta alguna falla en los instrumentos de presión diferencial, el sistema sigue bombeando y las acciones de mantenimiento (cambio de la canasta del filtro) se las debe realizar terminada la transferencia de crudo.

4.3.5 Trayectorias de evolución entre los diferentes estados.

A continuación, se presenta los estados GEMMA aplicables para el desarrollo de este proyecto.

Cuadro 5. Estados GEMMA aplicables al sistema de control



4.3.6 Determinación de elementos del panel del operador.

Los elementos que integran el pupitre del operador son los necesarios para gestionar los modos de funcionamiento. El pupitre del operario consta de un panel local y las botoneras para arranque/ parada ubicadas cerca de la unidad LACT. En el panel local se encuentra una alarma visual-sonora y un botón de reconocimiento de alarmas (ACK).

Para facilidad del operador y en caso de generarse alguna eventualidad

que afecte el funcionamiento de las bombas, las botoneras de arranque y parada se encuentran cerca de la unidad de bombeo de cada estación.

Tabla 38. Componentes del panel del operador

Tipo de elemento	Nomenclatura	Descripción
Indicador	ALM V/S	Indica de manera visual y sonora en caso de falla de los instrumentos (Alarma)
Pulsador -Indicador	ACK	Reconocimiento de alarma sonora
Pulsador	START B-01	Arranque de Bomba 1 y rutinas de programación en PLC
Pulsador	STOP B-01	Detención de Bomba 1
Pulsador	START B-02	Arranque de Bomba 2 y rutinas de programación en PLC
Pulsador	STOP B-02	Detención de Bomba 2

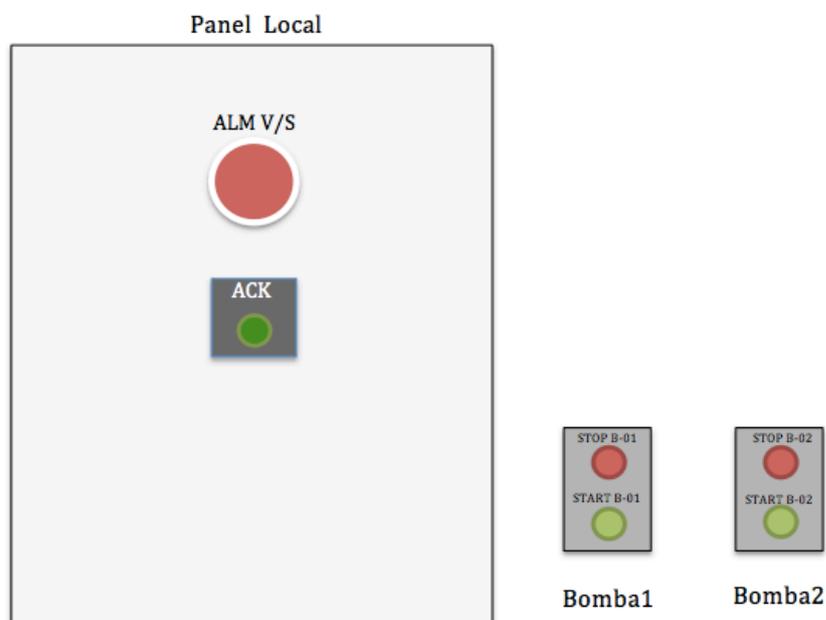


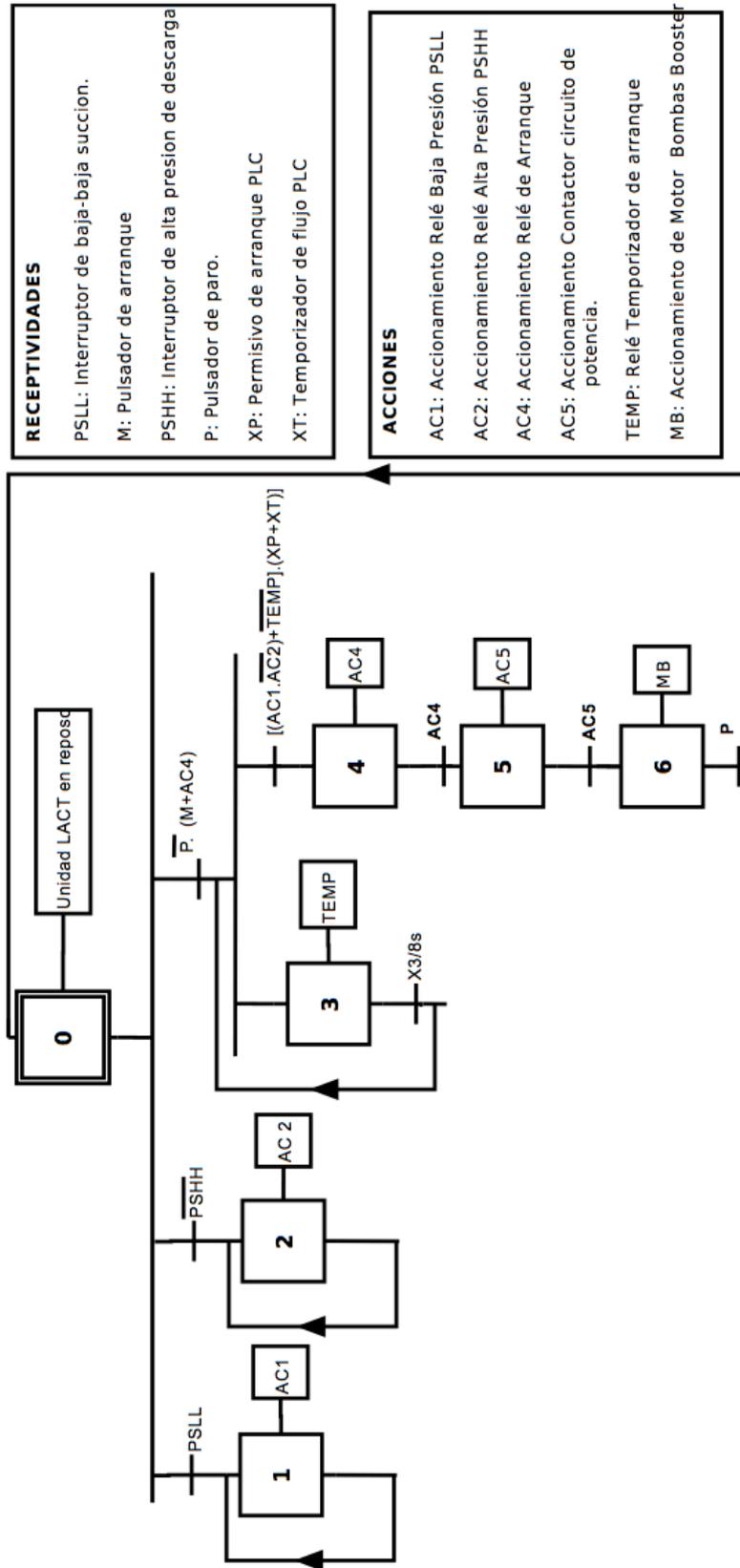
Figura 26. Panel del operador

4.3.7 Graficet de producción de segundo nivel.

Realizada la selección de los accionamientos y sensores para el sistema de control y los elementos del panel de operador, se procede con la elaboración del graphicet de producción de segundo nivel.

Se debe considerar el sistema de protección de la unidad de bombeo y la lógica de control para evitar pérdidas por flujo no contabilizado en la unidad LACT.

Los graphicet respectivos deben cumplir con las consideraciones de la matriz causa-efecto indicada en el Anexo 4.



RECEPTIVIDADES

PSLL: Interruptor de baja-baja succion.
M: Pulsador de arranque
PSHH: Interruptor de alta presion de descarga
P: Pulsador de paro.
XP: Permisivo de arranque PLC
XT: Temporizador de flujo PLC

ACCIONES

AC1: Accionamiento Relé Baja Presión PSLL
AC2: Accionamiento Relé Alta Presión PSHH
AC4: Accionamiento Relé de Arranque
AC5: Accionamiento Contactor circuito de potencia.
TEMP: Relé Temporizador de arranque
MB: Accionamiento de Motor Bombas Booster

Figura 27. Grafcet de segundo nivel para el sistema de protección de bombas

4.3.8 Tecnología de control.

Para el sistema de protección de bombas se considera las señales de los interruptores de alta y baja presión, pulsadores de Inicio y Parada, temporizador de arranque, y señales por flujo no contabilizado desde el PLC. Los componentes para el circuito de protección de bombas se indican en el Anexo 3.

El PLC determina la presencia de flujo y activa señales para la detención de las bombas en caso de flujo no contabilizado. A su vez genera alarmas en caso de falla de los instrumentos, para ello se considera la siguiente distribución de entradas y salidas digitales.

4.3.8.1 Distribución de Entradas Digitales

Para la distribución de las entradas digitales se toma como referencia la nomenclatura de los instrumentos indicados en el Anexo 1.

Tabla 39. Distribución de entradas digitales PLC

ENTRADAS DIGITALES		
Controlador Micrologix 1100 (1762-IQ16)		
Entrada Digital <small>[Nota 4]</small>	Nomenclatura	Descripción
INPUT 0	HS-010	Pulsador de encendido de secuencia de bomba B-010; inicia las rutinas de programación en el PLC y permite el arranque del circuito de protección.
INPUT 1	HS-011	Pulsador de encendido de secuencia de bomba B-011; inicia las rutinas de programación en el PLC y permite el arranque del circuito de protección.
INPUT 2	PSLL-010	Interruptor de baja-baja presión; indica la presión de succión necesaria para el arranque de la bomba B-010, se activa cuando la presión es mayor 2PSIG. Señal proveniente de relé KM1-01 <small>[Nota 5]</small>

INPUT 3	PSLL-011	<p>Interruptor de baja-baja presión; indica la presión de succión necesaria para el arranque de la bomba B-011, se activa cuando la presión es mayor 2PSIG.</p> <p>Señal proveniente de relé KM1-02 [Nota 5]</p>
INPUT 4	PSHH-010	<p>Interruptor de alta-alta presión; la señal se encuentra activa mientras la presión en la descarga de la bomba B-010, no supere el valor establecido en cada estación.</p> <p>Señal proveniente de relé KM2-01 [Nota 5]</p>
INPUT 5	PSHH-011	<p>Interruptor de alta-alta presión; la señal se encuentra activa mientras la presión en la descarga de la bomba B-011, no supere el valor establecido en cada estación.</p> <p>Señal proveniente de relé KM2-02 [Nota 5]</p>
INPUT 6	FSL-030	<p>Interruptor de bajo flujo; representa el mínimo caudal de operación, la señal se activa si el flujo es mayor a 300 BOPD.</p>
INPUT 7	PDIS-010	<p>Interruptor indicador de presión diferencial para filtro F-010; indica una acumulación de sedimentos en el filtro si la presión excede los 2 PSID.</p>
INPUT 8	PDIS-020	<p>Interruptor indicador de presión diferencial para filtro F-020; indica una acumulación de sedimentos en el filtro si la presión excede los 2 PSID.</p>
INPUT 9	STATUS-010	<p>Señal de estado Bomba B-010, se activa únicamente mientras la bomba se encuentre en funcionamiento.</p>
INPUT 10	STATUS-011	<p>Señal de estado Bomba B-011, se</p>

		activa únicamente mientras la bomba se encuentre en funcionamiento.
INPUT 11	FT-030	Funcionamiento del medidor FE-030; el computador de flujo de cada localidad activa una salida digital mientras no exista falla en la recepción de pulsos del medidor de flujo FE-030
INPUT 12	FT-31	Funcionamiento del medidor FE-031; el computador de flujo de cada localidad activa una salida digital mientras no exista falla en la recepción de pulsos del medidor de flujo FE-031.
INPUT 13	BSW	Activación de válvula de tres vías XV-030; si el crudo se encuentra fuera de especificaciones (BSW>1%), la válvula se acciona desviando el crudo.
INPUT 14	ACK	Pulsador de reconocimiento; desactiva la sirena en el panel local.
INPUT 15	RESERVA	

[Nota 4]: Se considera la misma distribución de señales para las estaciones Pichincha, Shuara, Secoya y Shushuqui. La estación Atacapi presenta un interruptor de bajo flujo adicional conectada a la entrada de reserva INPUT-15

[Nota 5]: Para verificar procedencia de señales ver Anexo-3

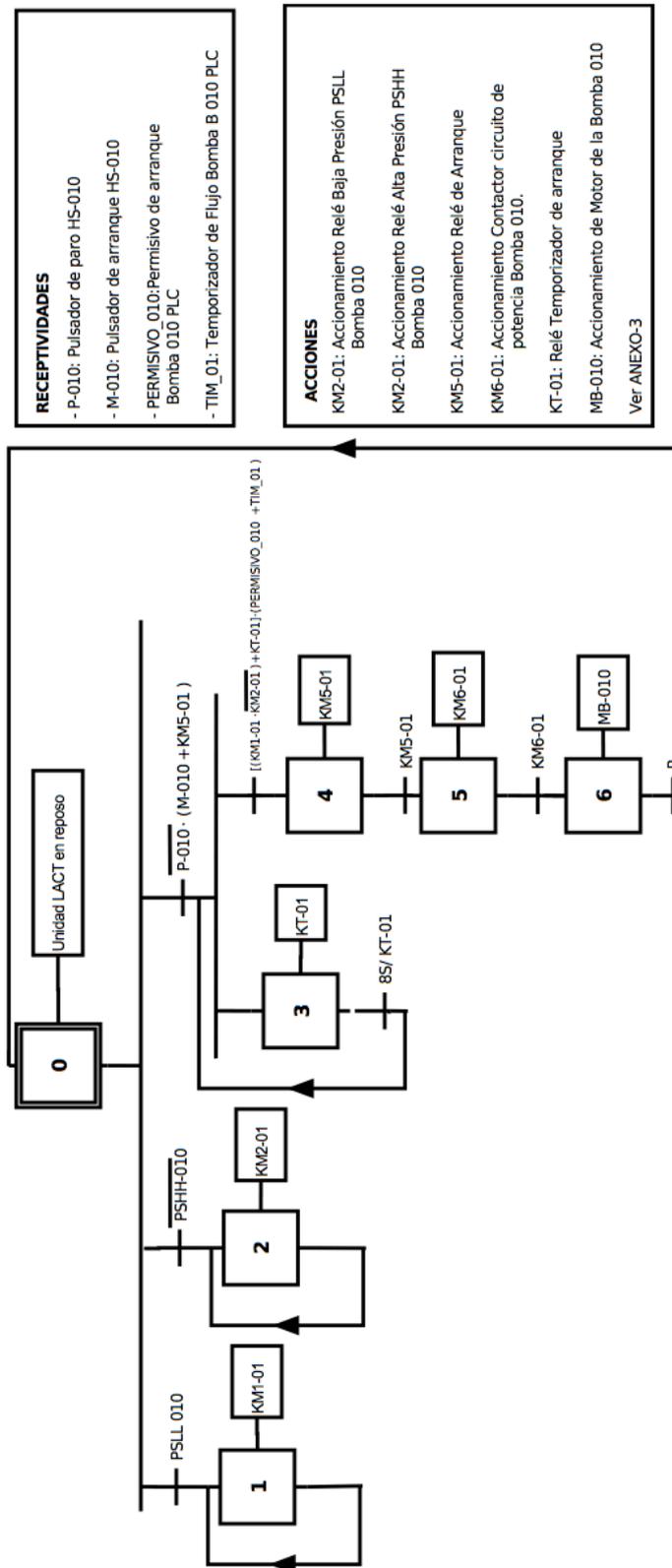
4.3.8.2 Distribución de Salidas Digitales

Las salidas del PLC se conectan a los relés ubicados en el panel local, los cuales permiten el arranque de las bombas de la unidad LACT y la generación de alarmas. En la Tabla 40 se indica la distribución de las salidas digitales

Tabla 40. Distribución de salidas digitales PLC

SALIDAS DIGITALES		
Controlador Micrologix 1100 (1762-OB16)		
Salidas digitales	Nomenclatura	Descripción
OUTPUT 0	PERMISIVO_010	Permisivo de arranque para bomba B-010, permite el arranque de la bomba cuando el Interruptor de flujo y el medidor de flujo detecten la presencia de flujo. Acciona relé en circuito de protección KM3-01
OUTPUT 1	PERMISIVO_011	Permisivo de arranque para bomba B-011, permite el arranque de la bomba cuando el Interruptor de flujo y el medidor de flujo detecten la presencia de flujo. Acciona relé en circuito de protección KM3-02
OUTPUT 2	ALM_S	Activación de alarma sonora
OUTPUT 3	ALM_V	Activación de alarma visual.
OUTPUT 4	TIM-010	Temporizador de flujo para activación de B-010, permite temporizar el alcanzar arranque hasta alcanzar el caudal mínimo de operación. Acciona relé en circuito de protección KM4-01
OUTPUT 5	TIM-011	Temporizador de flujo para activación de B-011, permite temporizar el alcanzar arranque hasta alcanzar el caudal mínimo de operación. Acciona relé en circuito de protección KM4-02
OUTPUT 6 - OUTPUT 15	RESERVA	

4.3.9 Grafcet de nivel Tecnológico.



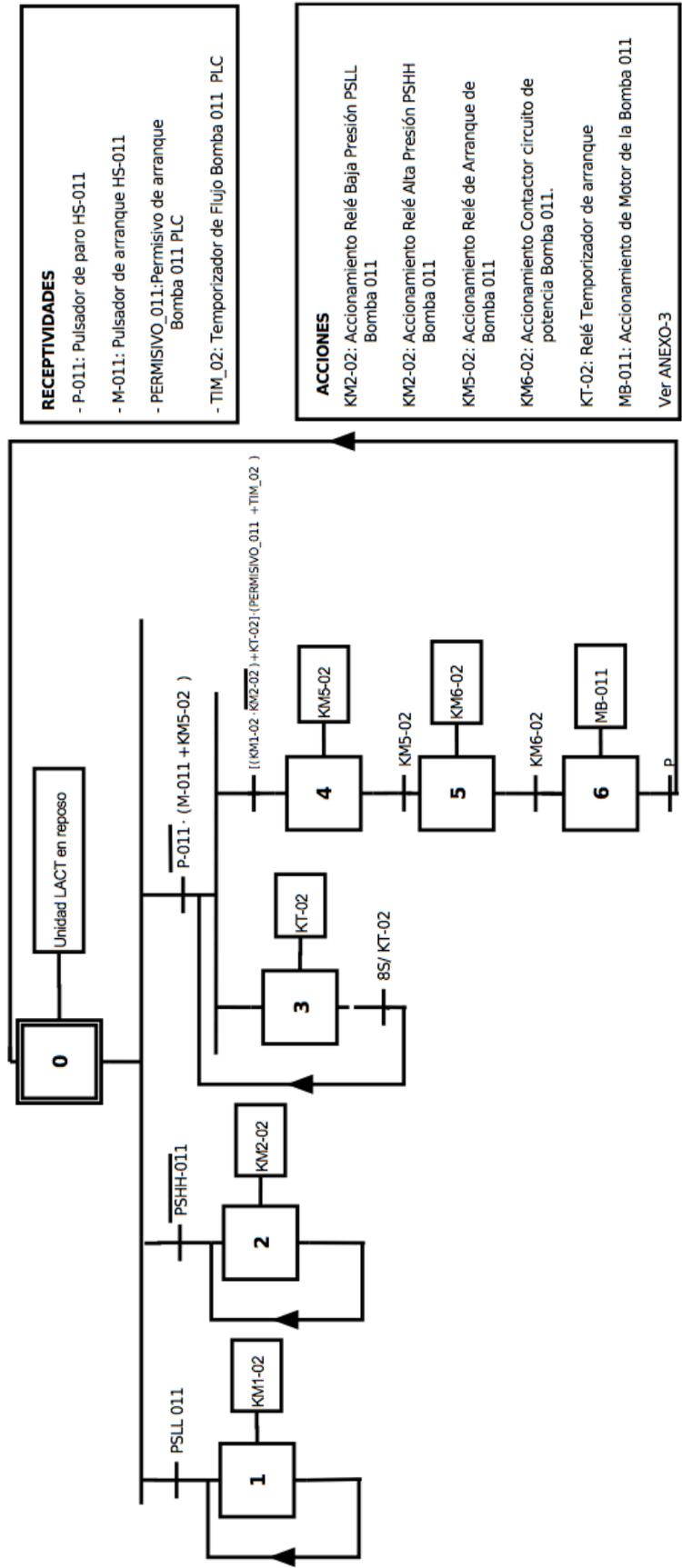
RECEPTIVIDADES

- P-010: Pulsador de paro HS-010
- M-010: Pulsador de arranque HS-010
- PERMISIVO_010: Permisivo de arranque Bomba 010 PLC
- TIM_01: Temporizador de Flujo Bomba B 010 PLC

ACCIONES

- KM2-01: Accionamiento Relé Baja Presión PSLL Bomba 010
- KM2-01: Accionamiento Relé Alta Presión PSHH Bomba 010
- KM5-01: Accionamiento Relé de Arranque
- KM6-01: Accionamiento Contactor circuito de potencia Bomba 010.
- KT-01: Relé Temporizador de arranque
- MB-010: Accionamiento de Motor de la Bomba 010
- Ver ANEXO-3

Figura 29. Grafcet de tercer nivel para circuito de protección Bomba B-010



RECEPTIVIDADES

- P-011: Pulsador de paro HS-011
- M-011: Pulsador de arranque HS-011
- PERMISIVO_011: Permisivo de arranque Bomba 011 PLC
- TIM_02: Temporizador de Flujo Bomba 011 PLC

ACCIONES

- KM2-02: Accionamiento Relé Baja Presión PSLL Bomba 011
- KM2-02: Accionamiento Relé Alta Presión PSHH Bomba 011
- KM5-02: Accionamiento Relé de Arranque de Bomba 011
- KM6-02: Accionamiento Contactor circuito de potencia Bomba 011.
- KT-02: Relé Temporizador de arranque
- MB-011: Accionamiento de Motor de la Bomba 011

Ver ANEXO-3

Figura 30. Grafcet de tercer nivel para circuito de protección Bomba B-011

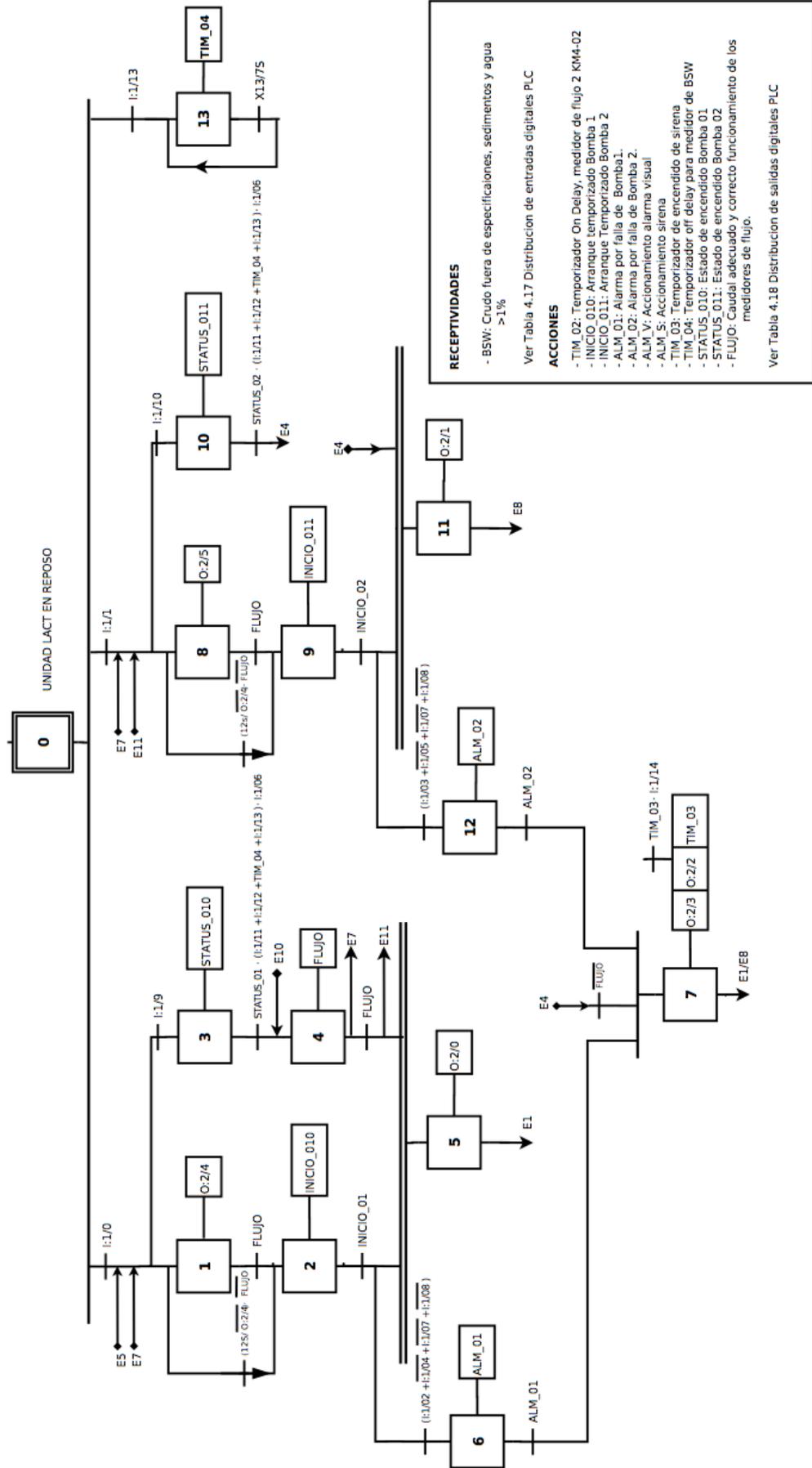


Figura 31. Grafset de tercer nivel para control programable en PLC

4.4 DISEÑO DE LA INTERFAZ HUMANO MÁQUINA (HMI)

El alcance del proyecto no involucra la implementación de una interfaz para la visualización y control del proceso, por lo que este diseño se empleará para la descripción de las lógicas de control y funcionamiento del sistema. Para la creación del HMI, se contemplará los aspectos de diseño más importantes descritos a continuación.

Los elementos gráficos de un programa de visualización HMI, deben seguir guías básicas de diseño que proporcionen un entorno amigable al usuario.

Para ello, se empleará lo establecido en las siguientes normativas:

- Real decreto 485/1997.
- UNE-EN ISO 9241: Principios de dialogo
- UNE-1063-1059: Caracterización de las tuberías en los dibujos y en las instalaciones industriales
- UNE-1115-1985: Colores y señales de seguridad.
- Directiva 98/37/CE: Normas armonizadas para el diseño de maquinaria.
- Directiva 90/270/CEE: Caracteres de pantalla

Teniendo en cuenta los principios contemplados en las normativas mencionadas, se resume una serie de principios básicos de diseño detallados a continuación:

- Diseño simple, orden lógico y bien etiquetado.
- No mostrar datos irrelevantes o innecesarios de forma automática
- Indicaciones cuantitativas de manera gráfica
- Unidades estandarizadas
- Si es posible, un tipo de fuente.
- Estados binarios, de manera gráfica (ON-OFF, con pilotos o selectores)
- Enmarcar los objetos relacionados para un mejor contraste

- Notificar los resultados de cualquier acción.
- Utilizar los colores con medida de forma práctica, no artística.
- Los colores deben ser de complemento informativo. Combinarlos con etiquetas o posiciones.

4.4.1 Distribución de colores

Para las señales de sistemas se acepta la siguiente convención de colores según Real Decreto 485/97.

Tabla 41. Guía de colores para representación de estados

Estado	Color
Marcha – abierto	Verde
Parado-cerrado	Rojo
Atención-preparado	Amarillo
Atención-prealarma	Amarillo
Alarma	Rojo
Sin alarma	Gris, invisible
Elementos (metal)	gris
Fondos	Gris, verde, azul

En la Tabla 42 se muestra los colores de seguridad y en las acciones empleadas.

Tabla 42. Guía de colores para seguridad

Color	Descripción
Rojo	Paro, alarma, peligro, prohibición
Amarillo	Espera, listo, prealarma
Verde	Marcha, correcto, sin defectos.
Azul	Mando, acción.

Cuando el color de fondo sobre el que tenga que calibrarse el color de seguridad pueda dificultar la percepción de este último, se utilizara un color de contraste que enmarque o se alterne con el de seguridad.

Tabla 43. Guía de colores para contraste

Color de seguridad	Color de contraste
Rojo	Blanco
Amarillo	Negro
Azul	Blanco
Verde	Blanco

4.4.2 Señales de monitoreo en el HMI

Las señales de monitoreo para el diseño del HMI se designan de acuerdo a las necesidades proceso, las cuales son:

- Presión excesiva en las líneas de descarga de las bombas
- Presión baja en la succión de las bombas.
- Interruptor de arranque y parada
- Estado de funcionamiento de las bombas
- Alarmas
- Información de Históricos.

4.4.3 Alarmas y eventos

Las alarmas junto con la representación del estatus de los equipos y de los valores analógicos del sistema constituyen los principales elementos con los que se informa al operador sobre el estado de un proceso., alertando sobre las situaciones anómalas que se presentan e implican una intervención del mismo operador

En cualquier aplicación se divide todas las señales en dos grandes grupos: alarmas y estados.

Las señales de alarma indican situaciones no deseadas, mientras que las señales de estado indicarán situaciones normales de los elementos del proceso. También informan de manera más eficiente si se organizan por grupos y se sitúan en lugares fácilmente visibles (lugares de privilegio, parte superior de la pantalla)

Si no se quiere cargar el diseño, debería ser visible, por lo menos un indicador de estado de alarma activa con un acceso rápido a una pantalla con más detalles sobre ésta.

De acuerdo a la distribución de salidas digitales en de la Tabla 39, la generación de alarmas produce la activación de una señal visual y una sirena. A continuación se presentan las condiciones para la generación de dichas alarmas en las Unidades LACT.

Tabla 44. Condiciones para generación de alarmas.

Nomenclatura	Condición	Acción	
		Genera Alarma	Apaga Bomba
PSHH-010	Presión de descarga Bomba B-010 mayor al valor establecido ^[Nota 6]	Si	Bomba B-010
PSHH-011	Presión de descarga Bomba B-02 mayor al valor establecido ^[Nota 6]	Si	Bomba B-011
PSLL-010	Presión de succión Bomba B-010 menor a 2 PSIG.	Si	Bomba B-010
PSLL-011	Presión de succión Bomba B-011 menor a 2 PSIG.	Si	Bomba B-011
PDIS-010 PDIS-020	Presión diferencial en filtros mayor a 2 PSID.	Si	NO
FSL-030	Flujo menor a 300 BOPD	Si	Bomba B-010/ B-011
FAL-030	Falla en la transmisión de pulsos del medidor FE-030.	Si	Bomba B-010/ B-011

FAL-031	Falla en la transmisión de pulsos del medidor FE-031.	SI	Bomba B-010/ B-011
---------	---	----	-----------------------

[Nota 6] Los valores de la presión de descarga de cada estación se indican en la tabla 4.10.

4.5 DESCRIPCIÓN DE FUNCIONAMIENTO DE LA LÓGICA DE CONTROL.

Para la comprobación de lógica de control, se realizó una descripción dinámica del proceso involucrando los componentes y consideraciones mencionados anteriormente. Para la realización de este apartado se empleará RSLogix Emulate 500 con ayuda del HMI desarrollado en Intouch. Como se mencionó en el Capítulo 3, el crudo almacenado en los tanques de reposo es cuantificado y transferido hacia otras localidades a través de la unidad LACT. En la entrada de las unidades LACT existe una válvula de bloqueo que permite el paso del crudo hacia la unidad de medición, ver Figura 32

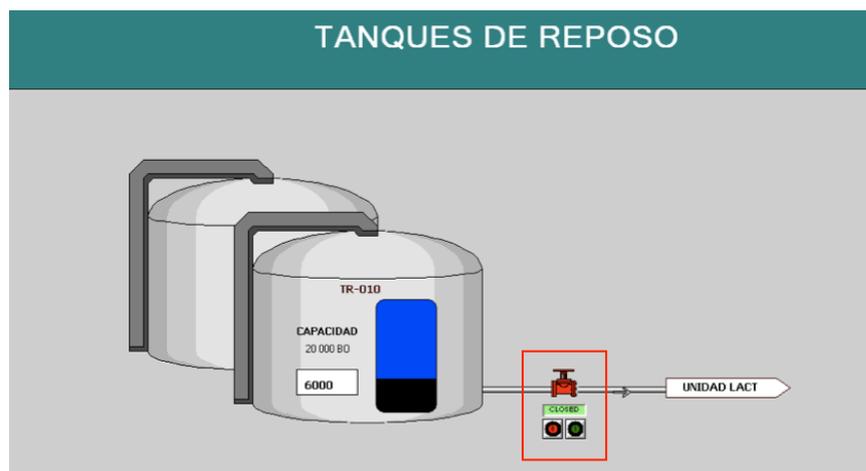


Figura 32. Válvula de bloqueo en la entrada de la unidad LACT

Mientras no se tenga presurizada la línea de succión o por motivos de mantenimiento fue drenada, no se tendrá la suficiente presión para permitir el arranque de las bombas booster. Ver Figura 33

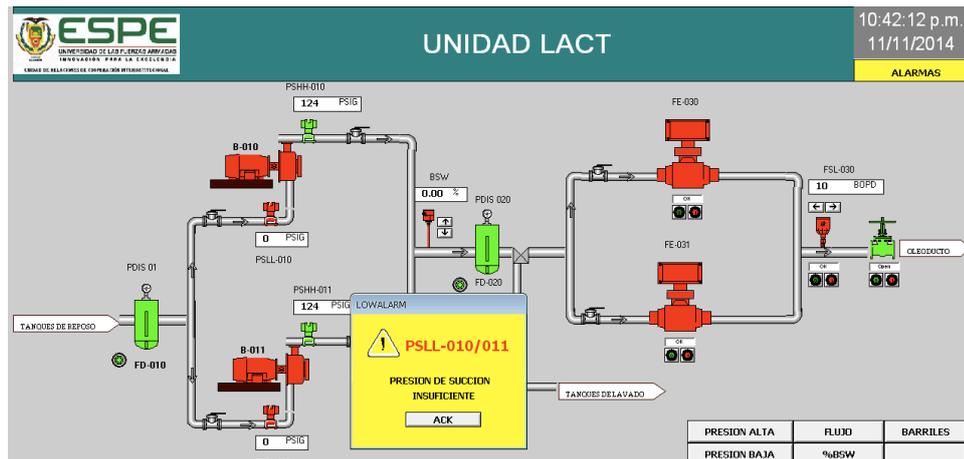


Figura 33. Presión de succión insuficiente para arranque

La línea de succión se presuriza abriendo la válvula de bloqueo en la entrada de la unidad LACT. Los interruptores de baja presión se activan permitiendo el arranque de las bombas. Ver Figura 34

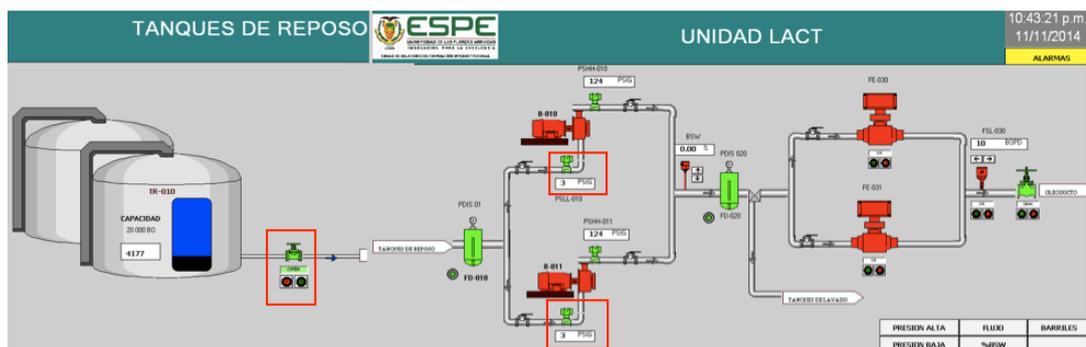


Figura 34. Línea de succión presurizada.

Con la presión de succión necesaria, se puede realizar el arranque de las bombas. Al presionar el pulsador de arranque, se generan picos de sobrepresión en la descarga y una presión de vacío en la succión, por lo que el relé temporizador las mantiene encendidas durante un determinado tiempo, esto únicamente en el arranque. Posterior al arranque, se activa una salida digital desde el computador de flujo indicando el paso de fluido a través el medidor y la activación del interruptor de flujo cuando el caudal es mayor a 300 barriles por día. Ver Figura 35

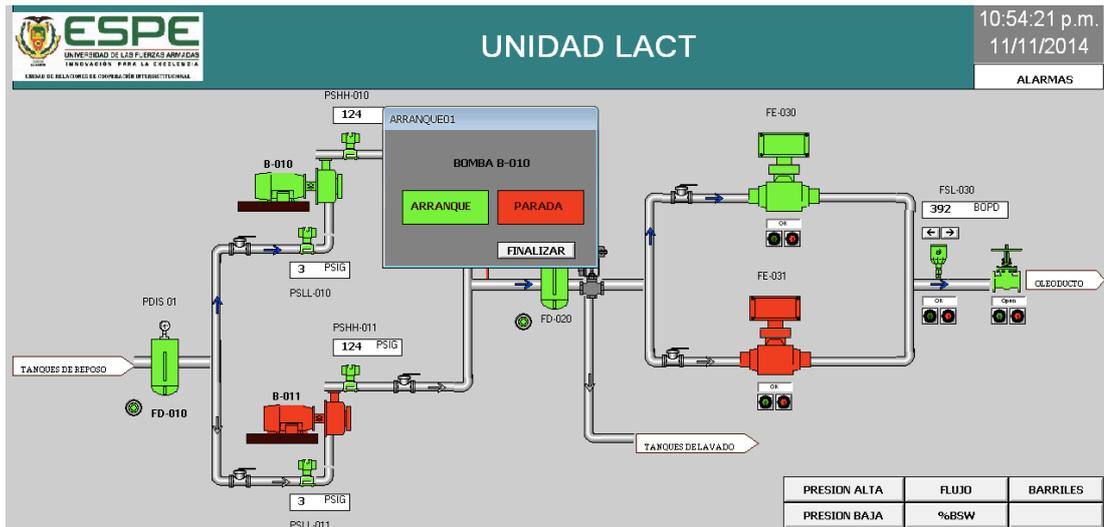


Figura 35. Activación del medidor e interruptor de flujo al arranque.

Una sobrepresión en la descarga se produce cuando se cierra las válvulas aguas abajo de los bombas o medidores de flujo. Al existir una presión fuera de la establecida en el interruptor de flujo produce el apagado de la bomba en servicio.

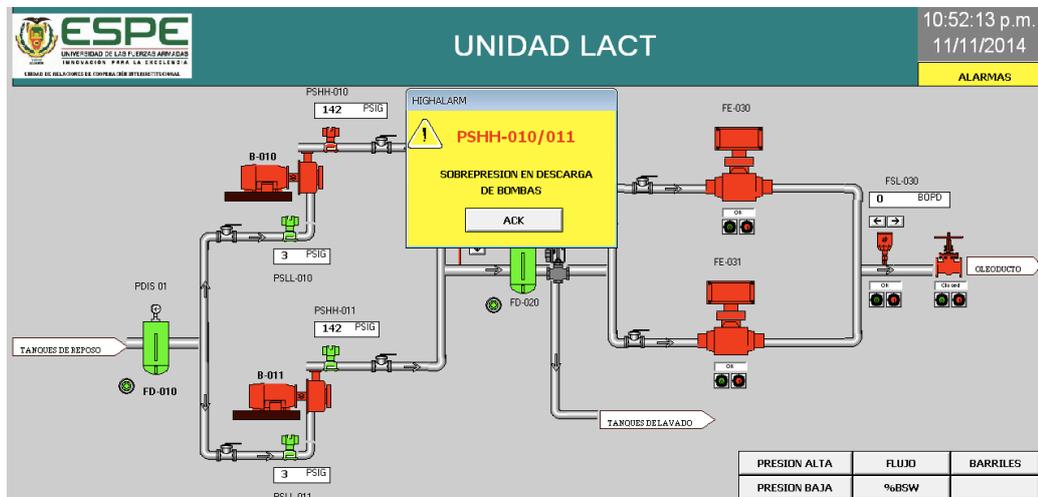


Figura 36. Apagado de bomba por sobrepresión en la descarga

Como se indica en la matriz causa efecto. Ver ANEXO 4. Las señales provenientes de los medidores de flujo y del interruptor de flujo apagan las bombas en caso de falla de una ellas. La señal proveniente del medidor de flujo se activa inmediatamente al recibir cuando la señal de pulsos desde el transmisor de pulsos del medidor, mientras que la señal del interruptor de flujo se activa cuando se tiene un caudal mayor a los 300 barriles por día.

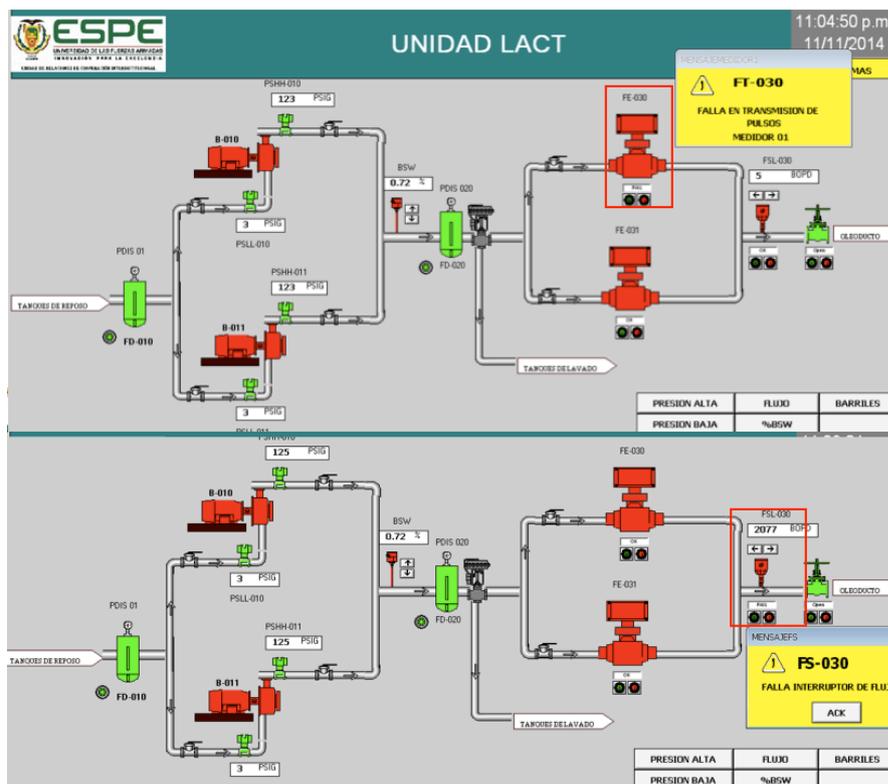


Figura 37. Apagado de bombas por falla en medidor e interruptor de flujo

En la Figura 38, se puede observar la disminución del flujo cada vez que se apaga la bomba y la transmisión de pulsos desde los medidores de flujo.

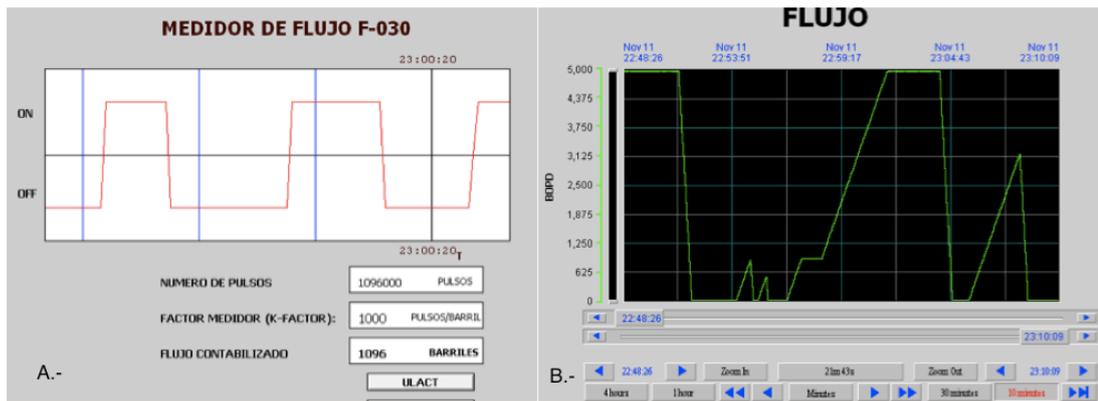


Figura 38. A.- Transmisión de pulsos del medidor de flujo y B.- Disminución de flujo por apagado de bombas

Si el crudo presenta un porcentaje de B&SW mayor al 1% se activa la válvula de tres vías e inmediatamente se desactivan la señal del medidor e interruptor de flujo, debido a que se detiene el paso del crudo hacia la unidad de cuantificación y se desvía hacia los tanques de lavado.

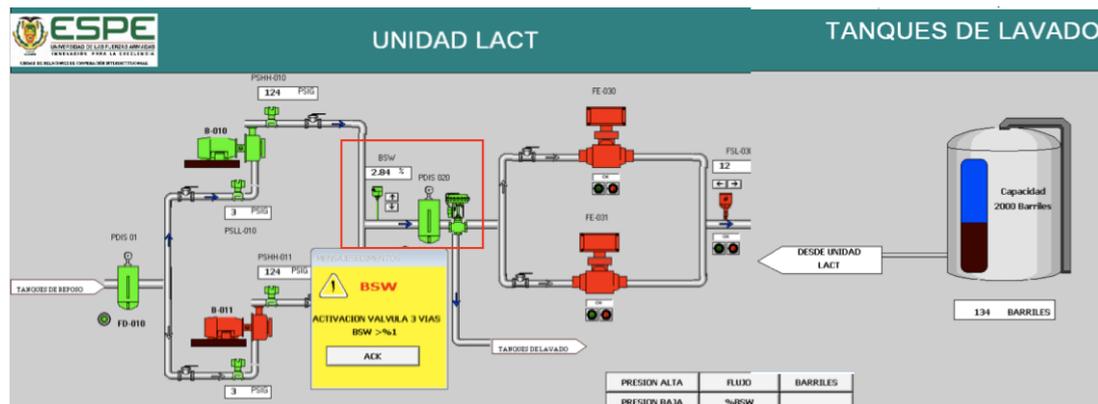


Figura 39. Desvío de crudo hacia tanques de lavado

CAPÍTULO 5

PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO

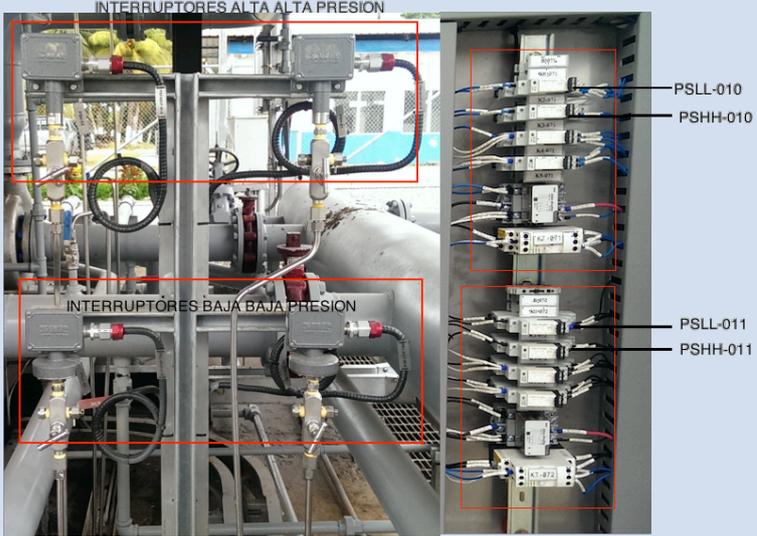
Como resultado de los diferentes puntos desarrollados a lo largo de este documento para la automatización de las unidades LACT, este capítulo comprende:

- a) Implementación de las modificaciones realizadas en el circuito eléctrico para el arranque de las bombas booster, sistema de control, sistema de extracción de muestras y sistema de medición de pesaje para muestras de crudo
- b) Integración y pruebas funcionamiento de los sistemas antes mencionados.
- c) Puesta en marcha.

5.1 IMPLEMENTACIONES AL CIRCUITO ELÉCTRICO PARA ARRANQUE DE BOMBAS.

Como se describe en el punto 4.1.3, una de las consideraciones para realizar la automatización de la unidad LACT comprende el rediseño del sistema eléctrico, para ello se modificó el circuito original de arranque y se realizó las siguientes implementaciones:

Tabla 45. Implementaciones en el circuito de arranque de bombas

Descripción	Implementaciones
<p>1. Instalación de botoneras para arranque y paro de bombas.</p>	
<p>2. Inclusión de Relés auxiliares en panel de arranque.</p>	
<p>3. Inclusión de interruptores de alta y baja presión al sistema de arranque de bombas. Para detalle de conexiones. Ver ANEXO 3</p>	

5.2 IMPLEMENTACIÓN DEL CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE.

El desarrollo de la lógica de control se detalla en el punto 4.3, en este apartado se indica la implementación del controlador programable.

Tabla 46. Implementación del controlador lógico programable

Descripción	Implementaciones
<p>1. Instalación de controlador programable Micrologix 1100.</p>	
<p>2. Instalación de elementos del sistema de control en Panel Local. Botón de reconocimiento y Alarma visual/sonora.</p>	

5.3 MODIFICACIONES DEL SISTEMA DE EXTRACCIÓN DE MUESTRAS.

Como se detalla en el apartado 4.1.7, las modificaciones realizadas al sistema de extracción de muestras se realizaron de acuerdo a lo que se indica el manual de medición de petróleo, con el fin de custodiar las

muestras que se analizan en laboratorio y que no exista alteración del crudo almacenado en el contenedor. Las implementaciones se indican en la Tabla 47.

Tabla 47. Rediseño del sistema de extracción de muestras

Descripción	Implementaciones
<p>- Reubicación del depósito de extracción de muestras</p>	
<p>- Instalación de gabinete para contenedor de muestras.</p>	

- Instalación de controlador de muestras programable.



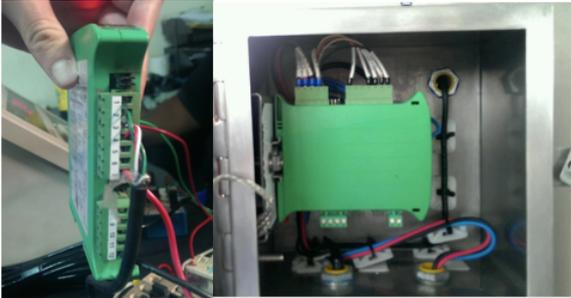
- Instalación de lanza extractora de muestras isocinética.



5.4 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE PESAJE PARA MUESTRAS DE CRUDO

Como se detalla en el apartado 4.1.5, el método de control empleado para el llenado del contenedor de muestras es verificando el peso de dichas muestras utilizando un sensor de peso (celda de carga) y un conversor de señal analógica para celda de carga 4-20 mA. Las implementaciones realizadas se describen en la Tabla 48.

Tabla 48. Implementación del sistema de pesaje para muestras de crudo

Descripción	Implementaciones
<p>1. Instalación de celda de carga en plataforma.</p>	
<p>2. Instalación de Conversor de señal 4-20 mA para celda de carga.</p>	

5.5 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO.

Con el objetivo de evaluar la funcionalidad e integridad de las mejoras e implementaciones realizadas para la automatización de la unidad LACT se ha escogido realizar una prueba de funcionalidad del sistema, ya que con este tipo de prueba se comprobará que el sistema cubre las necesidades de funcionamiento acorde a las especificaciones y requerimientos desarrolladas en el capítulo IV. Con esta prueba se validará si el sistema lleva a cabo las funciones requeridas y el comportamiento ante diferentes condiciones.

5.5.1 Diseño de Pruebas

Para el diseño de pruebas se detalla las funciones que se debe lograr al automatizar las unidades LACT, las pruebas que se proponen para la evaluación de estas funciones se muestran en la Tabla 49.

Tabla 49. Diseño de Pruebas de Funcionamiento.

Prueba	Funciones a evaluarse.
1. Drenado de las tomas de baja succión y aplicación de presión por encima de la establecida en la toma de descarga.	Apagado de la bomba en servicio por baja presión de succión Apagado de la bomba en servicio por sobrepresión en la línea de flujo. Activación de alarma visual y sirena en panel local. Activación de interruptor de flujo.
2. Apertura de válvulas hacia brazos de medición.	Activación de una salida digital en el computador de flujo por presencia de flujo.
3. Retiro de la alimentación del interruptor de flujo.	Apagado de la bomba en servicio por bajo flujo. Activación de alarma visual y sirena en panel local.
4. Retiro de la alimentación en el transmisor de pulsos del medidor de flujo	Apagado de la bomba en servicio por flujo no contabilizado. Activación de alarma visual y sirena en panel local.
5. Disminución del setpoint de B&SW en el computador de flujo.	Desactivación de salida digital desde computador de flujo por presencia de flujo. Desactivación del Interruptor de flujo. Activación de salida digital en computador de flujo para válvula de

	tres vías
	Mantener bombas en servicio encendidas.
	Activación de alarma visual y sirena en panel local.
6. Configuración de salida de pulsos en computador de flujo.	Visualización de llenado del contenedor de muestras en pantalla del computador de flujo.
	Activación del controlador de muestras programable.

Debido a que las pruebas deben cumplir en su totalidad con la función especificada, se cuantificará con el valor de 0 si no cumple con la función a evaluarse y 5 si lo hace en su totalidad, con esto se evaluará si las pruebas son funcionales.

Las pruebas se las realizará en la unidad LACT de cada estación, de esta manera se probará el funcionamiento en condiciones reales.

5.5.2 Metodología de Pruebas

Teniendo en cuenta el diseño de pruebas descritas en la Tabla 47, se propone la metodología a seguir en la Tabla 50

Tabla 50. Metodología de Pruebas

Objetivo:	Comprobar la funcionalidad de las implementaciones realizadas tanto en el sistema eléctrico, de control y mecánico para la automatización de la unidad LACT.
Técnica.	Total cumplimiento del diseño de pruebas propuestas.
Cuantificadores:	5: Si el resultado de cada prueba es satisfactorio. 0: Si el resultado de la prueba no responde a lo indicado en lo indicado en tabla 49
	<ul style="list-style-type: none"> Módulos de presión

Recursos

- Calibrador multiprocesos FLUKE 744.
- Bomba de presión.
- SCADA de cada estación.
- Cámara fotográfica
- Personal de operación de cada facilidad de producción.

Metodología.

1. Junto con personal de operaciones de cada facilidad de producción, socializar las actividades a ser realizadas.
2. Verificar en el SCADA de cada estación la presión en la succión y descarga de las bombas en la unidad LACT.
3. Determinar la bomba booster en servicio.
4. Conectar el módulo de presión y calibrador multiprocesos en la succión de la bomba
5. Presionar el botón de arranque de una de las bombas booster.
6. Cerrar la válvulas de aguja del interruptor de baja-baja presión. Despresurizar el instrumento.
7. Desconectar el módulo de presión y calibrador multiprocesos de la succión de la bomba y conectarlos con la bomba de presión en la descarga.
8. Arrancar la bomba booster en servicio.
9. Cerrar la válvulas de aguja del interruptor de alta-alta presión y presurizar el instrumento por encima del valor establecido.
10. Desconectar el módulo de presión, calibrador multiprocesos, y bomba de presión de la descarga de la bomba.
11. Arrancar nuevamente la bomba booster en servicio.
12. Verificar la activación del interruptor de flujo y de una salida digital por presencia de flujo en computador de flujo.
13. Desenergizar la alimentación del interruptor de flujo.

-
14. Repetir el paso 11 y retirar la alimentación del transmisor de pulsos .
 15. Cambiar el valor de establecimiento (set point) de B&SW en el computador de flujo a un valor de 0%.
 16. Repetir paso 11 y verificar la activación de la válvula de tres vías hacia los tanques de lavado.
 17. Cambiar el valor de B&SW a 1%.
 18. Repetir paso 12.
 19. Configurar de salida de pulsos hacia el controlador de muestras en el computador de flujo.
 20. Visualizar el porcentaje de llenado del contenedor de muestras.
-

5.6 EJECUCIÓN DE LA PRUEBA.

De acuerdo a la metodología planteada en el punto 5.5 y al diseño de pruebas, se procedió con su ejecución.

Las pruebas se las realizó en las unidades LACT de las estaciones Atacapi, Pichincha, Shushuqui, Shuara y Secoya.

La descripción de actividades realizadas en la ejecución de las pruebas se mencionan a continuación.

1. Verificación del estado de los interruptores de alta y baja presión en el SCADA de cada estación. La bomba puede arrancar ya que se tiene la presión de succión necesaria y no hay sobrepresión en la descarga.

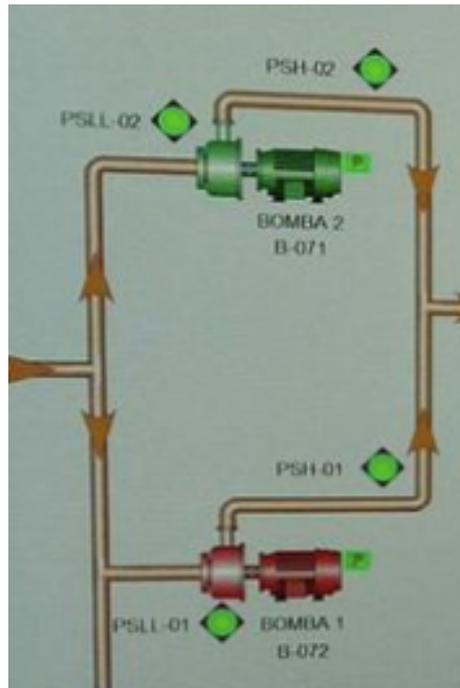


Figura 40. Verificación del estado de interruptores de presión en SCADA

2. Conexión del calibrador multiprocesos y módulo de presión en las tomas de baja presión. Para el apagado de la bomba por baja succión se debe cerrar la válvula de aguja y drenarla. Para verificar el apagado por alta presión a la descarga se debe conectar igualmente el módulo y bomba de presión, cerrar la válvula de aguja correspondiente y aplicar presión por encima del valor de establecimiento.



Figura 41. Conexión del calibrador multiprocesos, módulo y bomba de presión.

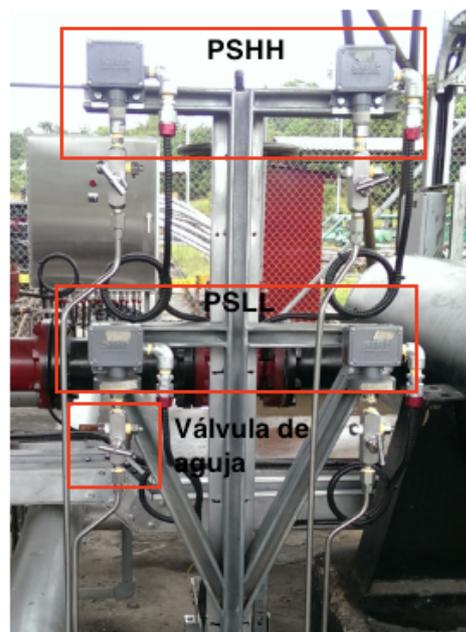


Figura 42. Conexión de las tomas de alta y baja presión.

3. Verificación del apagado de la bomba en servicio por baja presión de succión y alta presión en la descarga en HMI de la unidad.

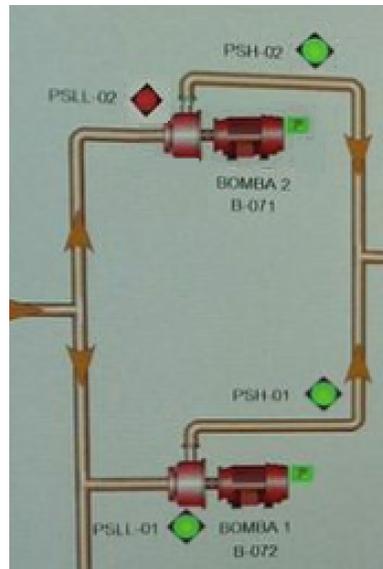


Figura 43.. Apagado de bomba en servicio por baja presión de succión.

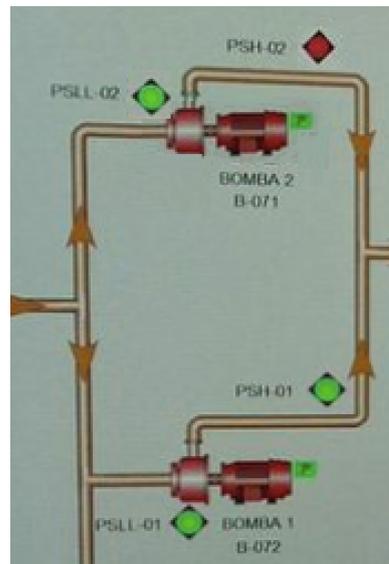


Figura 44. Apagado de bomba en servicio por alta presión.

4. Accionamiento de alarma visual y sirena en panel local por apagado de bombas.



Figura 45. Activación de alarma visual y sirena

5. Accionamiento del interruptor de flujo y salida digital del computador de flujo por presencia de flujo al arranque de la bomba en servicio.

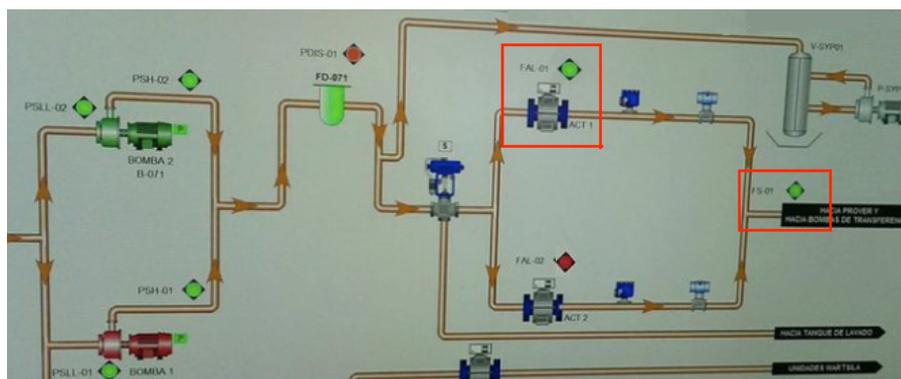


Figura 46. Activación de interruptor de flujo y estado del medidor de flujo

6. Al retirar la alimentación del transmisor de pulsos en el medidor de flujo, se produce la desactivación de la salida digital en el computador de flujo. La acción que genera es el apagado de bomba en servicio por flujo no contabilizado en el medidor.

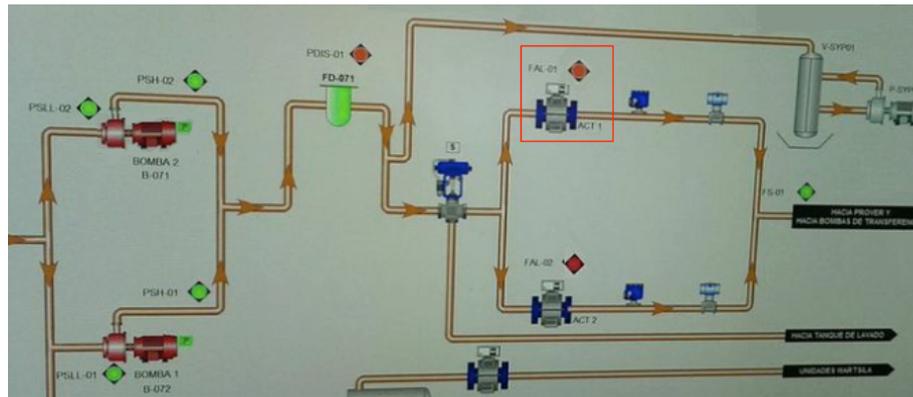


Figura 47. Apagado de bomba en servicio por flujo no contabilizado

7. Cambio del valor de B&SW a 0% para la activación de la válvula de tres vías. Al activarse esta válvula se detiene el paso del fluido hacia los medidores e interruptor de flujo provocando la desactivación de los mismos. Ver Figura 49

Menus\FLUID	
Name	Crude#2
Default S&W	0.000 %
Default Reference Density	40.2 API
Group	5
GROUP 6 & 9 SPECIFIC CONSTANTS	
NONRESET TOTALIZERS	
Reference Temperature	60.0 deg.F
Reference Pressure	0.0 psig
METER FACTORS	

Figura 48. Cambio del valor de B&SW en computador de flujo

5.7 RESULTADOS.

Los resultados de las pruebas se detallan en la Tabla 51.

Tabla 51. Resultado de las pruebas realizadas

Prueba	Funciones a evaluarse.	Secoya	Pichincha	Shushuqui	Shuara	Atacapi
1. Drenado de las tomas de baja succión y aplicación de presión por encima de la establecida en la toma de descarga.	Apagado de la bomba en servicio por baja presión de succión	5	5	5	5	5
	Apagado de la bomba en servicio por sobrepresión en la línea de flujo.	5	5	5	5	5
	Activación de alarma visual y sirena en panel local.	5	5	5	5	5
2. Apertura de válvulas hacia brazos de medición.	Activación de interruptor de flujo.	5	5	5	5	5
	Activación de salida digital en el computador de flujo por presencia de flujo.	5	5	5	5	5
3. Retiro de la alimentación del interruptor de flujo.	Apagado de la bomba en servicio por bajo flujo.	5	5	5	5	5
	Activación de alarma visual y sirena en panel local.	5	5	5	5	5
4. Retiro de la alimentación en el transmisor de pulsos del medidor de flujo	Apagado de bomba en servicio por flujo no contabilizado.	5	5	5	5	5
	Activación de alarma visual y sirena en	5	5	5	5	5

Continúa 

	panel local.					
5. Disminución del setpoint de B&SW en el computador de flujo.	Desactivación de salida digital desde computador de flujo por presencia de flujo.	5	5	5	5	5
	Desactivación del Interruptor de flujo.	5	5	5	5	5
	Activación de salida digital en computador de flujo para valvula de tres vías	5	5	5	5	5
	Bomba en servicio se mantiene encendida.	5	5	5	5	5
	Activación de alarma visual y sirena en panel local.	5	5	5	5	5
6. Configuración de salida de pulsos en computador de flujo.	Visualización en pantalla del computador de flujo de llenado del contenedor de muestras al 80% de su capacidad.	5	0	0	0	5
	Activación del controlador de muestras programable de acuerdo a los valores de la Tabla 30	5	5	5	5	5
Promedio		5	4.69	4.69	4.69	5
Cumplimiento de funcionalidad [%]		100	93.8	93.8	93.8	100

Las modificaciones e implementaciones realizadas para la automatización de las unidades LACT, cumplen con la función para los cuales fueron diseñados.

El llenado del contenedor de muestras no se pudo lograr al 80% de su capacidad, en las estaciones Shuara, Pichincha y Shushuqui. Como se puede observar en la Tabla 26 el volumen de transferencia de crudo es de

aproximadamente 2000 barriles para las estaciones Shuara y Shushuqui y 3000 barriles para la estación Pichincha y considerando que:

- El tiempo mínimo de activación para la extracción de un grab en el controlador es de 3 segundos.
- La capacidad de bombeo en estas estaciones es de 500 barriles por hora, por lo que el tiempo de bombeo es alrededor de 4 horas para las estaciones Shuara y Shushuqui y 5 horas para la estación Pichincha.

Con estas consideraciones, se determina que el número de grabs extraídos en el tiempo de bombeo son los que se indican en la Tabla 51.

Tabla 52. Número de grabs extraídos

Estación	Tiempo de bombeo [s]	Tmin de accionamiento del controlador de muestras [s]	Número de grabs extraídos
Shuara	14400	3	4800
Shushuqui	14400	3	4800
Pichincha	18000	3	6000

De acuerdo a la expresión 4.10, el número de grabs necesarios para llenar el contenedor al 80% de su capacidad es de 10133.34. Comparando con los grabs indicados en la Tabla 52, no se lograría dicho porcentaje de llenado, ya que las capacidades de bombeo de estas son fijas y los volúmenes de crudo transferidos limitados.

Los valores de activación de los interruptores de alta y baja presión, se indican en la Tabla 53 y Tabla 54.

Tabla 53. Verificación de valores de activación Interruptores de baja presión.

Estación	PSLL-010			PSLL-011		
	Valor Real [PSIG]	Valor Medido [PSIG]	Error [%]	Valor Real [PSIG]	Valor Medido [PSIG]	Error [%]
Secoya	2	2,032	1,6	2	2,025	1,25
Pichincha	2	2,012	0,6	2	2,015	0,75
Shushuqui	2	2,023	1,15	2	2,028	1,4
Shuara	2	2,036	1,8	2	2,031	1,55
Atacapi	2	2,024	1,2	2	2,039	1,95

Tabla 54. Verificación de valores de activación Interruptores de alta presión.

Estación	PSHH-010			PSLL-011		
	Valor Real [PSIG]	Valor Medido [PSIG]	Error [%]	Valor Real [PSIG]	Valor Medido [PSIG]	Error [%]
Secoya	80	80,86	1,08	80	80,75	0,94
Pichincha	140	141,53	1,09	140	141,25	0,89
Shushuqui	145	146,25	0,86	145	146,40	0,97

Continúa 

Shuara	140	141,32	0,94	140	140,92	0,66
Atacapi	80	80,52	0,65	80	80,9	1,13

La Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos ARCH, establece que el errores de precisión para elementos de control debe ser menor al 2%. Como se puede observar en las Tablas 53 y 54, los valores de activación de los interruptores de alta y baja presión presentan un error menor al 2%, cumpliendo con lo establecido por dicha entidad.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- La automatización de las unidades LACT en los campos Libertador y Atacapi fue realizada y finalizada a total satisfacción de la empresa auspiciante. Los resultados de las implementaciones lograron satisfacer las necesidades del proceso establecidas en el punto 4.1.
- Se logró incrementar la seguridad y fiabilidad en el sistema de arranque de bombas booster empleando interruptores de presión, con los cuales se tiene errores de precisión menores al 2%, cumpliendo con parámetros establecidos por la Agencia de Control y Regulación de Hidrocarburos ARCH y asegurando la integridad de la unidad ante errores operacionales.
- El sistema de control desarrollado consistió en un control on/off, con el cual se tiene un funcionamiento óptimo de la unidad durante la transferencia de crudo y se evita pérdidas económicas por volúmenes de crudo no contabilizados, logrando a su vez un algoritmo de programación sencillo y eficiente
- Se logró establecer un método preciso para la medición y control del nivel de llenado en los contenedores de muestras empleando un sistema de pesaje con el cual se tiene errores en la medición menores al 1.5%, permitiendo verificar el nivel de llenado con total certeza, evitando derrames en los contenedores.

- Las vibraciones producidas en el skid toma muestras fueron eliminadas con la implementación de acoples flexibles logrando una señal de salida del conversor de carga confiable
- Las modificaciones realizadas para la automatización del proceso cumplen con las normas establecidas en el manual de medición del petróleo API MPMS.
- La funcionalidad lograda con la automatización de las unidades LACT es del 100% para las estaciones Atacapi y Secoya mientras que para las estaciones Shuara, Shushuqui, Pichincha es del 93,8%, esto debido a que no es posible alcanzar un nivel de llenado al 80% en los contenedores de muestras por motivos de limitación en los volúmenes de bombeo.
- La automatización de las unidades LACT permitió incrementar la seguridad en el funcionamiento del sistema, facilitar la detección de problemas en los componentes de control y simplificar las tareas de mantenimiento, de forma que el personal técnico y de operación puedan manipular efectivamente el proceso.

6.2 RECOMENDACIONES

- Para la calibración e instalación de los instrumentos es importante regirse rigurosamente a las especificaciones y recomendaciones suministradas por los fabricantes para garantizar el correcto funcionamiento de todos los componentes del proceso y evitar problemas por una manipulación inadecuada.
- Se recomienda tener en consideración los lineamientos establecidos en el manual de API RP500, para clasificación de lugares para instalaciones eléctricas en facilidades de producción.

- Se recomienda verificar el número de grabs en los reportes diarios del computador de flujo para asegurar el funcionamiento del controlador de muestras.
- El computador de flujo es un equipo altamente custodiado por la Agencia de Regulación de Hidrocarburos y las empresas operadoras, por lo que se recomienda no realizar manipulaciones en el mismo sin previa notificación y aprobación de dichas entidades
- Se recomienda la capacitación del personal técnico y de operación de las locaciones de producción para la correcta manipulación del proceso, debido a las modificaciones realizadas en las unidades LACT.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Améndola, L. (2011). *Instrumentación Industrial*. Caracas: Centro de estudios de postgrado, Universidad de Oriente.
- American Petroleum Institute. (2004). Probe Design. *API MPMS*, pág. Cap. 8.2.11
- AMETEK Drexelbrook. (2012). *Oil, Gas & Petrochem equipment*. Obtenido de <http://www.ogpe.com/articles/print/volume-59/issue-1/upstream/new-water-cut-monitor-accurate-in-low-ranges.html>
- Ashcroft. (2012). *Ashcroft Products*. Obtenido de Pressure gauges: www.ashcroft.com/products/pressure_gauges/differential/upload/AshD_PG1132I-M.pdf
- Cheremisinoff , N. (1998). *Liquid Filtration*. Woburn, USA: Butterworth-Heinemann
- Estragués, F. (1999). *CENTRE DE DOCUMENTACIÓ I EXPERIMENTACIÓ DE DIDÀCTIQUES TECNOLÒGIQUES*. Obtenido de Gráfico Funcional de Control de Etapas y Transiciones: http://perso.wanadoo.es/kiko2000/presenta_es.html
- FMC Technologies. (2011). *Positive Displacement Meter*. Obtenido de Bulletin MN01011: www.fmctechnologies.com/~Librarian/Download/Literature%20Library/PD%20Meters/PD%20Accessories/Manual/PD%20Meter%20IOM%20Manual%20for%20Single%20Case%20Double%20Case%20and%20Non-Ferrous%20Aircraft%20Fueling%20Meters%20MN01011.aspx
- FMC Technologies. (2012). *Smith Meter® LACT Unit*. Obtenido de Bulletin TP0A016: <http://www.fmctechnologies.com/en/SearchResults.aspx?q=Bulletin%2bTP0A016&r={6ECF75A1-974A-49B0-92A2-43495A8156DC}>

Gómez , L. (1984). *Manejo de la Producción en la Superficie*. México:
Facultad de Ingeniería, UNAM. Obtenido de
<http://www.ingenieria.unam.mx/~jagomez/>

Rodríguez, A. (2007). *Sistemas SCADA*. Mexico DF, México: Marcombo.

Vilanova, R. (2005). *Automatización de procesos mediante la guía GEMMA*.
Madrid, España: UPC.