



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“DISEÑO DE UN DISPOSITIVO DE MEDICIÓN DE NIVELES DE FLUIDOS EN  
TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO”**

**TESIS DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

**AUTOR:**

**HÉCTOR IVÁN RODRÍGUEZ YAGUAL**

**TUTOR:**

**ING. PAULO CÉSAR ESCANDÓN PANCHANA, Mgle.**

**La LIBERTAD – ECUADOR**

**2020**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“DISEÑO DE UN DISPOSITIVO DE MEDICIÓN DE NIVELES DE FLUIDOS EN  
TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO”**

**TESIS DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

**AUTOR:**

**HÉCTOR IVÁN RODRÍGUEZ YAGUAL**

**TUTOR:**

**ING. PAULO CÉSAR ESCANDÓN PANCHANA, Mgle.**

**La LIBERTAD – ECUADOR**

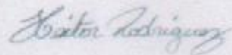
**2020**

**UPSE**

### DECLARACIÓN DE AUTORIA DE TESIS

Yo, Rodríguez Yagual Héctor Iván, con cedula de ciudadanía 2450301268, declaro bajo juramento que el trabajo de titulación denominado **“Diseño de un dispositivo de medición de niveles de fluidos en tanques de almacenamiento de petróleo”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera Ingeniería en Petróleo, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente a mi autoría.

Por este motivo, manifiesto la originalidad de la presente tesis, señalando aportes intelectuales y citas bibliográficas debidamente referenciadas y se autoriza a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que realice el uso adecuado y pertinente de la presente tesis.



---

Héctor Iván Rodríguez Yagual  
C.I: 2450301268

## APROBACIÓN DEL TUTOR

En calidad de tutor del proyecto de investigación denominado **"DISEÑO DE UN DISPOSITIVO DE MEDICIÓN DE NIVELES DE FLUIDOS EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO"**, elaborado por el estudiante **RODRÍGUEZ YAGUAL HÉCTOR IVÁN**, egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleos, de la facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos, me permito declarar que posterior a la orientación, estudio y revisión del proyecto de investigación, lo apruebo totalmente, debido a que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a evaluación del tribunal de grados y autorizo al estudiante antes mencionado para que inicie los trámites legales pertinentes.

Atentamente.



---

Ing. Paulo César Escandón Panchana. Mgl.  
C.I. 0921241006

# CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

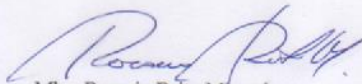
La Libertad, septiembre 28 de 2020

## CERTIFICADO GRAMATOLÓGICO

Por la presente, certifico que la tesis de grado **"DISEÑO DE UN DISPOSITIVO DE MEDICIÓN DE NIVELES DE FLUIDOS EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO"**, cuyo autor es el Sr. Héctor Iván Rodríguez Yagual con C.I. 2450301268, egresado de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Península de Santa Elena, ha sido debidamente revisada y gramaticalmente corregida de acuerdo con las reglas de la Real Academia Española.

Lo certifico en honor a la verdad, para que el interesado haga del presente el uso legal pertinente.

Atentamente,



Mba. Rosario Brito Miranda  
CC. 1202513741

Telf. 0991903581  
Correo: [rosariobm67@hotmail.com](mailto:rosariobm67@hotmail.com)  
Registro de Senescyt  
1006-07-663641  
1006-13-86041891

## CERTIFICACIÓN ANTIPLAGIO

002-PCEP-2020

En mi calidad de tutor del trabajo de titulación denominado “**DISEÑO DE UN DISPOSITIVO DE MEDICIÓN DE NIVELES DE FLUIDOS EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO**”, elaborado por el estudiante **Rodríguez Yagual Héctor Iván**, egresado de la Carrera de Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 0% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Atentamente,



---

Ing. Paulo César Escandón Panchana, Msc  
Docente Tutor  
CI. 0921241006

## **DEDICATORIA**

El presente trabajo de investigación esta dedicado a mi abuela María Rivera que fue el pilar fundamental en mi carrera universitaria con su apoyo excepcional y su amor incondicional.

A mis padres Estuardo Rodríguez y Patricia Yagual que a pesar de todo me han apoyado de una u otra manera, y a mi familia y amigos que han aportado su apoyo y su ayuda.

Héctor Iván Rodríguez Yagual.

## AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer en primer lugar a **Dios** por la vida que me regaló, por cuidarme y guiarme en cada paso de mi vida.

A mi padre **Estuardo Rodríguez** y a mi madre **Patricia Yagual** por brindarme los estudios primordiales de primaria y secundaria.

A mi abuela materna **María Rivera** quien me acogió como un hijo y me supo apoyar en todos los momentos de mi vida, especialmente en la etapa universitaria, por guiarme y más que todo por confiar en mí.

A mi tutor **Ing. Paulo Escandón** por sus enseñanzas y sabiduría, ya que es participe esencial de este proyecto y más que nada agradecerle por la confianza que deposito en mí, al realizar el proyecto de investigación.

A mi amigo **Ing. Joao Rodríguez** por ser parte fundamental de este proyecto, por sus capacitaciones y enseñanzas.

A mi amigo y mentor **Ing. Tarquino López** por sus concejos, enseñanzas y sabiduría impartida dentro y fuera del salón de clases y por la confianza que deposito en mí e inspirarme a ser un buen profesional

A mis amigos **John Carrasco** y **Jhalmar Borbor**, por apoyarme en todo el proceso de mis estudios universitarios y saberme acoger como un hermano para ellos.

A mis hermanas y hermano, en especial a mi hermana mayor **Cecibel Rodríguez** por saberme apreciar y cuidar cuando lo requería.

A mis **tíos y primos** maternos por saberme acoger y ayudar en los momentos cruciales de mi vida.

A mis compañeros y amigos **acólitos de la Iglesia**, especialmente a mi amigo **José Perero** por acompañarme y motivarme en los peores y mejores momentos de mi vida.

Y por último a los docentes de la carrera de Ingeniería en Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por las enseñanzas y conocimientos impartidos.

Héctor Iván Rodríguez Yagual.



**TRIBUNAL DE GRADO**



Ing. Juan Garcés. Mgp.  
**DECANO FACULTAD DE  
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**



Ing. Marilelis Gutiérrez H, PhD.  
**DIRECTORA (E) CARRERA DE  
PETRÓLEOS**



Ing. Paulo Escandón Panchana, MSc.  
**DOCENTE TUTOR**



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.  
**DOCENTE DE ÁREA**



Abg. Víctor Coronel Ortiz, MSc.  
**SECRETARIO GENERAL (E)**

# ÍNDICE GENERAL

## Contenido

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA .....	v
CERTIFICACIÓN ANTIPLAGIO .....	vi
DEDICATORIA .....	vii
AGRADECIMIENTO .....	viii
TRIBUNAL DE GRADO .....	ix
ÍNDICE GENERAL .....	x
ÍNDICE DE ANEXOS .....	xv
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xvi
INDICE DE TABLAS .....	xx
GLOSARIO DE TERMINOS .....	xxi
RESUMEN .....	xxiii
ABSTRAC .....	xxiv
1. CAPITULO I .....	1
PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN .....	1
1.1. Planteamiento del problema y descripción del tema .....	1
1.2. Justificación .....	3
1.3. Objetivo General .....	4
1.4. Objetivos Específicos .....	4

1.5.	Hipótesis .....	5
1.6.	Alcance .....	6
CAPÍTULO II.....		8
2.	MARCO TEÓRICO.....	8
2.1.	Sistema de medición de tanques.....	8
2.2.	Tipos de mediciones de tanques.....	8
2.2.1.	Medición Manual o Estática (Aforo de tanque).....	9
2.2.2.	Medición dinámica o automatizada.....	15
2.3.	Tecnología de medición.....	15
2.3.1.	Placas de Orificio.....	16
2.3.2.	Medidor de turbina.....	17
2.3.2.1.	<i>Componentes del Medidor de turbina</i> .....	18
2.3.3.	Medidores Ultrasónicos.....	21
2.3.4.	Medidores tipo Coriolisis.....	22
2.3.5.	Medidores de Desplazamiento Positivo.....	23
2.3.6.	Medidor tipo Pistón.....	24
2.4.	Leyes y Normas.....	25
2.4.1.	Normas API (Americam Petroleum Institute).....	25
2.4.2.	Normas ISO.....	25
2.4.3.	OIML.....	26

2.5.	Equipos Ultrasónicos.....	27
2.5.1.	Caudalímetros Ultrasónicos.....	27
2.5.2.	Sensores Ultrasónicos.....	28
2.6.	Dispositivo Raspberry.....	55
2.6.1.	Hardware.....	55
2.6.2.	Interfaces.....	56
2.7.	Sensores.....	60
2.7.1.	Sensores de temperatura.....	62
2.7.2.	Sensor Ultrasónico.....	62
2.8.	Python.....	64
2.9.	María db.....	65
2.10.	Django.....	65
2.11.	Aplicaciones Web.....	65
2.12.	Navegador o explorador web.....	65
2.13.	Framework.....	66
2.14.	Back end.....	66
2.15.	From end.....	67
2.16.	Pycharm IDE.....	67
CAPITULO III.....		68
3.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO SAM.....	68

3.1.	Algoritmo Proyecto SAM.....	68
3.2.	Diagramas de casos de usos.....	69
3.3.	Diagrama de Proceso de Monitoreo. ....	70
3.4.	Diagrama de Base de Datos.....	71
3.5.	Diseño del software SAM.....	72
3.5.1.	Plataforma de Inicio de Sesión.....	75
3.5.2.	Módulo de Administración.....	77
3.5.3.	Módulo de seguridad.....	81
3.5.4.	Módulo de gestión de tanques.....	81
3.5.5.	Módulo Estado Sensor. ....	82
3.5.6.	Módulo Monitoreo del Tanque. ....	83
3.5.7.	Módulo de Reporte.....	83
3.6.	Implementación. ....	84
3.6.1.	Raspberry Pi.....	84
3.6.2.	Sensor de temperatura. ....	86
4.	CAPÍTULO IV.....	88
	DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	88
5.	CAPÍTULO V.....	93
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	93
5.1.	Conclusiones.....	93

5.2. RECOMENDACIONES. ....	95
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	96
ANEXOS .....	100

## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Normas API CAPITULO 3 SECCIÓN 1 - Características de la cinta.....	102
Anexo 2. Normas API CAPITULO 3 SECCIÓN 1 - Características de la Plomada y Varilla de medición.....	103
Anexo 3. Características del sensor de temperatura TS-3. ....	104
Anexo 4. Procedimiento - Registro de grupos.....	105
Anexo 5. Módulo Administración - Monitoreo tanque. ....	106
Anexo 6. Módulo Administración - Tanque.....	111
Anexo 7. Módulo Administrativo - Registro tanque. ....	114
Anexo 8. Módulo Administración - Monitoreo de Usuario.....	116
Anexo 9. Módulo Administración - Registro usuario.....	119
Anexo 10. Módulo Monitoreo Tanque - Registro de medición.....	121

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Equipo de Protección Personal.....	11
Figura 2. Medición Manual.....	11
Figura 3. Referencia de medición manual de aforo o directa. ....	12
Figura 4. Referencia de medición manual al vacío.....	13
Figura 5. (A) Cintas de Medición y Plomadas (B) Varilla Tradicional para medición de agua.....	14
Figura 6. Pasta indicadora de agua en petróleo (Kolor Kut).....	14
Figura 7. Placas de Orificio .....	17
Figura 8. Componentes de la caja de montaje universal.....	19
Figura 9. Componentes del medidor de turbina.....	21
Figura 10. Medidores Ultrasónicos.....	22
Figura 11. Medidor Coriolisis-Diseño de tubo en U.....	23
Figura 12. PD Meter/ simple cámara.....	24
Figura 13. PD Meter/ doble cámara.....	24
Figura 14. Medidor tipo Pistón.....	25
Figura 15. Esquema del recorrido de la onda.....	28
Figura 16. Sensor de nivel ultrasónico LU 1150.....	32
Figura 17. Esquema de instalación del sensor de nivel ultrasónico.....	33
Figura 18. Componentes del sensor de nivel ultrasónico.....	36
Figura 19. Esquema de instalación del sensor de nivel ultrasónico SITRANS LU 240...	37
Figura 20. Configuración típica PLC/Ma.....	38
Figura 21. Esquema de instalación del sensor de nivel ultrasónico.....	40
Figura 22. Controladores MultiRanger 100 y 200.....	41



Figura 23. Componentes adicionales de los controladores Multiranger.....	43
Figura 24. Controlador ultrasónico SITRANS LUT 400.....	45
Figura 25. Módulo de aplicación - SITRANST LUT 400.....	49
Figura 26. Módulo de Identificación – SITRANST LUT 400.....	49
Figura 27. Módulo de Resultado o Resumen - SITRANS LUT 400.....	50
Figura 28. Módulo de Escala - SITRANST LUT 400.....	50
Figura 29. Transductores Ultrasónicos XPS / XRS.....	51
Figura 30. Componentes del transductor ultrasónico.....	52
Figura 31. Fuente de alimentación de aislamiento SITRANS I100.....	53
Figura 32. Pantalla digital remota SITRANS RD 100.....	54
Figura 33. Administradores de bases remotos SITRANS RD 500.....	54
Figura 34. Adaptadores WirelessHart SITRANS AW200.....	55
Figura 35. Dispositivo Raspberry.....	57
Figura 36. Pines de entrada y salida - Raspberry.....	57
Figura 37. Esquema de los pines GPIO - Raspberry.....	60
Figura 38. Sensor de temperatura TS-3.....	62
Figura 39. Sensor Ultrasónico HC-SR04.....	63
Figura 40. Diagrama caso uso general (SAM).....	69
Figura 41. Diagrama Proceso de Monitoreo.....	70
Figura 42. Diagrama de Bases de Datos.....	71
Figura 43. Proyecto SAM – Ventana introductoria.....	73
Figura 44. Ventana introductoria - SAM - Beneficios - Software.....	74
Figura 45. Proyecto SAM - ventana introductoria - descripción de módulos.....	74

Figura 46. Plataforma de Inicio de sesión.....	75
Figura 47. Ventana principal del programa SAM.....	76
Figura 48. Módulos del menú principal.....	76
Figura 49. Sitio Administrativo - Módulos suplementarios.....	77
Figura 50. Sitio Administrativo - Módulos suplementarios.....	77
Figura 51. Ventana registro de grupos.....	78
Figura 52. Ventana monitoreo de tanque.....	79
Figura 53. Ventana Registro tanque.....	79
Figura 54. Ventana monitoreo usuario.....	80
Figura 55. Ventana registro usuario.....	80
Figura 56. Módulo de Seguridad - Registro de actividad de los tanques y usuarios. ....	81
Figura 57. Módulo Gestión Tanque - Lista de registros de tanques. ....	82
Figura 58. Módulo Estado Sensor.....	82
Figura 59. Módulo Monitoreo tanque - Registro medición de nivel de fluido.....	83
Figura 60. Módulo Reporte - Producción vs tiempo.....	84
Figura 61. Esquema del montaje del sensor ultrasónico.....	85
Figura 62. Ubicación del sensor ultrasónico.....	86
Figura 63. Esquema del montaje del sensor de temperatura.....	87
Figura 64. Ubicación del sensor de temperatura.....	87
Figura 65. Comparación – Funciones de las Aplicaciones web. ....	90
Figura 66. Procedimiento - Registro de grupos. ....	105
Figura 67. Módulo Administración - Monitoreo tanque - procedimientos.....	107
Figura 68. Monitoreo tanque - selección de campos. ....	108

Figura 69. Monitoreo tanque - Histórico de modificaciones. ....	109
Figura 70. Proceso - Eliminar registro de tanque. ....	110
Figura 71. Procedimiento - Selección Módulo tanque.....	111
Figura 72. Módulo tanque - Campos. ....	112
Figura 73. Listado - Modificaciones Módulo tanque.....	114
Figura 74. Módulo tanque – Procedimiento Registro de tanques.....	114
Figura 75. Módulo usuario - Procedimiento supervisión de usuario .....	116
Figura 76. Módulo usuario - Campos - Supervisión de usuario .....	117
Figura 77. Módulo usuario - Procedimiento supervisión de usuario .....	117
Figura 78. Histórico de modificación de usuario.....	118
Figura 79. Procedimiento - Registro de usuarios.....	120
Figura 80. Procedimiento - Registro de Usuario. ....	120
Figura 81. Listado tanque - Medición de niveles de fluidos.....	122
Figura 82. Monitoreo tanque.....	122

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Partes de UBM.....	18
Tabla 2 Componentes del Medidor de turbinas. ....	20
Tabla 3. Características del sensor de nivel ultrasónico THE PROBE.....	30
Tabla 4. Características del sensor de nivel ultrasónico PROBE LU. ....	30
Tabla 5 Características de los sensores de nivel ultrasónicos.....	34
Tabla 6. Características de los sensores de nivel ultrasónicos SITRANS LU 240.....	38
Tabla 7. Características de los controladores de nivel Multiranger.....	44
Tabla 8. Características de los controladores de nivel LUT 400. ....	46
Tabla 9. Características de los transductores ultrasónicos.....	52
Tabla 10. Registro de medición del tanque_001 de tipo rectangular.....	91
Tabla 11. Registro de medición del tanque_002 de tipo cilindrico. ....	92
Tabla 12. Características de los sensores de temperatura TS-3.....	104
Tabla 13. Procedimiento - Registro de Grupos de Operadores. ....	106
Tabla 14. Módulo Administración - Monitoreo tanque.....	109
Tabla 15. Módulo Administrativo - Eliminar monitoreo tanque. (Ver figura 70).....	110
Tabla 16. Módulo Administración - Tanque.....	112
Tabla 17. Registro tanque. ....	115
Tabla 18. Modulo Administración - Procedimiento monitoreo usuario. ....	118
Tabla 19. Módulo Administración - Procedimiento de registro de usuarios. ....	119

## GLOSARIO DE TERMINOS

UBM: Caja de montaje universal.

OIML: Organization International Metrologie Legal.

API: American Petroleum Institute.

ISO: Organización Internacional de Normalización o Estandarización.

GPIO: General Purpose Input/Output.

IRQ: Interrupción de hardware.

PWM: Modulación de ancho de pulso.

SPI: Interfaz periférica serial.

I2C: Circuito interintegrado.

UART: Transmisor receptor asíncrono universal.

PVDF: Fluoruro de polivinilideno.

HARD: Highway addressable remote transducer.

PLC: Controladores lógicos programables.

PDM: Process device manager.

EDD: Electronic device description.

AMS: Administrador de dispositivos.

DTM: Administrador de tipo de dispositivos.

FC: Comunicador de campo.

FDT: Herramienta de dispositivo de campo.

LCD: Pantalla de cristal líquida,

LUI: Interfaz local de usuario.

PDM: Dispositivo principal de medición.

PV: Valor principal.

MR: Multiranger.

VAC: Alimentación de corriente alterna.

RTU: Unidad de terminal remota.

mA: mili Amperius.

Ft: Unidad de medida – Pies.

CSM: Chlor Sulfonated Methylene

## RESUMEN

El presente trabajo de investigación logró el objetivo de diseñar un programa con una interfaz fácil de usar, que permite el control y monitoreo del sistema automatizado de medición de los niveles de fluidos- El software cuenta con 6 módulos principales (Administración, Seguridad, Gestión tanque, Estado sensor, Monitoreo tanque y Reporte) y varios sub-módulos de acuerdo al requerimiento específico, además cuenta con una base que permite al usuario guardar los resultados obtenidos de las mediciones realizadas por los transductores ultrasónicos, y almacenadas en una base de datos MySQL que permite generar un reporte automatizado por día, semana o mes de la producción almacenada en los tanques de petróleo, además de implementar un sistema de supervisión de las actividades, modificaciones que realizan los operadores en el sistema. La aplicación web de control y monitoreo del sistema automatizado de medición se la realizó con herramientas de software libre como: Framework Pycharm, Python, arquitectura Modelo - Vista - templates (MVT), gestor de base de datos MySQL, y de librerías para la ejecución de la aplicación como Bootstrap, Datatables, Iquery Moment.

**Palabras claves:** Sistema, aplicación, mediciones, software, base de datos.

## ABSTRAC

The present research work achieved the objective of designing a program with an easy-to-use interface, which allows the control and monitoring of the automated system for measuring fluid levels. The software has 6 main modules (Administration, Security, Tank Management, Sensor Status, Tank Monitoring and Report) and several sub-modules according to the specific requirement, it also has a base that allows the user to save the results obtained from the measurements carried out by the ultrasonic transducers, and stored in a MySQL database that allows generating an automated report by day, week or month of the production stored in the oil tanks, in addition to implementing a monitoring system of the activities, modifications made the operators in the system. The web application for control and monitoring of the automated measurement system was carried out with free software tools such as: Pycharm Framework, Python, Model - View - templates (MVT) architecture, MySQL database manager, and libraries for execution of the application like Bootstrap, Datatables, Iquery Moment.

**Keywords:** System, application, measurements, software, database.



## CAPITULO I

### PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

#### 1.1. Planteamiento del problema y descripción del tema

Los tanques de almacenamiento pueden albergar grandes cantidades de volumen de producto líquido, que a su vez represente un valor de cuantioso interés para considerar la vida útil de un campo o pozo petrolero.

Los diferentes equipos o el sistema de medición a emplearse pueden variar dependiendo del tipo de diseño de los tanques de almacenamiento, que estas a su vez pueden ser:

- Tanques cilíndricos de techo fijo.
- Tanques cilíndricos de techo flotante.
- Tanques presurizados de diseño cilíndrico horizontal.
- Tanques presurizados de diseño esférico.

Para determinar los niveles de fluidos que se producen en un determinado tiempo y que se almacenan en tanques rectangulares en los campos petroleros se lo realiza mediante la medición manual. La medición manual consiste en el uso de una cinta graduada en milímetros o fracciones de pulgadas específicamente fabricada de aceros inoxidable con una pesa al final de la misma.

La cinta es utilizada para medir “volumen al vacío” o “volumen inferior” (nivel de líquido). Las mediciones de volumen vacío se la puede considerar entre el punto de referencia del tanque hasta la superficie del líquido, estas mediciones se las realizan en líquidos más pesados como petróleo negro.

La aplicación de cualquier tipo de sistema de medición es infalible, es decir que pueden existir posibles fallas, estas pueden ser tanto técnicas como humanas. Existen diferentes tipos de

errores en las tomas de mediciones, dependiendo del tipo de función de la fuente de dicho error.

Los posibles errores pueden venir de diferentes fuentes que pueden ser:

- Operador.
- Dispositivo.
- Medio ambiente.

Los errores más comunes en la toma de mediciones pueden venir directa o indirectamente del operador, ya sea producto de la falta de capacitaciones o como de las condiciones físicas o de salud de la persona encargada de realizar las mediciones. En cada medición que se realiza, si el operador no cumple con el adecuado proceso de medición está cometiendo un error sistemático de forma continua que se verá reflejada en los resultados o en la exactitud de las mediciones.

La medición de los niveles de fluido que se encuentran en un tanque de almacenamiento es de vital importancia para la comercialización y cambio de custodia en las transacciones comerciales, ya que implica garantizar al comprador o propietario la calidad y cantidad del hidrocarburo.

Posteriormente las dos partes interesadas que participan activamente en una transacción comercial (proveedor y consumidor) esperan que los errores existentes en la recolección de datos no afecten negativamente a sus intereses financieros, dependiendo del error que se presente en los sistemas de mediciones(Athané, 1994).

En la actualidad existen diferentes tipos de técnicas y equipos empleados (automáticos) para la correcta medición de los niveles de fluidos que se encuentran almacenados en los diferentes

tipos de tanques, los equipos empleados son seleccionados dependiendo de la exactitud en el momento de mostrar resultados y dependiendo de las necesidades de cada empresa.

Los principales medidores automáticos son:

- Tipos de tecnologías:
- Placa de Orificio.
- Medidores de turbina.
- Por radar o Ultrasónico.
- Coriolisis.
- PD Meter.
- Tipo pistón.

Debido a la desvalorización que ha sufrido el precio del petróleo y a la reciente crisis económica en que se encuentra el país, las empresas estatales y privadas se han visto forzadas a adoptar medidas drásticas que conllevan al recorte del personal de trabajo, por lo consiguiente, esto permitirá la automatización en las diferentes áreas de las industrias petroleras y gasífera, dándole a la tecnología desempeñar funciones que antes realizaban los operadores.

## 1.2. **Justificación**

(Corrales, 2007) establece que el sistema de medición manual tiene o abarca unos sinnúmeros de errores que pueden ser ocasionados directa o indirectamente por el operador dependiendo indistintamente de las condiciones físicas o medioambientales que se puedan presentar, tomando en consideración que el más mínimo error en las mediciones promulgaría

perdidas económicas para la empresa privada y el estado; concluyendo que la medición manual es un proceso lento y es limitado por error en la lectura de datos. En la actualidad las respectivas mediciones de petróleo deben garantizar una transparencia en las transacciones comerciales tanto en la compra y venta de hidrocarburo, las mediciones se la deben realizar de manera automatizada debido a la exactitud que estas reflejan (Dupuis & Hwang, 2010).

Según estudios realizados por (Barría, 2020) la caída en los precios de petróleo afectara de manera exponencial en la economía en Latinoamérica específicamente para los países que dependía exclusivamente de la comercialización del hidrocarburo, por lo que se verán tanto las empresas públicas como privadas obligadas a un recorte de personal o sueldo en sus instalaciones.

Por esta razón se requiere de la automatización de los sistemas de medición en los tanques de almacenamientos ubicados en los respectivos pozos productores de hidrocarburo y así tener la información viable y en tiempo real en las respectivas empresas encargadas de dichos campos.

### 1.3. **Objetivo General**

Elaborar un algoritmo de programación que automatice los sistemas de medición de los niveles de fluidos en los tanques de almacenamiento de petróleo mediante el uso de sensores ultrasónicos.

### 1.4. **Objetivos Específicos**

- Ensamblar un dispositivo de medición, utilizando sensores ultrasónicos que cumplan con los estándares establecidos para su automatización.

- Tabular la información, y mostrarla por intermedio de una pantalla Led o enviar los datos obtenidos hacia otros dispositivos usando un enlace de radiofrecuencia o empleando una red inalámbrica aplicando un ordenador Raspberry.
- Comparar las mediciones obtenidas a través del uso del sistema de medición automático con respecto al sistema de medición manual demostrando la exactitud y el rango de error de ambos sistemas

### 1.5. **Hipótesis**

Debido a la carencia en la exactitud de la toma de mediciones a los niveles de fluido que se almacenan en los tanques de petróleo, las mediciones automáticas se realizan mediante el uso de sistemas informáticos que muestren los datos precisos en tiempo real a través de una conexión inalámbrica o utilizando una red de Internet wi-fi.

La automatización del sistema de medición se puede efectuar usando sensores ultrasónicos y el empleo de otros dispositivos necesarios, que garanticen su viabilidad y poder minimizar el margen de error en las respectivas mediciones.

Las mediciones de los niveles de fluidos en los tanques de almacenamientos empleando el sistema de medición manual, ha provocado una serie de falencias en la confiabilidad de los registros de la cantidad de petróleo que produce en un determinado pozo con respecto al uso de los sistemas de mediciones automatizadas.

## 1.6. Alcance

Este proyecto tiene como objetivo la automatización del sistema de medición mediante la creación de un software que permita medir los niveles de fluidos que se encuentran almacenados en los tanques de petróleo empleando sensores ultrasónicos y un ordenador que puede ejecutar y tabular los datos en tiempo real.

Las diferentes mediciones de los niveles de fluidos se podrán almacenar dentro de un ordenador (RaspBerry) que contara con una memoria interna, capaz de procesar la información que se mostrará mediante el uso de una pantalla LED o enviar los datos a un dispositivo móvil empleando un señal inalámbrica Bluetooth o a su vez dirigir la información hacia algún ordenador que esté conectado a la misma de red de internet Wi-fi.

El sistema automático de medición por sus siglas en español “SAM” es una herramienta de automatización que consta de dos elementos fundamentales como son el software y el hardware que permite controlar, supervisar, recopilar datos, analizar datos y generar informes a distancia mediante el empleo de las aplicaciones informáticas y el uso de los diferentes dispositivos de mediciones.

Posteriormente este proyecto podrá tomarse como un objeto de estudio, que pueda ampliar el uso del prototipo en medición y de esta manera ensamblar nuevos elementos o herramientas al mismo, y así poder garantizar una toma de mediciones más precisas y confiables para ser usadas en cualquier transacción comercial en el ámbito hidrocarburiífero, además se podrá abrir una línea de investigación previa al uso del operador RaspBerry en la industria petrolera.



## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1. Sistema de medición de tanques.**

Un sistema de medición de tanques se define como el proceso de cuantificar la cantidad de volumen de un fluido que se encuentra almacenado en los diferentes tipos de tanques.

En las industrias que trabajan en los procesos de extracción, refinación y comercialización de los diferentes tipos de hidrocarburo (petróleo y gas) y sus derivados, utilizan las evaluaciones volumétricas estáticas del contenido del tanque, esto implica las mediciones de nivel de fluido, temperatura y presión. (Lennart & Johan, 2017)

Para realizar una correcta medición de niveles de fluidos en tanques de almacenamiento, se requiere del conocimiento del tipo de tanque donde se van realizar las mediciones ya que existen diferentes métodos y dispositivos para cada tipo de tanque y también del lugar donde están situados estos contenedores, dichos tanques de almacenamiento se encuentran ubicados en los siguientes sitios:

- Refinerías.
- Industrias petroquímicas.
- Terminales de distribución.
- Depósitos de combustibles.
- Almacenamientos de combustibles en aeropuertos.
- Almacenamientos de productos químicos.

#### **2.2. Tipos de mediciones de tanques.**

La medición de tanques es necesaria para calcular el volumen de los niveles de fluidos que están contenidos en los depósitos de almacenamientos, estas mediciones deben brindar resultados



precisos, es de vital importancia la exactitud de un sistema de medición de tanques en cualquier momento y en los diferentes lugares donde se lo requiere.

Existen dos métodos para la medición de niveles de fluidos que deben estar sujetos a las normas establecidas por la “American Petroleum Institute” y de otras instituciones que se encargan de regularizar y ejecutar leyes o normativas para asegurar la exactitud y confiabilidad de algún procedimiento o calibración de alguna herramienta o dispositivo que trabaje directa o indirectamente en la industria hidrocarburifera, estos métodos son:

- Medición Manual o Estática.
- Medición Automatizada o Dinámica.

### **2.2.1. Medición Manual o Estática (Aforo de tanque).**

El proceso de medición manual implica en usar diferentes técnicas que el operador debe ejecutar en la toma de mediciones de los niveles de fluidos que se encuentran almacenados en los diferentes tipos de tanques, este procedimiento de medición manual es utilizada en tanques atmosféricos.

#### ***2.2.1.1. Técnicas de medición manual.***

La técnica de medición manual o estática consiste en ejecutar diferentes procedimientos que el operador debe seguir para la correcta interpretación en la lectura de los datos obtenidos cuando se realicen las respectivas mediciones, existes dos métodos para la medición manual que son:

- Medición manual directa o de aforo.
- Medición indirecta o de vacío.

Todo proceso de medición debe estar acoplado a las normas API establecidas en el capítulo 3 sección 1A que se encuentran en el anexo A de este documento, tales normas rigen para realizar una correcta interpretación en la medición de los niveles de fluidos, sea directa o indirectamente.

#### *2.2.1.1.1. Medición manual directa o de aforo.*

La medición manual directa o de aforo consiste en que el operador debe estar ubicado en una posición vertical con respecto al fondo del tanque y teniendo el equipo de bioseguridad necesario como lo establece las leyes de seguridad y salud ocupacional (ISOTools, 2015), el procedimiento consiste en bajar de forma vertical la cinta que tendrá sujeta en su extremo inferior la plomada y esta deberá estar cubierta por la pasta que es sensible al agua y que determinará por coloración el nivel de agua que estará contenido en el tanque de almacenamiento.

Procedimiento:

- 1) El operador debe utilizar el equipo de protección personal antes de realizar la toma de mediciones, estos son: casco, guantes, protección auditiva, protección respiratoria, protección visual, zapatos punta de acero, como lo estipula los reglamentos internos de cada empresa (Petroecuador, 2017) y las normas ISO 45001. (Ver figura 1)
- 2) Para realizar la respectiva medición de los niveles de fluidos en los tanques de almacenamiento, el operador debe ubicarse en un lugar seguro para precautelar su vida, y realizar las mediciones adecuadas en una postura vertical con respecto al fondo del tanque. (ver figura 2)
- 3) Se cubre la cinta y la plomada graduada con la pasta indicadora de agua en hidrocarburos y posteriormente se introduce en el tanque de almacenamiento de petróleo de forma vertical hasta tocar el fondo del tanque. (ver figura 3)
- 4) Esperar alrededor de 2 minutos.

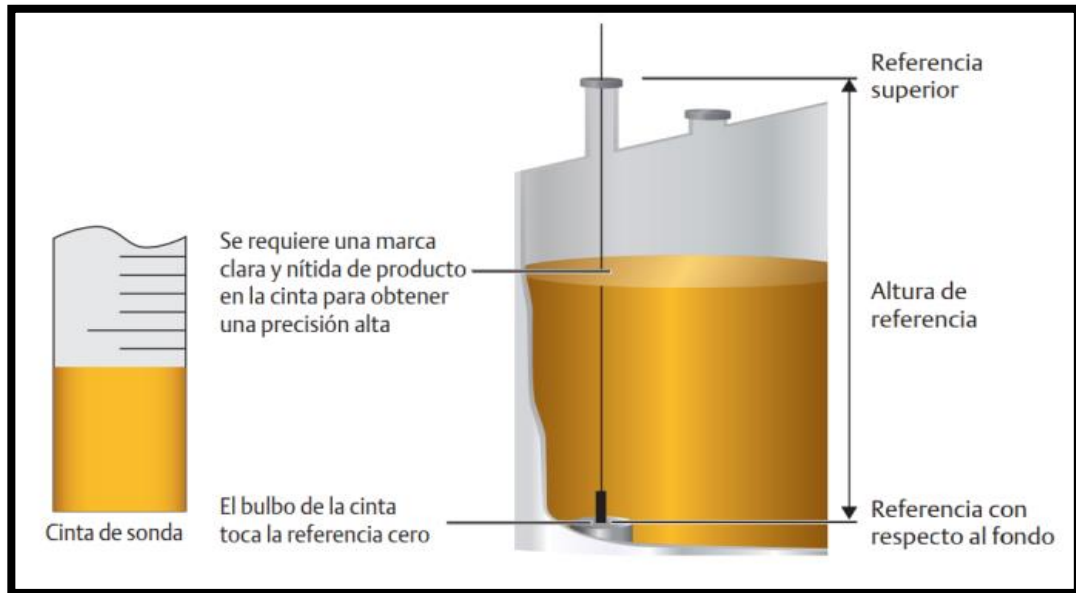
- 5) Sacar la cinta y la plomada del tanque y observa por coloración los niveles tanto de agua como de petróleo.
- 6) Anotar los resultados que servirán para fiscalizar la producción de un pozo petrolero.



**Figura 1. Equipo de Protección Personal.**  
**Fuente. EP. Petroecuador, 2018**



**Figura 2. Medición Manual.**  
**Fuente. Emerson Electric CO.™, 2017**

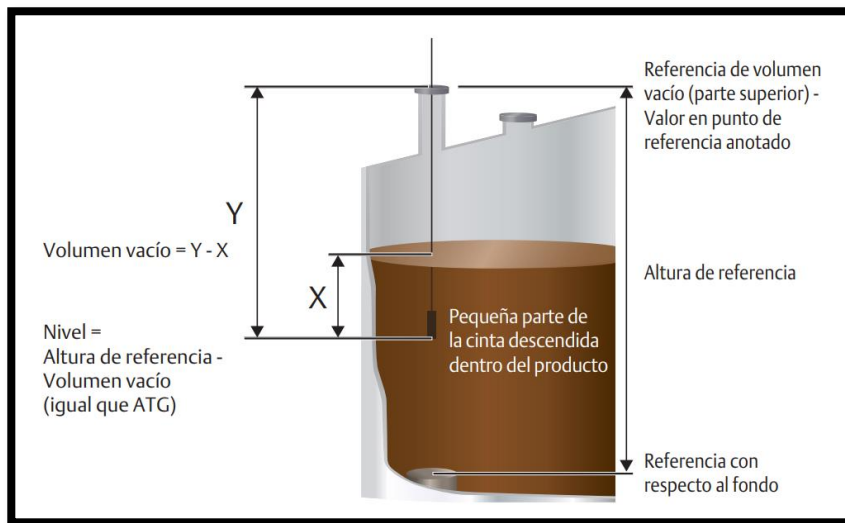


**Figura 3. Referencia de medición manual de aforo o directa.**

**Fuente.Emerson Electric CO.<sup>TM</sup>, 2017**

#### *2.2.1.1.2. Medición manual al vacío o indirecta.*

Para realizar la medición manual al vacío se utiliza el mismo procedimiento con el uso del equipo de protección personal y los reglamentos que el operador debe cumplir, este proceso se diferencia del anterior ya que solo se insertará la cinta y la plomada hasta la altura superior del líquido y el nivel de fluido se la calculará tomando la altura de referencia menos el volumen de vacío medido. Las mediciones de volumen de vacío se la realizan en líquidos más pesados como petróleo negro y el petróleo crudo (Lennart & Johan, 2017). (Ver figura 4)



**Figura 4. Referencia de medición manual al vacío.**

Fuente. Emerson Electric CO.<sup>1</sup><sup>IV</sup>,2017

2.2.1.2. Equipos

*de medición.*

Los equipos empleados en la medición manual están compuesto por:

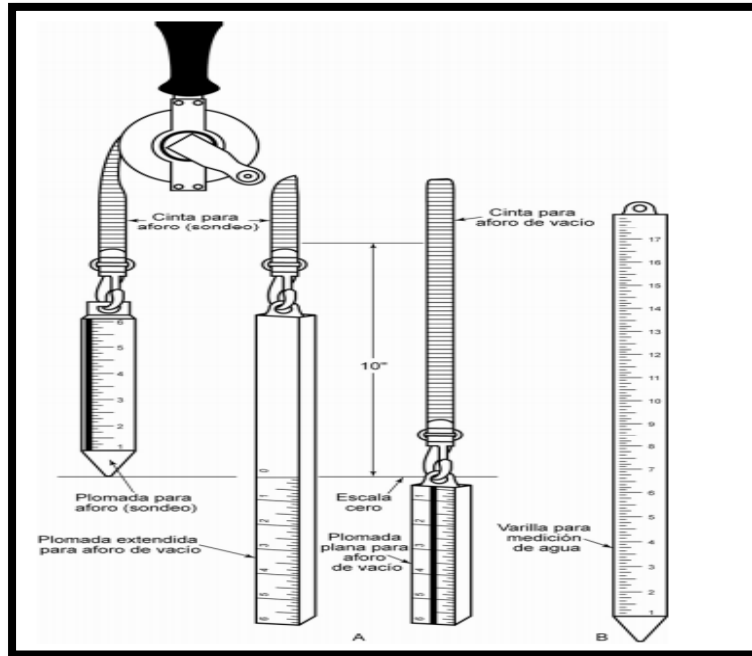
- Cinta de medición.
- Plomadas y varilla de medición.
- Pasta indicadora de agua en hidrocarburos.

2.2.1.2.1. *Cinta de medición.*

La cinta que se utiliza para los procesos de medición de niveles de fluidos en los tanques de almacenamiento de petróleo debe ser graduada, que cumplan con las siguientes especificaciones establecidas por las normas API que se detallan en el capítulo 3 sección 1<sup>a</sup>.(ver figura 5)

2.2.1.2.2. *Plomadas y varilla de medición.*

Las plomadas y varillas de medición es fundamental en el proceso de medir los niveles de fluidos que se encuentran almacenados en los tanques, también deben estar sujetas a las normas API para cumplir las siguientes especificaciones. (Ver figura 5)



**Figura 5. (A) Cintas de Medición y Plomadas (B) Varilla Tradicional para medición de agua fuente. Manual de Estándares de Medición de Petróleo. Capítulo 3 Sección 1A, 2012**

*2.2.1.2.3. Pasta de detección de agua en hidrocarburos.*

La pasta indicadora de agua en hidrocarburos es importante porque cumple la función de determinar por coloración el nivel de agua que existe dentro de un tanque de almacenamiento de petróleo cuando se realiza las mediciones(Äüôú, 2003). (Ver figura 6)



**Figura 6. Pasta indicadora de agua en petróleo (Kolor Kut).**

*Fuente: Flusell<sup>MR</sup>, 2003*

### **2.2.2. Medición dinámica o automatizada.**

En la actualidad existen diferentes mecanismos de medición de niveles de fluidos automatizados o dinámicos que cumplen con la función de determinar la cantidad de fluido que ingrese o se encuentren almacenados en los tanques de petróleo, dependiendo del tipo de caudal que se obtenga se limitara la selección del tipo de medidor que pueden ser (Elias, 2017):

- Volumétricos.
- Másicos.

### **2.3. Tecnología de medición.**

Las tecnologías de mediciones automatizadas deben estar arraigadas a las normativas establecidas por los diferentes organismos que se encargan de regularizar las normas para el buen funcionamiento de los diferentes equipos o dispositivos a emplearse en la industria hidrocarburifera, todos los dispositivos a emplearse deberán garantizar la correcta medición de los niveles de fluidos almacenados en los tanques de petróleo o ser usados para el cambio de custodia.

Tipos de tecnologías:

- Placa de Orificio.
- Medidores de turbina.
- Por radar o Ultrasónico.
- Coriolisis.
- PD Meter.
- Tipo pistón.

### **2.3.1. Placas de Orificio.**

Las placas de Orificios son instrumentos de medición primario, tiene la función de medir los niveles de fluidos que ingresan en un determinado tiempo basándose en el efecto Venturi, que consiste en aumentar la velocidad del fluido que pasa por la tubería al momento de disminuir su diámetro de circulación, comúnmente las placas de orificio están fabricadas de un material de lámina de acero inoxidable, entre sus características principales se denota la presencia de un orificio en su parte central donde circulará el fluido a medir. (Ver figura 7)

#### ***2.3.1.1. Tipos de placas de orificio.***

Placas de orificio concéntricas: Este tipo de placas se caracterizan por tener el orificio circular en el centro de la misma, tiene uso universal para fluidos limpios.

- Placas de orificio concéntricas cónicas: comúnmente estas placas se las utiliza para fluidos turbulentos, por su diseño que al igual de las concéntricas presentan un orificio en parte central con la diferencia de que este va a ir disminuyendo su diámetro conforme vaya atravesando el fluido.
- Placas de orificio excéntricas: Son utilizadas en tuberías con poco diámetro, ya que estas al igual que las otras placas tienen un orificio, pero con la diferencia que el orificio no se encuentra en la parte central de la placa sino más bien direccionada ligeramente abajo.
- Placas de orificio concéntrico segmentado: Estas placas son diseñadas para fluidos con partículas, ya que en su parte central contiene un semicírculo.



### **2.3.1.2. Mecanismo de medición:**

El mecanismo de medición se basa en ubicar dos sensores antes de la placa de orificio y uno después, que sirven para detectar el diferencial de presión que existe dentro de la tubería. Bernoulli establece que el diferencial de presión es proporcional al cuadrado del caudal.



**Figura 7. Placas de Orificio**

**Fuente: Emerson Electric CO., 2018**

### **2.3.2. Medidor de turbina.**

El medidor tipo turbina es un dispositivo de transmisión y de medición de caudal volumétrico, este tipo de medidores ofrecen una alta precisión en las mediciones y son aplicaciones cuando se realizan transferencia de custodia. Los medidores de turbina se usan en fluidos limpios que puede ser gas y petróleo, a pesar de su alta precisión suelen ser afectados directamente en el rendimiento por la disminución de la gravedad específica, si la gravedad específica desciende por debajo de 0.7 las fuerzas ascendentes de las aspas disminuirán.

La viscosidad juega un papel fundamental en el momento de elegir el sistema de medición por la variación de viscosidad que el fluido puede sufrir en el momento que está circulando, esta variación puede ocasionar anomalías en la linealidad del medidor y en las aspas del rotor (Daniell, 2011). (Ver figura 8)

### *2.3.2.1. Componentes del Medidor de turbina.*

El medidor de turbina es uno de los mecanismos de medición que proporciona mediciones precisas, dependiendo de la buena instalación y manipulación de sus componentes, los mismos que están compuestos por:

- UBM.
- Turbina.

#### *2.3.2.1.1. UBM.*

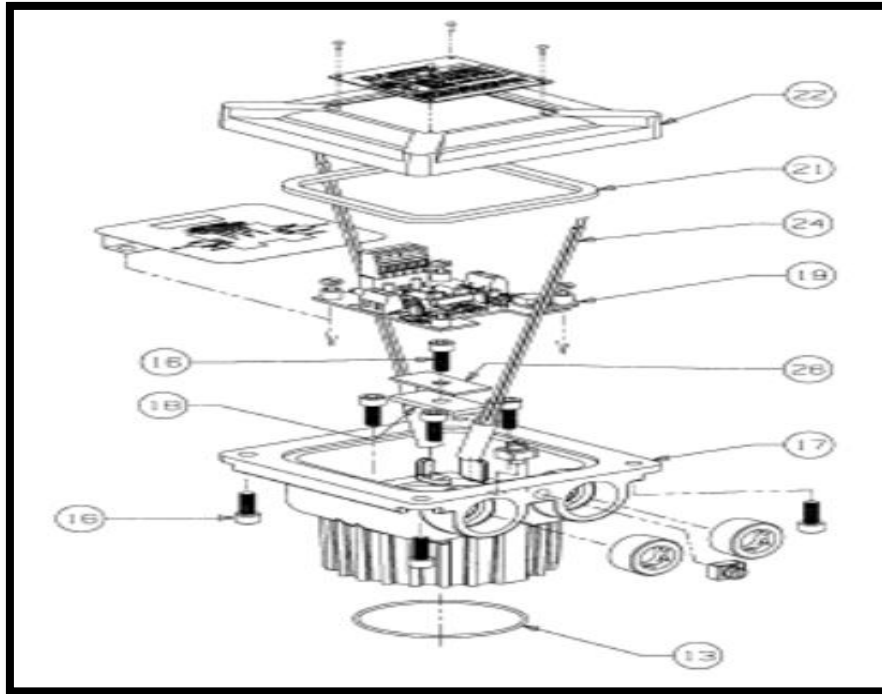
la caja de montaje universal está fabricada de aluminio, y es utilizada como una conexión de montaje mecánico necesaria para los accesorios locales y remotos, capas de soporta explosiones (Daniell, 2011). (Ver figura 8)

Las UBM están compuesta por:

**Tabla 1. Partes de UBM**

Número del articulo	Descripción
13	O-ring (Viton-A)
16	Tornillo
17	Carcasa de UMB.
19	Ailante.
21	Preamp. De doble junta.
22	Cubierta de UMB
24	Pickoff
26	Abrazadera

Elaborador por: Daniel Measure and Control CO., 2011



**Figura 8. Componentes de la caja de montaje universal.**

**Fuente: Daniel Measure and Control**

#### 2.3.2.1.2. Turbina.

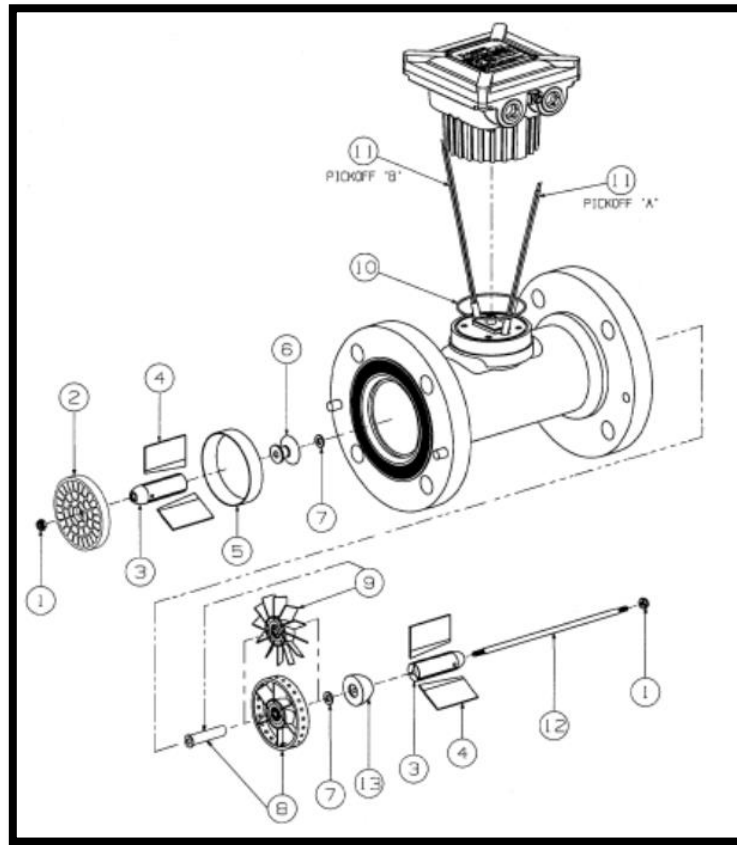
La turbina es de vital importancia en la toma de medición, por esta razón son fabricadas de acero inoxidable que prolonga su vida útil sin mostrar anomalías como desgaste o pérdida de presión. La turbina de serie 1500 está diseñada para diferentes aplicaciones, siendo un medidor que presenta ventajas con respecto a los demás sistemas de mediciones dinámicas. (ver figura 9)

Las Turbinas están compuestas por:

**Tabla 2 Componentes del Medidor de turbinas.**

Número de artículo	Descripción
1	Tuerca.
2	Placa acondicionada de flujo.
3	Concentrador de soporte.
4	Aspas de soporte.
5	Encastres de la carcasa.
6	Cono ascendente, con aro. Cono corriente descendente con aspas.
7	Arandela de empuje.
8	Rotor con aro.
9	Rotor con aspas.
10	O-ring.
11	Pickoff.
12	Eje. Eje para FCP.
13	Cono corriente descendente.

Elaborado por: Daniel Measure and Control CO., 2011



**Figura 9. Componentes del medidor de turbina.**

**Fuente: Daniel Measure and Control CO., 2011**

### **2.3.3. Medidores Ultrasónicos**

Los sensores ultrasónicos son medidores de flujos volumétricos diseñados para realizar mediciones de manera rápida, fácil y directa, existen diferentes tipos de medidores ultrasónicos que son fabricados de acero inoxidable capaz de soportar las condiciones severas ambientales. El principio de los medidores ultrasónicos se basa en el efecto doppler, que a su vez se basa en el fenómeno físico de una onda de sonido que cambia de frecuencia cuando se refleja en el líquido (Katronic Inc., 2015). (Ver figura 10)



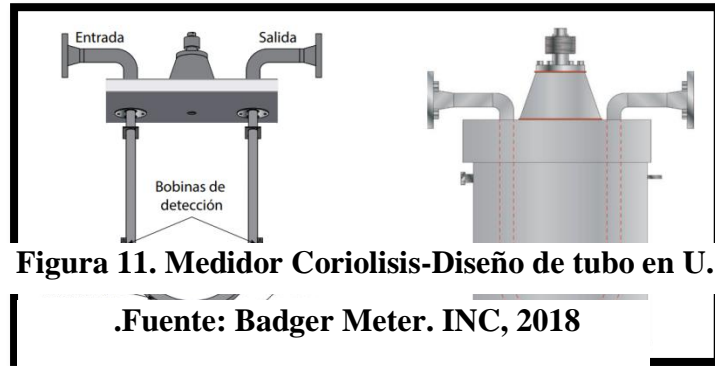
**Figura 10. Medidores Ultrasónicos.**

#### **2.3.4. Medidores tipo Coriolis.**

Los medidores de flujo de masa coriolis son los más utilizados en la industria hidrocarburifera, ya que realizan mediciones de manera rápida y precisa de densidad, temperatura y el flujo másico, que a su vez evita realizar cálculos complejos en comparación con los demás sistemas de medición. Los medidores de tipo coriolis se basan en el principio de la mecánica de movimiento(Badger Meter, 2017). (Ver figura 11)

##### ***2.3.4.1. Principio de medición***

El principio de medición se basa en hacer **circular** el fluido por unos tubos que activaran una bobina que impulsará y provocara que los tubos **oscilen** a una frecuencia de resonancia natural, lo cual generará que la bobina pickoff produzcas ondas **sinusoidales**, el tiempo de transición de las ondas se denomina como Delta-T , esta a su vez es directamente proporcional al caudal másico(Emerson Electric, 2017).



### 2.3.5. Medidores de Desplazamiento Positivo.

El medidor de desplazamiento positivos, es el segundo método de sistema de medición que tienen una gran aceptación dentro de la industria hidrocarburífera, por detrás de los medidores de tipo Coriolis, ya que presentan una gran ventaja en su diseño exclusivo para realizar transferencia de custodia de petróleo, se basa en el principio de medición directa, el cual no se ve afectado por la viscosidad ni de las variaciones de velocidad (IMCO, 2018).

Existen en la actualidad dos tipos de medidores de desplazamientos positivos que se diferencian por su siguiente característica:

Por precisión:

- PD METER/ SIMPLE CÁMARA.(Ver figura 12)
- PD METER/ DOBLE CÁMARA.(Ver figura 13)

Los medidores de desplazamiento positivos son fabricados de acero inoxidable, diseñados para operar bajo caída de presión.



**Figura 12. PD Meter/ simple cámara.**

Fuente: IMCO S.A, 2018



**Figura 13. PD Meter/ doble cámara.**

**.Fuente. IMCO S.A, 2018**



### **2.3.6. Medidor tipo**

### **Pistón.**

Los medidores de tipo pistón son medidores de desplazamientos positivos que constan de un diseño único de tres pistones alternativos operando dentro de sus cámaras de mediciones respectivamente. Los medidores de tipo pistón garantizan precisión, buen rendimiento y fiabilidad en las tomas de mediciones, en la actualidad existen diferentes tipos de medidores de tipo pistón que se diferencia por el tamaño y funcionamiento en el momento de realizar las respectivas mediciones (TCS, 2015), teniendo como referencia a los medidores de tipo pistón de con serie 682 y serie 700. (Ver figura 1

Aplicaciones:

Los medidores tipo pistón por su diseño único de tres pistones tiene diferentes usos dentro de la industria hidrocarburifera, petrolífera, aviación y empresas que trabajan con los derivados



del petróleo y gas, aplicándolos en la medición de fluidos turbulentos, líquidos limpios y gases (TCS, 2020).



**Figura 14. Medidor tipo Pistón.**

Fuente. TCS – The Standard of Measuremen<sup>TM</sup>, 2015



2.4. Leyes y

Normas.

#### **2.4.1. Normas API (Americam Petroleum Institute).**

- Capítulo 3.- Medición del Tanque
- Capítulo 3-sección 1.- Procedimiento estándar para la medición manual de petróleo y productos del petróleo.
- Capítulo 4.- Procedimiento de pruebas (Sistemas de probadores).
- Capítulo 5.3.- Mediciones de Hidrocarburos líquidos mediante sistemas de medidor de turbina.

#### **2.4.2. Normas ISO.**

Las normas ISO son un conjunto de estándares y guías establecidos por el Organismo Internacional de Estandarización (ISO) para el buen funcionamiento de una actividad empresarial o industrial relacionados a sistemas o el uso de cualquier tipo de herramienta (ISOTools, 2015).

Dentro de la formulación de normas por parte del organismo internacional de estandarización se encuentran las de mayor uso en la industria hidrocarburífera, que sirven para determinar la calidad de un equipo o herramienta, también es utilizado para regular la economía de una empresa pública o privada y entre sus principales normas tenemos:

- ISO 27001:2013.- Sistema de Gestión Seguridad de la Información.
- ISO 9001:2015.- Sistema de gestión Calidad.
- ISO 14001:2015.-a Sistema de Gestión Ambiental.
- ISO 37001:2016.- Sistema de Gestión Anti soborno.
- ISO 21001:2018.- Sistema de Gestión de Calidad Educativa.
- ISO 45001:2018.- Sistema de Gestión Seguridad y Salud en el trabajo.

### **2.4.3. OIML.**

La organización internacional de metrología legal como su nombre lo dice es una organización intergubernamental que se encarga de la regulación de los sistemas de medición, estableciendo normas para correcta toma de mediciones que abarcan:

- Unidad de volumen.
- Métodos de medida.
- Instrumentos de medición.

La OIML garantiza al proveedor o consumidor que participan activamente en una transacción comercial o intercambio de productos que necesitan ser medidos, una exactitud y credibilidad en la muestra de los resultados de las mediciones mediante recomendaciones que se deben seguir para una correcta interpretación de datos(Athané, 1994).

## 2.5. Equipos Ultrasónicos.

### 2.5.1. Caudalímetros Ultrasónicos.

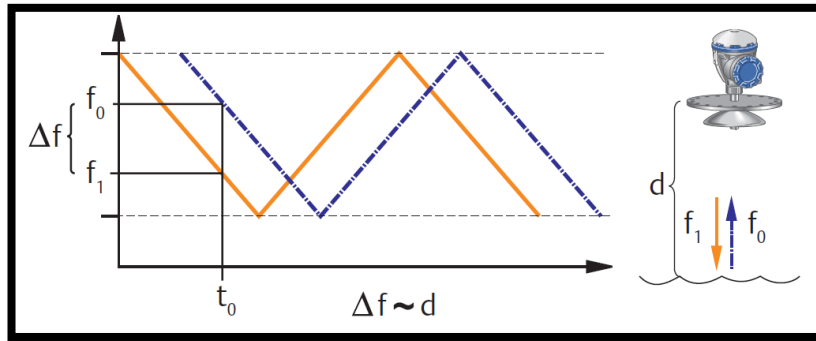
En los últimos años, la industria hidrocarburífera (Gas), los caudalímetros sónicos tienen una gran aceptación en las mediciones de los niveles de fluidos en los gasoductos de gas natural, por su precisión, por no contener partes móviles, repetitividad y por permitir una medición bidireccional(Chen & Wu, 2014).

#### 2.5.1.1. Principio medición-Caudalímetros Ultrasónicos(Chen & Wu, 2014).

El principio de medición de los caudalímetros ultrasónicos se basa en la estimación de la velocidad media de la integral de la velocidad a lo largo de una serie de acordes que son combinados linealmente, que se lo puede representar mediante una ecuación:

$$Q_v = \pi R^2 \sum_{i=1}^N w_i \overline{V_1(X_i)} + \sigma_{inherent} + \sigma_{time} + \sigma_{other}$$

- Q = caudal volumétrico.
- R = Radio interno del tubo.
- N = Números de canales.
- $V_1(X_i)$ = Velocidad lineal.
- $\sigma_{inherent}$ = Error inherente
- $\sigma_{time}$ = Error de sincronización.
- $\sigma_{other}$ = Otros errores.



### 2.5.2. Sensores Ultrasónicos.

Los sensores ultrasónicos están integrados a la industria hidrocarbúrica por su bajo costo en el mercado en comparación con los demás sistemas de mediciones, además de no contener partes móviles y de poseer la habilidad de realizar las mediciones sin tener contacto con el fluido, por sus características, los sensores ultrasónicos son de mayor interés al momento de seleccionar un mecanismo de medición automático capaz de garantizar viabilidad y confiabilidad cuando se realizan las respectivas mediciones de los niveles de fluidos que se encuentran depositados en los tanques de almacenamientos (Zheng et al., 2015).

#### 2.5.2.1. Principio de medición-Sensor Ultrasónico.

El principio de medición de los sensores ultrasónicos se basa en la medición por radar, que utilizan el método de procesamiento de señales de onda continua de frecuencia modulada (FMCW). (Ver figura 15)

**Figura 15. Esquema del recorrido de la onda.**

Fuente. Emerson Electric CO., 2017  
*de*  
*ultrasónicos.*

### *2.5.2.2. Clasificación los sensores de nivel*

Los sensores ultrasónicos están clasificados en dos grupos que son:

- Compactos.
- Remotos (Controlador y sensor).

#### *2.5.2.2.1. Sensores de nivel Ultrasónicos Compactos*

Los sensores ultrasónicos compactos son aquellos que están diseñados de una sola pieza, es decir que contienen el transmisor y el transductor acoplados en una sola carcasa, existen diferentes tipos de sensores que dependen de las siguientes características:

- Calidad.
- Empresa diseñadora.
- Actualizaciones.

Estos tres parámetros son fundamentales en el momento de seleccionar el sensor ultrasónico adecuado que puede ser:

- Sensor de nivel ultrasónico THE PROBE.
- Sensor de nivel ultrasónico PROBE LU.
- Sensor de nivel ultrasónico SMARTSONIC.
- Sensor de nivel ultrasónico SITRANS LU 150/180.
- Sensor de nivel ultrasónico SITRANS LU 240.

2.5.2.2.1.1. *Los sensores de nivel ultrasónicos THE PROBE / PROBE LU*

Son sensores de mediciones compactos, modelos antiguos que fueron reemplazados con los modelos actuales SITRANS LU 150 / SITRANS LU 240 respectivamente, que contenían las siguientes características:

**Tabla 3. Características del sensor de nivel ultrasónico THE PROBE.**

Características	Sensor de nivel ultrasónico THE PROBE
Programación	2 teclas en el equipo
Rango	0.25 a 5 metros.
Resolución	3 mm
Temperatura	-40 a 60° C
Máxima presión estática	Presión Atmosférica.
Conexión a proceso	2" NPT
Grado de protección	NEMA 4 (IP65).
Salida	4 a 20 mA, 2 hilos.
Ángulo de haz	12°

Elaboración propia, basada en la empresa Siemens AG, 2012

**Tabla 4. Características del sensor de nivel ultrasónico PROBE LU.**

Características	Sensor de nivel ultrasónico PROBE LU
Rango	0,25 a 6 metros/ 0,25 A 12 m.
Precisión	+/- 0,15 % del rango 0 6 mm
Temperatura	-40 a 85 ° C
Máxima presión estática	0,5 Bar.
Conexión a proceso	2" NPT
Grado de protección	NENA 4X / IP67.
Salida	4 a 20 mA, 2 hilos.
Ángulo de haz	10°

Elaboración propia, basada en la empresa Siemens AG, 2012

#### 2.5.2.2.1.2. *Sensor SMARTSONIC*

El sensor de nivel ultrasónico SMARTSONIC está diseñado para el control de los niveles de fluidos en lugares hostiles en donde la existe una variación de temperatura, lo cual es compensado con un sensor de temperatura para compensar automáticamente la variación de temperatura. El SMARTSONIC presenta las siguientes características:

- Bajo nivel de ruido.
- Preciso y confiable.
- Alta sensibilidad.
- Amplitud auto ajustable.
- Fácil calibración de dos puntos y presión de botón.
- Salida de 4-20 mA.

#### 2.5.2.2.1.3. *SITRANS LU 150/180*

Son sensores de mediciones compactos, es decir que están diseñados en un solo conjunto (sensor y electrónica), por su diseño compacto se destacan en su amplio uso por su fácil instalación y mantenimiento así como en su desmontaje, además de incorporar una tecnología de procesamiento de señal Sonic Intelligence que garantizan mediciones de niveles de líquidos fiables. Los sensores de nivel ultrasónicos SITRANS LU 150/180 contienen un transductor ultrasónico (sensor) fabricado de copo limero PVDF que sirve para su amplio uso en los diferentes sectores industriales para medir los niveles de líquidos en depósitos abiertos y cerrados (Ver figura 16).



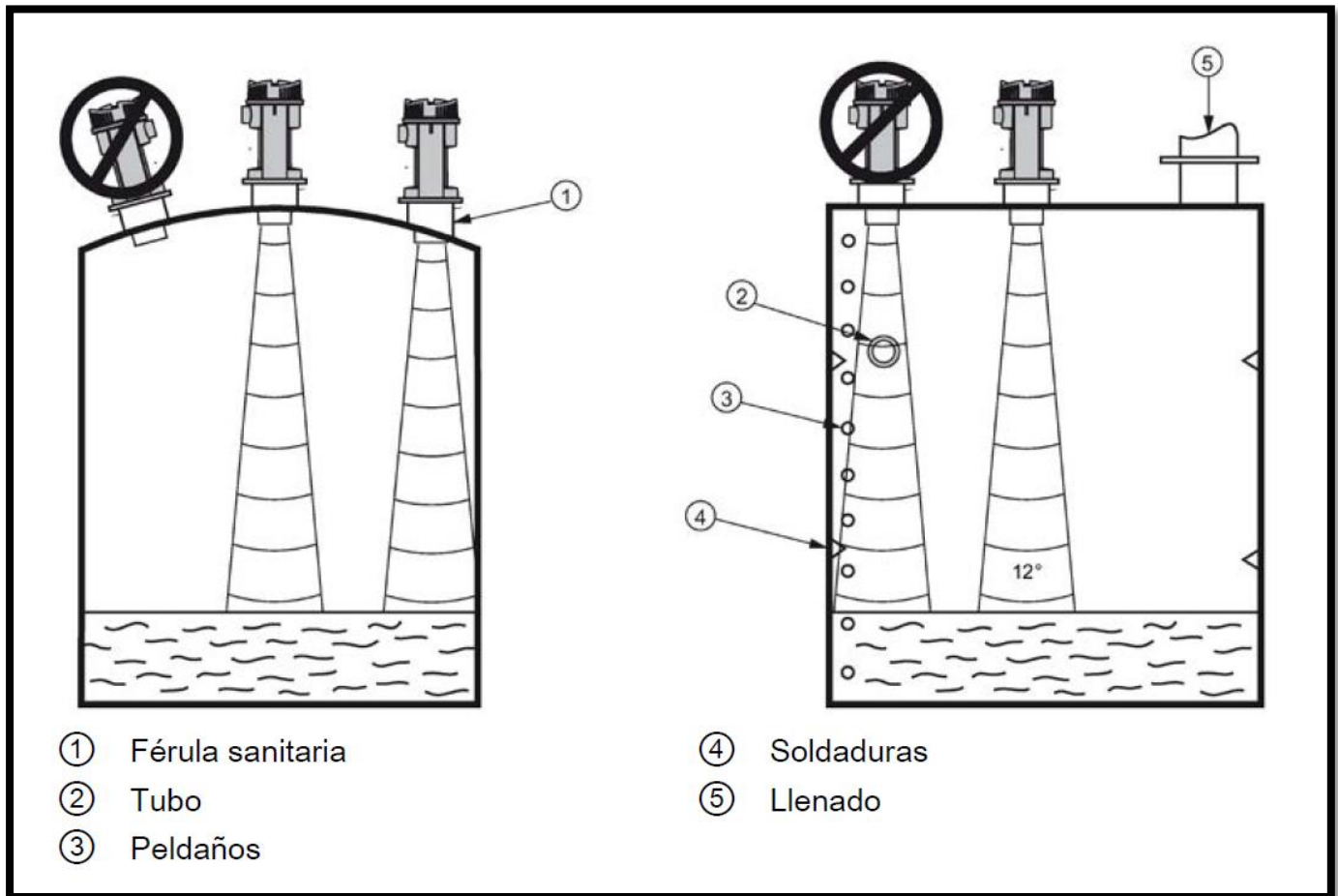
**Figura 16. Sensor de nivel ultrasónico LU 1150.**

Fuente. Siemens AG, 2016

#### *2.5.2.2.1.3.1 Instalación y montaje del sensor de nivel ultrasónico SINTRANS LU 150/ LU 18*

La ubicación del sensor es indispensable en el momento de realizar las respectivas mediciones de los niveles de fluidos que se encuentran almacenados en los tanques, debido a que el transmisor debe ubicarse de forma perpendicular a la superficie del líquido, permitiendo al impulso emitido por el sensor no tener interferencia ocasionadas por el flujo de entrada de líquido, por contacto de las paredes u otros factores que puedan ocasionar anomalías en el momento de realizar las mediciones. (Ver figura 17)





**Figura 17. Esquema de instalación del sensor de nivel ultrasónico.**

Fuente. Siemens AG, 2016

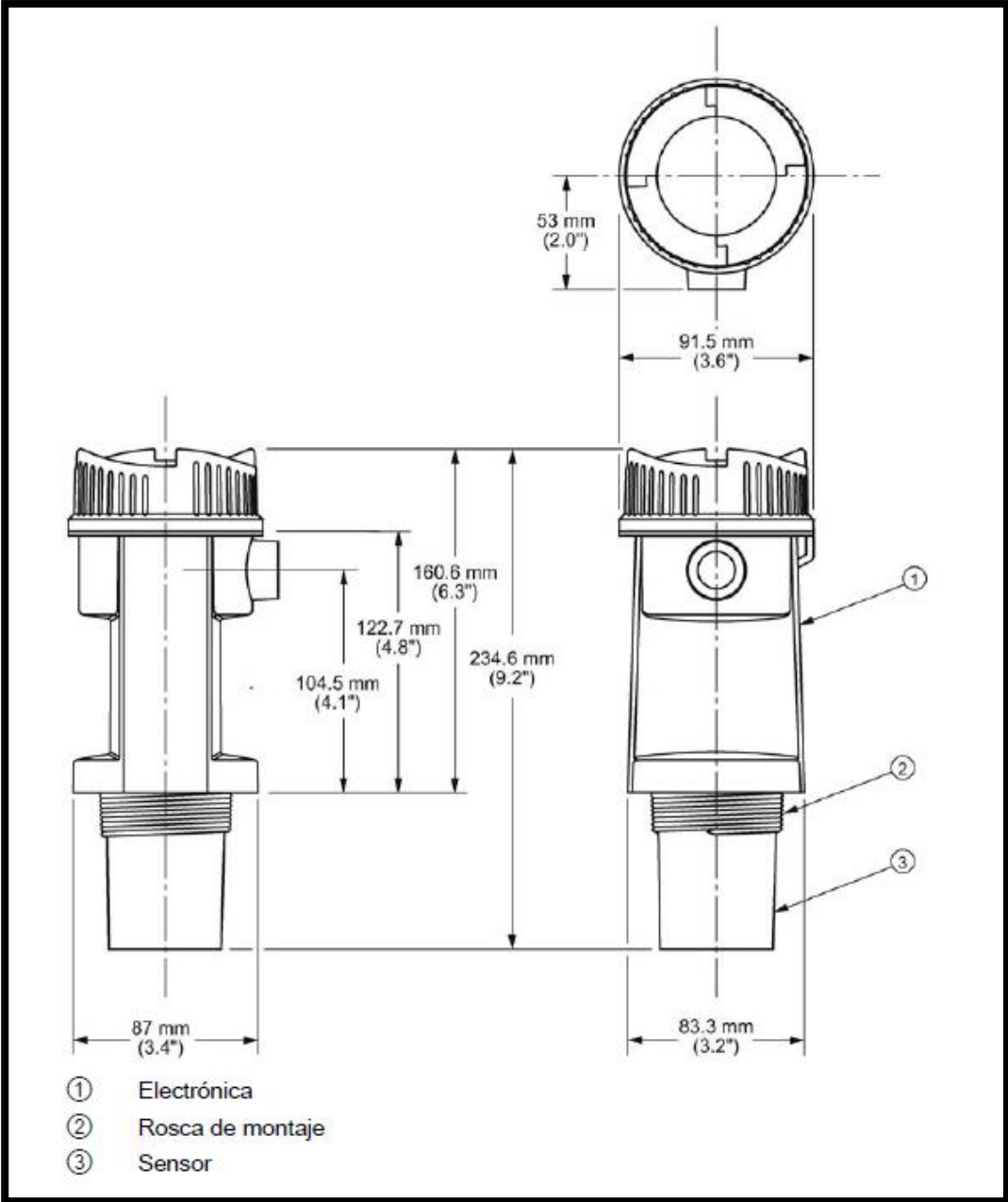
2.5.2.2.1.3.2 Características de los sensores SITRANS LU 150 y SITRANS LU 180.

**Tabla 5 Características de los sensores de nivel ultrasónicos**

Características	SITRANS LU 150	SITRANS LU 180
Rango	De 0,25 a 5 m	De 0,25 a 5 m
Temperatura Ambiente	Estándar: -30 a 60 °C Montaje metálico: -20 a 60 °C	Estándar: -30 a 60 °C Montaje metálico: -20 a 60 °C
Comunicaciones o salidas	4 hasta 20 mA	4 hasta 20 mA
Aprobaciones	CE, CSAUS / C	CSA: IS / Clase I, II, III, Div. 1, Grupos: A, B, C, D, E, F, G T4. FM: IS / Clase I, II, III, Div. 1, Grupos: A, B, C, D, E, F, G T4. ATEX: II 1G Ex ia IIC T4 Ga. IECEX Ex ia IIC T4 Ga. NEPSI Ex ia II C T4 Ga,
Aplicaciones claves	Recipientes de almacenamiento de productos químicos, pozos de lodo, recipientes de almacenamiento de líquidos.	Recipientes de almacenamiento de productos químicos, pozos de lodo, recipientes de almacenamiento de líquidos.

Elaboración propia, basada en la empresa Siemens AG, 2016

Los sensores de nivel ultrasónicos SITRANS LU 150 / 180 están compuestos de dos partes principales y una parte secundaria del cual depende de su mejor funcionamiento en las tomas de mediciones. (Ver figura 18)



**Figura 18. Componentes del sensor de nivel ultrasónico.**

Fuente. Siemens AG, 2016

Los sensores de nivel ultrasónicos están disponibles con 3 tipos de roscas que son:

- 2" NPT ((cono). ANSI/ASME B1.20.1).
- R 2" ((BSPT), EN 10226).
- G 2" ((BSPP), EN ISO 228-1)

2.5.2.2.1.4. *Sensor de nivel ultrasónico SITRANS LU 240.*

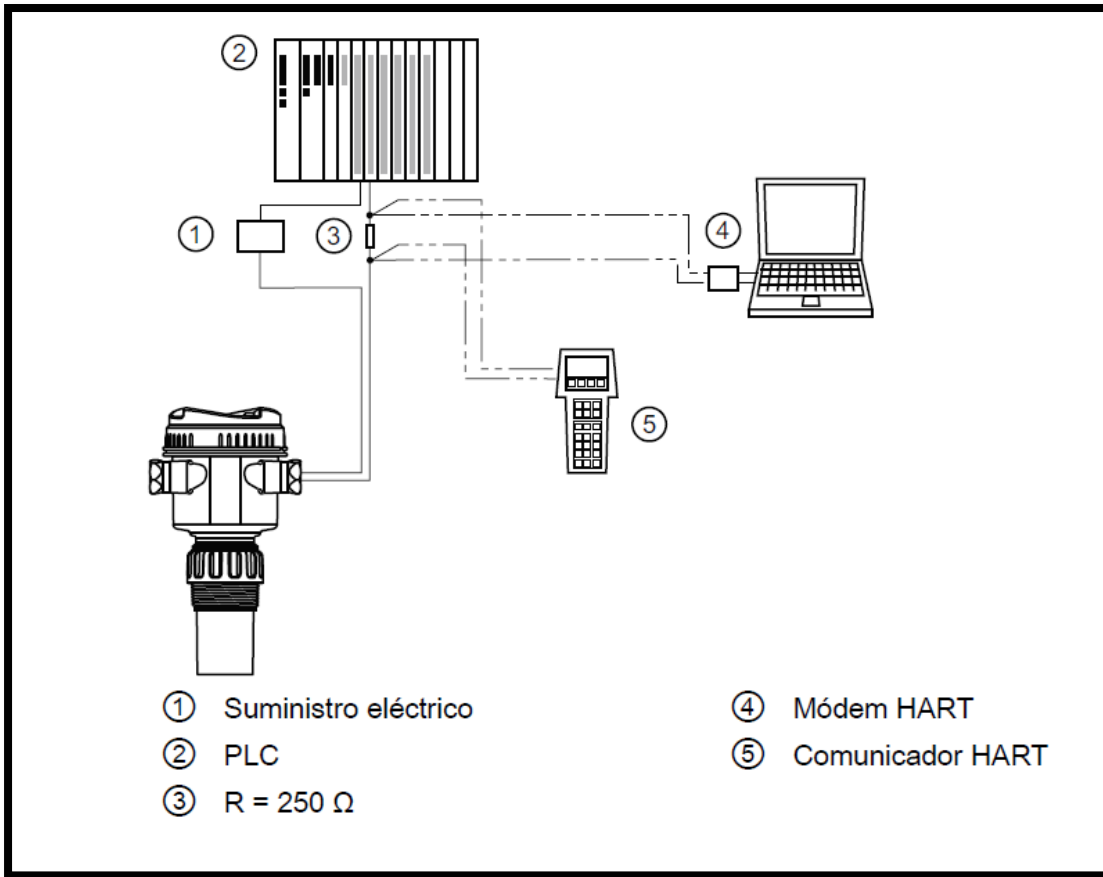
Los SITRANS LU 240 al igual que el modelo anterior son sensores de medición compacta, de fácil instalación, mantenimiento y desmontaje, diseñados para la medición de nivel, volumen, y caudales volumétricos de productos líquidos. El sensor SITRANS LU 240 incorpora un protocolo de comunicación HART que permite parametrizar el sensor SITRANS LU 240 con un software para su configuración, el más recomendado es el SIMATIC PDM. (Ver figuras 19 y 20)



**Figura 19. Esquema de instalación del sensor de nivel ultrasónico SITRANS LU 240.**

Fuente. Siemens AG, 2016





**Figura 20. Configuración típica PLC/Ma.**

Fuente. Siemens AG, 2016

*2.5.2.2.1.4.1 Características de los sensores SITRANS LU 150 y SITRANS LU 180.*

**Tabla 6. Características de los sensores de nivel ultrasónicos SITRANS LU 240**

Características	SITRANS LU 240
Rango	0,12 a 12 m
Temperatura Ambiente	-40 a 85 °C0
Comunicaciones o salidas	HART 7 EDD para SIMATIC PDM para configuración y diagnóstico remoto.
Salida	FDT como PACTware o Fieldcare a través de SITRANS DTM 4 a 20 mA / HART

Aplicaciones claves	Recipientes de almacenamiento de productos químicos de agua / aguas residuales, pequeñas tolvas a granel, lechos de filtración, recipientes de almacenamiento de líquidos
Exactitud	0,15 % del rango o 6 mm

---

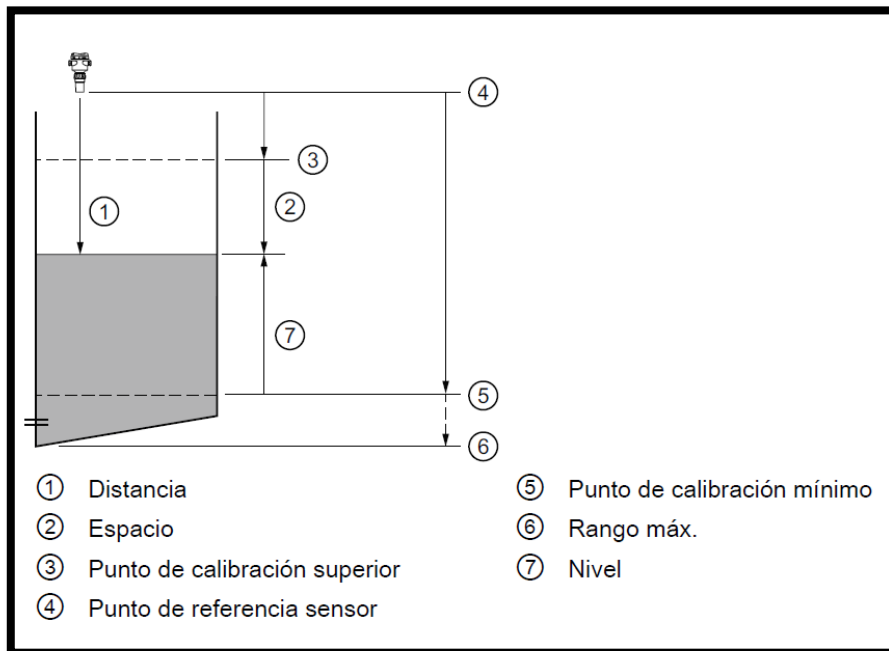
Elaboración propia, basada en la empresa Siemens AG, 2016

#### 2.5.2.2.1.4.2 Recomendaciones para el sensor de nivel ultrasónico SITRANS LU 240.

- Temperatura ambiente:  $-40$  a  $+80$  °C ( $-40$  a  $+176$  °F).
- Temperatura de proceso:  $-40$  a  $+85$  °C ( $-40$  a  $+185$  °F).
- Asegúrese de que la ubicación es apropiada para el índice de protección de la carcasa y los materiales de construcción.
- Mantener la trayectoria del sonido perpendicular a la superficie del material. (Ver figura 21 )
- Pantalla y botones locales fácilmente accesibles para la programación.
- Entradas de cables fácilmente accesibles para el cableado.
- Espacio suficiente para abrir la tapa y acceder al dispositivo.
- Superficie de montaje sin vibraciones.
- Superficie adecuada para colocar el laptop y efectuar la configuración in-situ (opcional, como el laptop no es necesario para la configuración).

**Figura 21. Esquema de instalación del sensor de nivel ultrasónico.**

Fuente. Siemens AG, 2016





#### 2.5.2.2.2. Controlador y sensores de nivel remotos

Los controladores remotos son equipos diseñados para el control de las mediciones de los niveles de fluidos que se encuentran almacenados en diferentes tipos de tanques, existen diferentes tipos de controladores que se diferencian por su funcionamiento, aplicación y nivel de rendimiento, y estos pueden ser:

- Controlador MultiRanger.
- Controlador de nivel LUT 400.

##### 2.5.2.2.2.1. Controladores Multirangers

Los controladores Multirangers son unidades de evaluación ultrasónica universal de uno o varios canales para rangos de medida cortos a medios, están diseñadas para monitorear las mediciones de los niveles de fluidos realizados por los sensores de nivel, existen dos versiones de controladores multirangers que son: (Ver figura 22)

- MultiRanger 100.
- MultiRanger 200.



**Figura 22. Controladores MultiRanger 100 y 200.**

#### *2.5.2.2.2.1.1 Descripción de los Controladores MultiRanger.*

Los controladores multirangers constan con las siguientes descripciones:

- Entrada digital para la función Protección del nivel de llenado de un transmisor de nivel.
- Comunicación con Modbus RTU integrado mediante RS-485.
- Compatibilidad con sistema de SmartLinx para y DeviceNet de PROFIBUS DP y con SIMATIC PDM.
- Monitorización del nivel de relleno de uno o dos canales.
- Supresión automática de falsos ecos para la eliminación de falsos ecos de componentes fijos.
- Dispositivo de envío y recepción con amplificador diferencial para supresión de interferencias en modo común y relación señal/ruido mejorada.
- MultiRanger 100: medición de nivel de llenado, control de bombeo sencillo y funciones de alarma de nivel.
- MultiRanger 200: medición de nivel y volumen, medición de caudal en canales abiertos, diferencia, control de bombeo ampliado y funciones de alarma.

Cableado y terminales de los controladores Multiranger. (Ver figura 23)

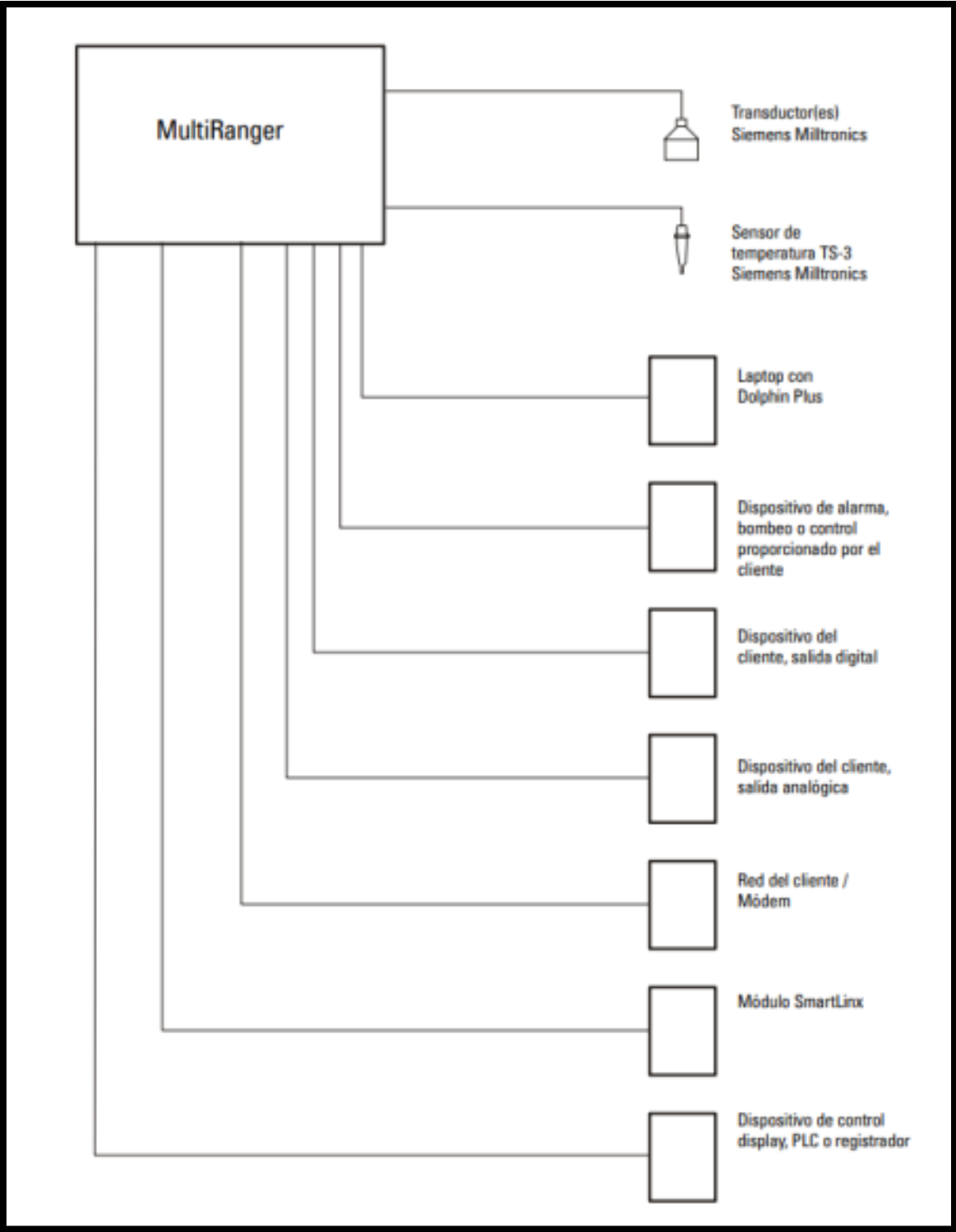


Figura 23. Componentes adicionales de los controladores Multiranger.

2.5.2.2.2.1.2 Características de los controladores de nivel Multiranger.

**Tabla 7. Características de los controladores de nivel Multiranger.**

Características.	Multiranger 1000	Multiranger 200
Rango	0,3 a 20 m	0,3 a 20 m
Dependiendo del sensor		
Alimentación	100 a 230 VAC	100 a 230 VAC
Comunicación	Modbus RTU integrado	Modbus RTU integrado
Precisión	0,25 % o 6 mm	0,25 % o 6 mm
Temperatura	-20 a 50 °C	-20 a 50 °C
Humedad relativa	Montaje en la pared	Montaje en la pared
	Montaje en el panel.	Montaje en el panel.
Protección	IP 54	IP 65
Memoria	1 mb de memoria RAM	1 mb de memoria RAM
Pantalla	LCD	LCD
Fuente	Sensor Ultrasónico	Sensor Ultrasónico
	Sensor de temperatura	Sensor de temperatura
Salidas	Transductor	Transductor
	mA analógicas =>(0-20/4-20)	mA analógicas =>(0-20/4-20)

Elaboración propia, basada en la empresa Siemens AG, 2004

2.5.2.2.2.2. Controlador de nivel LUT 400 (Siemens AG, 2016). (Ver figura 24)

Los controladores de nivel LUT están diseñados para medir con precisión el nivel de los líquidos almacenados en los tanques, existen 3 modelos de controladores de nivel SITRANS LUT 400 que se diferencian por su aplicación, funcionalidad y nivel de rendimiento:

- SITRANS LUT420 para control de nivel: medición de nivel o volumen en líquidos, también se pueden ejecutar en funciones básicas de control de bombeo y registro de datos.
- SITRANS LUT430 para control de nivel, de volumen, de bombas y de caudal: incluye todas las funciones del LUT420 así como funciones avanzadas de control de bombas y alarmas monitorización de caudal en canal abierto y registro de datos (caudal).
- SITRANS LUT440 de alta precisión para caudal en canal abierto: el modelo más completo y preciso. Incluye todas las funciones del LUT430, precisión líder en la industria ( $\pm 1$  mm, tolerancia 3 m), una gama completa de funciones avanzadas de control, y registro optimizado de datos de caudal.



**Figura 24. Controlador ultrasónico SITRANS LUT 400.**

**Fuente. Siemens AG,**

2.5.2.2.2.1 Características de los controladores de nivel LUT 400.

**Tabla 8. Características de los controladores de nivel LUT 400.**

Características	LUT 420	LUT 430	LUT 440
Comunicación	HARD	HARD	HARD
Rango de medición	0,30 a 30 m	0,30 a 30 m	0,30 a 30 m
Precisión estándar	0,17 %	0,17 %	0,17 %
Caudal en canal abierto	3 m	3 m	3 m
Montaje	Universal Montaje mural	Universal Montaje mural	Universal Montaje mural
	En tubo	En tubo	En tubo
	Riel DIN	Riel DIN	Riel DIN
Medición	Nivel Volumen	Nivel Volumen	Nivel Volumen
Relés	Control de bombeo Alarma Funciones de control de relés	Control de bombeo Alarma Funciones de control de relés	Control de bombeo Alarma Funciones de control de relés
Alimentación	220 VAC	220 VAC	220 VAC

Elaboración propia, basada en la empresa Siemens AG, 2016

---

#### 2.5.2.2.2.2 Comunicaciones a distancia del controlador SITRANS LUT 400

Los controladores de nivel ultrasónicos SITRANS LUT 400 se pueden utilizar mediante comunicaciones a distancia con la implementación de varios PC como:

- SIMATIC PDM.
- La interfaz de navegador web.
- Administrador de dispositivos.
- Comunicador de campo (HARD).
- Una herramienta para dispositivos de campo (FDT).

#### 2.5.2.2.2.3 Funcionamiento del controlador de nivel LUT 400 mediante SIMATIC PDM 6 (HART).

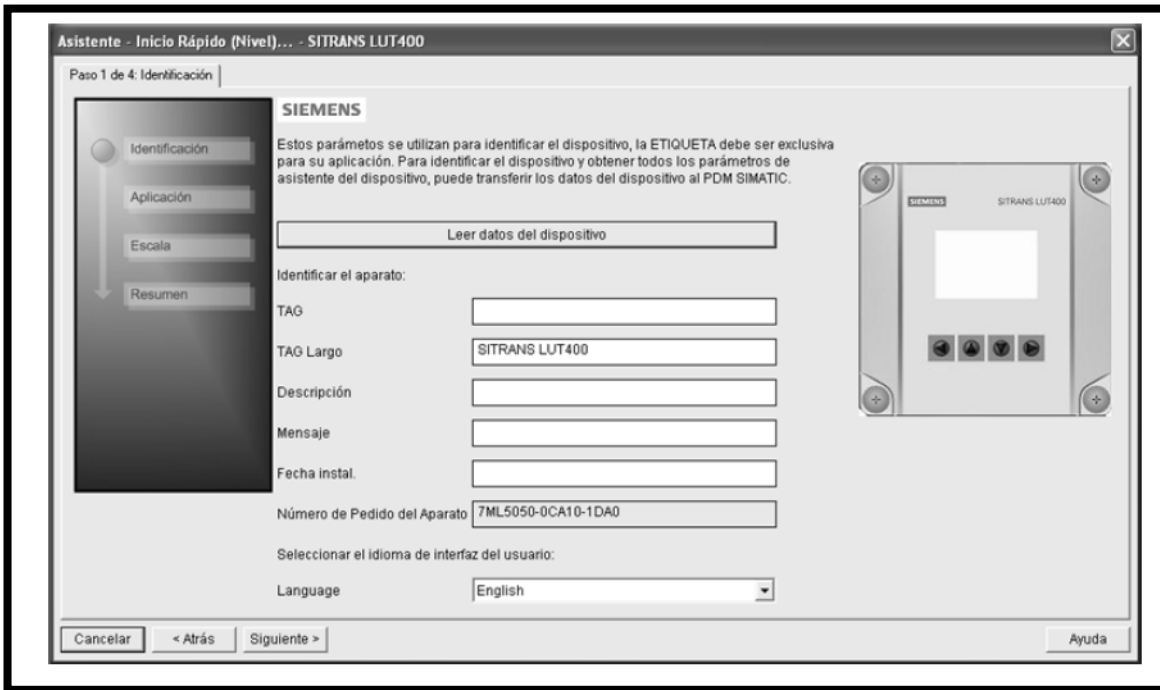
SIMATIC PDM es un paquete de software que sirve para controlar el SITRANS LUT 400, ya que supervisa los valores de proceso, las alarmas y las señales del estado del dispositivo. Entre sus otras funciones que realiza esta en visualizar, comparar, ajustar, verificar y simular los datos del aparato del proceso.

El controlador de nivel LUT 400 siendo monitoreado por el software SIMATIC PDM 6, presenta 4 modules de fácil calibración para realizar las mediciones de los niveles de fluidos:

- Módulo de Identificación. (Ver figura 25)
- Módulo de Aplicación. (Ver figura 26)
- Módulo de Escala. (Ver figura 27)

- Módulo de Resumen. (Ver figura 28)





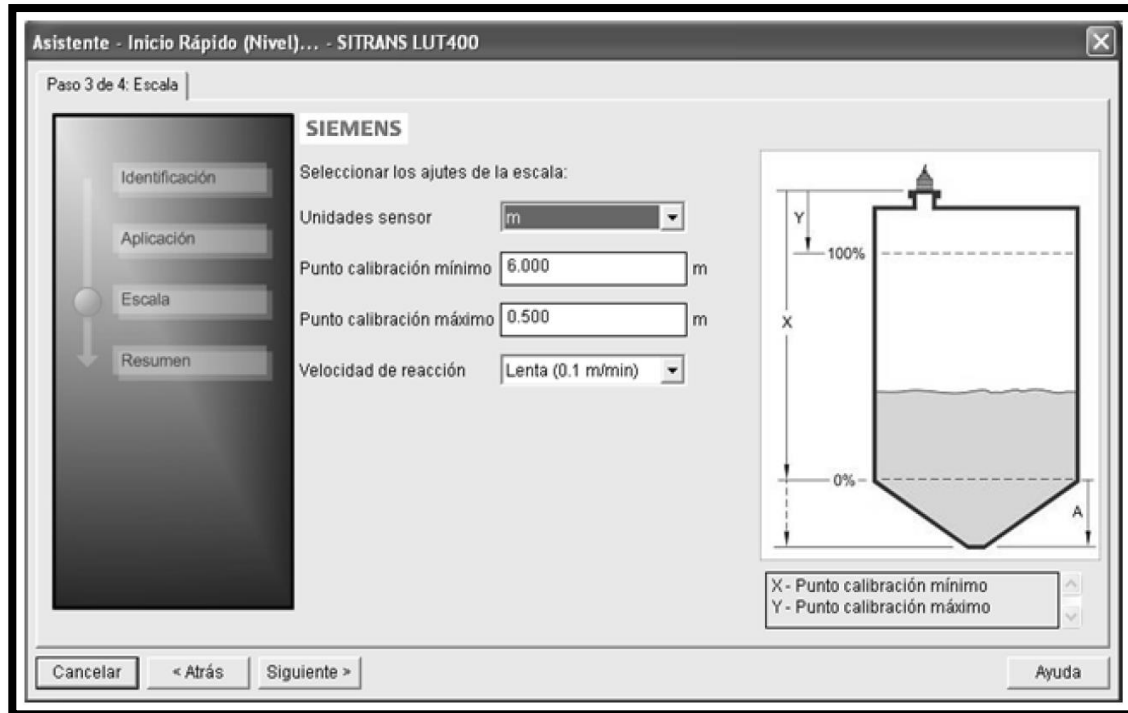
**Figura 26. Módulo de Identificación – SITRANST LUT 400.**

Fuente. Siemens AG, 2012

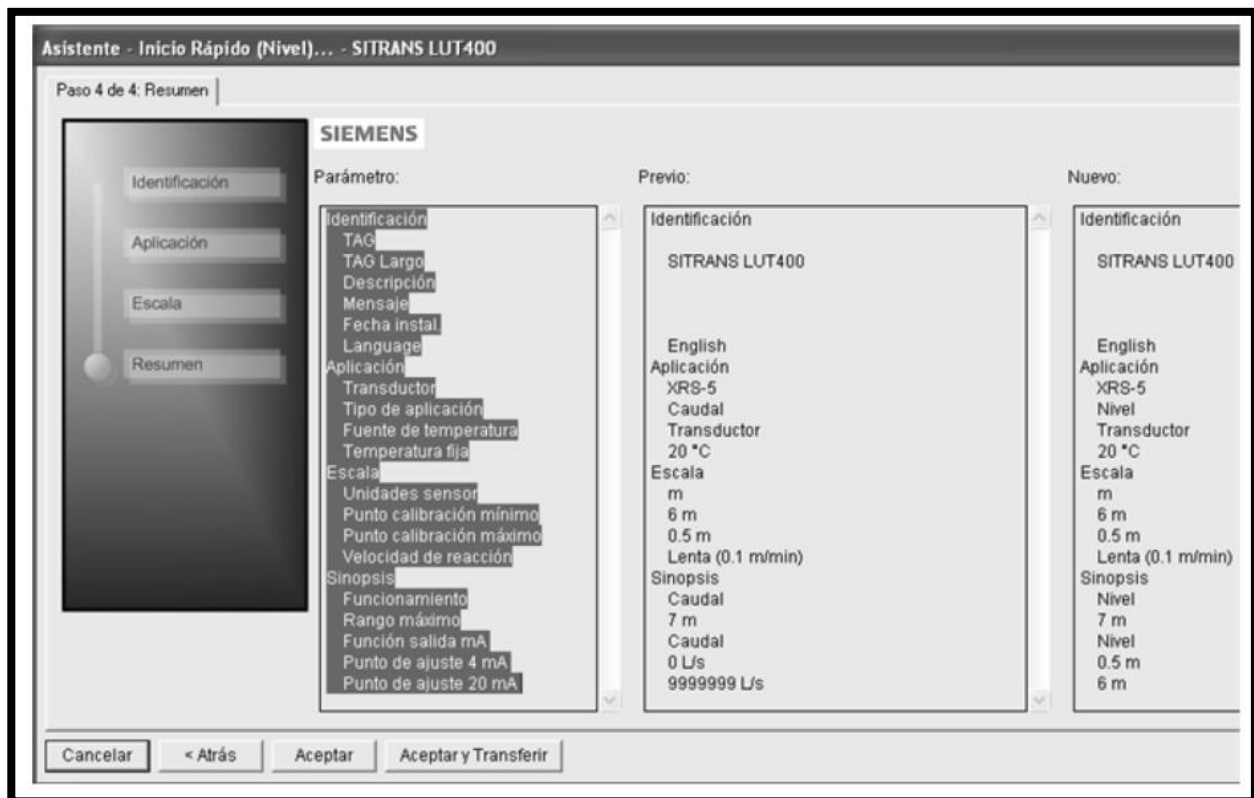


**Figura 25. Módulo de aplicación - SITRANST LUT**

Fuente. Siemens AG,



**Figura 28. Módulo de Escala - SITRANST LUT 400.**  
Fuente. Siemens AG, 2012



**Figura 27. Módulo de Resultado o Resumen - SITRANS LUT 400.**  
Fuente. Siemens AG, 2012

### 2.5.2.2.3. *Transductores ultrasónicos.*

Los transductores ultrasónicos son equipos diseñados para realizar mediciones de los niveles de fluidos sin contacto con el líquido, que funciona en un rango de medida de 0,3 a 8 m (de 1 a 26 ft) mediante el procesamiento de ecos avanzados, los transductores ultrasónicos garantizan la exactitud en la toma de mediciones incluso cuando existe la presencia de fluidos turbulentos o espuma que limitan la correcta interpretación de la onda, existen dos diferentes tipos de transductores que son: (Ver figura 29)



**Figura 29. Transductores Ultrasónicos XPS / XRS.**

**Fuente. Siemens AG, 2012**

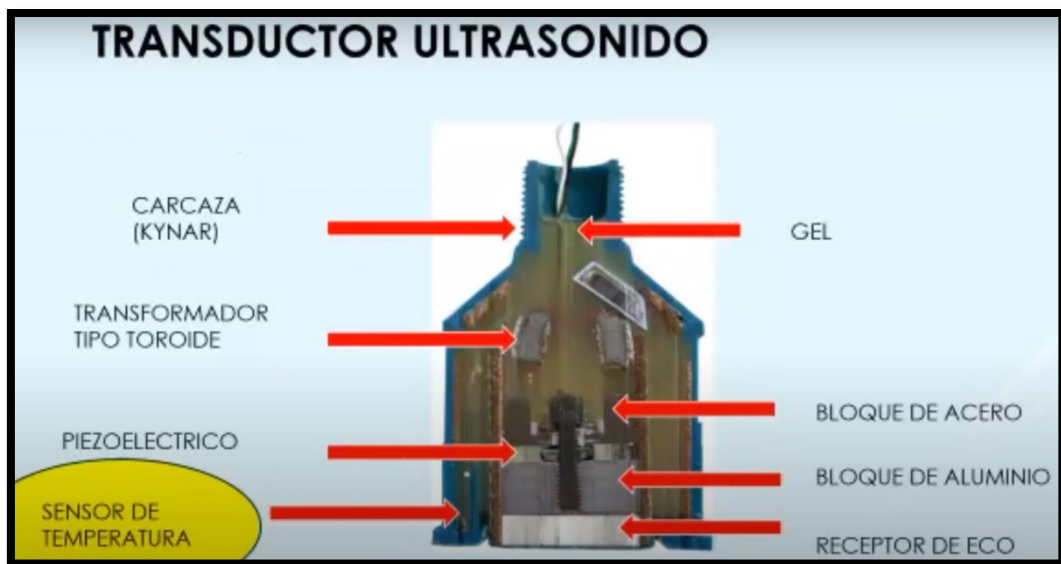
Los transductores ultrasónicos además de contener un estrecho ángulo de 10° y que la superficie del emisor de ondas este fabricado de caucho CSM para su funcionamiento, presentan las siguientes características y componentes: (Ver figura 30)

2.5.2.2.3.1. *Características de los transductores ultrasónicos.*

**Tabla 9. Características de los transductores ultrasónicos.**

Características	Sensor XPS	XRS
Alcance	10 - 15 mts	8 mts
Ángulo de Haz	12°	10°
Temperatura	-20 a 65 °C	-20 a 65 °C
Material	Polipropileno	Polipropileno
Conexión	1" NPT	1" NPT
Largo de cable	10 a 30 mts	5 mts

Elaborador por: Héctor Iván Rodríguez Yagual



**Figura 30. Componentes del transductor ultrasónico.**

**Fuente. Siemens AG, 2012**

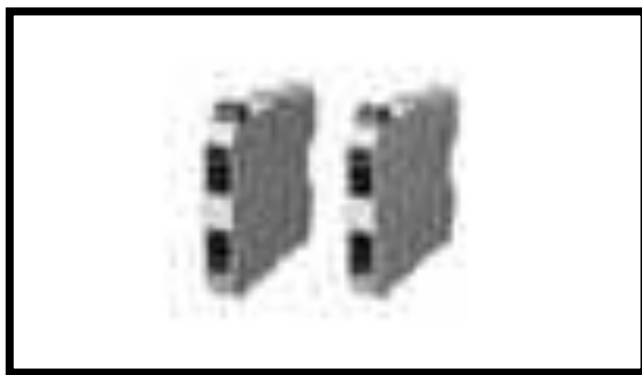
#### 2.5.2.2.3.2. Componentes suplementarios de los transductores ultrasónicos.

Los transductores ultrasónicos dependen de otros componentes suplementarios que cumplen la función de mejorar las operaciones de los transductores a través de comunicaciones inalámbricas fluidas, pantallas remotas y soluciones de monitoreo remoto a través de los siguientes equipos:

- Fuentes de alimentación de aislamiento y aisladores de salida.
- Pantallas digitales remotas.
- Administrador de datos remotos.
- Adaptador WirelessHart.

##### 2.5.2.2.3.2.1 Fuentes de alimentación de aislamiento y aisladores de salida.

Es una fuente de alimentación de aislamiento para el suministro de transmisores de 2 hilos y fuentes de mA (transmisores de 4 hilos) con entrada intrínsecamente segura, homologada hasta SIL 2 (IEC / EN 61508). (Ver figura 31)



**Figura 31. Fuente de alimentación de aislamiento SITRANS I100.**

*Fuente.* Siemens AG, 2019

#### 2.5.2.2.3.2.2 Pantallas digitales remotas.

Las pantallas digitales remotas cumplen la función de hacer visible los datos recopilados por el transductor ultrasónico de la medición de los niveles de fluidos almacenados en los tanques (SIEMENS AG, 2019a). (Ver figura 32)



**Figura 32. Pantalla digital remota SITRANS RD 100**

*Fuente.* Siemens AG, 2019

#### 2.5.2.2.3.2.3 Administradores de bases remotas.

Los administradores de bases remotas proporcionan acceso a una web integrado, manejo de alarmas y captura de datos (SIEMENS AG, 2019c). (Ver figura 33)



**Figura 33. Administradores de bases remotas SITRANS RD 500.**

#### 2.5.2.2.3.2.4 Adaptadores WirelessHart

Los adaptadores WirelessHart permiten conectar dispositivos HART / 4 que cumplen la función de utilizar la información de diagnóstico (SIEMENS AG, 2019b). (Ver figura 34)



**Figura 34. Adaptadores WirelessHart SITRANS AW200.**

2.6. **Dispositivo** *Fuente.* Siemens AG, 2019 **Raspberry.**

#### **Raspberry Pi 4 Model B**

Es una minicomputadora de la gama Raspberry Pi de bajo costo. Una de sus particularidades es el incremento en velocidad del procesador, multimedia de alto rendimiento, memoria y conectividad en comparación con la generación anterior Raspberry Pi 3 Modelo B +, este modelo conserva la compatibilidad con versiones anteriores y similares el consumo de energía. Para el usuario final, Raspberry Pi 4 Model B proporciona escritorio Rendimiento comparable al de los sistemas de PC x86 de nivel de entrada (Fernández., 2010). (Ver figura 35)

Las características principales en hardware e Interfaces del Raspberry pi 4 son las siguientes:

#### **2.6.1. Hardware**

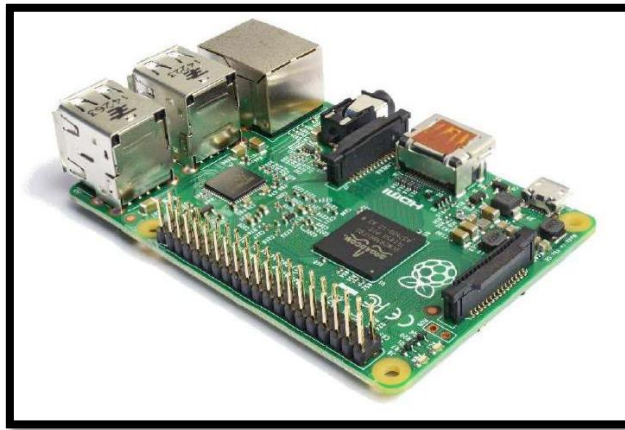
- Un quad-core de 64 bits de alto rendimiento procesador.

- Soporte de pantalla dual a resoluciones de hasta 4K a través de un par de Puertos micro-HDMI.
- Decodificación de video por hardware de hasta 4Kp60.
- Hasta 4GB de RAM.
- LAN inalámbrica de banda dual de 2,4 / 5,0 GHz.
- Bluetooth 5.0
- Gigabit Ethernet.
- USB 3.0
- Y capacidad PoE (a través de un complemento PoE HAT separado).

#### **2.6.2. Interfaces**

- 802.11 b/g/n/ac Wireless LAN Bluetooth 5.0 with BLE
- 1x SD Card
- 2 puertos micro-HDMI soportando resolución de pantalla hasta 4k.
- 2 puertos USB2
- 2 puertos USB3
- 1 puerto Gigabit Ethernet
- 1 puerto Raspberry Pi camera
- 1 puerto display Raspberry Pi (2-lane MIPI DSI)
- 28 pines GPIO





**Figura 35. Dispositivo Raspberry.**

*Fuente.* Universidad de Castilla, 2010.

### **2.6.2.1. Pines GPIO**

Los pines GPIO son pines de entradas y salidas que pueden ser configuradas para realizar distintas funciones con el uso de propósitos generales. Los pines GPIO se los puede configurar de diferentes maneras, siendo estos por códigos o por scripts de una consola o directamente desde el programa python. (Ver figura 36)



**Figura 36. Pines de entrada y salida - Raspberry**

*Fuente.* Universidad de Castilla, 2010.

#### *2.6.2.1.1. Características de los pines GPIO.*

Las placas de los dispositivos raspberry cuentan con un gran número de pines GPIO, cabe recalcar que no todas las placas constan con la misma cantidad de pines, ni están enumeradas de la misma forma, ya que estos dependen del tipo de placa y de las nuevas modificaciones que se realizan en los avances tecnológicos para realizar cualquier proyecto o investigación, los pines GPIO tienen las siguientes características:

- Pueden ser configurados tanto como entrada como de salida. Tienen esa dualidad como les ocurre a los de Arduino.
- Los pines GPIO también pueden ser activados y desactivados mediante código. Es decir, pueden ponerse a 1 (alto nivel de voltaje) o a 0 (bajo nivel de voltaje).
- Por supuesto pueden leer datos binarios, como los unos y ceros, es decir, señal de voltaje o ausencia de ella.
- Valores de salida de lectura y escritura.
- Los valores de entrada pueden ser configurados en algunos casos como eventos para que generen algún tipo de acción sobre la placa o sistema. Algunos sistemas embebidos los usan como IRQ. Otro caso es configurar que cuando uno o varios pines estén activos por ciertos sensores realice alguna acción.
- En cuanto al voltaje e intensidad, debes saber bien las capacidades máximas aceptables por la placa, en este caso la Raspberry Pi 4 o la 3. No debes pasarlos para no dañarla.

### 2.6.2.1.2. Funciones de los pines GPIO

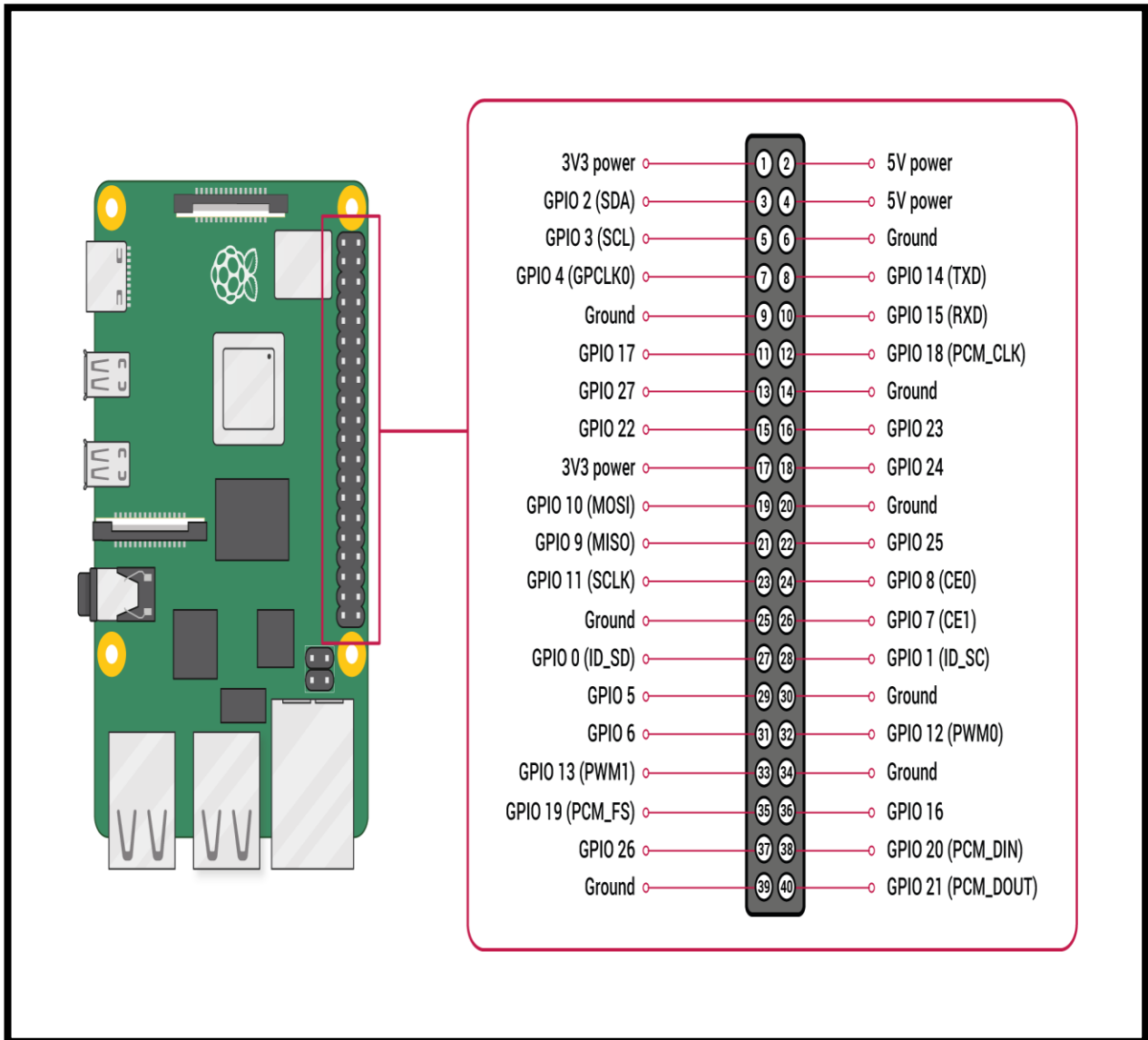
Los pines GPIO pueden escribirse con un valor digital, alto o bajo, uno o cero, cabe recalcar que el nivel alto es de 3.3V y no son tolerantes a tensiones de 5V, además de ser pines de entradas/salidas digitales de propósito general, pueden realizar varias funciones como las detallan a continuación: (Ver figura 37)

- Los pines 8 y 10 pueden configurarse como interfaz UART para un puerto serie convencional. De hecho ésta es su configuración por defecto en Raspbian, ya que la UART se usa como consola.
- Por otro lado los pines 3 y 5, se pueden configurar como interfaz I2C para interactuar con periféricos que siguen este protocolo. En el taller ya lo hemos configurado de este modo.
- El pin 12 puede configurarse como salida PWM. En teoría los pines 12 y 13 pueden configurarse también como interfaz I2S (audio digital) pero hacen falta pines que no están disponibles fácilmente.
- Los pines 19, 21, 23, 24 y 26 se pueden configurar como la primera interfaz SPI (SPI0) para interactuar con periféricos que siguen este protocolo.
- Los pines 27 y 28 no están disponibles. Están reservados para la incorporación opcional de una memoria serie en las placas de expansión conforme a la especificación HAT. Son los únicos pines que en el arranque se configuran como salidas, todos los demás son configurados inicialmente como entradas para evitar problemas.
- Los pines 29, 31, 32, 33, 35, 36, 37, 38 y 40 proporcionan acceso a nuevas patas de GPIO que no estaban disponibles en los modelos originales. Estas patas pueden tener otros usos adicionales. Por ejemplo los pines 32, 33 y 35 pueden utilizarse para salidas

PWM (solo dos canales disponibles). Además estas patas completan los pines necesarios para configurar otra interfaz SPI (SPI1).

## 2.7. Sensores

Los sensores son instrumentos o dispositivos que cumplen la función de detectar diferentes



estímulos del

**Figura 37. Esquema de los pines GPIO - Raspberry.**

exterior y transfórmalos *Fuente.* Universidad de Castilla, 2010. mediante un

transductor en energía eléctrica. Los sensores cumplen la función de captar las magnitudes físicas

o químicas y transformarlas en impulsos eléctricos, existen diferentes tipos de sensores diseñados para captar los diferentes estímulos físicos o químicos y estos pueden ser:

- Estímulo magnético.
- Estimulo eléctrico.
- Estimulo mecánico.
- Estimulo térmico.
- Estimulo por radiación.
- Estimulo químico.
- Estimulo óptico.

Existen una variedad de dispositivos diseñados para cumplir con la función de detectar cualquier impulso y estos pueden ser:

- Sensor de temperatura.
- Sensor de luz.
- Sensor de distancia.
- Sensor de proximidad.
- Sensor de posición.
- Sensor de color.
- Sensor de humedad.
- Sensor de velocidad.
- Sensor de sonido.
- Sensor de contacto.
- Sensor óptico.

- Sensor magnético.

### 2.7.1. Sensores de temperatura.

Los sensores de temperatura son instrumentos de mediciones que cumplen la función de detectar cualquier variación en las características físicas de la temperatura. Los sensores de temperatura están íntimamente arraigados a la industria hidrocarburifera en el ámbito de las mediciones de los niveles de fluidos que se encuentran almacenados en los tanque, explícitamente en las mediciones automáticas mediante sensores ultrasónicos, ya que permiten detectar una variación en la temperatura que a su vez puede ocasionar una mala interpretación en la lectura de la onda que permite conocer el nivel de fluido que se está midiendo, existen diferentes tipos de sensores de temperatura, pero el de mayor importancia para la industria petrolera es el sensor TS-3 cuyas características se las detallara en el anexo 3 de este documento. (Ver figura 38)

### 2.7.2. Sensor

Los sensores instrumentos de funciona sin estar en fluido a medir. Los

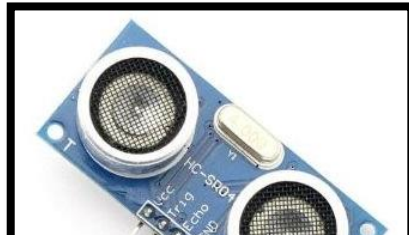


**Figura 38. Sensor de temperatura TS-3**  
*Fuente. Siemens AG, 2019*

### Ultrasónico.

ultrasónicos son medición que contacto con el sensores

ultrasónicos miden la distancia en que se encuentra el fluido contando el tiempo entre la emisión y la recepción. (Ver figura 39)



**Figura 39. Sensor Ultrasónico HC-SR04**

*Fuente.* Leantec.ES, 2017

Los sensores de nivel ultrasónicos HC-SR04 son sensores de proximidad y cuentan con las siguientes características:

- Salida digital
- Rango de distancia: 2 cm a 400 cm aprox.
- Resolución: 3 mm
- Frecuencia central: 40 kHz
- Angulo efectivo:  $< 15^\circ$
- Angulo de medición:  $30^\circ$
- Pulso de disparo: Nivel alto,  $\geq 10 \mu\text{s}$ , TTL
- Tiempo recomendado para dar un nuevo disparo:  $\geq 60 \text{ ms}$
- Distancia = Duración pulso recibido x Velocidad del sonido / 2  
Velocidad del sonido en el aire a  $20^\circ\text{C}$ : 343 m/s aprox.
- Distancia simplificada: Distancia = Duración pulso recibido/58
- Duración pulso recibido sin no hay obstáculos detectados: 38 ms aprox.

- Voltaje de alimentación: 5 V DC
- Corriente en reposo: < 2 mA
- Corriente en operación: 15 mA

## 2.8. Python

Python es un lenguaje de programación de tipo interprete que está revolucionando como lenguaje de programación clave para la industria 4.0, la cuarta revolución industrial ha forjado a la automatización de diferentes equipos o herramientas cuyos datos estarán cargados en la nube, basándose en una estructura eficiente, simple y eficaz guiada a la programación orientada a objetos (IIot), que trata de conectar cosas entre sí adquiriendo información de los datos para luego ser analizados y pasar al procesamiento para generar informes(Viñas, 2018).

Python es un lenguaje de programación interpretada, de alto nivel, esta como unos de los lenguajes más utilizado, por ser fácil de entender a diferencia de otros lenguajes. Además, de ser código abierto, python es un lenguaje de multiplataforma, orientada a objetos y de uso generalizados con semántica dinámica, la cual sirve para propósito general. Existen dos tipos de Python, Python 2 y Python 3. El primero es más tradicional, se deriva del lenguaje de programación C clásico, mientras Python 3 desarrolla sus propios estándares y hábitos. Por lo tanto, estas dos versiones no son compatibles en comandos(Van, 2013).



## 2.9. **María db.**

Maria db es un gestor de bases de datos que dependiendo de la simplicidad de la sintaxis permite crear bases de datos simples o complejas, es multiplataforma, ya que es compatible con diferentes plataformas informáticas, además permite desarrollar cambios a los sitios web sin la necesidad de modificar todo el código web, para que se ejecuten en toda la estructura de datos que se comparte en la red.

## 2.10. **Django.**

Django es un framework de aplicaciones web de código abierto escrito en python, fomenta un desarrollo rápido y un diseño limpio. Fue creado para facilitar a los diseñadores a llevar las aplicaciones desde el concepto hasta su finalización lo más rápido posible.

## 2.11. **Aplicaciones Web.**

Una aplicación web es una herramienta informática accesible desde cualquier navegador, es un software que se codifica en un lenguaje soportado por los navegadores web.

Las aplicaciones web son populares debido a lo práctico del navegador web como Cliente ligero, a la independencia del Sistema operativo, así como a la facilidad para actualizar y mantener aplicaciones web sin distribuir e instalar software a miles de usuarios potenciales.

## 2.12. **Navegador o explorador web.**

Es un programa o Software, por lo general gratuito, que nos permite visualizar páginas web a través de Internet o en el propio ordenador, además posibilita acceder a otros recursos de

información alojados también en Servidores Web, como pueden ser videos, imágenes, audio y archivos XML.

### 2.13. **Framework.**

Es un conjunto de convenciones, estándares, paradigmas, de funcionalidades costosas ya desarrolladas, en otras palabras es un marco de trabajo que sirve como base para el desarrollo web, que evita tareas repetitivas y aumenta la productividad en elaborar una página web, favoreciendo el trabajo en equipo, ahorrando el tiempo de programación.

### 2.14. **Back end.**

Es una de las áreas donde se desarrolla el mundo del desarrollo web, consiste en el conjunto de acciones que pasan dentro de una web, es decir es el área lógica de toda página web. El back end gestiona las siguientes funciones:

- Desde el Back-End se llevan a cabo todas las funciones que hagan más simple el proceso de desarrollo.
- Las acciones de lógica.
- Las conexiones con las bases de datos.
- Desde el Back-End se usan las librerías del servidor web, ya sea para comprimir las imágenes de la web, para implementar temas de caché u otras.
- También se mantiene la seguridad de los sitios web.
- Gracias al Back-End se pueden optimizar los recursos a fin de que las páginas resulten más ligeras.

### **2.15. From end.**

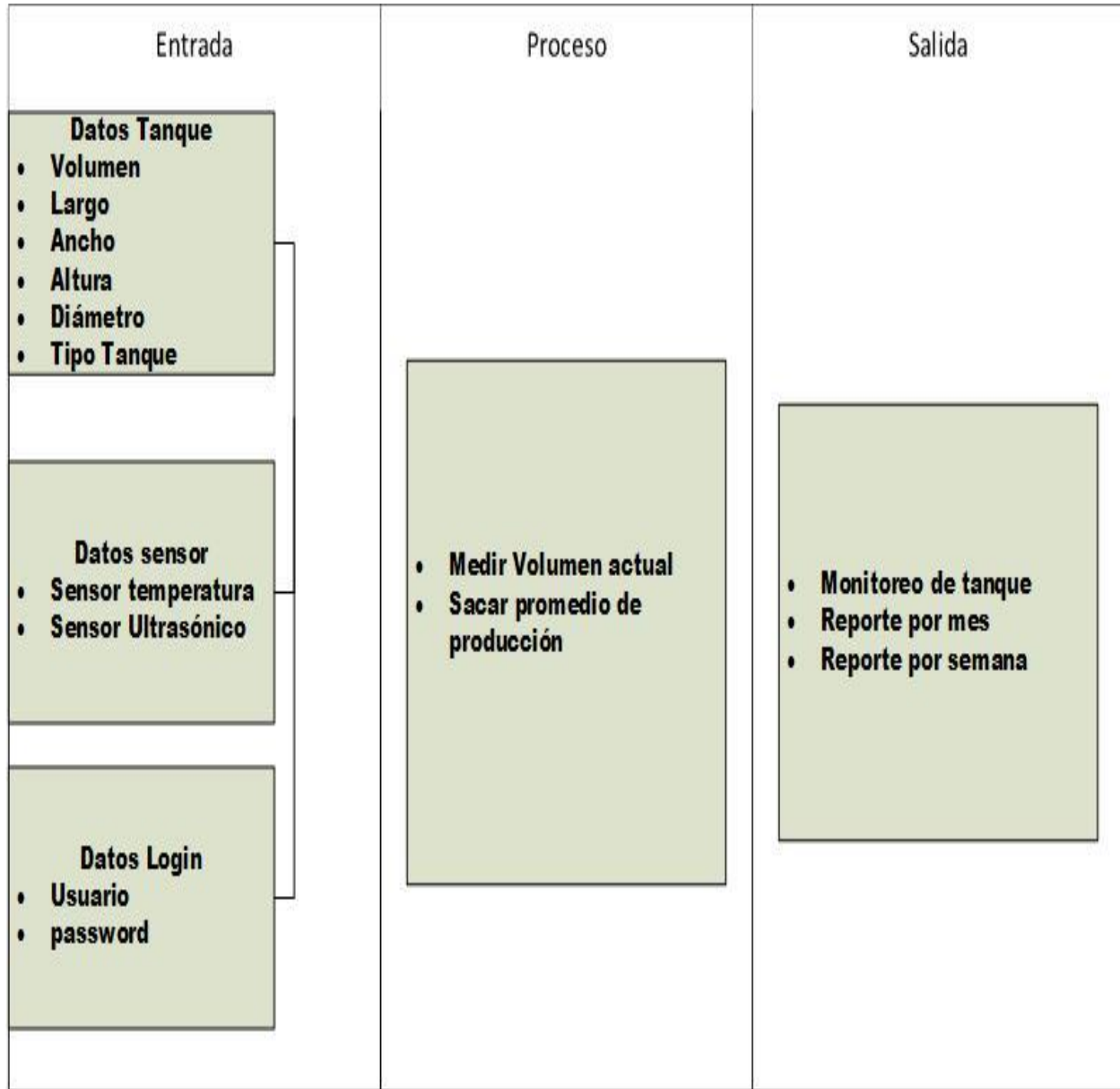
Es la parte que interactúa con el servidor, en las que se incluye la línea de diseño y los elementos gráficos de la página web. Por una parte, el encargado del Front-End está encargado de implementar todo lo que se relaciona con la parte visible de una web, con lo que el usuario entra en contacto al navegar por la página. En términos generales, suele trabajar con los lenguajes HTML, CSS y JavaScript.

### **2.16. Pycharm IDE.**

Pycharm es un entorno de desarrollo integrado utilizado en la programación de computadoras, especialmente para el lenguaje Python. PyCharm proporciona una finalización del código inteligente, inspecciones del código, indicación de errores sobre la marcha y arreglos rápidos, así como refactorización de código automática y completas funcionalidades de navegación, además de Python, PyCharm ofrece soporte de primer nivel para varios marcos de trabajo de desarrollo web Python, lenguajes de plantilla específicos, JavaScript, CoffeeScript, TypeScript, HTML/CSS, AngularJS, Node.js y más.

**CAPITULO III**  
**DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO SAM**

**3.1. Algoritmo Proyecto SAM**



### 3.2. Diagramas de casos de usos

Este tipo de diagrama muestra la interacción de los usuarios del sistema con los conjuntos de procesos y operaciones relacionados entre sí. Los diagramas de casos de uso forman parte de los diagramas de comportamiento, de la misma forma, son una forma sencilla de visualizar el funcionamiento del sistema con los usuarios registrados. Le permite utilizar participantes, procesos y relaciones lineales para ver todas las funciones de la aplicación con la persona a cargo. Cabe determinar que en el diagrama de casos de uso se describen las operaciones que deben realizar el sistema y los pasos necesarios para implementar la función. (Ver figura 40)

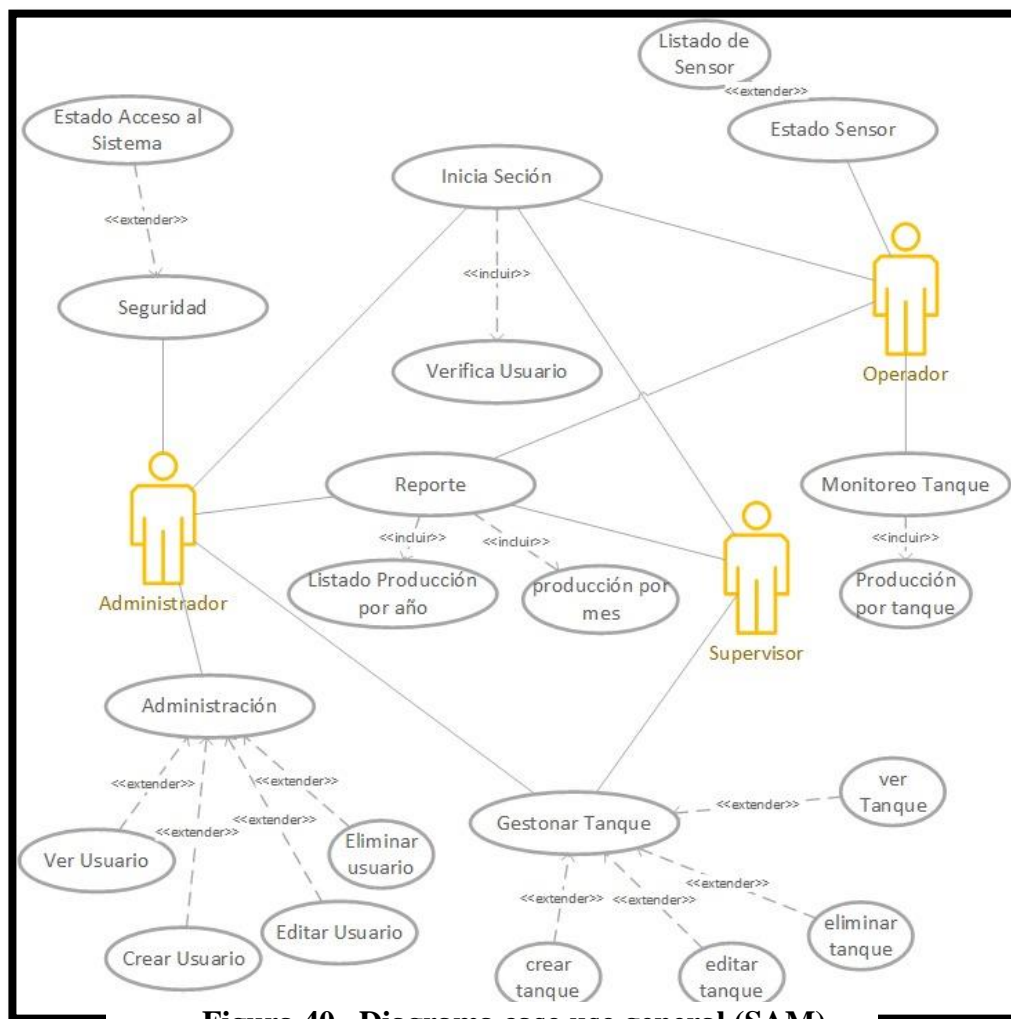


Figura 40. Diagrama caso uso general (SAM).

### 3.3. Diagrama de Proceso de Monitoreo.

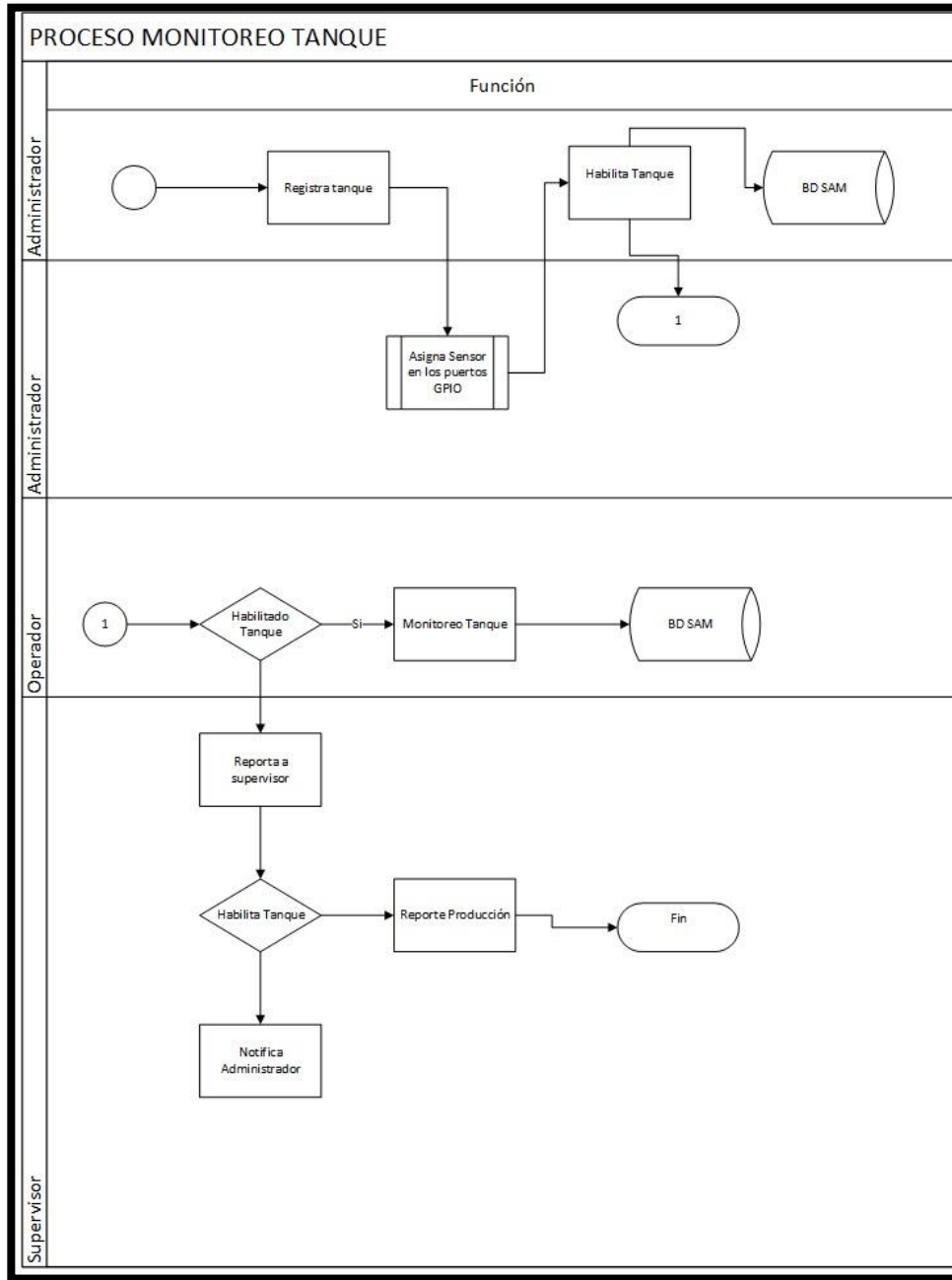


Figura 41. Diagrama Proceso de Monitoreo.

### 3.4. Diagrama de Base de Datos.

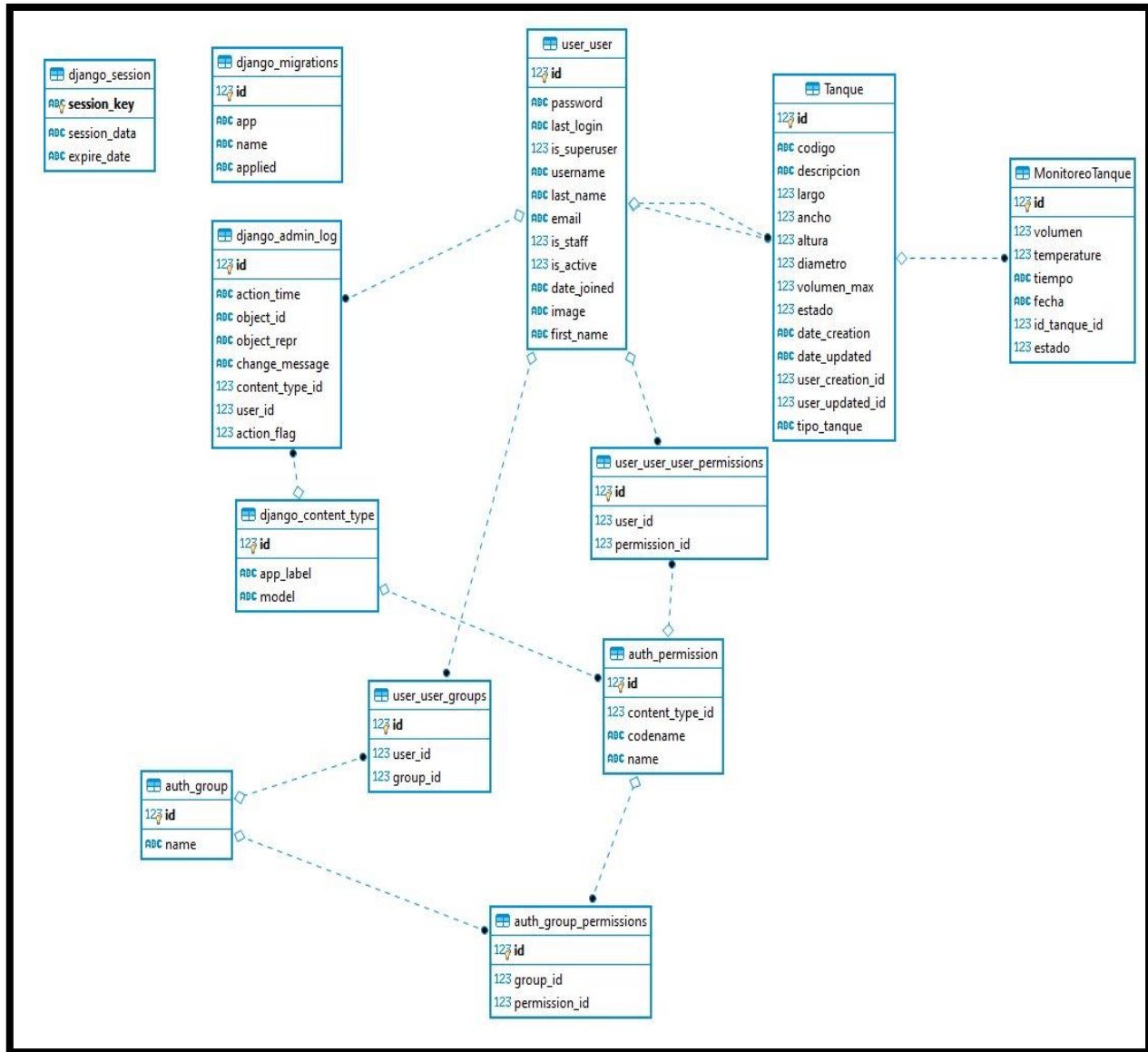


Figura 42. Diagrama de Bases de Datos.

### 3.5. **Diseño del software SAM**

El programa SAM está elaborado con el lenguaje de programación python 3.8, el cual sirvió para diseñar las diferentes interfaces que permiten al usuario interactuar de manera explícita mediante el desarrollo de algoritmos de programación que permitirán tabular, procesar y almacenar los diferentes tipos de mediciones que se realicen en los tanques de almacenamiento de petróleo a través del uso de los sensores ultrasónicos.

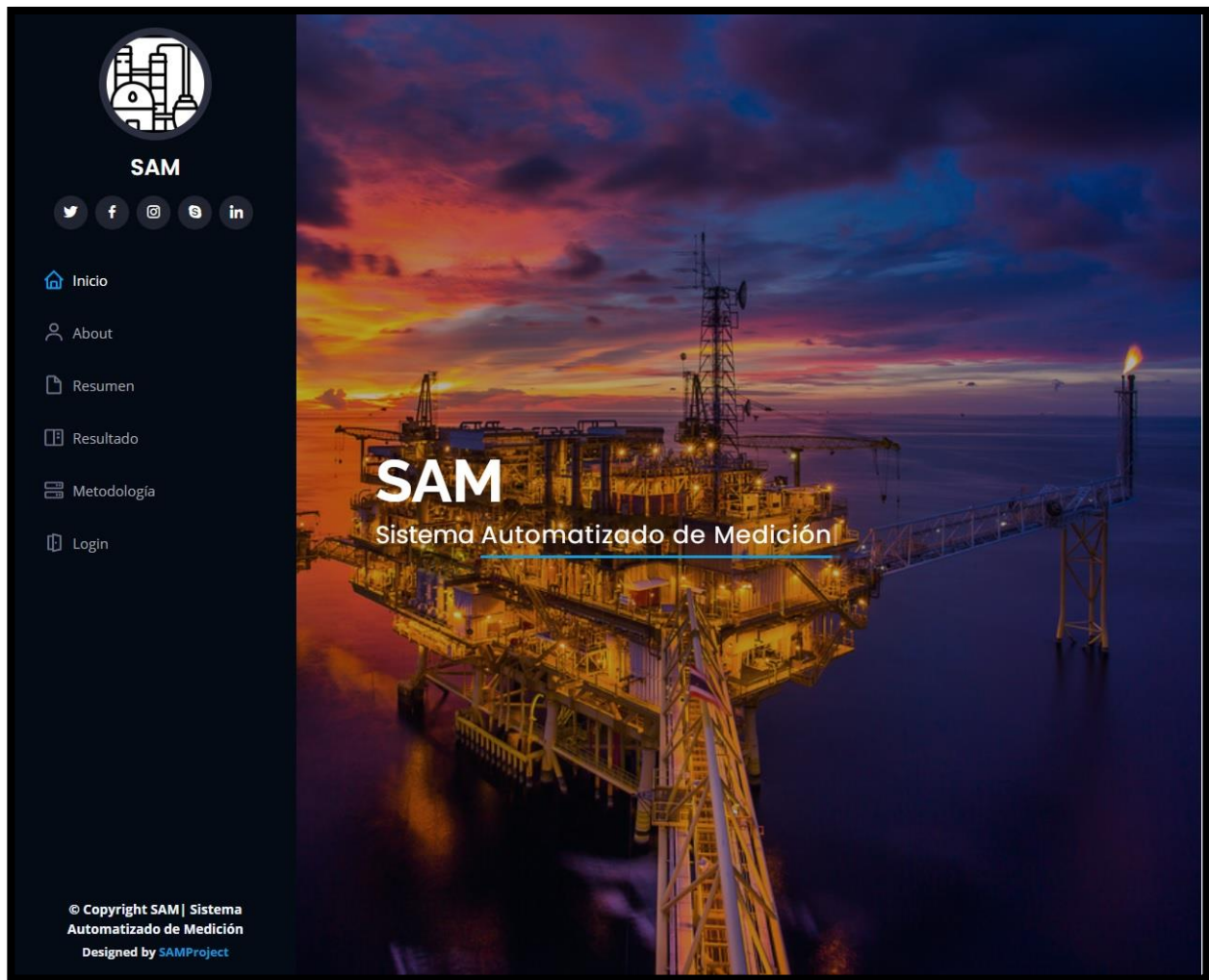
Los modelos de dispositivos que se requieren para realizar las respectivas mediciones que se detallan en el capítulo II son tomados en consideración para la implementación de los sistemas de mediciones automáticos siguiendo los diferentes mecanismos y sus respectivos análisis que estos proveen al operador, con el propósito de que se cumplan las restricciones establecidas para la regulación de las mediciones de los niveles de fluidos que se encuentran almacenados en los diferentes tipos de tanques.

Por lo consiguiente, el software SAM, en cuanto a las mediciones de los niveles de fluidos, cuenta con una autenticación de login para el registro de usuarios y de inicio de sesión, además de contener 6 módulos que permitirá al administrador tener el acceso completo de cada una de las funciones del prototipo como:

- Administración.
- Seguridad.
- Gestión de tanque.
- Estados de los sensores.
- Monitoreo tanque.
- Reporte.



El proyecto “SAM” contiene una ventana introductoria que permite al usuario/cliente familiarizarse con las funciones y características que ejercerá el programa con respecto a la automatización del sistema de medición de los niveles de fluidos, además de presentar las aplicaciones, beneficios y la importancia de automatizar las diferentes áreas de la industria hidrocarburífera. (Ver figuras 43, 44 y 45)



**Figura 43. Proyecto SAM – Ventana introductoria.**



Figura 44. Ventana introductoria - SAM - Beneficios - Software.

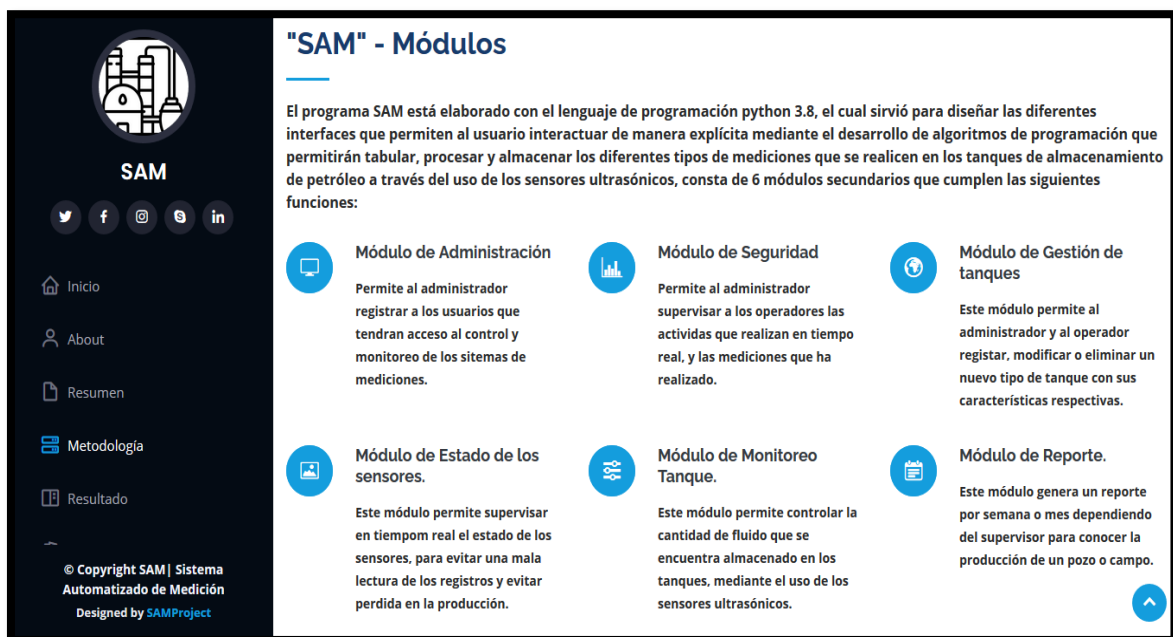
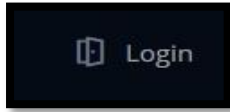


Figura 45. Proyecto SAM - ventana introductoria - descripción de módulos.



Botón “login” despliega la plataforma de inicio de sesión.

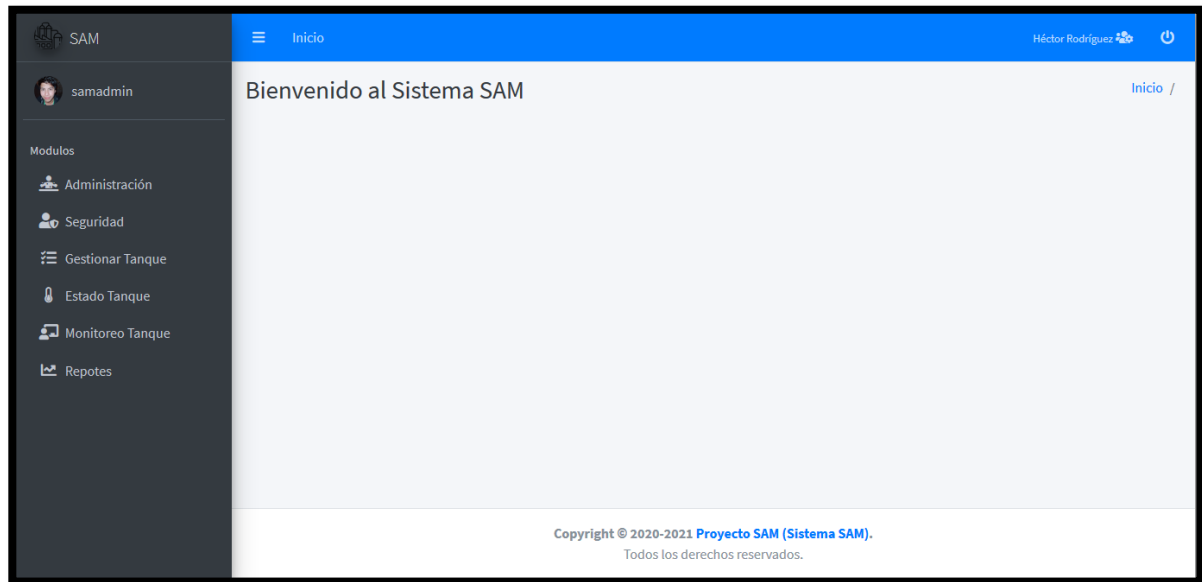
### 3.5.1. Plataforma de Inicio de Sesión.

La plataforma de inicio de sesión consta de dos campos importantes para el ingreso a la aplicación, estos son: usuario y contraseña. El sistema gestiona un administrador principal que registra a todos los usuarios y concede los permisos respectivos para funciones específicas del simulador. (Ver figura 46)

Una interfaz de usuario para el inicio de sesión. En la parte superior, el logo 'SAM' con un ícono de red. Debajo, el título 'Inicie sesión con sus credenciales'. Hay dos campos de entrada: 'Ingrese su username' con un ícono de usuario y 'Ingrese su password' con un ícono de candado. Abajo de los campos, un botón azul con el texto 'Iniciar sesión' y un ícono de flecha hacia la derecha.

**Figura 46. Plataforma de Inicio de sesión.**

Por consiguiente después de inicio de sesión e ingresado a la interfaz principal de la aplicación, se presenta el menú primario que consta de 6 módulos secundarios que permite al administrador o usuario el acceso a las diferentes funciones que estos puedan ejecutar para monitorear el control del sistema automatizado de mediciones. (Ver figuras 47 y 48)

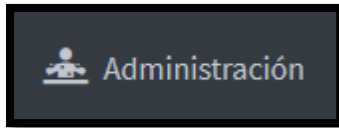


**Figura 47. Ventana principal del programa SAM.**



**Figura 48. Menú principal.**

### 3.5.2. Módulo de Administración.



El módulo de Administración presenta una ventana emergente, que permite al administrador monitorear y supervisar las acciones que se realizan en el software, a continuación se detallan los 3 módulos suplementarios para el control de la aplicación que se encuentran en el sitio administrativo: (Ver figuras 49 y 50)



Figura 49. Sitio Administrativo - Módulos suplementarios.

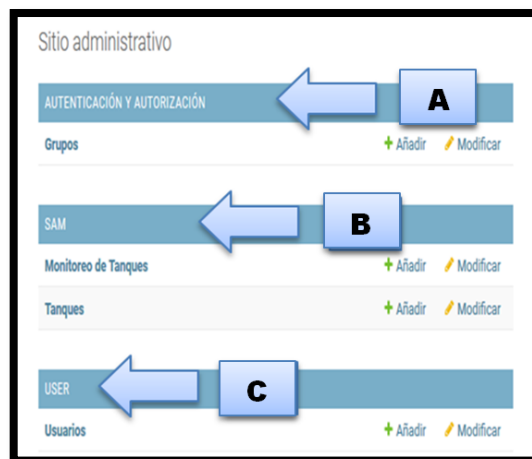
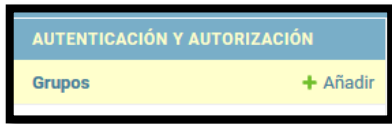


Figura 50. Sitio Administrativo - Módulos suplementarios.

### 3.5.2.1. Módulo secundario - Autenticación y Autorización



Este módulo presenta dos botones fundamentales para el monitoreo y registro de los grupos de operadores. El botón “Añadir” despliega una ventana que permite el registro de los

grupos activos para el control del sistema, cuyo procedimiento se detalla en el anexo 4 de este documento. (Ver figura 51)

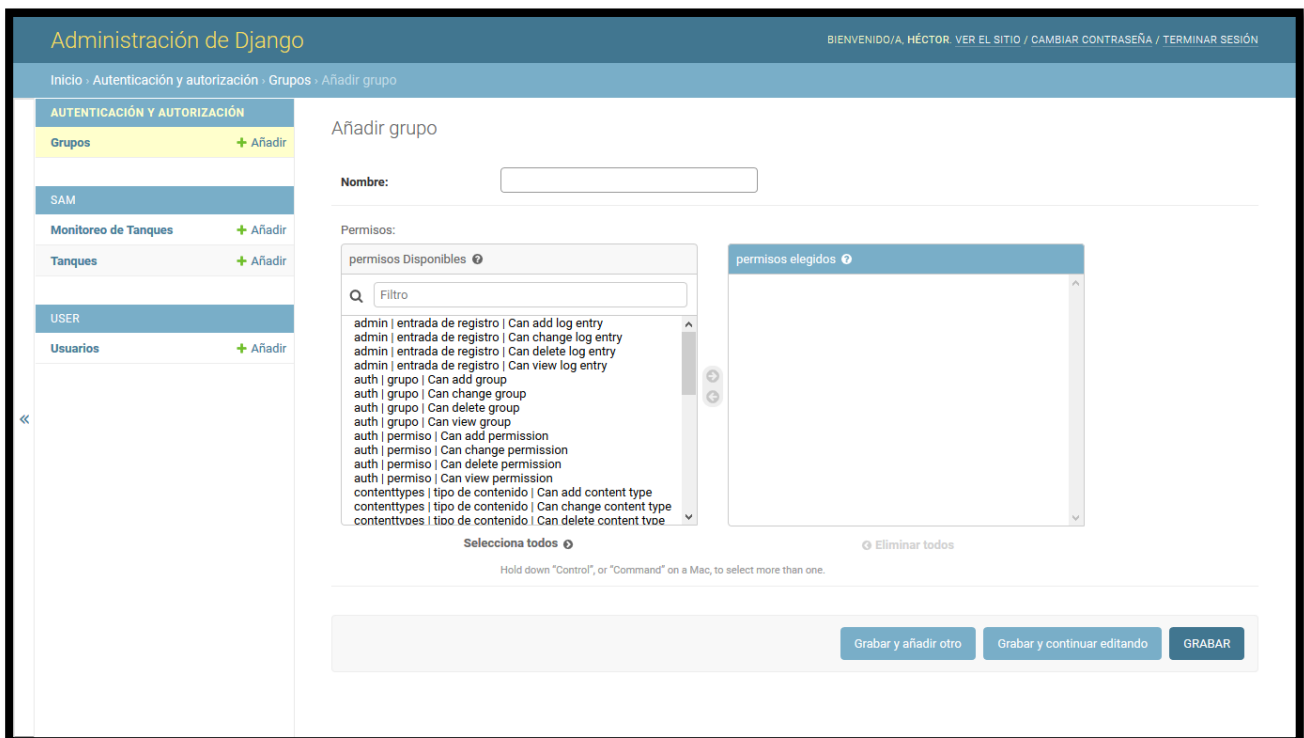


Figura 51. Ventana registro de grupos.

### 3.5.2.2. Módulo secundario – SAM.



Este módulo permite al administrador registrar y supervisar la producción de los tanques mediante 2 campos anexados, sin la necesidad de salir del módulo de administración, estos campos son: tanques y monitoreo de tanques. El funcionamiento y descripción de los campos se los detalla en los anexos 5, 6 y 7 respectivamente de este documento. (Ver figuras 53 y 54)

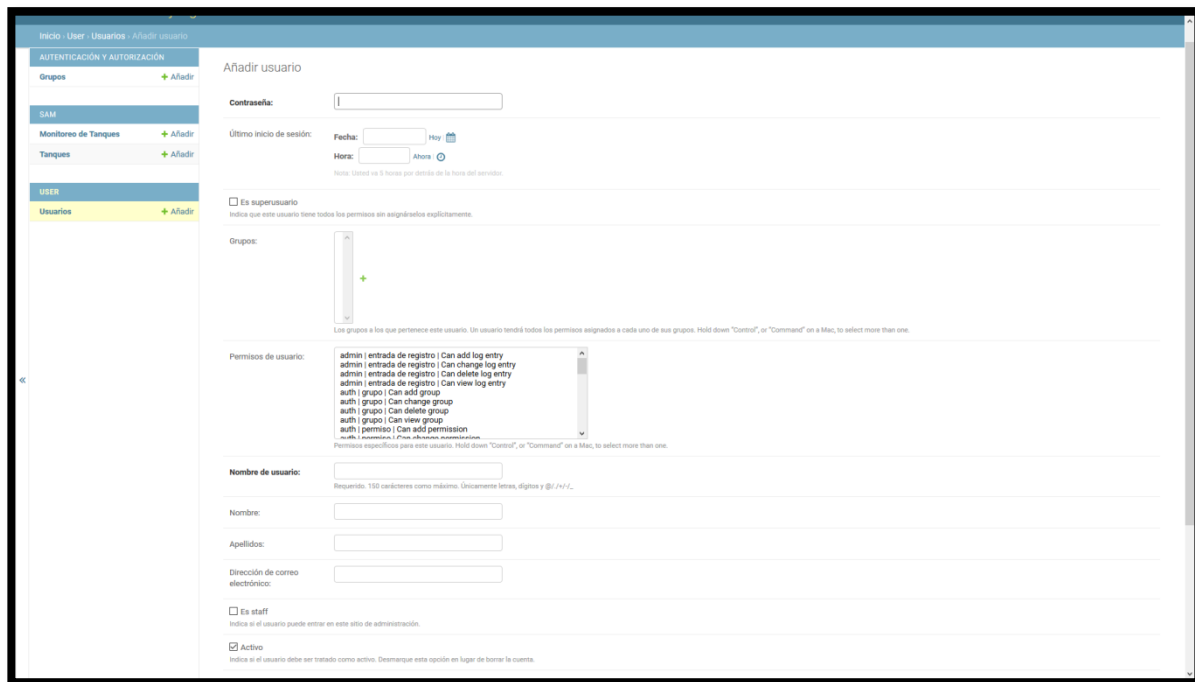


Figura 53. Ventana Registro tanque.



Figura 52. Ventana monitoreo de tanque.

### 3.5.2.3. Módulo secundario – USER.



Este módulo permite a los administradores registrar y supervisar a los usuarios que pueden acceder al sistema mediante dos teclados con las funciones antes mencionadas, estas pequeñas funciones se describen en detalle en el anexo 8 y 9 de este documento. (Ver figuras 54 y 55)

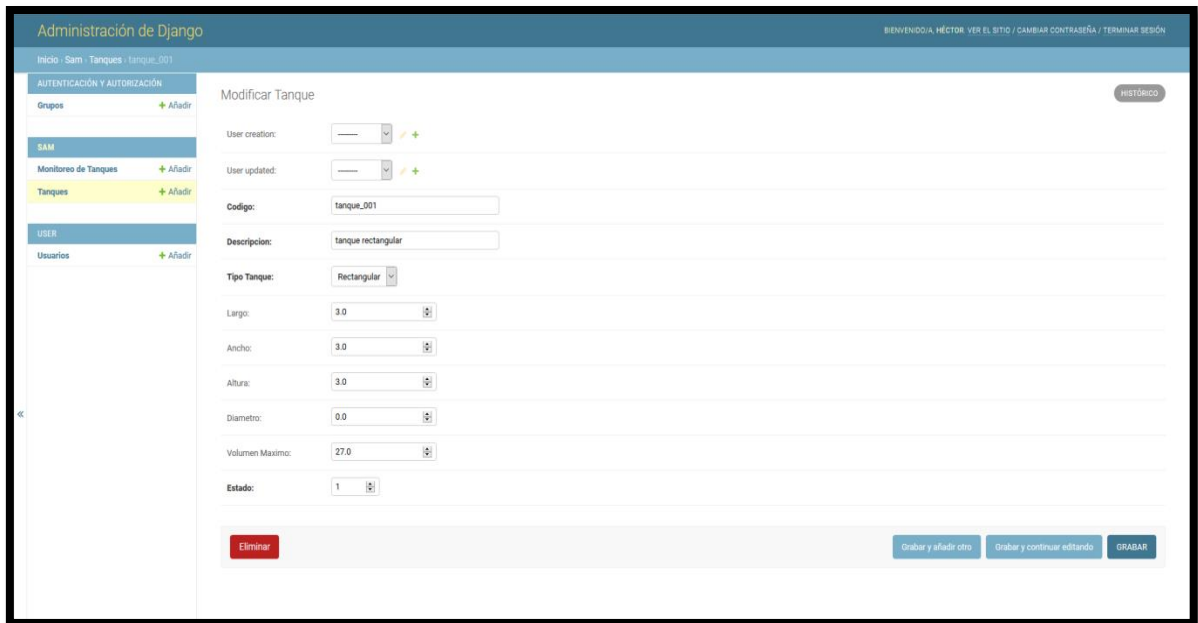


Figura 55. Ventana registro usuario.

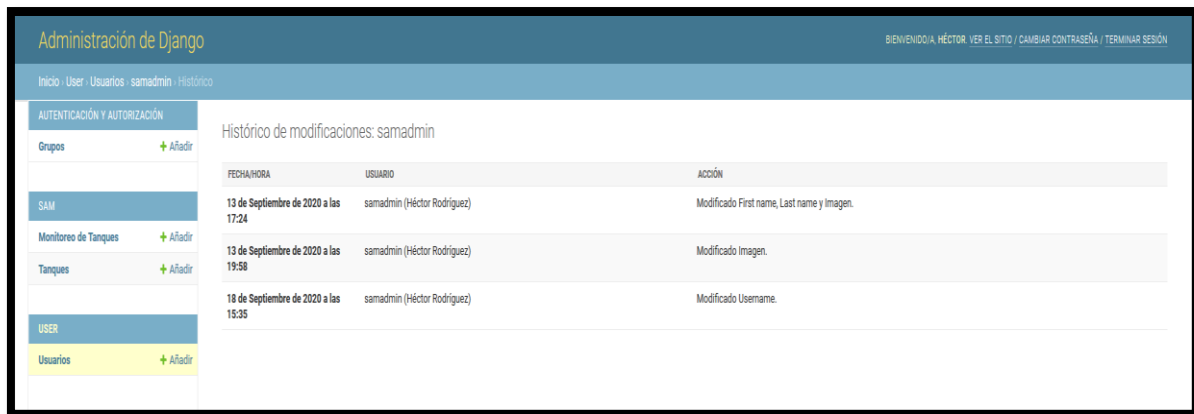
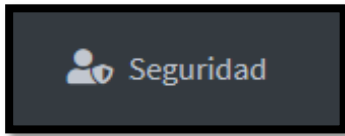


Figura 54. Ventana monitoreo usuario.

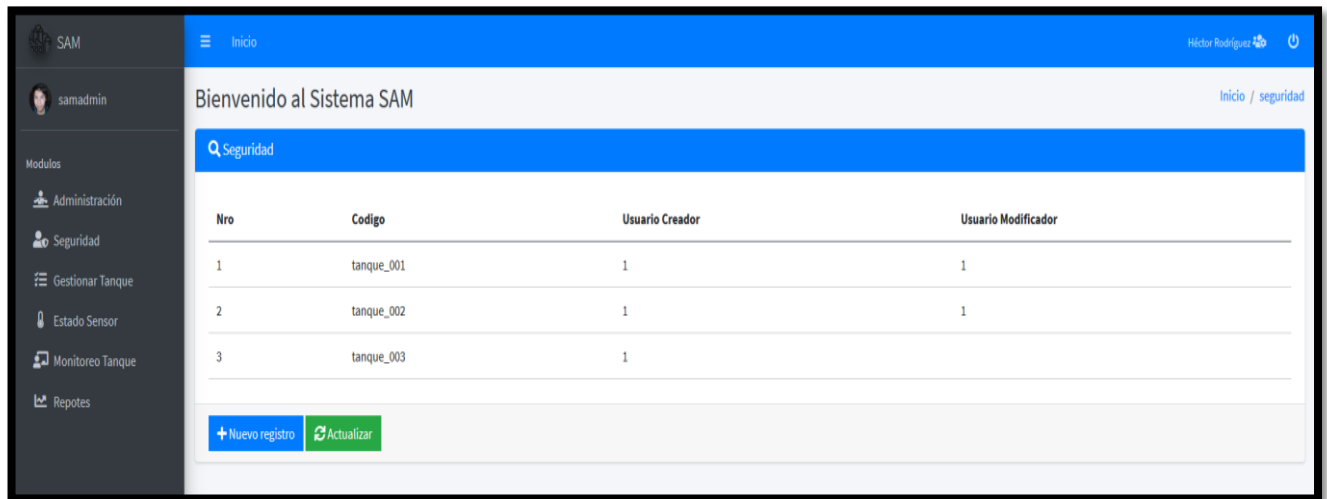


### 3.5.3. Módulo de seguridad.



El módulo de seguridad muestra una ventana emergente a través de la cual el administrador puede ver la lista de tanques revisados en detalle para supervisar las operaciones realizadas por el operador en

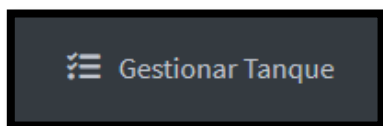
los diferentes módulos del sistema. (Ver figura 56)



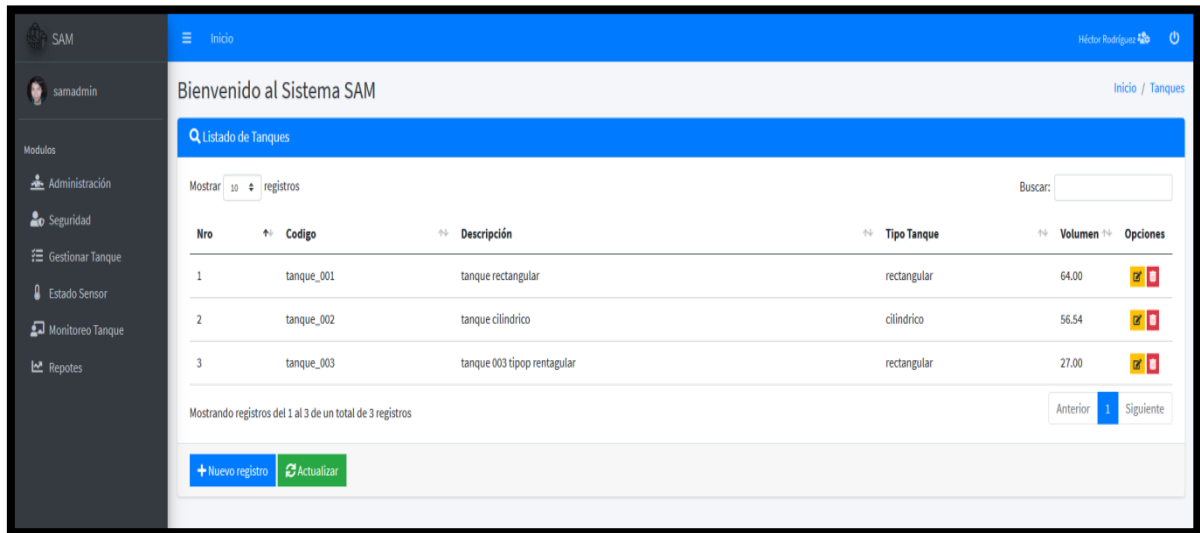
**Figura 56. Módulo de Seguridad - Registro de actividad de los tanques y usuarios.**

### 3.5.4. Módulo de gestión de tanques

Este módulo despliega un menú asistente donde se presenta una lista tabulada de los tanques

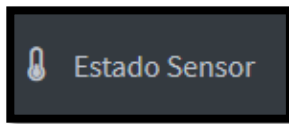


registrados en el sistema, cabe recalcar que el procedimiento de monitoreo de tanque se lo detalla en los anexo 6 y 7 de este documento. (Ver figura 57)



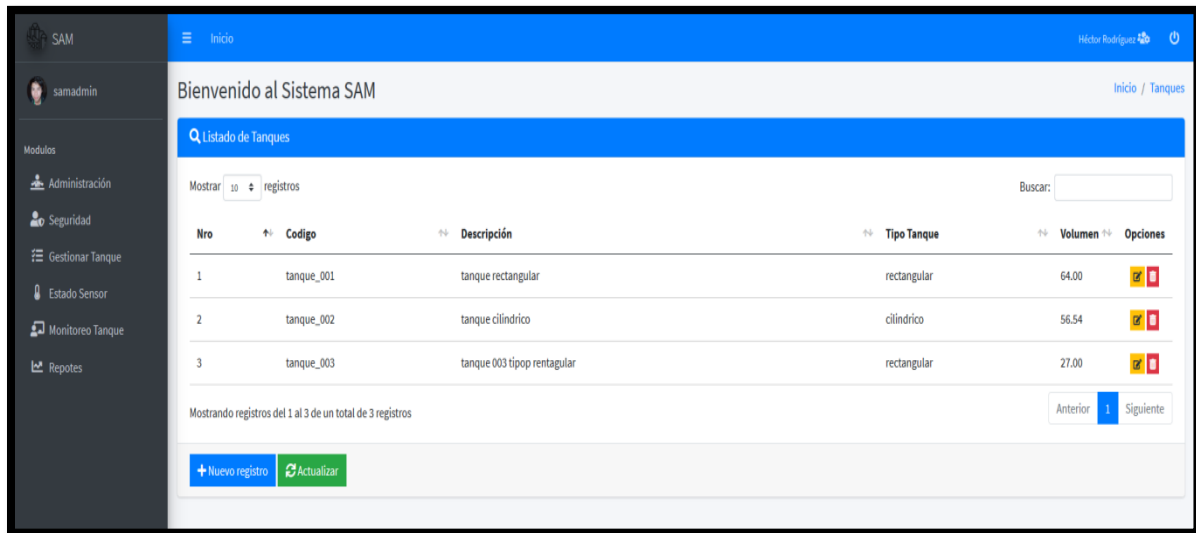
**Figura 57. Módulo Gestión Tanque - Lista de registros de tanques.**

### 3.5.5. Módulo Estado Sensor.



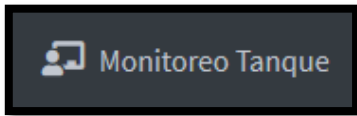
Este módulo de estado del sensor al abrirse deslizará una ventana secundaria que contendrá dos botones que cumplirán con la función de monitorear la actividad de los sensores de medición de niveles de

fluidos y de temperatura respectivamente. (Ver figura 58)



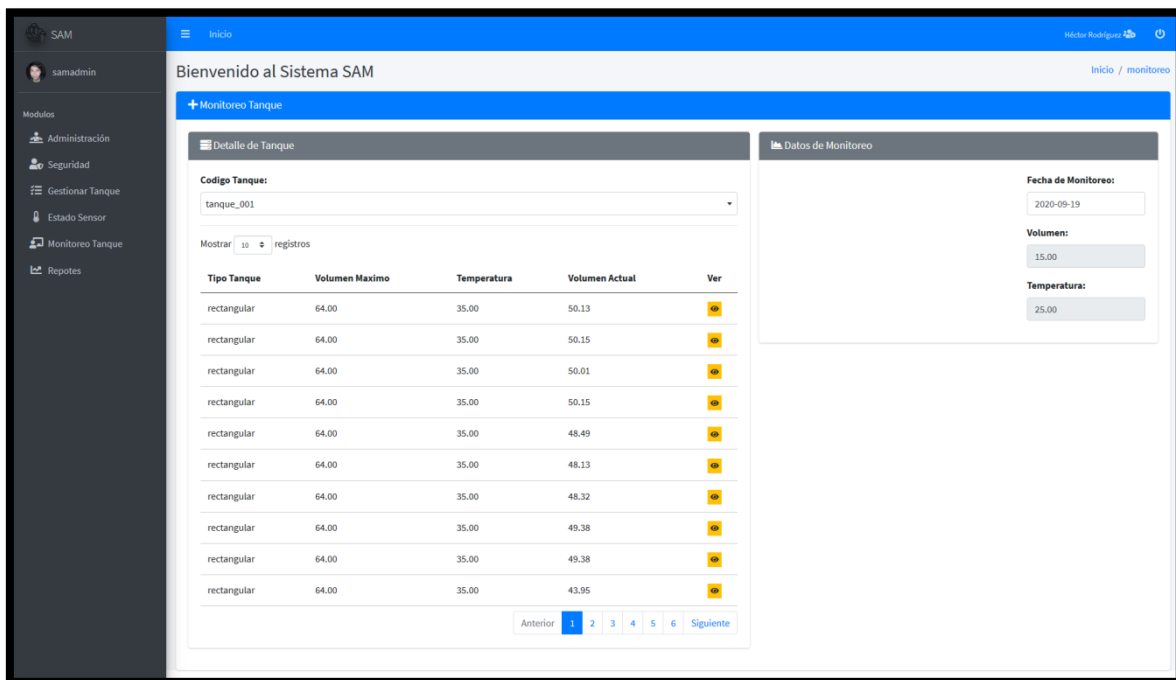
**Figura 58. Módulo Estado Sensor.**

### 3.5.6. Módulo Monitoreo del Tanque.



Este módulo permite a los administradores y operadores supervisar el proceso de medición del nivel de líquido mediante la visualización

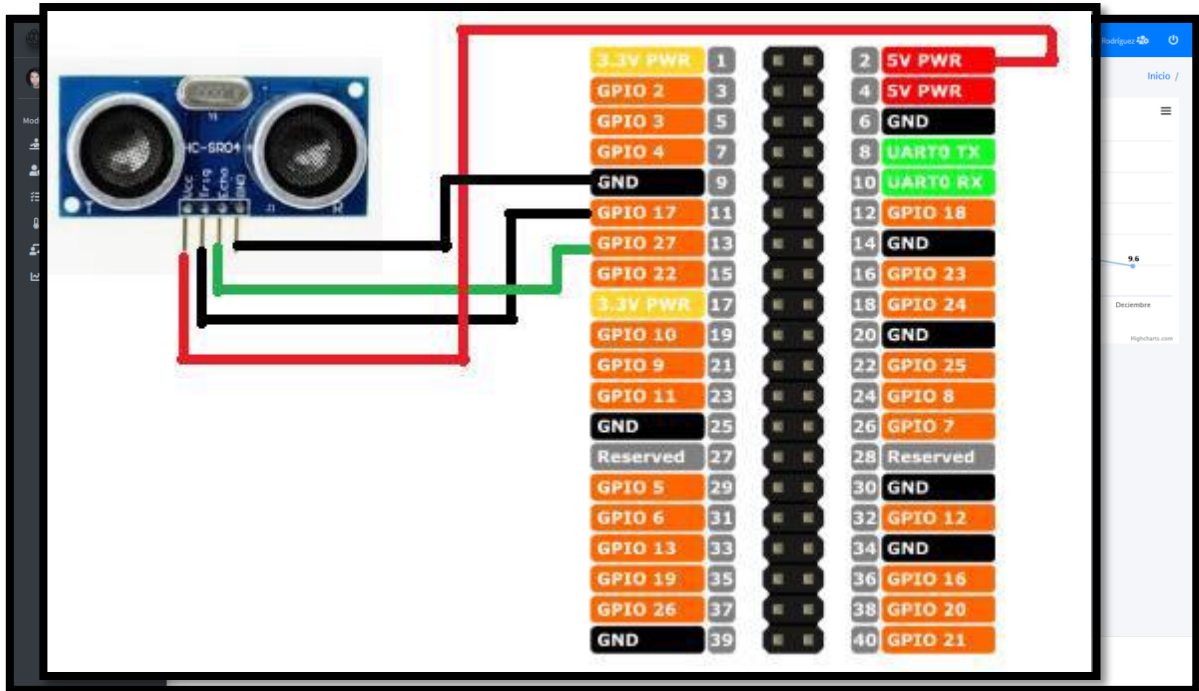
de una ventana auxiliar. La función de la ventana auxiliar es proporcionar una lista detallada de los tanques con sus respectivas mediciones. La información detallada del proceso se describe en el anexo 10 de este documento. (Ver figura 59)



**Figura 59. Módulo Monitoreo tanque - Registro medición de nivel de fluido.**

### 3.5.7. Módulo de Reporte.

El módulo Reporte proporciona a los usuarios informes detallados sobre la producción almacenada en los tanques de almacenamiento, mediante un gráfico estadístico de producción vs tiempo. (Ver figura 60)

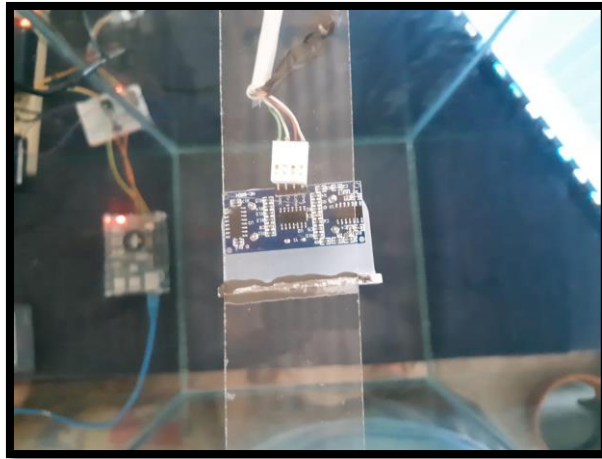


**Figura 60. Módulo Reporte - Producción vs tiempo.**

### 3.6. Implementación.

#### 3.6.1. Raspberry Pi.

Se implementó la Raspberry Pi porque es un mini ordenador de placa única de bajo costo que admite la descarga de la arquitectura ARM, Raspbian (de Debian), distribución Arch Linux ARM (de Arch Linux), además incorpora el lenguaje de programación Python, la cual es esencial para la programación de la aplicación web del sistema de automatización del proyecto SAM, además del uso de los GPIO incorporados en la placa para el montaje del circuito, junto al sensor HC-SR04 ya que es un sensor de medición ultrasónico que permite medir la distancia en que se encuentra el fluido contando el tiempo entre la emisión y la recepción de la onda, cuyos datos son leídos por la tarjeta Raspberry Pi mediante comunicación bidireccional, haciendo uso de los terminales de propósito general GPIO 2 y GPIO 20 conectados al sensor por echo y trigger . (Ver figura 61)



**Figura 61. Esquema del montaje del sensor ultrasónico.**

#### ***3.6.1.1. La ubicación del sensor Ultrasónico.***

El sensor ultrasónico se lo ubico en la parte central superior de un modelo de tanque de almacenamiento de petróleo, debido que en este punto no existirá interferencia en la lectura de las ondas que son emitidas y recopiladas por el sensor para medir la cantidad de fluido que se encuentra en el tanque, cabe recalcar que se siguió las normas establecidas en el uso de los transductores ultrasónicos para su ubicación como se describe en el capítulo 2 de este documento. (Ver figura 62)

.

### **Figura 62. Ubicación del sensor ultrasónico.**

#### **3.6.2. Sensor de temperatura.**

El uso de los sensores de temperatura es esencial en las mediciones de niveles de fluidos que emplean sensores ultrasónicos o transductores ultrasónicos, ya que estos dispositivos integran sensores de temperatura para realizar una correcta interpretación de los datos, debido que la onda emitida por el sensor puede verse afectada por las altas o bajas temperaturas, cabe determinar que para medición de nivel de fluidos en la industria petrolera se recomienda el uso de sensores de temperaturas TS-3 por su alta precisión y demás características que se detallan en el capítulo 2. Los datos recopilados por el sensor son tabulados y registrados en la tarjeta Raspberry Pi, mediante el uso del pin GPIO 4. (Ver figura 63)

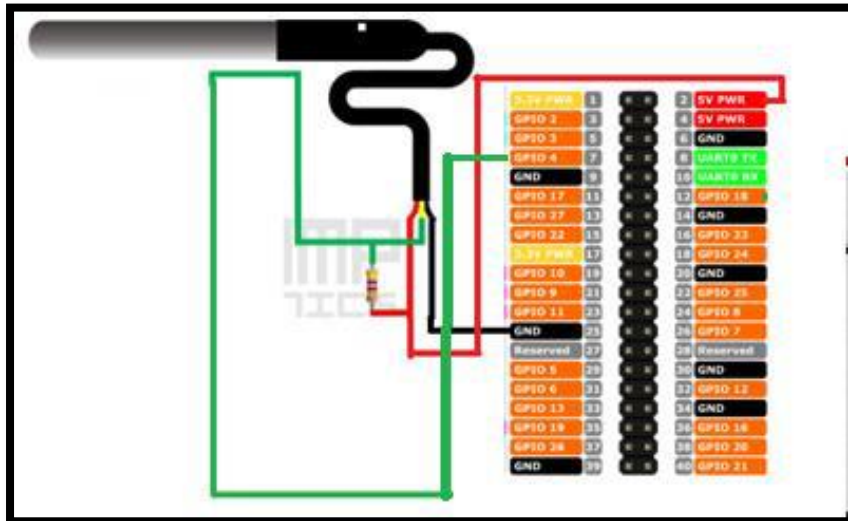


Figura 63. Esquema del montaje del sensor de temperatura.

### 3.6.2.1. Ubicación del sensor de temperatura.

El sensor de temperatura DS18B20 contiene las siguientes características que incluyen un rango de temperatura de  $-55^{\circ}$  a  $125^{\circ}\text{C}$ , una precisión de  $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$ , un tiempo de respuesta de  $\leq 750\text{ms}$ , una resolución de 12 bits y una tensión de alimentación de 5V, además de la capacidad de ser sumergible, que este dispositivo puede ubicarse en cualquier lugar del tanque. (Ver figura 64)



Figura 64. Ubicación del sensor de temperatura.

## **CAPÍTULO IV**

### **DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

Se realizó la respectiva búsqueda sobre los equipos de mediciones aplicados en la industria petrolera que requieran de aplicaciones de comunicaciones a distancia para el monitoreo de los sistemas de medición de niveles de fluidos, tales como los controladores remotos que requieren de un paquete de software para su funcionamiento, la cual recopila información sobre la lectura de las mediciones de temperatura y el nivel de fluido, pero ciertamente no completan un registro esencial para un sistema de control. Así mismo, se ha explorado el paquete de software “SIMATIC PDM 6” que supervisa los valores de proceso, las alarmas y las señales de estado del dispositivo, permitiendo al operador visualizar, comparar, ajustar, verificar y simular los datos del aparato de proceso, así como definir calendarios de calibración y mantenimiento, pero esta herramienta solo permite supervisar la medición de los niveles de fluidos de los tanques con un formato predefinido, que está enfocada en la supervisión insitu, donde se puede monitorear el nivel del fluidos en tanques ya establecidos sin almacenar la información de los registros de medición de los tanques censados en una base de datos, haciendo que su uso sea limitado y no permita el control mediante un historial de mediciones. Por otro lado, se encontró que los controladores remotos también funcionan mediante un “navegador web”, aplicación que fue concebida para funcionar con Windows XP, sin embargo, esta aplicación no es intuitiva para llevar un control de los sistemas de mediciones sin un previo registro de tanques, por el cual esto puede presentar inconvenientes en los reportes de producción. Después de las consultas y revisiones correspondientes de las aplicaciones web mencionadas anteriormente, se puede encontrar que las herramientas existentes no pueden cumplir con todos los requisitos que requiere la industria del petróleo, puesto que necesitan de otros dispositivos o aplicaciones que ayudan a organizar y controlar todos los



procesos que conlleva a la automatización del sistema de medición de los niveles de fluidos, sin embargo el sistema de control SCADA cumple con los requerimientos establecidos ya que puede ser utilizado en los diferentes equipos de medición mediante una comunión por cable o a través de una red LAN.

Los sistemas de escritorio mencionados anteriormente no pueden ejecutarse correctamente en computadoras con diferentes navegadores, puesto que su programación fue diseñada para ser usadas en una sola plataforma, a diferencia de la aplicación SAM que permite ser usada en diferentes plataformas, ya que al emplearse el lenguaje de programación de Python que su principal característica es ser multiplataforma, es decir que el sistema de control SAM se puede acceder en diferentes dispositivos como en diferentes navegadores web, facilitando el control, monitoreo y registro de los dispositivos de medición en tiempo real.

La aplicación web SAM ayuda al control y monitoreo de los niveles de fluidos, mediante la presentación de un sistema automatizado que cuenta con un módulo que cumple las funciones de registrar, monitorear y supervisar a los diferentes usuarios o administradores que tienen el acceso al sistema, además de presentar un módulo fundamental para el registro de los diferentes tipos de tanques que se utilizan en la industria petrolera para el almacenamiento del fluido que es monitorear a través de un dispositivo de medición ultrasónico (transductor) que censa al tanque y envía la información a una base de datos para ser procesadas y utilizadas para generar reportes por día, por semana o por mes de la producción de un pozo o campo petrolero.

Las aplicaciones web que fueron diseñadas a través de los años para implementarlas en la industria hidrocarburifera, deben proporcionar una automatización en los procesos de mediciones para trabajar de manera eficiente y ahorrar tiempo en las gestiones diarias, por lo tanto las características principales que debe tener un software para el proceso de medición de los niveles de fluidos mediante el uso de equipos de monitoreo que funcionan a través de aplicaciones de comunicaciones a distancia para el control y tabulación de resultados, fueron implementadas en el software de la aplicación web SAM para cumplir con los requisitos requeridos y ser aplicada en la automatización de los procesos de medición de la industria petrolera.

PROGRAMAS FUNCIONES	SIMATIC PDM	NAVEGADOR WEB	SCADA	SAM
SUPERVISION REMOTA DE INSTALACIÓN	✗	✗	✓	✓
CONTROL REMOTO DE INSTALACIONES.	✓	✓	✓	✓
PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN	✓	✓	✓	✓
GENERACIÓN DE REPORTES	✓	✓	✓	✓
PRESENTACION DE ALARMAS	✓	✓	✓	IMPLEMENTAR
PRESENTACION DE GRÁFICOS DINÁMICOS	✗	✗	✓	✓
ALMACENAMIENTO DE INFORMACIÓN HISTÓRICA.	✗	✓	✓	✓
PROGRAMACION DE EVENTOS	✓	✗	✓	IMPLEMENTAR

**Figura 65. Comparación – Funciones de las Aplicaciones web.**

Los resultados reportados por SAM, en cuanto a la medición de fluido de tanques de almacenamiento, sean estos cilíndricos o rectangulares, se basan en la determinación de características de control como el volumen máximo y volumen mínimo, información que sirve para la toma de decisiones en las actividades relacionadas a sistemas de medición. Tal como lo muestra la tablas 10 y 11.

**Tabla 10. Registro de medición del tanque\_001 de tipo rectangular.**

ID tanque	Tipo tanque	Volumen máximo ( $m^3$ )	Volumen medido ( $m^3$ )	Temperatura ( $^{\circ}C$ )	Fecha
Tanque_001	Rectangular	0.0405	$9 \times 10^{-3}$	25	05/09/2020
Tanque_001	Rectangular	0.0405	0.0144	25	06/09/2020
Tanque_001	Rectangular	0.0405	0.018	24	07/09/2020
Tanque_001	Rectangular	0.0405	0.0243	25	08/09/2020
Tanque_001	Rectangular	0.0405	0.0279	25	09/09/2020
Tanque_001	Rectangular	0.0405	0.0342	26	10/09/2020
Tanque_001	Rectangular	0.0405	0.0342	24	11/09/2020
Tanque_001	Rectangular	0.0405	0.03285	24	12/09/2020
Tanque_001	Rectangular	0.0405	0.03285	25	13/09/2020
Tanque_001	Rectangular	0.0405	0.0324	26	14/09/2020

Elaborador por: Héctor Iván Rodríguez Yagual

**Tabla 11. Registro de medición del tanque\_002 de tipo cilindrico.**

ID tanque	Tipo tanque	Volumen máximo ( $m^3$ )	Volumen medido ( $m^3$ )	Temperatura ( $^{\circ}C$ )	Fecha
Tanque_002	Cilíndrico	0.236	0.0738	25	05/09/2020
Tanque_002	Cilíndrico	0.236	0.0911	25	06/09/2020
Tanque_002	Cilíndrico	0.236	0.110	24	07/09/2020
Tanque_002	Cilíndrico	0.236	0.123	25	08/09/2020
Tanque_002	Cilíndrico	0.236	0.137	25	09/09/2020
Tanque_002	Cilíndrico	0.236	0.137	26	10/09/2020
Tanque_002	Cilíndrico	0.236	0.136	24	11/09/2020

Elaborador por: Héctor Iván Rodríguez Yagual

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1. Conclusiones.

- El uso de la placa Raspberry Pi facilita la elaboración de diferentes programas, debido a su principal característica de contener una memoria interna, capaz de soportar la acumulación de programas almacenados y como actúa como un miniordenador facilita la programación de un software sin la necesidad de uso de una computadora.
- La aplicación web del Sistema automatizado de medición por su lenguaje de programación cumple con los requisitos establecidos, ya que permite modificar e implementar nuevas funciones para ampliar el uso del programa.
- Las mediciones realizadas por los transductores ultrasónicos, se podrán almacenar de manera segura en una base de datos, sin temor a modificaciones, debido que el sistema cuenta con un módulo principal cuya acceso solo está permitido para el administrador del sistema.
- El control y monitoreo de la aplicación SAM se podrá realizar en diferentes dispositivos móviles, en cualquier navegador web, facilitando y evitando la demora en la generación de reportes de producción.
- El sistema puede generar reportes automáticamente por día, por semana o por mes de la producción que se encuentra almacenados en los tanques, dependiendo de la información requiera por el operador.
- El proceso de monitoreo de usuarios permite conocer al administrador, las funciones que realizaron los operadores, su actividad en el sistema y las modificaciones que realizaron

con respecto al control y monitoreo de tanques, con el fin de evitar falsificación en los registros reportados.

- Considerando que la industria hidrocarburifera realiza mediciones en distintos tipos de tanques, con características diferentes, el módulo de gestión de tanque puede variar sin la necesidad de programar desde cero, ya que fue elaborado mediante el uso de un lenguaje de programación que permite modificar su algoritmo de programación con la estructura original.

## 5.2. RECOMENDACIONES.

- Los objetivos planteados en el presente trabajo fueron enfocados exclusivamente para el control y monitoreo de las mediciones de los niveles de fluidos, sin embargo, se observa la necesidad de que en el futuro se integren los módulos para generar presentaciones dinámicas del sistema de medición, con lo cuales se podrá tener el control total de la aplicación.
- Implementar un módulo de alarmas para el control de los dispositivos de medición, en caso de falla de los equipos empleados en las mediciones de los niveles de fluidos.
- Realizar un estudio detallado sobre la implementación de los transductores ultrasónicos, para ver su compatibilidad con el programa SAM, mediante el uso de amplificadores y alimentador HART.
- Considerar el lenguaje de programación Python para futuros proyectos petroleros, debido a que contienen una librería extendida y facilitan los tiempos de programación y su uso es exponencial en los avances tecnológicos en la industria petrolera.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- SIEMENS AG. (2019, December 28). *SITRANS AW200 | Supplementary Components | Global*. <https://new.siemens.com/global/en/products/automation/process-instrumentation/supplementary-components/sitrans-aw200-wirelesshart-adapter.html>
- SIEMENS AG. (2019, December 28). *SITRANS RD500 | Supplementary Components | Global*. <https://new.siemens.com/global/en/products/automation/process-instrumentation/supplementary-components/sitrans-rd500.html>
- Siemens AG. (2012). *Control de nivel transmisor de nivel ultrasónico lu*.
- SIEMENS AG. (2019, May 24). *Componentes suplementarios | Instrumentación de procesos | Global*. <https://new.siemens.com/global/en/products/automation/process-instrumentation/supplementary-components.html>
- Siemens AG. (2016). *Controladores de nivel Ultrasónicos*. 148–155.
- Äüöü, Ö. (2003). *Catalogos de Flusell. S.A. 1*, 6–8. <https://doi.org/10.16309/j.cnki.issn.1007-1776.2003.03.004>
- Van, G. (2013). *El tutorial de Python*. 108.
- Viñas, R. (2018). Python para todos. *Letras*, no. 7.
- Sandström, S. E. (2020). Implementation of FMCW radar at low frequencies. *AEU - International Journal of Electronics and Communications*, 117, 1–4. <https://doi.org/10.1016/j.aeue.2020.153082>
- Zhang, F., Yi, L., & Qu, X. (2020). Simultaneous measurements of velocity and distance via a dual-path FMCW lidar system. *Optics Communications*, 474(March), 126066. <https://doi.org/10.1016/j.optcom.2020.126066>
- Hwang, I. P., Yun, S. J., & Lee, C. H. (2020). Mutual interferences in frequency-modulated continuous-wave (FMCW) LiDARs. *Optik*, 220, 165109. <https://doi.org/10.1016/j.ijleo.2020.165109>
- Fernández., F. M. (2010). Taller de Raspberry Pi. *Revista Salud, Historia Y Sanidad On-Line*, 3(1). <https://doi.org/10.19053/19092407.1828>
- ISOTools. (2015, March 19). *¿Qué son las normas ISO y cuál es su finalidad?* <https://www.isotools.org/2015/03/19/que-son-las-normas-iso-y-cual-es-su-finalidad/>
- Chen, Q., & Wu, J. (2014). Research on the inherent error of ultrasonic flowmeter in non-ideal hydrogen flow fields. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(11), 6104–6110. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.01.137>



- Athané, B. (1994). Implications of legal metrology in flow measurement for the utilities. *Flow Measurement and Instrumentation*, 5(2), 67–69. [https://doi.org/10.1016/0955-5986\(94\)90038-8](https://doi.org/10.1016/0955-5986(94)90038-8)
- TCS, T. (2020). *Serie 700-Medidor de Flujo, Tipo Rotativa de Desplazamiento Positiva*. <http://www.tcsimeters.com/product-literature/3-700-folleto-del-producto/file.html>
- TCS, T. (2015). *Serie 682*.
- IMCO, S. A. (2018, May 18). *Medidores de desplazamiento positivo «PD Meter» | IMCO*. <http://www.imco.com.ar/imco/medidores-de-desplazamiento-positivo-pd-meter/>
- Emerson Electric, C. (2017). *Caudalímetros Coriolis | Emerson ES*. <https://www.emerson.com/es-es/automation/measurement-instrumentation/flow-measurement/coriolis-flow-meters>
- Badger Meter, I. (2017). *Medidores de flujo de masa-Coriolosis*.
- Katronic Inc. (2015, May 13). *Medición de caudal por ultrasonido para líquidos - Katronic*. <https://www.katronic.com/es/productos/medicion-de-caudal-por-ultrasonido-para-liquidos/>
- PETROECUADOR, E. (2018). Memoria de Sostenibilidad 2018. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 130. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- PETROECUADOR, E. (2017). Reglamento Interno de Iguiene y seguridad-EP PETROECUADOR. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 91. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- West, D. M. (2016). *Avance tecnológico: riesgos y desafíos | OpenMind*. El Próximo Paso. <https://www.bbvaopenmind.com/articulos/avance-tecnologico-riesgos-y-desafios/>
- West, D. M. (n.d.). *Avance tecnológico: riesgos y desafíos | OpenMind*. Retrieved July 8, 2020, from <https://www.bbvaopenmind.com/articulos/avance-tecnologico-riesgos-y-desafios/>
- Avance tecnológico: riesgos y desafíos | OpenMind*. (n.d.). Retrieved July 8, 2020, from <https://www.bbvaopenmind.com/articulos/avance-tecnologico-riesgos-y-desafios/>
- Segovia, J. J., Fandiño, O., López, E. R., Lugo, L., Carmen Martín, M., & Fernández, J. (2009). Automated densimetric system: Measurements and uncertainties for compressed fluids. *Journal of Chemical Thermodynamics*, 41(5), 632–638. <https://doi.org/10.1016/j.jct.2008.12.020>
- Grossi, M., & Riccò, B. (2016). A portable electronic system for in-situ measurements of oil concentration in MetalWorking fluids. *Sensors and Actuators, A: Physical*, 243, 7–14. <https://doi.org/10.1016/j.sna.2016.03.006>

- Wei, S. (2018). Analysis of Automatic Metering for Oil Storage Tank. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 452(2). <https://doi.org/10.1088/1757-899X/452/2/022049>
- Dupuis, E., & Hwang, G. (2010). *Custody Transfer: Flowmeter as Cash Register*. Control Engineering -Highlands Ranch- Cahners Then Reed Business Information. [https://www.researchgate.net/publication/291618884\\_Custody\\_Transfer\\_Flowmeter\\_as\\_Cash\\_Register](https://www.researchgate.net/publication/291618884_Custody_Transfer_Flowmeter_as_Cash_Register)
- Barría, C. (2020). *Caída del precio del petróleo: las consecuencias para América Latina de la caída del valor del crudo en medio de la crisis por el coronavirus - BBC News Mundo*. BBC News Mundo. <https://www.bbc.com/mundo/noticias-51807458>
- Alarcon Lopez, A. H., Arias Vargas, G., Díaz Ortiz, C. J., & Sotto Vergara, J. D. (2017). Design of a control and automation system for temperature, soil moisture and relative humidity to optimize crop yield under cover in CORHUILA. *Fourth International Congress AmITIC 2017, Applying New Technologies*, 0(0), 48–53. <http://revistas.utp.ac.pa/index.php/memoutp/article/view/1470>
- Siemens AG. (2016). *Transmisores Ultrasónicos*.
- Zheng, D., Zhao, D., & Mei, J. (2015). Improved numerical integration method for flowrate of ultrasonic flowmeter based on Gauss quadrature for non-ideal flow fields. *Flow Measurement and Instrumentation*, 41, 28–35. <https://doi.org/10.1016/j.flowmeasinst.2014.10.005>
- Daniell, E. E. C. (2011). *Medidor de turbina serie 1500 de Daniel*. 1–56.
- TCS, T. (2015). *The Standard of Measurement*.
- American Petroleum Institute. (2012). *Manual de Estándares de Medición de Petróleo Capítulo 3 — Medición del Tanque Sección 1A — Procedimiento Estándar para la Medición Manual de Petróleo y Productos del Petróleo*.
- Lennart, H., & Johan, S. (2017). La guía del ingeniero para la medición de tanques. *Emerson Electric Co*. <https://www.emerson.com/documents/automation/la-gu%EDa-del-ingeniero-para-la-medici%F3n-de-tanques-es-es-4261176.pdf>
- Wilf, E. (2013). Sociable robots, jazz music, and divination: Contingency as a cultural resource for negotiating problems of intentionality. *American Ethnologist*, 40(4), 605–618. <https://doi.org/10.1111/amet.12041>
- Elias, R. M. (2017). *Proyecto de implementación de una unidad de medición fiscal automática para mejorar el proceso de fiscalización de crudo de las plataformas cx-11 y cx-15 en el lotez z-1 zorritos-tumbes*.

Corrales, K. (2007). *Requerimientos de las Normas para la Fiscalización de Hidrocarburos considerados durante el estudio* <sup>3/4</sup>.

# **ANEXOS**



#### Document Information

---

<b>Analyzed document</b>	Tesis_SAM_SinGraficos_SinAnexos.docx (D80148184)
<b>Submitted</b>	9/29/2020 2:15:00 AM
<b>Submitted by</b>	Paulo Escandon
<b>Submitter email</b>	pescandon@upse.edu.ec
<b>Similarity</b>	0%
<b>Analysis address</b>	pescandon.upse@analysis.arkund.com

#### Sources included in the report

---

## ANEXOS.

### **Anexo 1. Normas API CAPITULO 3 SECCIÓN 1 - Características de la cinta.**

- **Material:** Acero (o material resistente a la corrosión, si la cinta se utilizará para la medición de tanques que contienen líquidos corrosivos). El acero de la cinta debería tener un coeficiente de expansión térmica similar al acero del tanque del tanque.
- **Longitud:** una cinta continua lo suficientemente larga para la altura del tanque que se medirá.
- **Espesor:** el área de sección transversal de la cinta debe ser tal que cuando la cinta este en una posición horizontal sobre una superficie plana no se estire más allá de una deformación unitaria de 0,0075% cuando es tirada por una fuerza de 44 *N* (10 *lb*). Por lo general, el área de sección transversal no debe ser inferior a los 2,5 *mm*<sup>2</sup> (0,004 *pulg*<sup>2</sup>).
- **Carcasa:** Bobina y manivelas durables: el montaje se encuentra dentro de la estructura o estuche.
- **Extremo libre:** Provisto con un broche de presión de cierre automático u otro dispositivo de retención al cual se pueda sujetar la plomada. Un broce de presión de tipo giratorio reducirá la rotura de la cinta.
- **Escala:** Cinta de aforo (sondeo).-Graduadas en pies, pulgadas, y fracciones de pulgadas; pies y centésimos de pie; o metro, centímetros, y milímetros. La punta de la plumada será el punto cero de la escala.
- **Cinta de aforo de vacío.**-Graduadas en pies, pulgadas, y fracciones de pulgadas; pies y centésimos de pie; o metro, centímetros, y milímetros. El punto cero de la escala es el punto de contacto entre el broche y el ojo de la plomada.

**Anexo 2. Normas API CAPITULO 3 SECCIÓN 1 - Características de la Plomada y Varilla de medición.**

- a) Materiales: resistentes a la corrosión y que no hagan chispas.
- b) Longitud: Plomadas o varillas, 15 cm. (6 pulg.), 30 cm. (12 pulg.) o 45 cm. (18 pulg.).
- c) Peso: Mínimo 20 onzas; Máximo 2 3 /8 libras.
- d) Ojo: Parte integral de la plomada o varilla, preferentemente con un refuerzo templado para evitar su desgaste.
- e) Punta: Las plomadas y varillas de aforo (sondeo) deben tener una punta cónica de dureza suficiente para evitar que se dañe al contactarse con otro metal.
- f) Escala:
  - 1) Plomadas y varillas para aforo (sondeo).-Graduadas en un solo lado en pulgadas, con al menos subdivisiones de 1/8 de pulgada; décimos de pie con al menos subdivisiones de centésimos de pie, o centímetros con al menos subdivisiones de 1 mm y con el punto cero de la escala en la punta de la plomada.
  - 2) Plomadas para aforo de vacío.-Graduadas en un solo lado en pulgadas, con al menos subdivisiones de 1/8 de pulgada, o centímetros con subdivisiones de 1 mm y con la punto cero de la escala en la parte interna del ojo, excepto para la plomada extendida para aforo de vacío que se describe más adelante.

### Anexo 3. Características del sensor de temperatura TS-3.

**Tabla 12. Características de los sensores de temperatura TS-3**

Características	Sensor de temperatura TS-3
Marca	SIEMENS
Certificación	Approvals: CSA, FM
Conexión de proceso	Rosca de conexión al proceso ¾ “ NPT
Material	Etileno-tetrafluoretileno
Rango	-40 °C a 150°C

Elaboración propia, basada en la empresa Siemens AG, 2019



## Anexo 4. Procedimiento - Registro de grupos.

El campo añadir del módulo secundario de administración permite al administrador registrar los diferentes grupos que tienen el acceso a la plataforma, ya sea por turno o por actividades a realizar, a continuación se detalla el procedimiento para registrar a los grupos de operadores. (Ver figura 66 y tabla 13)

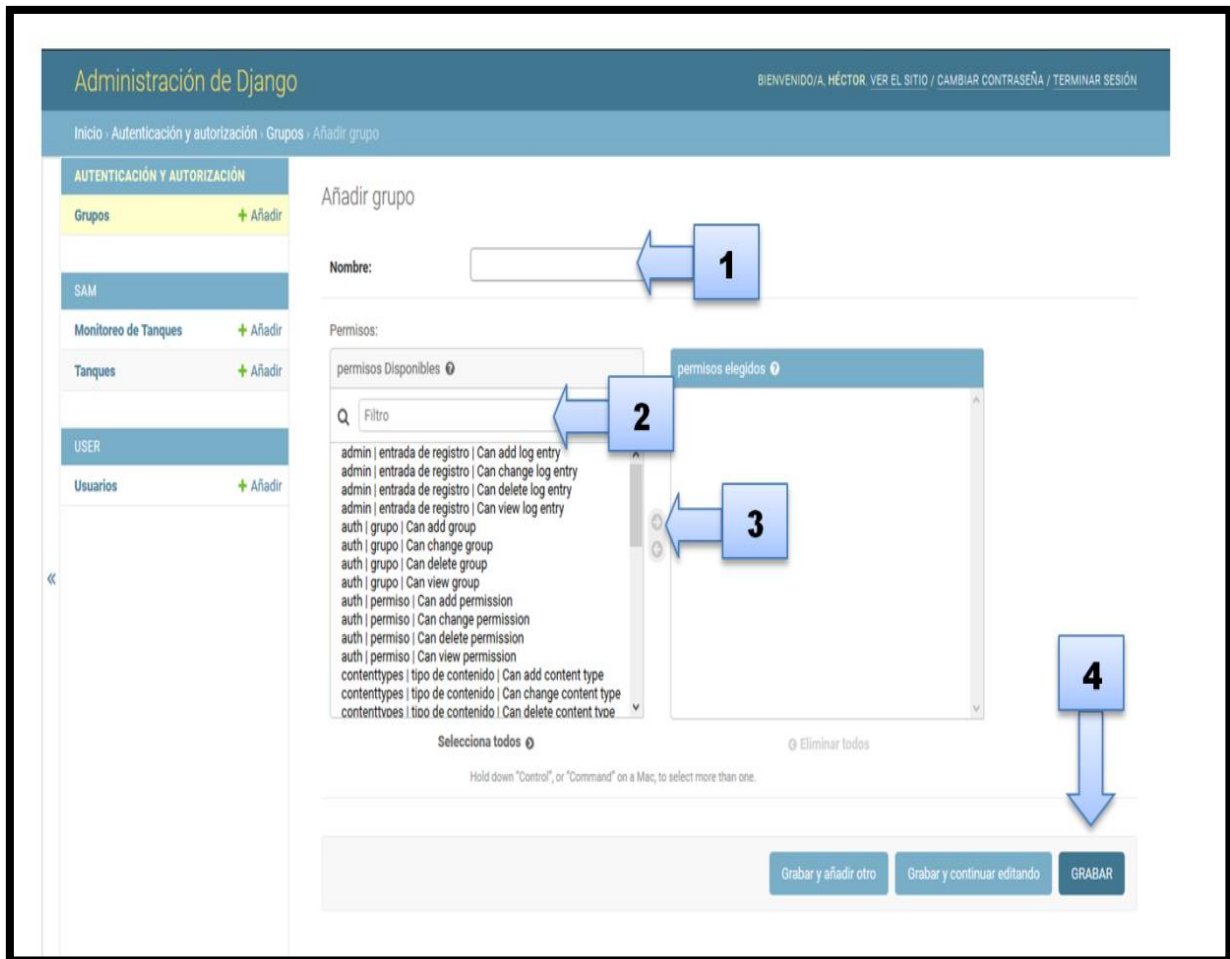


Figura 66. Procedimiento - Registro de grupos.

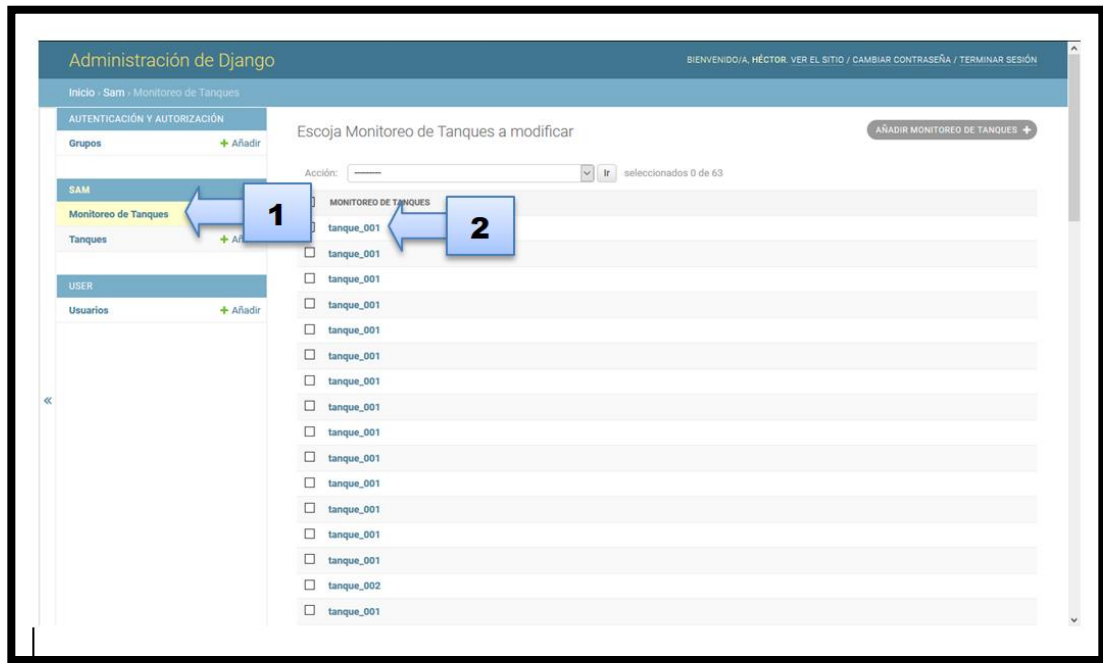
**Tabla 13. Procedimiento - Registro de Grupos de Operadores.**

Número	Procedimiento.
1	Ingresar nombre del grupo.
2	Seleccionar los permisos que tiene el grupo.
3	Click para transferir el permiso al registro.
4	Click para grabar y guardar el grupo con su permiso.

Elaboración propia.

**Anexo 5. Módulo Administración - Monitoreo tanque.**

Este módulo permite al administrador supervisar el nivel de fluido que se encuentra almacenado en un tanque, además de eliminar el registro de un contenedor si no se encuentra activo, sin la necesidad de cambiar de módulo. (Ver figuras 67, 68 y 69 - ver tablas 14 y 15)



**Figura 67. Módulo Administración - Monitoreo tanque - procedimientos.**

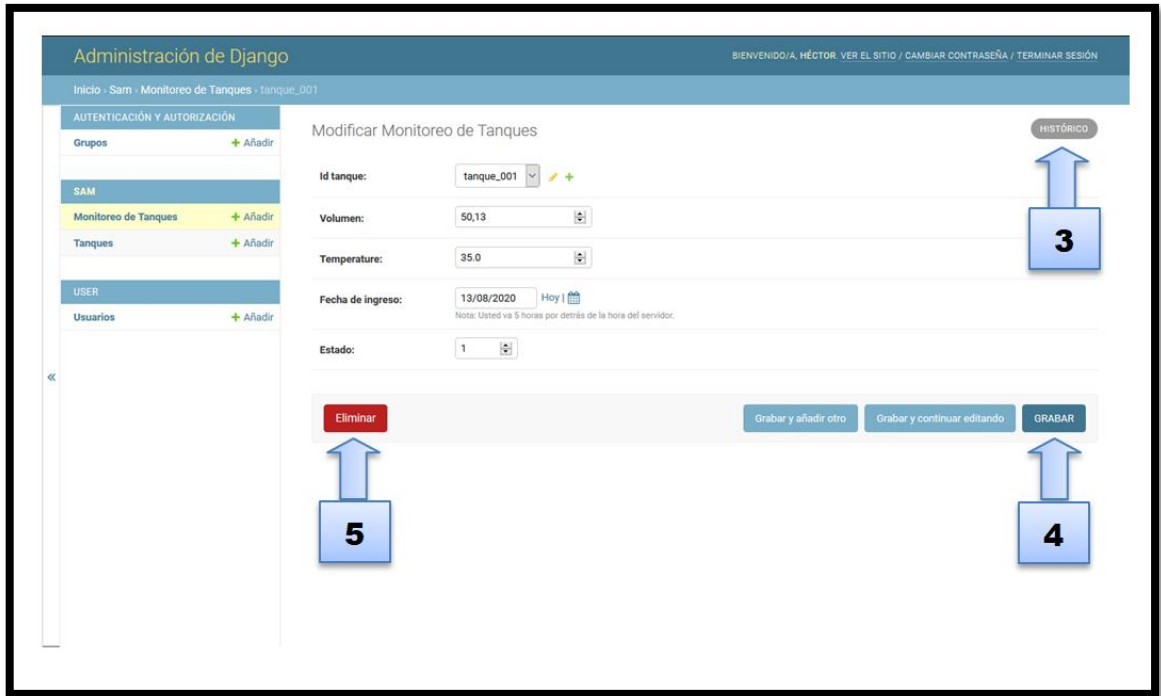


Figura 68. Monitoreo tanque - selección de campos.

**Figura 69. Monitoreo tanque - Histórico de modificaciones.**

**Tabla 14. Módulo Administración - Monitoreo tanque.**

The screenshot displays the Django administration interface. At the top, the header reads 'Administración de Django' and 'BIENVENIDO/A, HÉCTOR. VER EL SITIO / CAMBIAR CONTRASEÑA / TERMINAR SESIÓN'. Below the header, the breadcrumb trail is 'Inicio > Sam > Monitoreo de Tanques > tanque\_001 > Histórico'. The left sidebar contains a menu with categories: 'AUTENTICACIÓN Y AUTORIZACIÓN' (Grupos), 'SAM' (Monitoreo de Tanques, Tanques), and 'USER' (Usuarios). The main content area is titled 'Histórico de modificaciones: tanque\_001' and contains a table with three columns: 'FECHA/HORA', 'USUARIO', and 'ACCIÓN'.

FECHA/HORA	USUARIO	ACCIÓN
13 de Septiembre de 2020 a las 17:44	samadmin (Héctor Rodríguez)	Modificado Fecha de ingreso.
13 de Septiembre de 2020 a las 17:48	samadmin (Héctor Rodríguez)	No ha cambiado ningún campo.
13 de Septiembre de 2020 a las 17:49	samadmin (Héctor Rodríguez)	Modificado Fecha de ingreso.

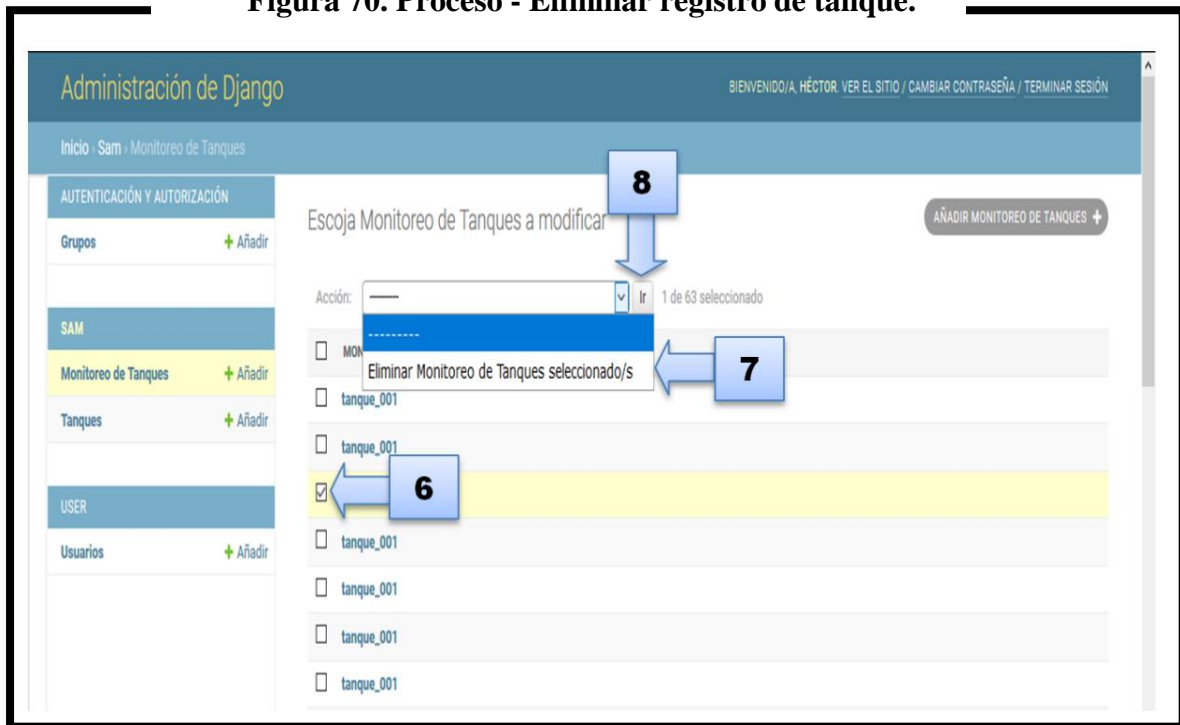
Elaboración propia.

**Tabla 15. Módulo Administrativo - Eliminar monitoreo tanque. (Ver figura 70)**

Número	Procedimiento
6	Seleccionar el tanque a eliminar.
7	Seleccionar opción eliminar monitoreo de tanque seleccionado.
8	Click en ir para eliminar.

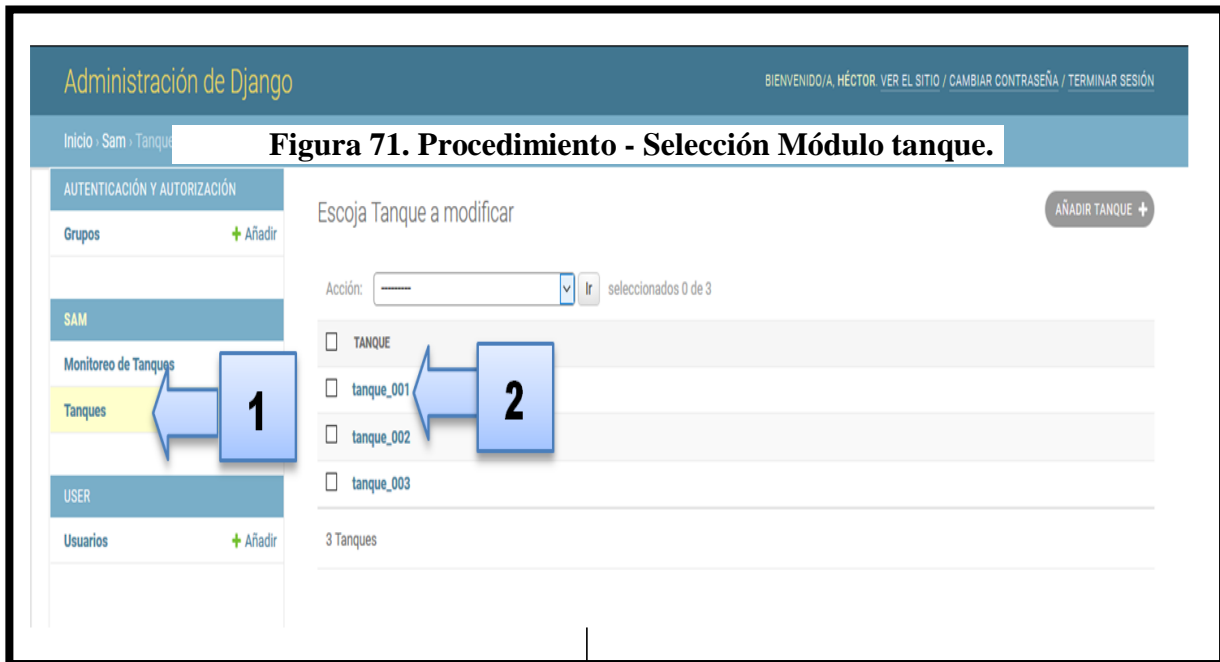
Elaboración propia.

**Figura 70. Proceso - Eliminar registro de tanque.**



## Anexo 6. Módulo Administración - Tanque.

Este módulo permite al administrador supervisar, registrar y eliminar los tipos de tanques disponibles para el proceso de medición. (Ver figuras 71 y 72 - ver tablas 16 y 17)



The screenshot shows a web interface for editing a tank. On the left is a sidebar with navigation options: 'Grupos', 'SAM', 'Monitoreo de Tanques', 'Tanques', and 'USER'. The main area is titled 'Modificar Tanque' and contains the following fields:

- User creation: dropdown menu with a plus icon.
- User updated: dropdown menu with a plus icon.
- Codigo: text input field containing 'tanque\_001'.
- Descripcion: text input field containing 'tanque rectangular'.
- Tipo Tanque: dropdown menu with 'Rectangular' selected.
- Largo: numeric input field with '3.0'.
- Ancho: numeric input field with '3.0'.
- Altura: numeric input field with '3.0'.
- Diametro: numeric input field with '0.0'.
- Volumen Maximo: numeric input field with '27.0'.
- Estado: dropdown menu with '1' selected.

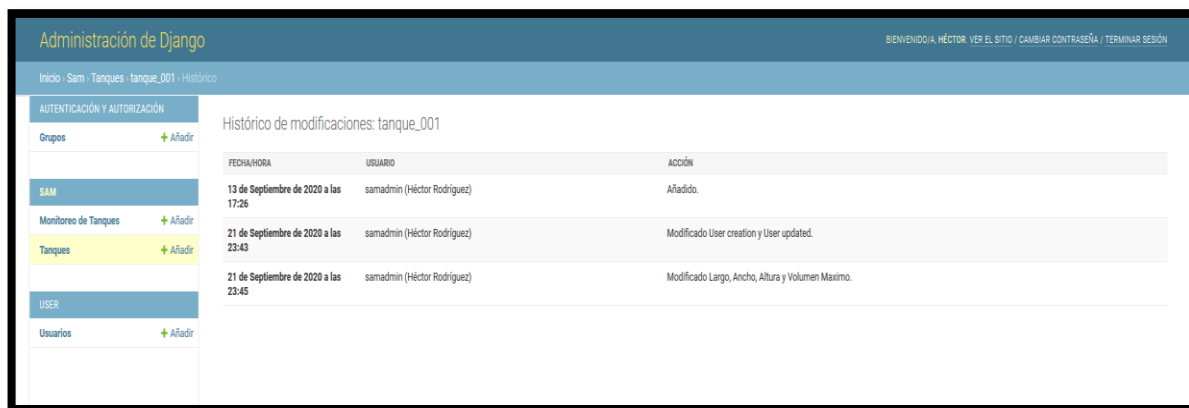
At the bottom of the form are several buttons: a red 'Eliminar' button, a blue 'Grabar y añadir otro' button, a blue 'Grabar y continuar editando' button, and a blue 'GRABAR' button. A 'HISTÓRICO' button is located in the top right corner. Three blue arrows with numbers point to specific elements: arrow 3 points to the 'HISTÓRICO' button, arrow 4 points to the 'GRABAR' button, and arrow 5 points to the 'Eliminar' button.

**Tabla 16. Módulo Administración - Tanque.**

**Figura 72. Módulo tanque - Campos.**

Número	Procedimiento
--------	---------------





- 1 Click tanque – Despliega una ventana con el listado de los tanques registrados.
- 2 Seleccionar el tanque que desea monitorear – Presenta una venta con todas las características del tanque.
- 3 Click Botón Histórico – Despliega una ventana emergente con las modificaciones que se ha realizado al tanque. (Ver figura 73)
- 4 Click Grabar – Permite guardar los datos presentados.
- 5 Click Eliminar – Permite eliminar los datos presentados.

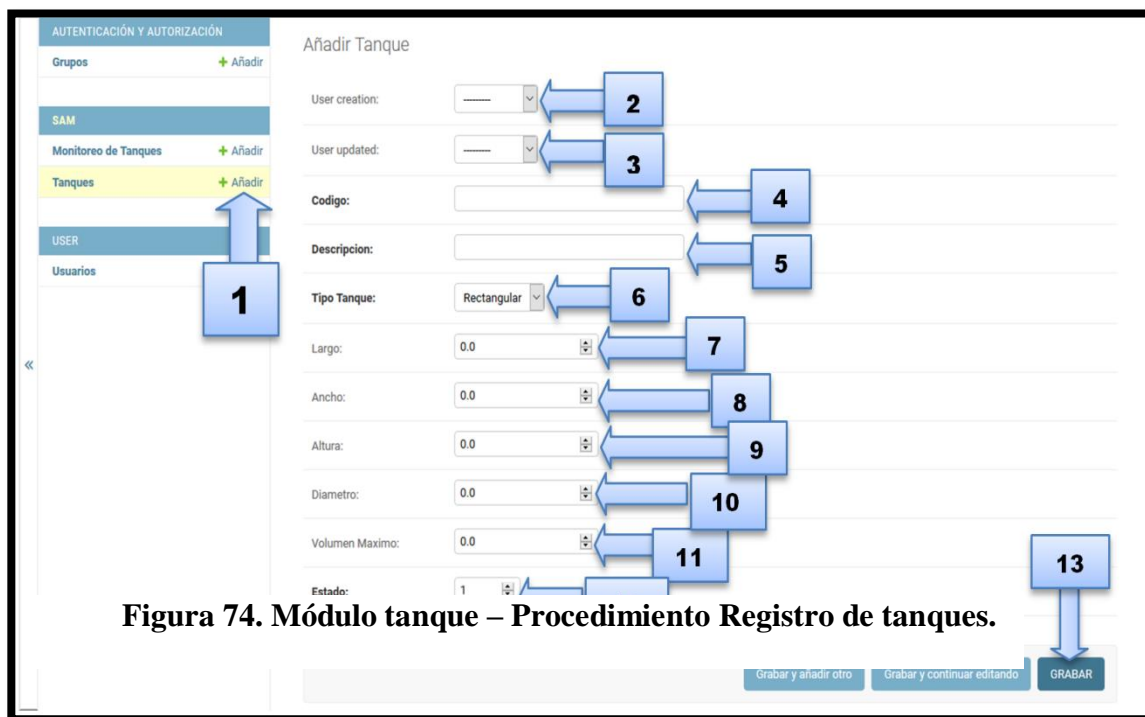
---

Elaboración propia.

**Figura 73. Listado - Modificaciones Módulo tanque.**

**Anexo 7. Módulo Administrativo - Registro tanque.**

Este módulo permite registrar a los diferentes tipos de tanques con sus características respectivas como son: largo, ancho, tipo de tanque, diámetro, etc. (Ver figura 74 y tabla 15)



**Figura 74. Módulo tanque – Procedimiento Registro de tanques.**

**Tabla 17. Registro tanque.**

Número	Procedimiento
1	Click “añadir” – Despliega una venta con los campos que se deben llenar para el registro del tanque.
2	Llenar campo - Identificación de usuario creador tanque.
3	Llenar campo - Identificación de usuario modificar tanque.
4	Llenar campo - Código tanque.
5	Llenar campo – Descripción tanque.
6	Seleccionar el tipo de tanque.
7	Llenar campo – Dimensión – Largo.
8	Llenar campo – Dimensión – Ancho.
9	Llenar campo – Dimensión – Altura.
10	Llenar campo – Dimensión – Diámetro.
11	Llenar campo – Dimensión – Volumen Máximo.
12	Seleccionar el estado del tanque – Activo.
13	Click Grabar – Permite guardar los datos insertados.

Elaboración propia.

## Anexo 8. Módulo Administración - Monitoreo de Usuario.

Éste módulo permite al administrador monitorear o eliminar a los usuarios que tienen el acceso al control del sistema automatizado de medición mediante el campo “usuario”, además de presentar una lista de los usuarios, el módulo presenta los datos con que el operador fue registrado que son: (Ver figuras 75, 76 y 77 - ver tabla 18)

- Contraseña.
- Fecha de inicio de sesión.
- Grupo al que pertenece
- Los permisos que tiene para ingresar al sistema.
- Nombre clave de usuario.
- Nombre del usuario.
- Apellido del usuario.
- Dirección de correo electrónico.
- La declaración de activo.
- La foto de identificación.

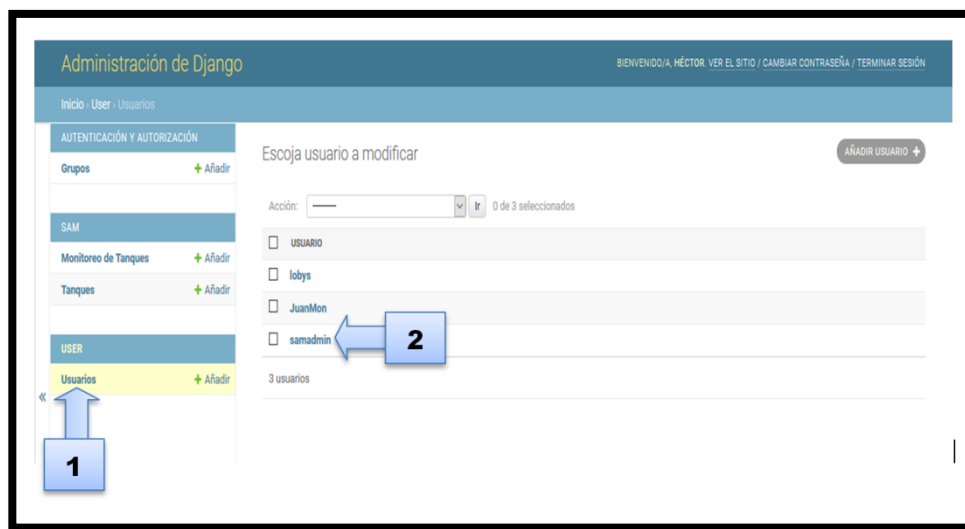


Figura 75. Módulo usuario - Procedimiento supervisión de usuario

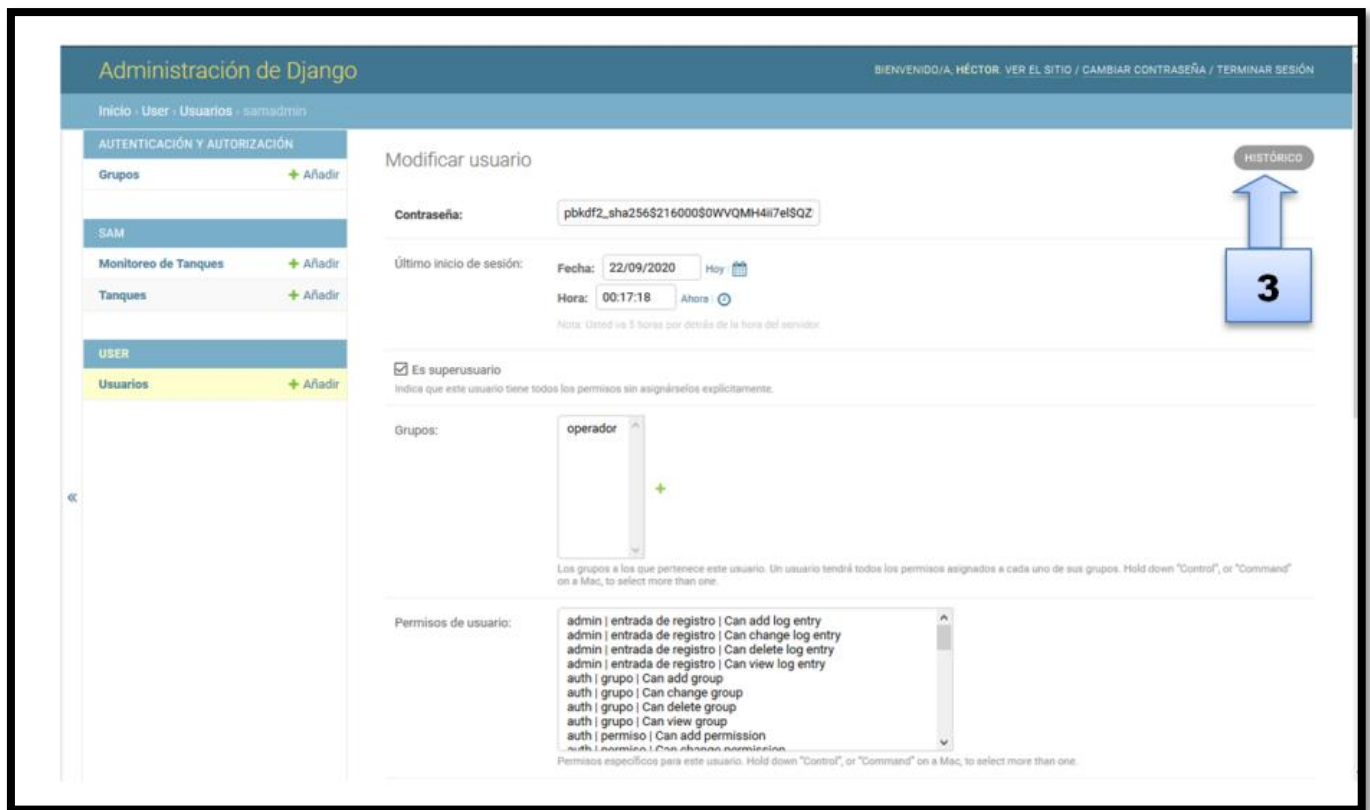


Figura 77. Módulo usuario - Procedimiento supervisión de usuario

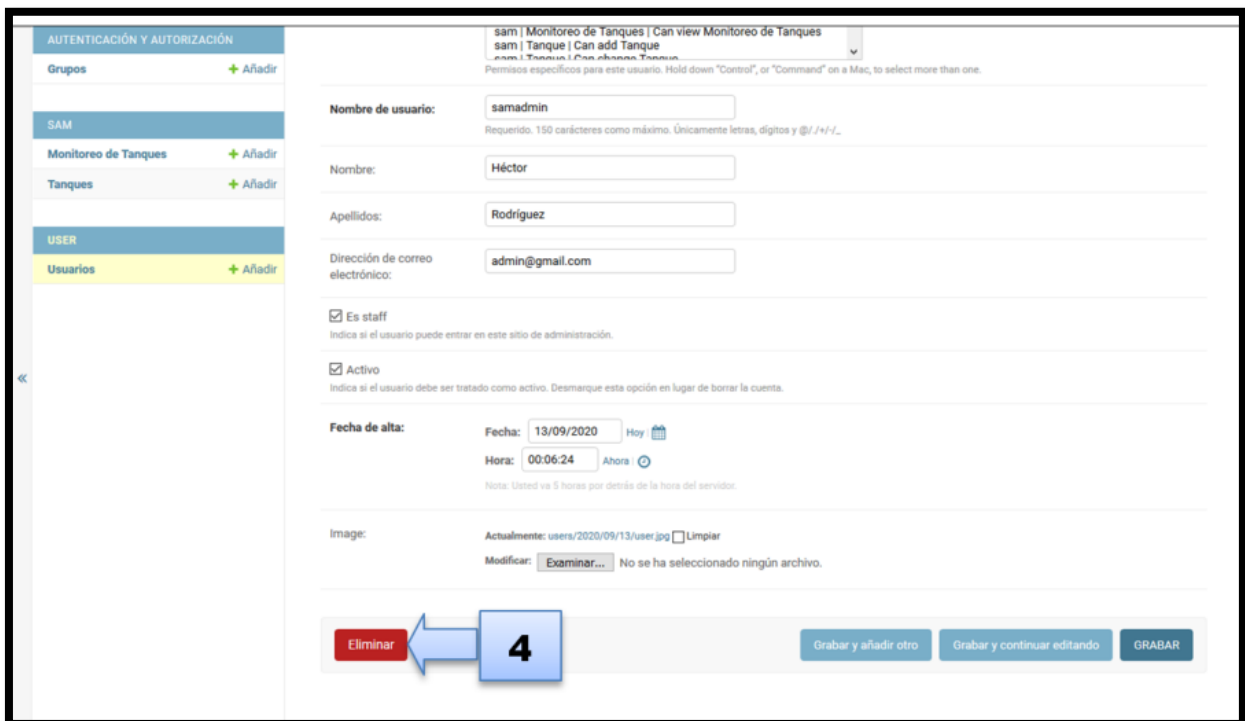
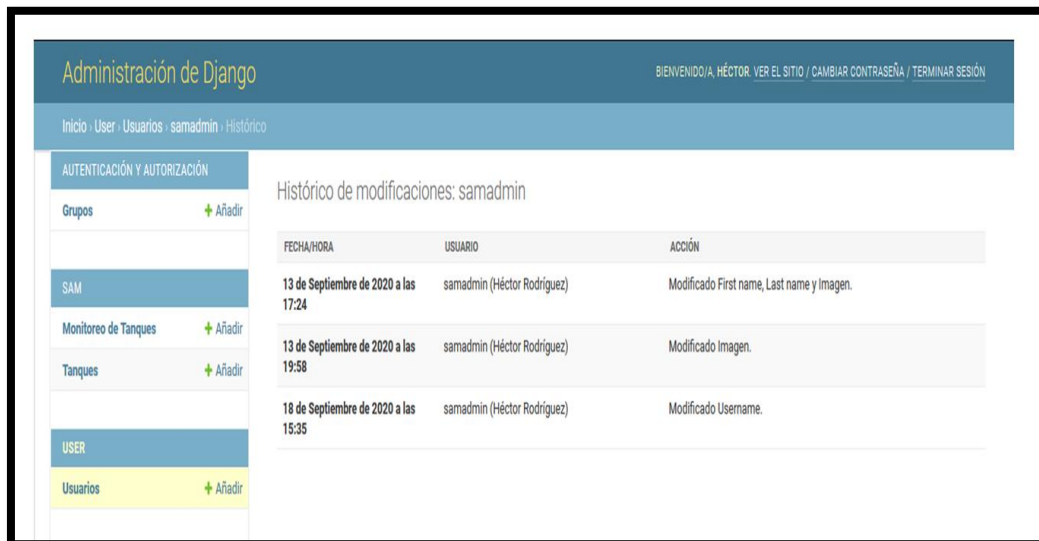


Figura 76. Módulo usuario - Campos - Supervisión de usuario

**Tabla 18. Modulo Administración - Procedimiento monitoreo usuario.**

Número	Procedimiento
1	Click “Usuario”- Despliega una ventana emergente con una lista de los usuarios registrados en el sistema.
2	Seleccionar usuario – Se presenta una ventana secundaria con los datos del operador.
3	Click Botón Histórico – Desliza una ventana emergente con las modificaciones que se ha realizado al usuario. (Ver figura 78)
4	Click “Eliminar” – Elimina el usuario seleccionado.

Elaboración propia.



The screenshot shows the Django administration interface for 'Administración de Django'. The user is logged in as 'HÉCTOR'. The breadcrumb trail is 'Inicio > User > Usuarios > samadmin > Histórico'. The left sidebar shows the 'USER' section with 'Usuarios' selected. The main content area displays the 'Historico de modificaciones: samadmin' table.

FECHA/HORA	USUARIO	ACCIÓN
13 de Septiembre de 2020 a las 17:24	samadmin (Héctor Rodríguez)	Modificado First name, Last name y Imagen.
13 de Septiembre de 2020 a las 19:58	samadmin (Héctor Rodríguez)	Modificado Imagen.
18 de Septiembre de 2020 a las 15:35	samadmin (Héctor Rodríguez)	Modificado Username.

**Figura 78. Histórico de modificación de usuario.**

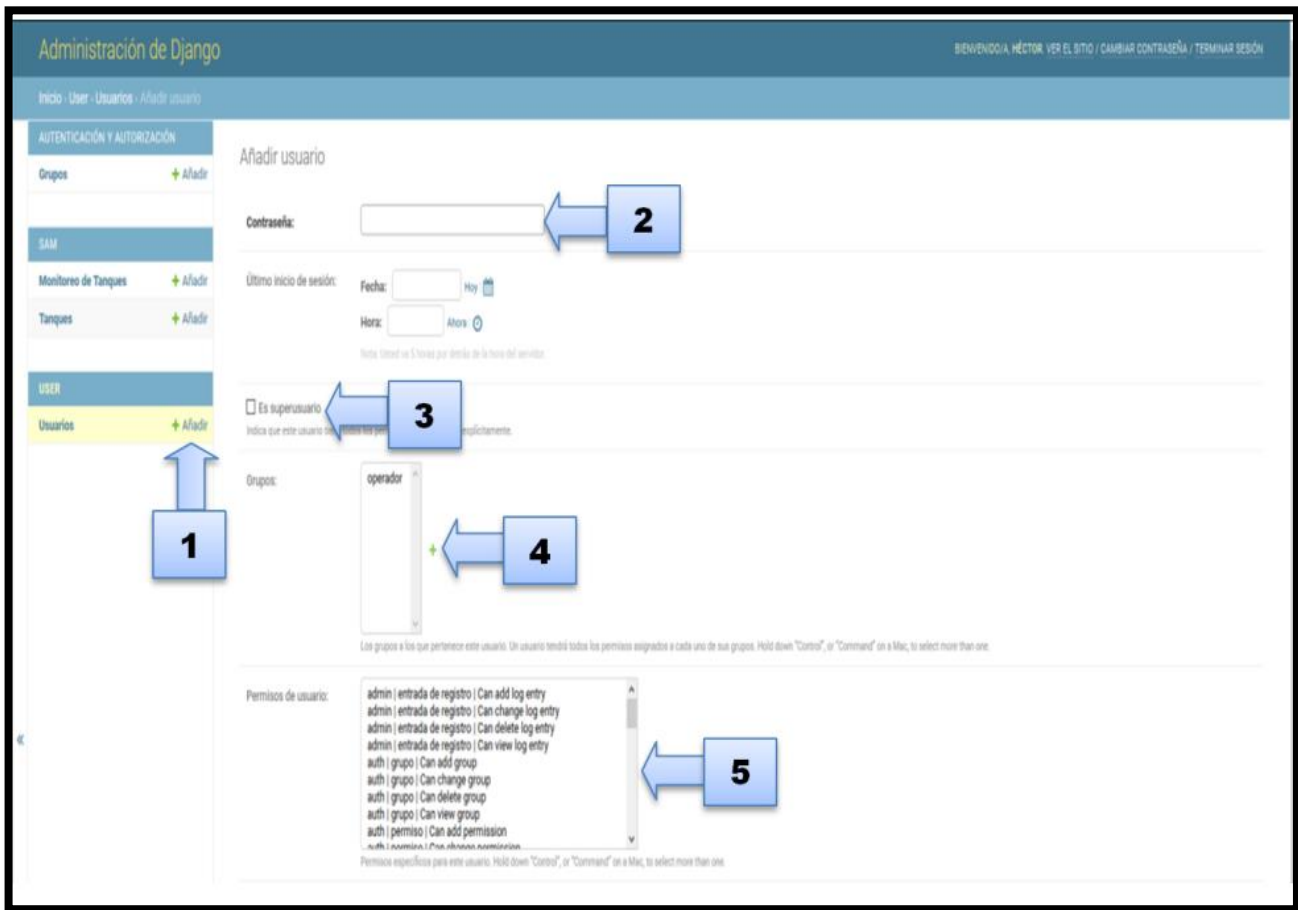
### **Anexo 9. Módulo Administración - Registro usuario.**

Este módulo despliega una ventana para el registro del usuario, con los datos que se menciona en el anexo 8. (Ver figuras 79 y 80 y ver tabla 19)

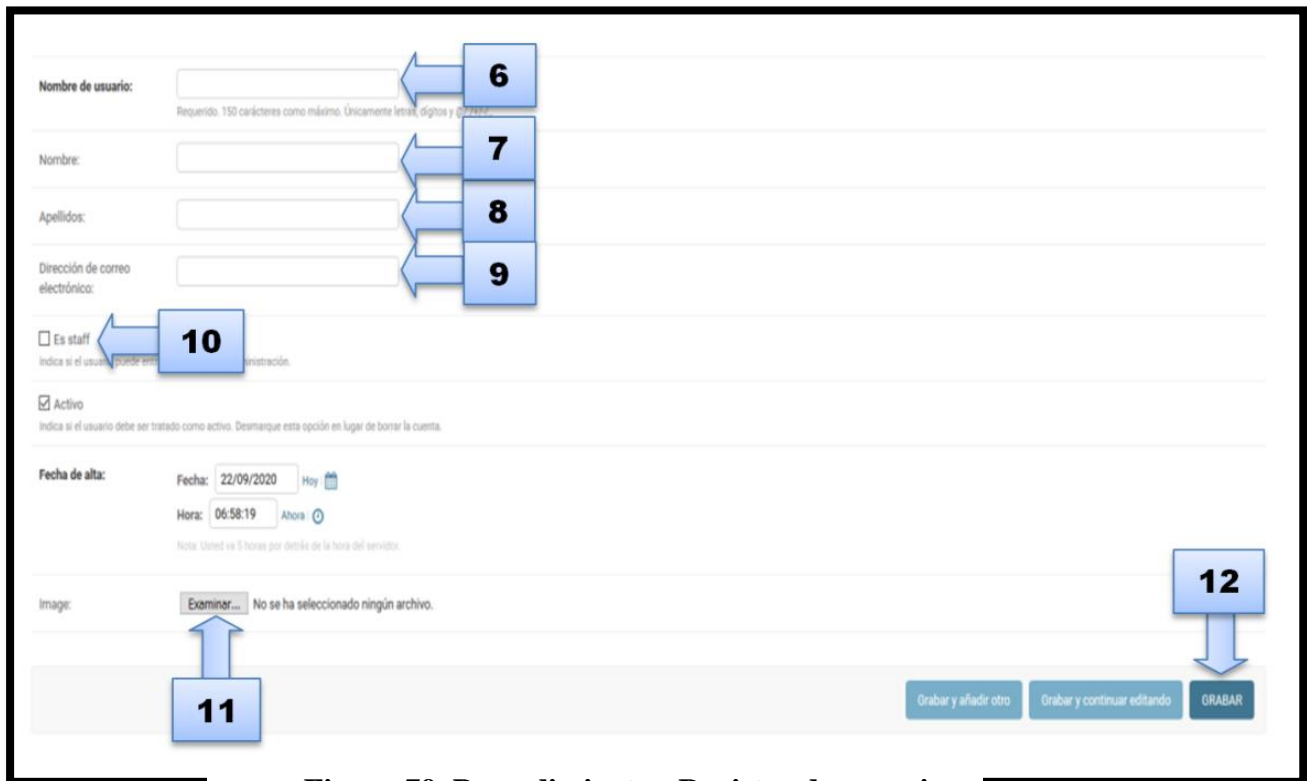
**Tabla 19. Módulo Administración - Procedimiento de registro de usuarios.**

Número	Procedimiento
1	Click “Añadir” – Despliega una ventana con todos los campos para ingresar datos del usuario.
2	Llenar campo – Contraseña – Ingresar contraseña.
3	Seleccionar si es superusuario – Permite tener el acceso a todos los módulos.
4	Seleccionar el grupo al que pertenece.
5	Seleccionar los módulos al que tiene acceso.
6	Llenar campo – Nombre clave de usuario.
7	Llenar campo – Datos – Nombre de usuario.
8	Llenar campo – Datos – Apellidos de usuario.
9	Llenar campo – Datos – Correo electrónico.
10	Seleccionar si el usuario tiene el acceso al registro de usuario.
11	Seleccionar foto de perfil.
12	Click “Grabar” – Guarda los datos ingresados.

Elaboración propia.



**Figura 80. Procedimiento - Registro de Usuario.**

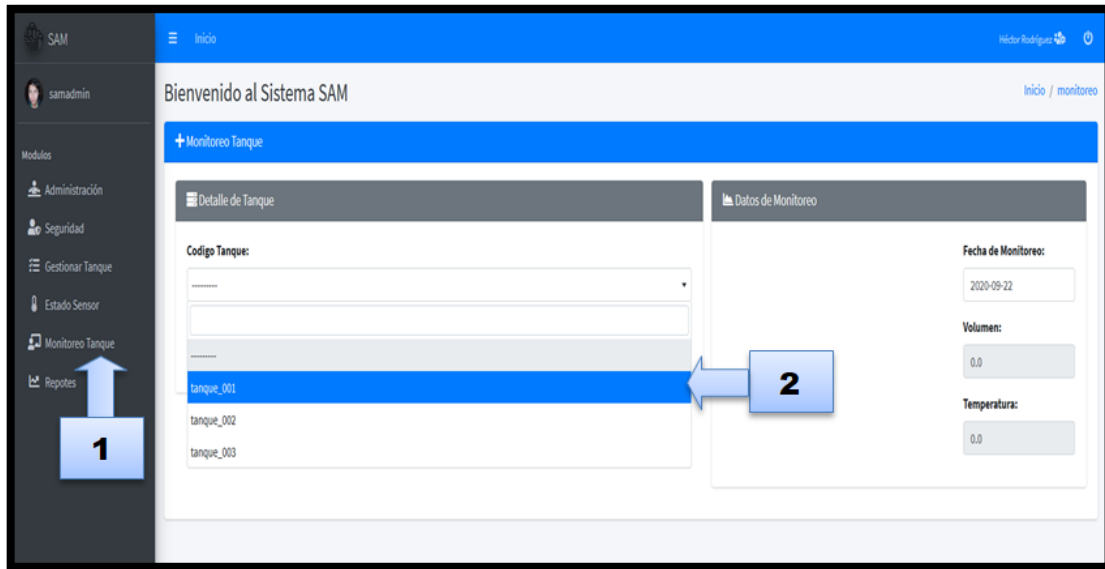


**Figura 79. Procedimiento - Registro de usuarios.**



## Anexo 10. Módulo Monitoreo Tanque - Registro de medición.

Este módulo permite al administrador conocer la producción de un pozo, mediante la selección del tanque que desea conocer la medición de los niveles de fluidos en los tanques de petróleo. (Ver figuras 81 y 82)



**Figura 82. Monitoreo tanque.**

**Figura 81. Listado tanque - Medición de niveles de fluidos.**

The screenshot displays a web interface for tank monitoring. It is divided into two main sections: 'Detalle de Tanque' (Tank Details) and 'Datos de Monitoreo' (Monitoring Data).

**Detalle de Tanque:**

- Codigo Tanque:** A dropdown menu showing 'tanque\_001'.
- Mostrar:** A control showing '10' records.
- Table:** A table with 5 columns: 'Tipo Tanque', 'Volumen Maximo', 'Temperatura', 'Volumen Actual', and 'Ver'. It contains 10 rows of data for rectangular tanks.
- Navigation:** A pagination bar with 'Anterior', page numbers 1-6, and 'Siguiete'.

**Datos de Monitoreo:**

- Fecha de Monitoreo:** A date input field with the value '2020-09-19'.
- Volumen:** A numeric input field with the value '15.00'.
- Temperatura:** A numeric input field with the value '25.00'.

Tipo Tanque	Volumen Maximo	Temperatura	Volumen Actual	Ver
rectangular	64.00	35.00	50.13	
rectangular	64.00	35.00	50.15	
rectangular	64.00	35.00	50.01	
rectangular	64.00	35.00	50.15	
rectangular	64.00	35.00	48.49	
rectangular	64.00	35.00	48.13	
rectangular	64.00	35.00	48.32	
rectangular	64.00	35.00	49.38	
rectangular	64.00	35.00	49.38	
rectangular	64.00	35.00	43.95	