



PLAN DE NEGOCIOS PARA LA CREACIÓN DE UNA EMPRESA  
DE INGENIERIA DEDICADA A LA AUTOMATIZACIÓN DE PROCESOS INDUSTRIALES

ROBINSON GONZALEZ RIVERA

UNIVERSIDAD SANTO TOMÁS DE AQUINO  
FACULTAD DE INGENIERIA  
ESPECIALIZACIÓN EN INSTRUMENTACIÓN ELECTRÓNICA  
Santa Fé de Bogotá  
2009



PLAN DE NEGOCIOS PARA LA CREACIÓN DE UNA EMPRESA  
DE INGENIERIA DEDICADA A LA AUTOMATIZACIÓN DE PROCESOS INDUSTRIALES

ROBINSON GONZALEZ RIVERA

Trabajo escrito presentado como requisito para obtener  
el título de Ingeniero Especialista en Instrumentación Electrónica

Profesor  
Ing. Fernando Rivera

UNIVERSIDAD SANTO TOMÁS DE AQUINO  
FACULTAD DE INGENIERIA  
ESPECIALIZACIÓN EN INSTRUMENTACIÓN ELECTRÓNICA  
Santa Fé de Bogotá  
2009



NOTA DE ACEPTACION

---

---

---

---

PRESIDENTE DEL JURADO

---

JURADO

---

JURADO

Santa Fé de Bogota, 16 de mayo de 2009



A mis padres Alba  
y Marcos, a mi  
sobrino Miguel con todo  
mi amor, a mis  
hermanos y a la memoria  
de Yenit Astrid Cruz



## AGRADECIMIENTOS

**El autor expresa sus agradecimientos a todos los que de una u otra forma contribuyeron a la realización de éste trabajo, aportando ideas y sugerencias.**

**También reconocer el valioso aporte del ingeniero Fernando Rivera que a través de sus clases nos transmitió sus conocimientos adquiridos a lo largo de su amplia experiencia profesional en la planificación de proyectos de ingeniería.**



## TABLA DE CONTENIDOS

<b>1. PROBLEMA</b> .....	<b>16</b>
<b>2. OBJETIVO</b> .....	<b>17</b>
<b>3. JUSTIFICACIÓN</b> .....	<b>18</b>
<b>4. MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>24</b>
<b>5. ESTADO DEL ARTE</b> .....	<b>52</b>
<b>5.1 COMPETIDORES</b> .....	<b>52</b>
<b>5.2 LA OFERTA</b> .....	<b>53</b>
<b>5.3 LOS CLIENTES</b> .....	<b>57</b>
<b>5.4 EL PRODUCTO</b> .....	<b>58</b>
<b>5.5 LA DEMANDA</b> .....	<b>60</b>
<b>5.6 LA UTILIDAD</b> .....	<b>63</b>
<b>6. ESTUDIO TÉCNICO</b> .....	<b>64</b>
<b>6.1 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS</b> .....	<b>64</b>
6.1.1 ESPECIFICACIONES DE LOS SEPARADORES .....	64
6.1.2 REQUERIMIENTOS DE OPERACIÓN .....	65
6.1.3 REQUERIMIENTOS DE INSTALACIÓN.....	67
6.1.4 REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD Y PROTECCIÓN .....	69
6.1.4.1 IP ( <i>Ingress Protection</i> ).....	69
6.1.4.2 NEMA ( <i>National Electrical Manufacturers Association</i> ).....	70
6.1.4.3 NEMA VS IP .....	72
<b>6.2 DISEÑO GLOBAL</b> .....	<b>73</b>
<b>6.3 DISEÑO DETALLADO</b> .....	<b>77</b>
6.3.1 DIAGRAMAS DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN (P&ID'S).....	80
6.3.1.1 ARQUITECTURA CLÁSICA BASADA EN CONTROL NEUMÁTICO – P&ID'S ....	80
6.3.1.2 ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE CONTROL PROPUESTO – P&ID'S .....	84
6.3.2 EQUIPOS SELECCIONADOS .....	89



6.3.2.1 MEDICIÓN DE NIVELES .....	89
6.3.2.2 MEDICIÓN DE PRESIÓN .....	91
6.3.2.3 CONTROLADOR DE VALVULA .....	92
<b>6.4 LISTADO DE MATERIALES/CANTIDADES Y SU VALORIZACIÓN .....</b>	<b>93</b>
<b>6.5 MANO DE OBRA Y SU VALOR .....</b>	<b>95</b>
<b>6.6 TIEMPO ESTIMADO PARA MONTAJE .....</b>	<b>95</b>
<b>7. ESTUDIO ORGANIZACIONAL/LEGAL .....</b>	<b>96</b>
<b>7.1 ORGANIGRAMA.....</b>	<b>96</b>
7.1.1 LISTADO Y DESCRIPCIÓN DE CARGOS .....	97
7.1.1.1 PERSONAL OPERATIVO (OUTSOURCING).....	97
7.1.1.2 PERSONAL DE NÓMINA O PLANTA.....	98
<b>7.2 NOMINA DE LA EMPRESA .....</b>	<b>99</b>
<b>7.3 Valorizar aspectos legales .....</b>	<b>100</b>
<b>8. VALORIZACIÓN DE LA PROPUESTA.....</b>	<b>102</b>
<b>8.1 PROGRAMACIÓN CPM/PERT.....</b>	<b>102</b>
<b>8.2 LISTADO VALORIZADO DE LOS ACTIVOS DEL PROYECTO .....</b>	<b>107</b>
8.2.1 EQUIPOS A ENTREGAR/INSUMOS .....	107
8.2.2 EQUIPOS .....	108
8.2.3 HERRAMIENTAS .....	109
8.2.4 SOFTWARE .....	109
<b>8.3 GASTOS DE ADMINISTRACIÓN.....</b>	<b>110</b>
8.3.1 NOMINA DE ADMINISTRACIÓN .....	110
8.3.2 NÓMINA DE OPERACIÓN.....	110
<b>8.4 GASTOS GENERALES .....</b>	<b>112</b>
<b>8.5 GASTOS FINANCIEROS .....</b>	<b>113</b>
<b>9. RENTABILIDAD DEL PROYECTO .....</b>	<b>114</b>
<b>9.1 DETERMINACIÓN DE COSTOS.....</b>	<b>114</b>
<b>9.2 FIJACIÓN DE LA UTILIDAD .....</b>	<b>118</b>
<b>9.3 DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE VENTA.....</b>	<b>118</b>



<b>10. VALORIZACIÓN DEL PROYECTO</b> .....	<b>119</b>
<b>10.1 GASTOS PREOPERATIVOS</b> .....	<b>119</b>
<b>10.2 ACTIVOS</b> .....	<b>119</b>
10.2.1 MUEBLES Y ENSERES.....	119
10.2.2 MAQUINARIA Y EQUIPOS.....	120
10.2.3 HERRAMIENTAS.....	120
10.2.4 SOFTWARE.....	121
<b>10.3 CALCULO DEL PUNTO DE EQUILIBRIO</b> .....	<b>121</b>
<b>10.4 CAPITAL PARA PUESTA EN MARCHA</b> .....	<b>122</b>
<b>10.5 BALANCE DE INICIO (FORMATO TIPO BALANCE)</b> .....	<b>123</b>
<b>10.6 ESTADO DE RESULTADOS (P y G)</b> .....	<b>123</b>
<b>10.7 VALOR DE LA INVERSIÓN TOTAL</b> .....	<b>124</b>
<b>10.8 RENTABILIDAD COMPARATIVA DEL PROYECTO</b> .....	<b>124</b>



## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Especificaciones de construcción separador bifásico M-MDB- 102.....	64
Tabla 2. Especificaciones de construcción separador bifásico M-MDB- 103.....	64
Tabla 3. Especificaciones de construcción separador bifásico M-MDB- 104.....	65
Tabla 4. Especificaciones de construcción separador de pruebas M-MDB- 101 .....	65
Tabla 5. Condiciones de operación para el separador bifásico M-MDB- 102 .....	66
Tabla 6. Condiciones de operación para el separador bifásico M-MDB- 103 .....	66
Tabla 7. Condiciones de operación para el separador bifásico M-MDB- 104 .....	66
Tabla 8. Condiciones de operación para el separador de pruebas M-MDB- 101 .....	66
Tabla 9. Sistema de clasificación de protección IP .....	70
Tabla 10. Tipos adicionales dentro de la clasificación NEMA.....	71
Tabla 11. Cuadro comparativo entre los estándares IP y NEMA.....	72
Tabla 12. Especificaciones de las válvulas de control .....	93
Tabla 13. Listado de equipos usados para la implementación de la solución.....	93
Tabla 14. Relación de tarifas por uso para el personal de producción y de administración .....	95
Tabla 15. Nómina de la empresa. Overhead administrativo .....	99
Tabla 16. Nómina de la empresa. Personal para montaje, arranque y puesta en marcha .....	100
Tabla 17. Listado de actividades y eventos para la programación y planeación del proyecto.....	103
Tabla 18. Listado de equipos a entregar/insumos.....	107
Tabla 19. Listado de equipos .....	108
Tabla 20. Listado de herramientas.....	109
Tabla 21. Software/Licencias .....	109
Tabla 22. Nómina de administración.....	110
Tabla 23. Nómina de operación .....	110



Tabla 24. Cálculo de costos variables por nómina de producción .....	111
Tabla 25. Gastos generales mensuales .....	112
Tabla 26. Contribución a costos variables debido a Gastos por personal de producción	115
Tabla 27. Contribución a costos variables debido a Gastos Generales .....	116
Tabla 28. Contribución a costos variables debido a Gastos Administrativos .....	117
Tabla 29. Gastos preoperativos .....	119
Tabla 30. Listado de muebles, enseres y equipos de oficina .....	120
Tabla 31. Listado de maquinaria y equipos para producción .....	120
Tabla 32. Listado de herramientas para producción .....	121
Tabla 33. Listado de licencias de software .....	121
Tabla 34. Cálculo del punto de equilibrio .....	121
Tabla 35. Formato tipo balance .....	123
Tabla 36. Estado de resultados P y G .....	123



## LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Comparación comportamiento frente a interferencia electromagnética (EMI) para distintos protocolos de comunicaciones industriales.....	23
Gráfica 2. Proyección de crecimiento interanual 2008-2020 en la demanda de productos petroleros por sector de la economía .....	62
Gráfica 3. Proyección en el porcentaje de participación de energía primaria para el gas natural .....	62



## LISTA DE FIGURAS

Ilustración 1. Plan anual de Mantenimiento Preventivo asociado a un controlador neumático de presión Fisher de un separador bifásico en el software de Mantenimiento Infor EAM de Hocol S.A. ....	18
Ilustración 2. Órdenes de Mantenimiento Preventivo generadas para un controlador neumático de presión Fisher- Infor EAM.....	19
Ilustración 3. Costos asociados a una orden de mto. preventivo para un controlador neumático de presión Fisher .....	19
Ilustración 4. Plan anual de Mantenimiento Preventivo asociado a un controlador neumático de Nivel de un separador bifásico en el software de Mantenimiento Infor EAM de Hocol S.A. ....	20
Ilustración 5. Órdenes de Mantenimiento Preventivo generadas para un controlador neumático de Nivel - Infor EAM.....	20
Ilustración 6. Costos asociados a una orden de Mto. Preventivo para un controlador neumático de Nivel.....	21
Ilustración 7. Análisis de confiabilidad entre un sistema con control en DCS y otro con control en campo.....	22
Ilustración 8. Separador de producción petrolera.....	24
Ilustración 9. Esquema interno de un separador trifásico horizontal.....	25
Ilustración 10. Esquema interno de un separador trifásico vertical.....	26
Ilustración 11. Instrumentación en un separador .....	27
Ilustración 12. Etapas de separación en un separador trifásico.....	31
Ilustración 13. Esquema de una placa de orificio y sus parámetros de diseño.....	35
Ilustración 14. Tomas de presión alternativas .....	36
Ilustración 15. Placa de orificio concéntrico .....	37
Ilustración 16. Placa de orificio excéntrico .....	37
Ilustración 17. Placa de orificio segmentado .....	38
Ilustración 18. Tobera.....	38
Ilustración 19. Tubo Venturi .....	39



Ilustración 20. Forma elemental del tubo de Pitot .....	40
Ilustración 21. Tubo de Pitot clásico .....	40
Ilustración 22. Cuña .....	41
Ilustración 23. Caudalímetro V-Cone .....	42
Ilustración 24. Rotámetro de tubo de vidrio cónico y flotador.....	43
Ilustración 25. Etapas de funcionamiento de un medidor de pistón oscilante.....	45
Ilustración 26. Medidor de flujo tipo coriólis.....	48
Ilustración 27. Consideraciones de instalación para el medidor coriólis .....	48
Ilustración 28. Forma de instalación del medidor coriólis para medición de gases.....	49
Ilustración 29. Medidor por microondas para la medición de corte de agua .....	50
Ilustración 30. Forma de instalación del Transmisor Foundation Fieldbus Rosemount 5300 para medición de nivel e interfase en los separadores horizontales bifásicos y en el separador de pruebas trifásico .....	67
Ilustración 31. Principio de medición de nivel por GWR empleado por el transmisor Foundation Fieldbus Rosemount 5300 y forma de instalación para la medición de nivel en cada uno de los 3 separadores bifásicos de producción.....	67
Ilustración 32. Principio de medición de nivel e interface por GWR empleado por el transmisor Foundation Fieldbus Rosemount 5300 y forma de instalación para la medición de nivel e interface en el separador trifásico de pruebas .....	68
Ilustración 33. Configuraciones de montaje típico para el transmisor de presión Rosemount 2051T .....	69
Ilustración 34. Ubicación dentro del diagrama general de procesos de una batería de producción petrolera de una unidad funcional de separación de crudo (separadores de producción y pruebas).....	73
Ilustración 35. Esquema de un sistema de separación compuesto por 3 separadores bifásicos y 1 separador trifásico de pruebas donde se implementará el sistema de supervisión y control de presión y nivel.....	74
Ilustración 36. Esquema global del sistema de supervisión y de control de presión y nivel propuesto .....	75
Ilustración 37. Esquema de automatización de separadores de producción que emplea control neumático .....	78



Ilustración 38. Arquitectura de red Foundation Fieldbus elegida para la implementación de los lazos de control en cada separador. En el segmento H1 Foundation Fieldbus se interconectan todos los transmisores y actuadores formando una única troncal.....	79
Ilustración 39. P&ID, listado de instrumentos y settings de operación para el separador de pruebas M-MDB-101 .....	81
Ilustración 40. P&ID, listado de instrumentos y settings de operación para el separador bifásico de producción M-MDB-102 .....	81
Ilustración 41. P&ID, listado de instrumentos y settings de operación para el separador bifásico de producción M-MDB-103 .....	82
Ilustración 42. P&ID, listado de instrumentos y settings de operación para el separador bifásico de producción M-MDB-104 .....	83
Ilustración 43. P&ID Separador de pruebas M-MBD-101.....	85
Ilustración 44. P&ID Separador bifásico de producción M-MBD-102.....	86
Ilustración 45. P&ID Separador bifásico de producción M-MBD-103.....	87
Ilustración 46. P&ID Separador bifásico de producción M-MBD-104.....	88
Ilustración 47. Transmisor de nivel e interface Rosemount 5302F .....	89
Ilustración 48. Tipos de medición por modelo de transmisor para la serie Rosemount 5300 .....	90
Ilustración 49. Transmisor de presión Rosemount 2051T. Especificaciones técnicas.....	91
Ilustración 50. Controlador digital de válvula Fisher DVC6000F .....	92
Ilustración 51. Estructura de procesos a nivel organizacional según norma ISO 9001 .....	96
Ilustración 52. Diagrama organizacional de la empresa de automatización propuesta .....	97



## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Guía ECP-DAB-D-17. Directrices de responsabilidad social empresarial en la contratación y subcontratación Ecopetrol S.A. ....	125
Anexo B. Diagrama P&ID general facilidades de producción. Area de separadores y gun barrels.....	134



## 1. PROBLEMA

Los ensayos de pozos de petróleo constituyen prácticas necesarias en los yacimientos para determinar caudales de agua, petróleo y gas que está produciendo el pozo. Se diseñan separadores de ensayo que facilitarán la operación del equipo de producción y se adaptarán de manera flexible a los pozos a ensayar.

Desde el punto de vista de la producción, el conocimiento preciso de esta información permite determinar las necesidades y limitaciones de las estaciones y plantas de corte. Desde el punto de vista de la ingeniería de reservorios, es importante predecir el comportamiento del reservorio en el futuro, ya que esto constituirá el puntapié inicial de la ingeniería conceptual de todo el yacimiento en explotación. En este trabajo se muestra el proceso de selección de caudalímetros y analizadores para obtener en forma automática y on line los datos de cada pozo de petróleo.

El monitoreo y ensayo de pozos es requerido con diferentes objetivos en las áreas de Producción y Reservorios.

*Área de producción:* el ensayo del pozo se requiere para el adecuado monitoreo de la producción del yacimiento, así como el cierre del balance de masa por zonas, la optimización del movimiento de fluidos, y la contrastación con las mediciones fiscales de los oleoductos.

*Área de reservorios:* el ensayo se realiza con el fin de obtener la información sobre las características de los pozos y su evolución en el tiempo. Esto es importante para conocer el estado del yacimiento en general, y predecir el comportamiento del reservorio en el futuro.

Considerando la importancia de la información que brindan los ensayos de pozos, resulta altamente deseable aumentar tanto la frecuencia como la precisión con que se llevan a cabo las mediciones.

Los objetivos que motivaron el desarrollo de estos proyectos fueron los siguientes:

- Mejorar la precisión de las mediciones.
- Aumentar la frecuencia de los ensayos.
- Automatizar la operación.



## 2. OBJETIVO

Hacer el plan de negocios que permita crear una empresa dedicada a la optimización de procesos industriales mediante el diseño, montaje, puesta en marcha y mantenimiento de proyectos de automatización en sistemas industriales.

Se propone como área de enfoque inicial el sector petrolero donde se tiene planeado ofrecer productos y servicios, que incluyen entre otros, proyectos técnicos de automatización (por ejemplo, sistema de supervisión y de control de presión y nivel en una unidad de separación de crudo, conformada por separadores horizontales bifásicos de producción y separadores de prueba, objeto de análisis en este trabajo); servicio post venta que incluye capacitaciones, mantenimiento y otros.



### 3. JUSTIFICACIÓN

1. Costos de mantenimiento asociados a los controladores de presión y nivel neumáticos. Tomando como ejemplo, los controladores neumáticos de presión y nivel en los separadores bifásicos de Hocol S.A. de la batería de producción Monal en el campo San Francisco, donde se tiene implementado el software de mantenimiento Infor EAM, se tiene una periodicidad de 1 año para el mantenimiento de dichos controladores. Los costos relativos al mantenimiento y las intervenciones realizadas a dichos equipos puede verse gráficamente en las siguientes pantallas del Infor EAM. Además de los mantenimientos programados y no programados (mantenimientos preventivos y correctivos respectivamente), también se incurren en unos gastos por concepto de calibración de dichos controladores, lo cual requiere de personal técnico calificado. En el caso de Foundation Fieldbus, los transmisores inteligentes no requieren calibración en campo, puesto que ya vienen calibrados de fábrica y sólo se requiere la configuración y parametrización de los mismos en la red a través de una estación de ingeniería.

### CONTROLADOR NEUMÁTICO DE PRESIÓN

The screenshot displays the Infor EAM Enterprise Edition interface. At the top, there are navigation links: PUNTO DE INICIO, MI CUENTA, AYUDA, ACERCA DE, FINALIZAR SESIÓN. Below this, a menu bar includes Trabajo, Materiales, Equipo, Compras, Operaciones, and Administración. The main header shows 'Activo HCNE036' with details: CONTR. NEUMÁTICO NIVEL FISHER MOD: 2500 NI: S/I AP: S/I. The organization is HCOL, Departmento: MTBP, and Estado: Installed.

A navigation bar contains tabs: Lista, Visualización del registro, Comentarios, Eventos, Costos, Planificaciones MP, Estructura, Piezas asociadas, Referencias lineales, Uso del material, and Agregar pestaña. The 'Planificaciones MP' tab is active, showing a table with the following data:

Mantenimiento preventivo (MP)	Descripción	Organización del MP	Organización de la orden de trabajo	Departamento	Ubicación	Organización de la ubicación	Ruta
CNLE000-00-MPV01	MPV1A CONTROLADOR NEUMÁTICO DE NIVEL - GENERICA - GENERICO	HCOL	HCOL	MTBP	BATBAL-SEPA-BIFAS-0107	HCOL	

Below the table is a 'Detalles MP' form with the following fields:

- Mantenimiento preventivo (MP): CNLE000-00-MPV01
- Descripción: MPV1A CONTROLADOR NEUMÁTICO DE NIVEL - GENE
- Organización de la orden de trabajo: HCOL
- Departamento: MTBP
- Ubicación: BATBAL-SEPA-BIFAS-0
- Ruta: (empty)
- Realizar cada: 360 Days
- Fecha de vencimiento: 24/OCT/2009
- Clase de OT: OTMTTO
- Código de costo: G20522
- Asignado a: SMTBP
- Supervisor: SVBAL
- Intervalo del medidor: (empty)
- Vencimiento del medidor: (empty)

Buttons for 'Enviar' and 'Borrar' are located at the bottom of the details form.

Ilustración 1. Plan anual de Mantenimiento Preventivo asociado a un controlador neumático de presión Fisher de un separador bifásico en el software de Mantenimiento Infor EAM de Hocol S.A.



**Activo HCNE036** CONTR. NEUMÁTICO NIVEL FISHER MOD: 2500 NI: S/I AP: S/I

Organización: HCOL  
 Departamento: MTBP  
 Estado: Installed

Registros: 5 de 5

Evento	Organización	Tipo de evento	Tipo	Estado	Fecha de final	Fecha inicial planificada	Descripción
152926	HCOL	PPM	Mtto Preventivo	Cerrada	29/OCT/2008 15:00	28/OCT/2008	MPV1A CONTROLADOR NEUMÁTICO DE NIVEL - GENERICA - GENERICO
147315	HCOL	PPM	Mtto Preventivo	Cerrada	22/NOV/2007 11:00	15/NOV/2007	MPV1A CONTROLADOR NEUMÁTICO DE NIVEL - GENERICA - GENERICO
147188	HCOL	PL		Cerrada	10/OCT/2007 10:56		HCNE036 --> L BATBAL-SEPA-BIFAS-0107
147187	HCOL	AA		Cerrada	10/OCT/2007 10:56		INST HCNE036 --> PINS HOAPCBBSBSPB-SB107-CNV.CTNI.
146971	HCOL	IN		Cerrada	09/OCT/2007 12:15		INST HCNE036 -V

Ilustración 2. Órdenes de Mantenimiento Preventivo generadas para un controlador neumático de presión Fisher- Infor EAM

**Activo HCNE036** CONTR. NEUMÁTICO NIVEL FISHER MOD: 2500 NI: S/I AP: S/I

Organización: HCOL  
 Departamento: MTBP  
 Estado: Installed

Registros: 2 de 2

Orden de trabajo	Tipo	Organización	Moneda	Costo de materiales	Costo mano de obra	Costo herramientas	Costo total	Horas trabajadas	Estado	Fecha
152926	Mtto Preventivo	HCOL	COP	0.00	0.00	0.00	0.00	1	Cerrada	28/OCT/2008
147315	Mtto Preventivo	HCOL	COP	0.00	135,706.20	0.00	135,706.20	3	Cerrada	15/NOV/2007

Fecha de la última actualización: 30/MAR/2009 22:01

Actualizar datos de costo

Costo total material: 0.00  
 Costo total mano de obra: 135,706.20  
 Costo total de herramientas: 0.00  
**Costo total general: 135,706.20**

Ilustración 3. Costos asociados a una orden de mto. preventivo para un controlador neumático de presión Fisher



## CONTROLADOR NEUMÁTICO DE NIVEL

**Activo: HCNE032** CONTR. NEUMATICO NIVEL MARCA NN MOD: 2900 NI: S/I AP: S/I

Organización: HCOL  
Departamento: MTS1  
Estado: Installed

Lista | Visualización del registro | Comentarios | Eventos | Costos | Planificaciones MP | Estructura | Piezas asociadas | Referencias lineales | Calibración | Agregar pestaña

Mantenimiento preventivo (MP)	Descripción	Organización del MP	Organización de la orden de trabajo	Departamento	Ubicación	Organización de la ubicación	Ruta
CNLE000-00-MPV01	MPV1A CONTROLADOR NEUMATICO DE NIVEL - GENERICA - GENERICO	HCOL	HCOL	MTS1	BATMON-SEPA-BIFAS-0102	HCOL	

Agregar MP | Eliminar MP

**Detalles MP**

Mantenimiento preventivo (MP): CNLE000-00-MPV01 MPV1A CONTROLADOR NEUMATICO DE NIVEL - GENERICA

Organización de la orden de trabajo: HCOL Clase de OT: OTMTO

Departamento: MTS1 Código de costo: G20521

Ubicación: BATMON-SEPA-BIFAS-0102 Asignado a: SMTS1

Ruta: Supervisor: SVSF1

Realizar cada: 360 Days Intervalo del medidor:

Fecha de vencimiento: 06/NOV/2009 Vencimiento del medidor:

Enviar | Borrar

Ilustración 4. Plan anual de Mantenimiento Preventivo asociado a un controlador neumático de Nivel de un separador bifásico en el software de Mantenimiento Infor EAM de Hocol S.A.

**Activo: HCNE032** CONTR. NEUMATICO NIVEL MARCA NN MOD: 2900 NI: S/I AP: S/I

Organización: HCOL  
Departamento: MTS1  
Estado: Installed

Lista | Visualización del registro | Comentarios | Eventos | Costos | Planificaciones MP | Estructura | Piezas asociadas | Referencias lineales | Calibración | Agregar pestaña

Dataspay: Todos los eventos Registros: 5 de 5 Filtro rápido: Evento Comienza con

Evento	Organización	Tipo de evento	Tipo	Estado	Fecha de final	Fecha inicial planificada	Descripción
152920	HCOL	PPM	Mtto Preventivo	Cerrada	11/NOV/2008 08:00	10/NOV/2008	MPV1A CONTROLADOR NEUMATICO DE NIVEL - GENERICA - GENERICO
147314	HCOL	PPM	Mtto Preventivo	Cerrada	06/DIC/2007 11:00	10/DIC/2007	MPV1A CONTROLADOR NEUMATICO DE NIVEL - GENERICA - GENERICO
147180	HCOL	PL		Cerrada	10/OCT/2007 10:53		HCNE032 --> L BATMON-SEPA-BIFAS-0102
147179	HCOL	AA		Cerrada	10/OCT/2007 10:53		INST HCNE032 --> PINS HOAPCSBMSPSB-SB102-CNV.CTNI.
146967	HCOL	IN		Cerrada	09/OCT/2007 12:03		INST HCNE032 -V

Ilustración 5. Órdenes de Mantenimiento Preventivo generadas para un controlador neumático de Nivel - Infor EAM

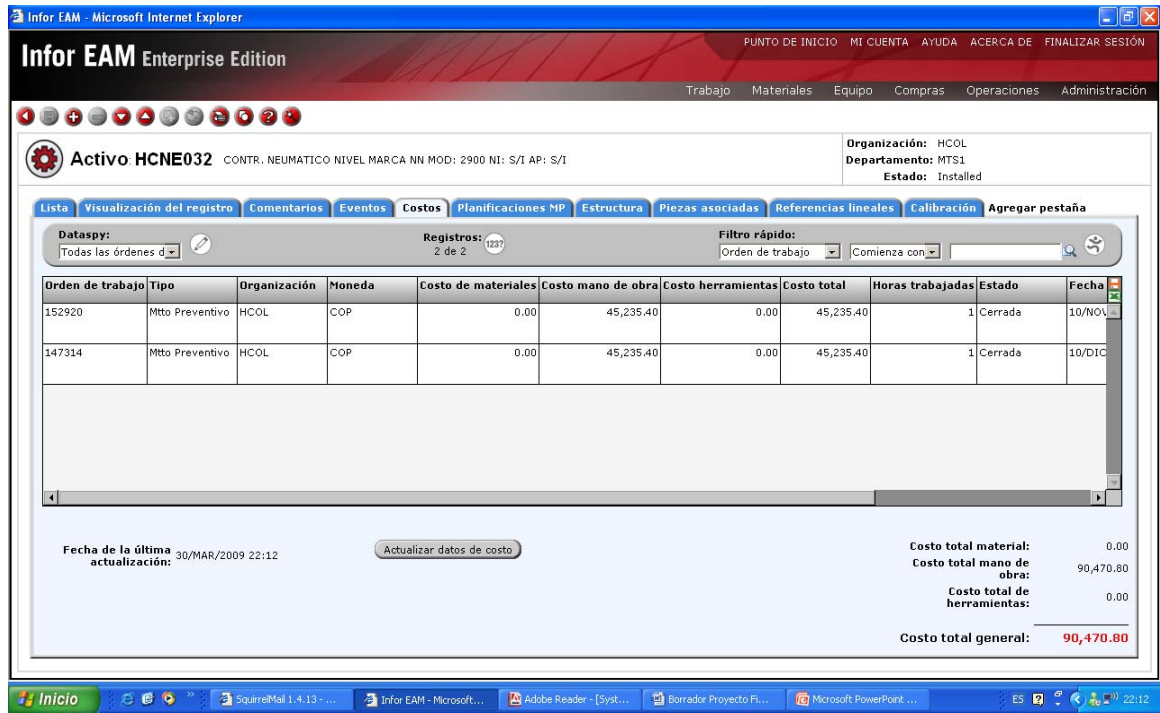


Ilustración 6. Costos asociados a una orden de Mtto. Preventivo para un controlador neumático de Nivel

2. Análisis de Confiabilidad. El siguiente cuadro comparativo muestra la relación entre el tiempo medio entre fallas MTBF para una aplicación con control distribuido a través de DCS y una aplicación que ejecuta el control en el bus de campo a partir de Foundation Fieldbus. Como conclusión, se deduce que una aplicación de instrumentación y control implementada sobre una red de comunicaciones que utiliza el protocolo Foundation Fieldbus, presenta mejores características de confiabilidad por cuanto aumenta a casi el doble el tiempo medio entre fallas MTBF.



## Reliability Analysis

### Control in the DCS

1. Transmitter
2. Valve
3. Cable
4. Fieldbus Power Supply
5. **H1 Card**
6. **Backplane**
7. **Controller**
8. **Controller Power Supply**

**MTBF = X**

### Control in the Field

1. Transmitter
2. Valve
3. Cable
4. Fieldbus Power Supply

**MTBF = 1.833X**



Ilustración 7. Análisis de confiabilidad entre un sistema con control en DCS y otro con control en campo

3. Mayor capacidad de inmunidad ante interferencias electromagnéticas comparado con otros protocolos de comunicación industrial. En la siguiente figura, se puede evidenciar la capacidad de inmunidad ampliada de la tecnología Fieldbus Foundation frente a interferencias electromagnéticas muy comunes en ambientes industriales pesados con respecto a otras tecnologías de automatización, lo cual garantiza que nuestro producto posea altos índices de confiabilidad en la información de procesos.



## Electromagnetic Interference



Gráfica 1. Comparación comportamiento frente a interferencia electromagnética (EMI) para distintos protocolos de comunicaciones industriales



## 4. MARCO TEÓRICO

### SEPARADORES

Los fluidos provenientes del yacimiento son mezclas complejas compuestas de hidrogeno y carbono cada uno de ellos con diferentes propiedades físicas como la densidad, viscosidad, presión de vapor entre otras. Las Continuas variaciones de presión y temperatura son experimentadas por las corrientes de flujo a medida que ascienden a superficie. El gas es generado de los líquidos y vapor de agua condensada debido a la caída de presión que sufren las corrientes del fluido del pozo; además del gas libre encontrado. La separación física de las fases aceite, gas y agua es una de las operaciones básicas en producción, procesamiento y tratamiento de crudo.

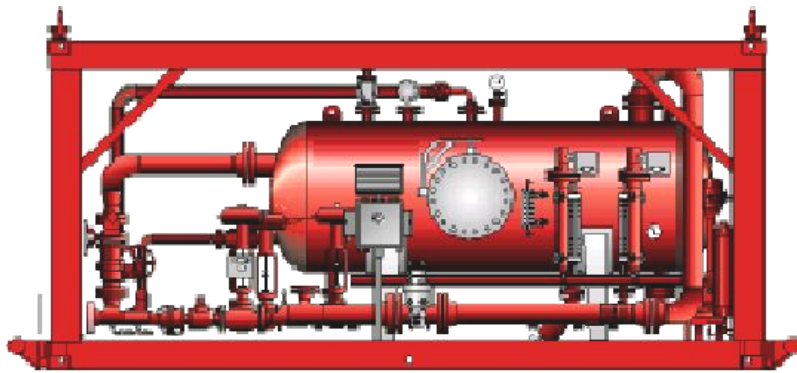


Ilustración 8. Separador de producción petrolera

En la industria petrolera se entiende por separador, un cilindro presurizado que se usa con el propósito de separar los componentes líquidos y gaseosos de los fluidos del pozo. La acción de separación, se lleva a cabo debido a la fuerza de gravedad y a efectos mecánicos, haciendo que el fluido entre chocando continuamente sobre las platinas y mallas. En la figura 1 se puede ver un separador típico.

**Clasificación de los separadores.** Los separadores se pueden clasificar dependiendo de las fases que separan, como de la forma, de la posición y utilización de trabajo. Según las fases que separan pueden ser bifásicos o trifásicos, en cuanto a la forma cilíndricos o esféricos, en cuanto a posición son llamados verticales y horizontales y de acuerdo a su utilización pueden haber en las baterías separadores de prueba y generales. Serán bifásicos si solamente separan gas y líquido y trifásicos si separan gas, petróleo y agua. Los bifásicos son mas comunes y los trifásicos se usan generalmente donde hay crudos livianos y no se presentan emulsiones.

**Horizontales.** Los separadores horizontales (Figura 2) de un solo tubo se usan cuando



se tienen una RGL alta pero una tasa líquida estable. En el diseño de un separador horizontal el fluido entra y golpea un deflector de entrada causando un cambio repentino de momentum. La separación bruta inicial de líquido y vapor ocurre en el deflector de entrada. La fuerza de gravedad induce a que las gotas de líquido salgan del chorro de gas al fondo del tanque, donde este es recogido en la sección de recolección. Esta sección proporciona el tiempo de retención requerido, para permitir que el gas arrastrado salga del petróleo y ascienda al espacio de vapor. El líquido abandona entonces el tanque a través de la válvula de descarga que es regulada por un control de nivel. El gas abandona el tanque a través de una válvula automática con un control de presión. Si el separador es de tres fases el agua evacuaría el separador por medio de una válvula automática accionada por un control de nivel.

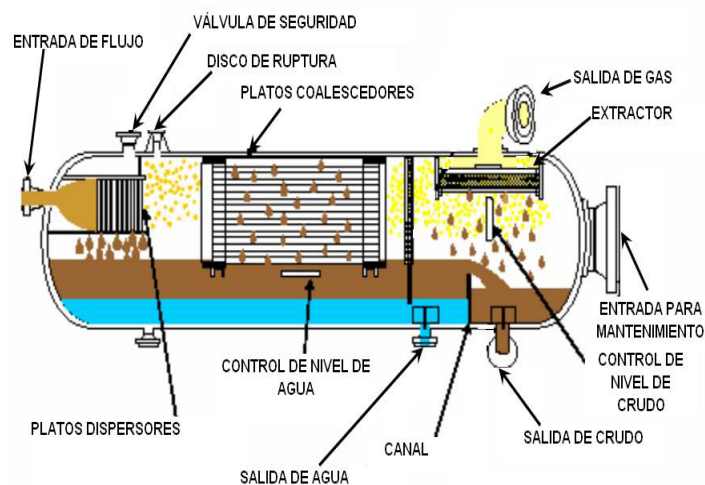


Ilustración 9. Esquema interno de un separador trifásico horizontal

El gas fluye sobre el deflector de entrada y luego horizontalmente a través de la sección de influencia de la gravedad sobre el fluido. A medida que el gas fluye a través de esta sección, pequeñas gotas de líquido son separadas por la gravedad y caen a la interfase de gas- líquido.

**Verticales.** Los separadores verticales (Figura 3) se usan cuando hay una RGL más bien baja y en pozos que pueden tener producción de arena. En el diseño de un separador vertical el flujo entra al tanque por un lado, el deflector de entrada hace la separación inicial. El líquido fluye hacia abajo a la sección colectora de líquido. El líquido continúa el flujo hacia abajo a través de esta sección a la salida del líquido. A medida que el líquido alcanza el equilibrio, las burbujas de gas fluyen en dirección contraria al flujo del líquido y eventualmente migran al espacio de vapor. El controlador de nivel y la válvula de descarga operan lo mismo como en el separador horizontal.

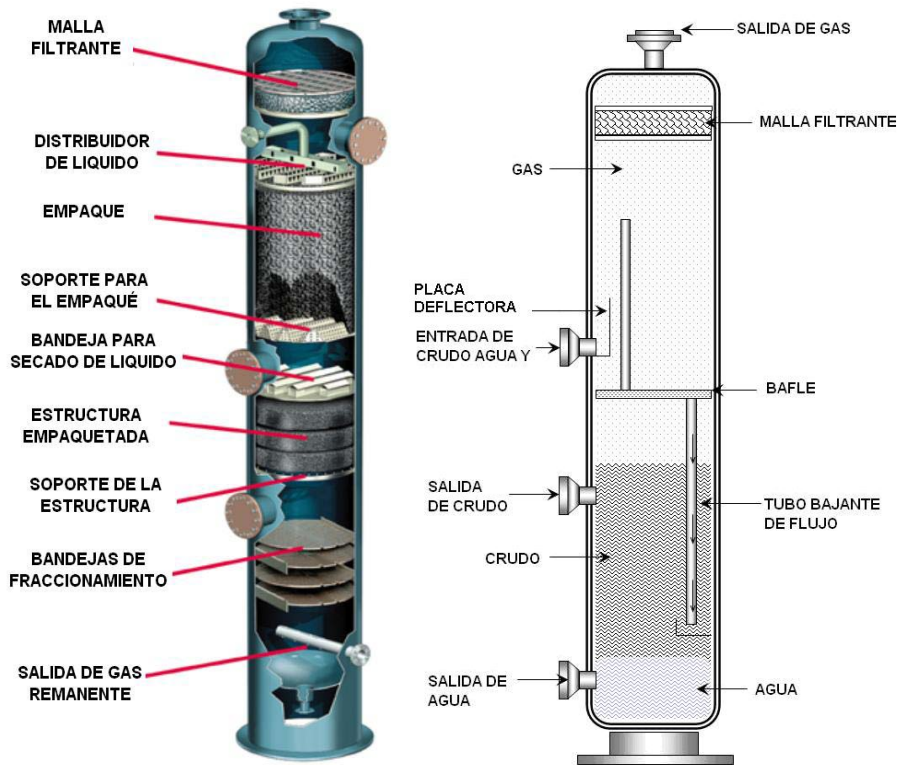


Ilustración 10. Esquema interno de un separador trifásico vertical

El gas fluye sobre el deflector de entrada y luego verticalmente hacia arriba, hacia la salida del gas. En la sección de influencia de la gravedad, las gotas de líquido caen verticalmente hacia abajo contrariamente al flujo de gas. El gas pasa a través de la sección extractora de vapor/coalescencia, antes de que este abandone el tanque. La presión y el nivel son mantenidos como en el separador horizontal.

**Mecanismos de separación.** En general los mecanismos de separación en un separador son físicos y mecánicos. Los mecanismos físicos son la segregación y la fuerza centrífuga y los métodos mecánicos hacen uso de dispositivos que pueden ayudar a atrapar una fase, generalmente la fase líquida, y dejar escapar la otra, generalmente la fase gaseosa, o pueden ayudar a que se presente una mejor separación por gravedad o fuerza centrífuga.

**Secciones del separador.** Para efectuar una separación lo más completa posible, consta de cuatro secciones:

**Sección De Separación Primaria.** El separador en esta sección posee dispositivos que impartirán fuerza centrífuga, distribuirán la corriente que está entrando y/o disminuirán la turbulencia para que se presente una separación más rápida. En esta sección la separación es por gravedad y fuerza centrífuga.

**Sección Secundaria.** En la sección secundaria, parte de éste líquido alcanza a caer por gravedad, es un compartimiento donde se presenta la separación de fases.



**Sección Acumuladora De Líquido.** El líquido por ser más pesado que el gas cae mientras el gas trata de escaparse. El líquido al caer se acumula en la sección acumuladora de líquido en donde permanece un determinado tiempo en reposo permitiendo que pueda escaparse el gas que se ha venido atrampando en él. El tiempo que permanece el líquido en esta sección se conoce como tiempo de retención y puede ser desde unos 3-5 minutos hasta unos 20 minutos cuando se trata de crudos espumosos.

La presencia de esta sección de acumulación de líquido cumple dos funciones especiales. Por una parte, como se dijo permite que el gas acabe de separarse del líquido y por otra impide que el gas se vaya por el fondo del separador donde está la salida de los líquidos. En esta sección, en el caso del separador trifásico se presentará también la separación de agua y petróleo.

**Sección Extractora De Humedad.** Esta sección extractora se encarga de retirar las gotas de humedad, consta de unas especies de filtros donde queda atrapado el líquido en forma de pequeñas gotas las cuales se van uniendo hasta alcanzar un tamaño lo suficientemente grande para caer. Al salir el gas de la sección extractora de humedad pasa a buscar la salida del gas del separador y hacia la línea colectora de gas.

## INSTRUMENTACION DE UN SEPARADOR.

Un separador es un sistema de control y separación de fluidos. Donde es necesario controlar, medir, indicar y registrar las diferentes variables del fluido, para esto se utilizan varios instrumentos y accesorios: controles de nivel y presión, válvulas de control, válvula de seguridad, válvulas manuales, registrador, porta orificio, medidor de flujo, manómetros y termómetros etc.

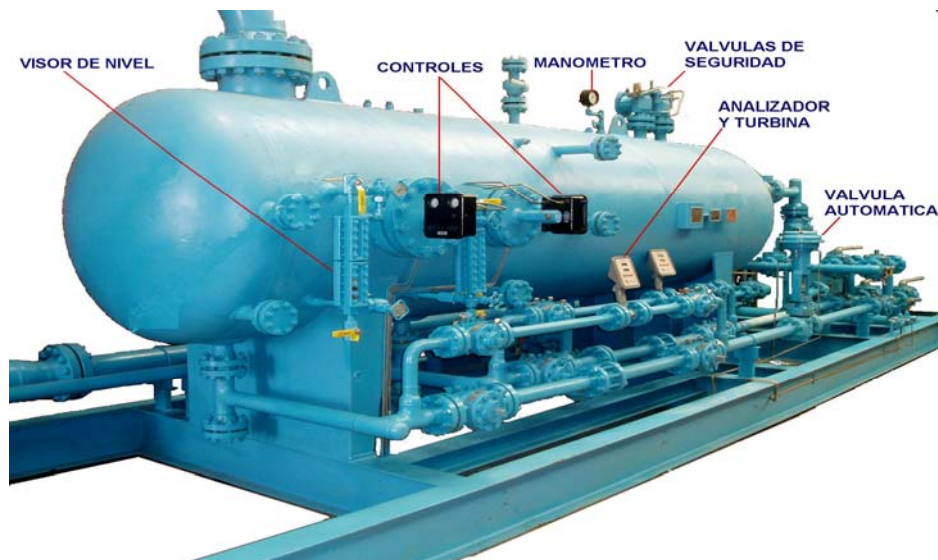


Ilustración 11. Instrumentación en un separador



**Control en el separador (LC – PC).** En operación normal los controles del separador son un control de presión y un control de nivel.

El control de presión: mantiene la presión del separador constante regulando la salida del gas. Si la presión aumenta el control de presión abre más la válvula automática para permitir más paso de gas; si la presión disminuye la válvula de control se cerrará bloqueando un poco o totalmente la salida de gas y presurizando el separador.

El control de nivel: mantiene constante el nivel de líquido en el separador regulando la salida de líquido. Si el nivel es alto el control de nivel accionará la válvula de control y permitirá una salida mayor de líquido, si el nivel es bajo el control de nivel hará que la válvula de control se cierre un poco y disminuya la tasa de salida del líquido.

**Válvula automática controladora de nivel de aceite (LCV).** La válvula utilizada para el control de nivel de líquido, es una válvula normalmente cerrada. Esta válvula se encarga de regular el nivel de aceite o agua dentro del separador, Cuenta con un control neumático, el cual es accionado a su vez por un flotador que va dentro del separador. Cuando el nivel en el separador se sube, el flotador pasa la señal al control de nivel y éste deja pasar presión al diafragma de la válvula automática haciéndola abrir, Cuando el nivel baja el control corta la presión que actúa sobre el diafragma y la válvula se cierra.

**Válvula automática controladora de presión (Gas) (PCV).** La válvula utilizada para el control de presión, es una válvula normalmente abierta. Esta válvula regula la presión de operación en el separador. Es accionada por un control neumático, cuando la presión en el separador aumenta, el control corta la señal de presión de suministro sobre el diafragma de la válvula haciéndola abrir, descargando el gas a la tea. Cuando la presión en el separador ha bajado el control envía presión al diafragma, y cierra la válvula.

**Válvula de Alivio (PSV).** Su función es liberar el exceso de presión cuando la válvula automática reguladora de presión no actúa. Se encuentra instalada en la parte superior del separador y su funcionamiento es automático; cuando la presión se sube ésta actúa y permite descargar la presión del separador a la tea de alta presión. Una vez la presión del separador se baja, esta válvula cierra automáticamente la salida de gas. Esta válvula es graduada para que abra a unos 20 a 30 psi por encima de la presión a la cual va a trabajar el separador.

**Válvula de bloqueo (SDV).** Su función es la de permitir realizar un adecuado mantenimiento a las válvulas automáticas. Generalmente son válvulas tapón de acción rápida operadas manualmente, se encuentran localizadas principalmente:

Una válvula de salida de gas.



Una válvula sobre la salida de gas a la tea, instalada inmediatamente después de la válvula reguladora de presión en dirección del flujo.

Dos válvulas sobre la línea de descarga de aceite una antes y la otra después de la válvula reguladora de nivel formando un bypass.

Una válvula instalada en la parte superior del separador y sobre la línea de descarga a la tea de alta presión.

**Indicador de nivel (LI).** Dispositivo (de vidrio), utilizado para observar el nivel de líquidos que tiene el separador. Este debe limpiarse con frecuencia; ya que tiende a obstruirse con los sedimentos del crudo. Su funcionamiento está basado en el sistema de vasos comunicantes.

Un instrumento utilizado actualmente es el indicador de nivel magnético.

**Porta orificio.** Elemento de medición donde se instala una platina de orificio. La cual, causa un diferencial de presión a la entrada y salida de la restricción, y de esta forma permite calcular la cantidad de fluido (gas) que sale del separador.

**Registrador de presión estática y diferencial (PR/PDR).** El registrador tiene por objeto hacer los registros de la presión del sistema en un tiempo determinado y registrar la presión diferencial que genera el porta orificio para el cálculo del volumen de flujo. Para este cálculo es importante tener en cuenta otras variables y propiedades del fluido como la temperatura, la gravedad específica, los diámetros de la tubería y de la platina etc.

**Medidor de flujo (FQI).** Para la medición del flujo existe una variedad de instrumentos basados en diferentes principios.

**Interruptores o switches de presión y nivel (PS/LS).** El interruptor de presión es un instrumento que tiene como función activar las alarmas por sobre presiones. El interruptor de nivel tiene como objetivo accionar alarmas por alto o bajo nivel, también corta el proceso cuando el nivel esta fuera del límite.

**Transmisores de presión (PT).** El transmisor controlador de presión tiene como función enviar una señal neumática a la válvula controladora de presión (PCV) para controlar la presión de operación del separador.



**Transmisores de nivel (LT).** El Transmisor controlador de nivel tiene como objetivo enviar una señal neumática a la válvula controladora de nivel (LCV) la que controla el nivel de crudo o agua en el separador.

**Indicadores de presión y temperatura (PI/TI).** Los indicadores en un separador son de gran importancia, los más utilizados son los manómetros y los termómetros.

## **METODOS DE SEPARACION DE FASES EN BATERIAS CONVENCIONALES**

El crudo que viene de los pozos de petróleo, y llega a la estación a través del manifold de entrada, está generalmente compuesto por tres fases:

- Una emulsión de petróleo y agua
- Agua libre
- Gas

En algunos casos, toda la producción de los pozos que arriban al manifold, se envía a separadores generales de producción, donde se separan gas y líquido. El gas se envía a un sistema de deshidratación y endulzamiento si es necesario, para luego ser inyectado a la red de gasoducto, o ser utilizado en la misma estación como gas de servicio. El líquido (agua-petróleo) se almacena en tanques, y luego se inyecta en oleoductos mediante bombas y calentamiento.

En las estaciones puede llevarse a cabo una primera separación agua - petróleo, en donde los líquidos provenientes de los separadores, se envían al Tanque Cortador o gun barrel. En este, se realiza la separación entre el petróleo y el agua. Cada fase líquida se almacena y bombea a su respectivo destino final.

Otra opción, para la separación de las fases, es utilizar un único equipo: un Free Water Knock Out (FWKO). Este es un separador horizontal diseñado a presión, en el cual se separan gas, agua y petróleo.

## **METODOS DE ENSAYO TRADICIONALES EN LAS BATERIAS**

Históricamente se ha realizado el testeo de pozos empleando separadores de control bifásicos, en los que se separa el gas por un lado y los líquidos por otro.

El gas se mide usualmente a través de placa orificio y el líquido (agua-petróleo) se colecta en una bota que opera en forma de batch mediante un switch de nivel. Una vez que la bota se llena hasta el nivel de set (el volumen equivale a 1 barril), se descarga el líquido contenido en ella y se cuentan los barriles de fluido total.

Por otro lado, se toman muestras de fluido en boca de pozo y mediante ensayos de laboratorio se calcula el contenido de agua y de petróleo de esa corriente de líquido.



## SEPARADOR DE ENSAYOS TRIFASICO

Los pozos, generalmente, presentan valores de corte de agua que varían desde un 5% hasta 95% aproximadamente. La medición más compleja, en este caso, sería la del corte de agua.

Premisas importantes para el diseño:

- El error en la medición deberá ser lo más bajo posible.
- La medición más importante es el volumen de petróleo que contiene el pozo.
- Las mediciones no deben ser afectadas por cambios en las propiedades que varían de un pozo a otro.
- La relación costo/beneficio del conjunto debe ser óptima.

No existe actualmente en el mercado, un instrumento que analice el corte de agua cumpliendo con las premisas de diseño en el rango 0 – 100 %. Por tal motivo, el medidor de corte de agua es el instrumento crítico.

Al separar en tres fases (gas, agua y petróleo) se logra llegar a una concentración de agua en la salida de crudo menor al 50%. En este rango se pueden alcanzar los niveles de error pretendidos.

## PROCESO DE SEPARACION DE FASES EN UN SEPARADOR

El separador es un recipiente horizontal al cuál ingresa el fluido proveniente de los pozos. Este fluido está compuesto por gas, petróleo y agua, que se separan en el equipo por gravedad.

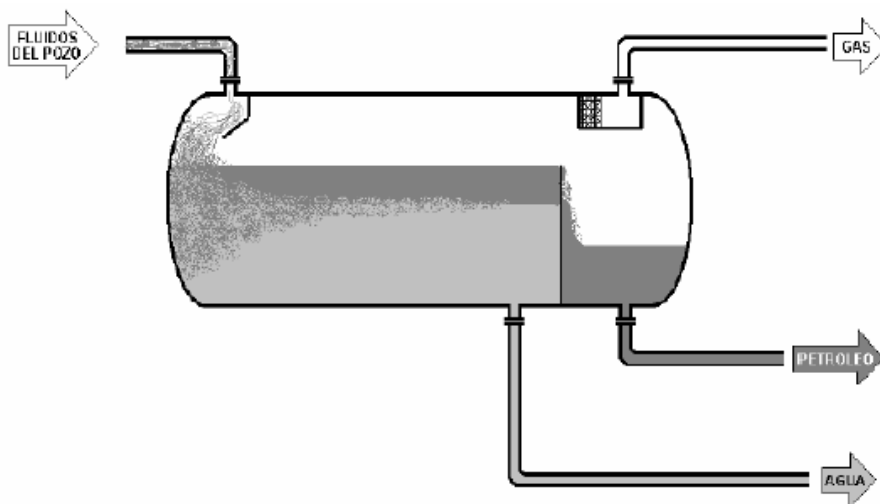


Ilustración 12. Etapas de separación en un separador trifásico

*Pasos de la separación:*



1. El agua es la fase más pesada, y es la que primero se retira, por el fondo del recipiente.
2. El petróleo es más liviano que el agua y una vez separados rebalsa por encima del baffle, y se retira del recipiente por el fondo en el extremo opuesto a la entrada de fluido.
3. El gas es la fase más liviana y la más fácil de separar en este caso, se retira del separador por la parte superior en el extremo del recipiente, haciéndolo pasar previamente por la caja de chicanas donde se desprende de las últimas gotas de líquido que pudieron haber quedado suspendidas en la fase gaseosa.

*Para que la separación de las fases líquidas tenga lugar, las gotas deben:*

- Formarse.
- Crecer en tamaño.
- Desplazarse Verticalmente.

Las gotas de agua que se formen en el seno de la fase de petróleo descenden, y las de petróleo que se forman en la fase acuosa, ascienden.

## **FACTORES QUE INTERVIENEN EN LA SEPARACION**

La separación de las fases depende de diversos factores como:

- a) Tiempo de residencia en el equipo.
- b) Densidad y viscosidad de los fluidos, que a su vez dependen fuertemente de la:
- c) Temperatura de operación.
- d) Distribución de los tamaños de gotas de agua y petróleo en la entrada del equipo.
- e) Velocidad del gas en el equipo.
- f) Presión de operación.

### a) Tiempo de Residencia

Para garantizar un **tiempo de residencia adecuado** para cada una de las fases líquidas (petróleo y agua), se calcula el volumen necesario del separador, considerando los caudales de cada fase que se pretende separar. Quedan así determinados los niveles normales (NLL) de cada fase líquida dentro del recipiente. Estos niveles se controlan mediante válvulas de control de nivel. En el caso del nivel de petróleo, este se encuentra a la altura del baffle, ya que rebalsa por encima del mismo hacia el cajón de petróleo. En el caso del nivel de agua, por ser ésta la fase más pesada de las tres, se debe controlar la **altura de la interfase petróleo-agua**.

### b) Temperatura

Para garantizar la **temperatura adecuada**, la corriente proveniente del pozo debe calentarse hasta 50°C como mínimo. De ser necesario, se debe realizar un calentamiento previo.

### c) Presión

En muchos casos, para garantizar una **presión de operación adecuada**, se establece un control de presión con una válvula de control en la línea de salida de gas.



En los casos en que los pozos no posean gas, la presión se mantiene con un sistema de gas de blanketing. Este sistema de blanketing consta de una válvula autorreguladora ajustada a la presión correspondiente.

d) Velocidad de gas

Para garantizar una **velocidad de gas adecuada**, se dimensiona, considerando el flujo transversal de gas en el equipo, la sección que se requiere para lograr la separación gas-líquido. Esto determina, junto con otras consideraciones, el diámetro del separador.

e) Condiciones Externas

En ciertos casos, dependiendo de las condiciones y propiedades del fluido a separar, se deben considerar las siguientes condiciones:

- Inyección de desemulsionante: Ayuda a la coalescencia (formación y crecimiento) de las gotas, favoreciendo la separación de las fases de petróleo y agua. Sin desemulsionante, y para valores de caudal cercanos a los de diseño, el espesor de la interface y la estabilidad de la emulsión petróleo-agua pueden interferir seriamente con la performance deseada para el separador.
- Calentamiento previo: La separación de las fases depende, entre otras variables, de la temperatura. Si la temperatura es muy baja, la viscosidad del petróleo es muy alta y se dificulta notablemente la separación de fases, es decir, el ascenso del petróleo desde el seno de la fase acuosa, así como la formación y el descenso de las gotas de agua desde la fase de petróleo. Para garantizar la temperatura adecuada, la corriente proveniente del pozo debe calentarse hasta 50°C como mínimo.
- Tracing & Aislamiento de líneas y equipos: Se considera recomendable la aislación y tracing en el separador, como caso ideal. Para lograr una operación estable del separador, es recomendable que la línea que va del calentador hacia el separador se encuentre aislada y traceada.

## INSTRUMENTACION EN SEPARADORES DE PRUEBA

Algunas tecnologías que se usan para la medición de caudal de líquidos y gases en los separadores son las siguientes:

### MEDICION DE CAUDAL

Existen diversos instrumentos para la medición de caudal, como por ejemplo: placa orificio, ultrasónico, magnético, másico, etc. A continuación explicaremos el principio de funcionamiento:

a) Medidores Volumétricos:

1.- De Presión Diferencial:

a) Placa orificio



- b) Tobera
  - c) Tubo Venturi
  - d) Tubo Pitot
  - e) Tubo Annubar
  - f) Cuña
  - g) V – Cone
  - 2.- De Área Variable
  - h) Rotámetros
  - 3.- De Velocidad:
    - i) Medidores Tipo Turbinas
    - j) Medidores Tipo Ultrasónicos: Tiempo de Tránsito y Efecto Doppler
  - 4.- De Desplazamiento Positivo:
    - k) Disco Giratorio
    - l) Pistón Oscilante
    - m) Pistón Alternativo
    - n) Medidor de Paredes Deformables
  - 5.- Vórtex
- 
- b) Medidores de Caudal Másico
    - 1.- Medidores Másicos Térmicos
    - 2.- Medidores Másicos por Coriolis

#### **a) MEDIDORES VOLUMÉTRICOS**

Los medidores de caudal volumétrico pueden determinar el caudal en volumen de fluido de dos formas:

- Directamente, mediante dispositivos de desplazamiento positivo, o
- Indirectamente, mediante dispositivos de: presión diferencial, área variable, velocidad, fuerza, etc.

##### **1.- Medidores de Presión Diferencial:**

Las principales ventajas de dichos medidores son:

- su sencillez de construcción, no incluyendo partes móviles,
- su funcionamiento se comprende con facilidad,
- no son caros, particularmente si se instalan en grandes tuberías y se comparan con otros medidores,
- pueden utilizarse para la mayoría de los fluidos, y
- hay abundantes publicaciones sobre sus diferentes usos.

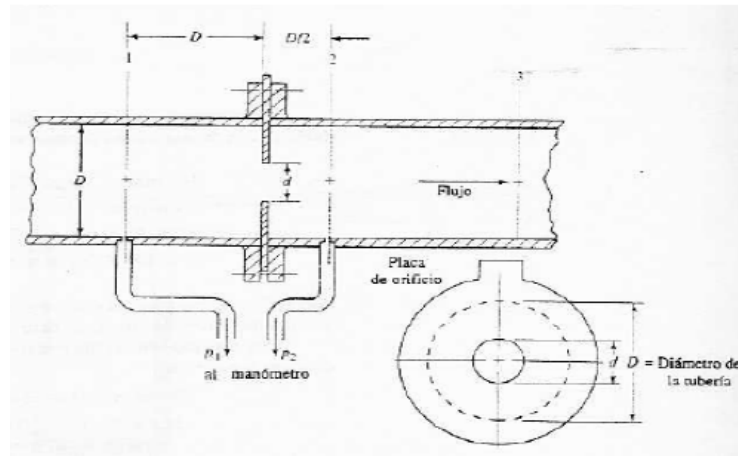
Sus principales desventajas son:

- la amplitud del campo de medida es menor que para la mayoría de los otros tipos de medidores,
- pueden producir pérdidas de carga significativas,
- la señal de salida no es lineal con el caudal,
- deben respetarse unos tramos rectos de tubería aguas arriba y aguas abajo del medidor que, según el trazado de la tubería y los accesorios existentes, pueden ser grandes,



- pueden producirse efectos de envejecimiento, es decir, acumulación de depósitos o la erosión de las partes que se encuentran en contacto con el fluido
- la precisión suele ser menor que la de medidores más modernos, especialmente si, como es habitual, el medidor se entrega sin calibrar.

a) **Placa de orificio:** La *placa orificio* es un instrumento de presión diferencial que consiste en una chapa con un orificio central. Se coloca perpendicular al paso del fluido, generando una caída de presión.



Esquema de una placa orificio y sus parámetros de diseño.

Ilustración 13. Esquema de una placa de orificio y sus parámetros de diseño

Se basa en la aplicación del teorema de Bernoulli. La fuerza originada es proporcional a la energía cinética del fluido y depende del área anular entre las paredes de la tubería y la placa. Responde a la siguiente ecuación:

$$F = \frac{C_d \gamma v^2 A}{2g}$$

Donde:

F: Fuerza total en la placa

$\gamma$  : Peso específico del fluido

$v$  : Velocidad del fluido

A: Área de la placa

$C_d$  : Coeficiente de descarga

Se llega a:

$$Q = C \cdot E \cdot \frac{\pi d^2}{4} \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{P_1 - P_2}{\rho}}$$

$$E = \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^4}}$$

Donde,

Q: caudal volumétrico

E: coeficiente de velocidad de acercamiento



$$\beta = d/D$$

d: diámetro del orificio

D: diámetro interior de la cañería aguas arriba

$\rho$ : densidad del fluido

C: coeficiente de descarga

En el caso de un fluido compresible:

$$Q = C \cdot E \cdot \varepsilon \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \sqrt{2 \cdot \frac{P_1 - P_2}{\rho}}$$

Donde,

$\varepsilon$ : coeficiente de expansión

Colocar una placa orificio en una cañería provoca dos tipos de caída de presión que influyen en el proceso de medición, un  $\Delta P$  de medición y un  $\Delta P$  permanente que es el que se pierde por hacer la medición.

El rango de  $\beta$  en el cual debe oscilar la medición es 0.5 – 0.6 siendo esto lo ideal para una óptima medición. Aunque este rango puede ser como mínimo 0.3 y máximo 0.75. La construcción de las placas orificio se encuentra normalizada por AGA, ISO, ISA y API.

Con el fin de evitar el arrastre de sólidos o gases que pueda llevar el fluido, la placa incorpora unos pequeños orificios de purga.

Para captar la presión diferencial que origina la placa orificio es necesaria conectarla a dos tomas, una en la parte anterior y otra en la parte posterior de la placa. La disposición de las tomas se realiza según la figura a continuación, pudiendo ser: en las bridas, en la vena contraída, y en la tubería.

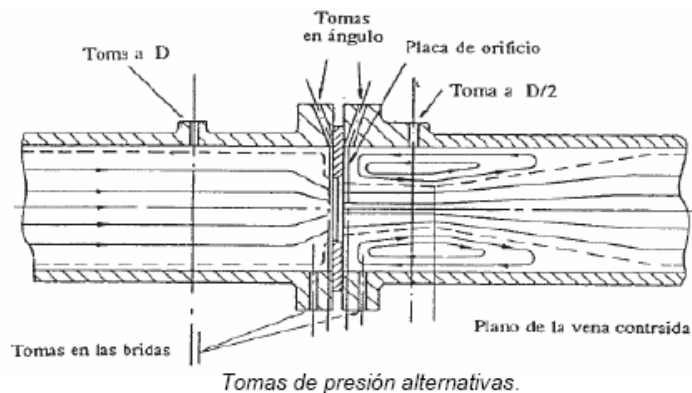


Ilustración 14. Tomas de presión alternativas

La caída de presión provocada por la restricción se cuantifica mediante un **transmisor de presión diferencial**.



### Tipos de Orificios:

- ✓ *Concéntricos*: es el tipo más comúnmente utilizado. El orificio de la placa es circular y concéntrico con la tubería en el que va instalada. Su exactitud es muy superior a la de los otros tipos de orificios.

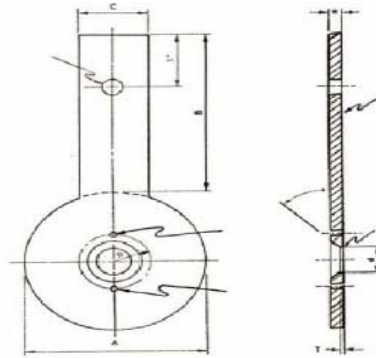


Ilustración 15. Placa de orificio concéntrico

- ✓ *Excéntricos*: el orificio es circular y tangente a la circunferencia interna de la tubería en un punto. Es útil en flujo de fluidos en dos fases, vapor húmedo, líquidos conteniendo sólidos, aceites conteniendo agua, etc.

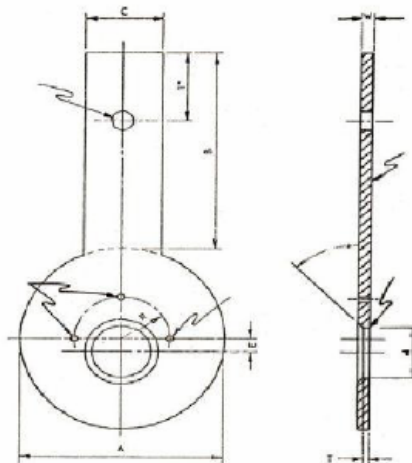


Ilustración 16. Placa de orificio excéntrico

- ✓ *Segmentados*: es un orificio cuya forma geométrica es un segmento circular tangente en un punto a la circunferencia de la tubería. Su aplicación está en la manipulación de fluidos barrocos, y su ventaja radica en que no acumula sólidos aguas arriba de la placa.

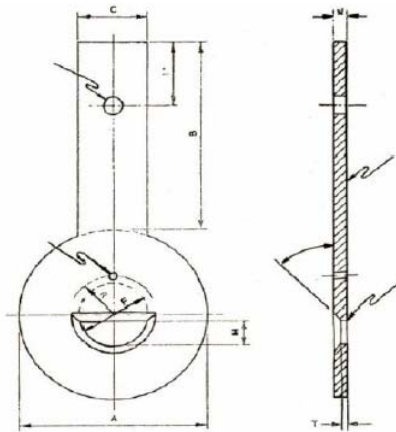


Ilustración 17. Placa de orificio segmentado

*Principales Características de la placa orificio:*

- Rangeabilidad: 3:1
- Requiere tramos de tubería rectos aguas arriba y aguas abajo de la medición.
- Se utiliza generalmente para la medición en gases y vapores.
- Caída de presión permanente considerable.
- Son de fácil instalación.
- Son relativamente baratos.
- La señal de salida no es lineal con el caudal
- Error para gases 1 – 3 % aproximadamente.
- Error para líquidos 1 – 3 % aproximadamente.

b) **Tobera:** La *Tobera* presenta una entrada curvada que se prolonga en un cuello cilíndrico, siendo el coeficiente de descarga similar al del tubo Venturi. Sin embargo, la caída de presión es del mismo orden que en la placa orificio, para el mismo caudal y con el mismo tamaño de tubería.

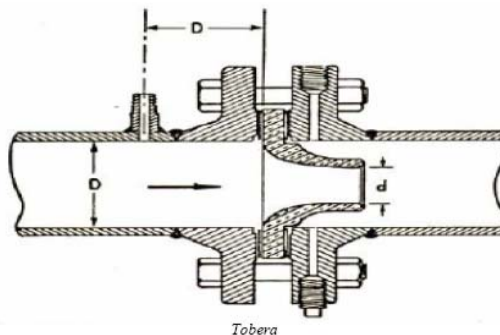


Ilustración 18. Tobera

*Principales Características de la Tobera:*



- La tobera permite caudales superiores a los de la placa (60% aproximadamente) en iguales condiciones de servicio.
- Pérdida de carga es de 30 – 80 % de la presión diferencial.
- Se puede utilizar para fluidos que arrastren sólidos en pequeñas cantidades.
- Precisión es de 0.95 – 1.5 % aproximadamente.

c) **Tubo Venturi:** En el *Tubo Venturi* se pueden destacar tres partes fundamentales:

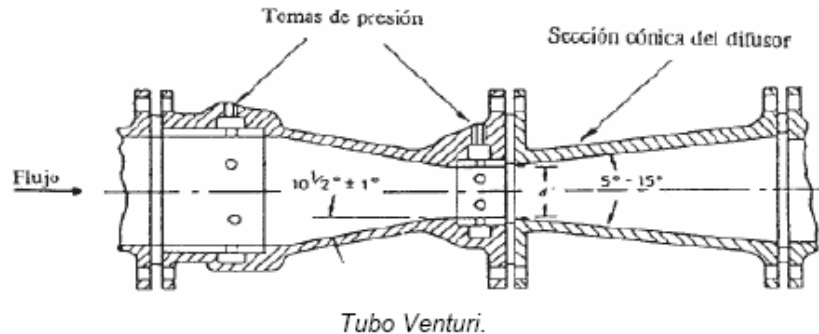


Ilustración 19. Tubo Venturi

- Una sección de entrada cónica convergente en la que la sección transversal disminuye, lo que se traduce en un aumento de la velocidad del fluido y una disminución de la presión.
- Una sección cilíndrica en la que se sitúa la toma de baja presión y donde la velocidad del fluido se mantiene prácticamente constante.
- Una tercera sección de salida cónica divergente en la que la sección transversal aumenta, disminuyendo la velocidad y aumentando la presión. Esta sección permite una recuperación de la mayor parte de la presión diferencial producida y por este motivo se produce el ahorro de energía.

*Principales Características del Tubo Venturi:*

- Permite la medición de caudales superiores a los de la placa (60% aproximadamente) en iguales condiciones de servicio.
- Se utiliza en el caso que deba bombearse grandes cantidades de líquido de forma continua.
- Su instalación no es sencilla.
- Pérdida de carga es de 10 – 20 % de la presión diferencial (aproximadamente).
- Elevado costo.
- Permite el pasaje de fluido con un elevado contenido de sólidos.
- Su precisión es de 0.75 % aproximadamente.

d) **Tubo de Pitot:** El *Tubo de Pitot* es una de las formas más antiguas de medición de presión diferencial. El tubo mide la diferencia entre la presión total y la presión estática, o sea, la presión dinámica, la cual es proporcional al cuadrado de la velocidad. El tubo de



Pitot consta de un pequeño tubo con la entrada orientada en contra del sentido de circulación del fluido. La velocidad del fluido en la entrada del tubo se hace nula, al ser un punto de estancamiento, convirtiendo su energía cinética en energía de presión, lo que da lugar a un aumento de presión dentro del Tubo de Pitot.

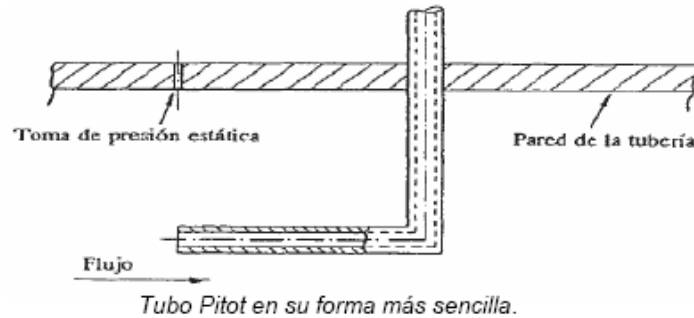


Ilustración 20. Forma elemental del tubo de Pitot

Generalmente se utiliza el Tubo de Pitot con dos tubos concéntricos, como se muestra a continuación:

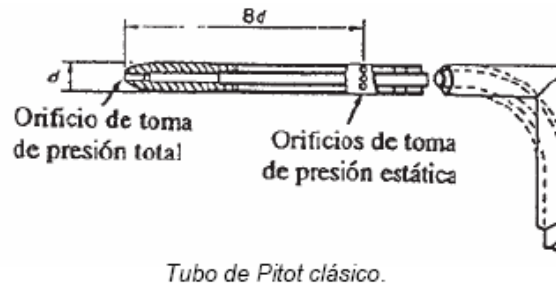


Ilustración 21. Tubo de Pitot clásico

El interior actúa como tubo de Pitot y el exterior como un medio para poder medir la presión estática y de esta manera poder determinar la velocidad del fluido.

#### *Principales Características Tubo de Pitot:*

- Es un instrumento sencillo.
- Es económico.
- Disponible en un amplio rango de tamaños.
- Si su utilización es adecuada, pueden conseguirse precisiones moderadas.
- La medición se debe realizar para fluidos limpios con una baja pérdida de carga. Para líquidos quizás el principal problema sea la rotura de la sonda.
- Su uso habitual es para la medición de la velocidad del aire, también se lo utiliza para determinar el caudal total en grandes conductos y prácticamente con cualquier fluido.
- Su instalación no es sencilla.
- Su precisión es baja, del orden de 1.5 – 4 %.



e) **Tubo Annubar:** El *Tubo Annubar (Pitot Promediante)* es una mejora del tubo de Pitot. Consta de dos tubos, el de presión total y el de presión estática. El tubo que mide la presión total está situado transversal a la tubería y consta de varios orificios en posiciones determinadas, que cubren cada uno la presión total en un anillo de área transversal de la tubería. En tuberías de diámetros mayores a 1" se dispone, en el interior del tubo, otro que promedia las presiones obtenidas en los orificios. El tubo que mide la presión estática se encuentra detrás del de presión total, con su orificio en el centro de la cañería y aguas abajo de la misma.

*Principales Características Tubo Annubar.*

- Tiene mayor precisión que el Tubo de Pitot.
- Precisión del orden del 1 – 3 % aproximadamente.
- Tiene bajo costo inicial.
- Tiene baja pérdida de carga.
- Se utiliza para la medición de pequeños o grandes caudales de líquidos y de gases.

f) **Cuña:** La *Cuña* sigue el mismo principio de los instrumentos de presión diferencial anteriormente mencionados. La *cuña* reduce la sección de pasaje del fluido de la tubería a través de la inserción de un elemento (en este caso una *cuña*) en el pasaje del fluido. Tiene una especial restricción con forma de "V" que reduce el área disponible del fluido que se desea medir, provocando una contracción del mismo y el consecuente aumento de velocidad.

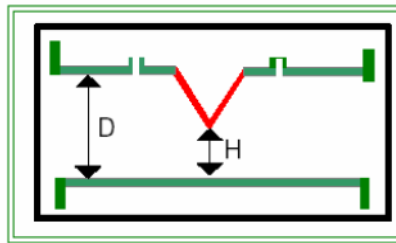


Ilustración 22. Cuña

El incremento de la velocidad resulta del incremento de la energía cinética del fluido y de la correspondiente reducción de su energía potencial. Aguas arriba del elemento de restricción, el fluido tiene una mayor energía potencial. Las tomas puestas en cada lado de la restricción ven la formación de una presión diferencial como resultado de este desbalance. El caudal volumétrico puede ser calculado directamente de ésta medición diferencial.

La restricción "V" está caracterizada por su relación  $H/D$ . La relación  $H/D$  está definida como la altura ( $H$ ) de la abertura bajo la restricción, dividida por el diámetro interno de la cañería ( $D$ ). La relación  $H/D$  puede variar para crear el diferencial deseado en cada rango de medición específica.

Generalmente se lo utiliza para poder determinar el caudal de fluidos bifásicos. Tiene elevados costos y la medición no es muy precisa. También se lo puede utilizar para fluidos pastosos, abrasivos y erosivos, fluidos con baja conductividad eléctrica, fluidos viscosos y no Newtonianos.



g) **Caudalímetro V-Cone:** El *Caudalímetro V – Cone* tiene como principio de funcionamiento la medición de la presión diferencial. Se utiliza para una gran variedad de fluidos. Tiene mejor exactitud y repetibilidad que otros caudalímetros de presión diferencial anteriormente mencionados. También posee una gran rangeabilidad y requiere poco mantenimiento.



V – Cone

Ilustración 23. Caudalímetro V-Cone

Posee un cono (que se encuentra en la parte central de la cañería) de dimensiones normalizadas por el fabricante, que le permite actuar como su propio acondicionador de flujo. Este cono produce un descenso de presión que se puede medir mediante un transmisor de presión diferencial.

El instrumento acondiciona totalmente el fluido y lo homogeniza antes de realizar la medición. Requiere tramos rectos menores a otros caudalímetros.

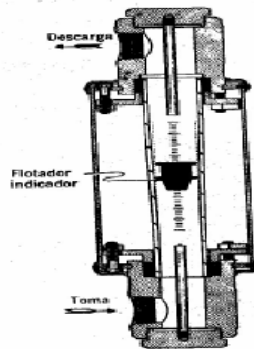
*Principales Características del V – Cone:*

- No posee partes móviles.
- Rangeabilidad es de 10:1.
- Precisión es 0.5% aproximadamente.
- Requiere tramos rectos.

## 2.- Medidores de Área Variable

Los medidores de área variable funcionan tratando de mantener la presión diferencial constante. Permitiendo, de esta manera, el aumento del área eficaz de flujo con el caudal. Existen varios tipos de medidores de área variable, pero el más utilizado es el rotámetro.

h) **Rotámetro:** El *Rotámetro* consta de un tubo cónico de eje vertical y un flotador. El fluido circula en sentido ascendente por el tubo desplazando un flotador que, generalmente, lleva unas ranuras que dan lugar a que el flotador gire, proporcionándole de esta manera la estabilidad y efecto de centrado necesario. Este tipo de rotación es la que da origen al nombre de rotámetro.



Rotámetro de tubo de vidrio cónico y flotador.

Ilustración 24. Rotámetro de tubo de vidrio cónico y flotador

Cuando no hay flujo el flotador descansa en la parte baja del tubo. Al pasar, el fluido hace ascender el flotador de su posición de reposo a fin de mantener la caída de presión a través del flotador en equilibrio con los efectos de empuje hidrostático y gravitatorio que actúan sobre el mismo. El peso del flotador sumergido es una constante para un determinado fluido, la caída de presión también debe permanecer constante. Por este motivo, cuando el caudal aumenta, el flotador ascenderá en el tubo con el fin de proporcionarle una sección anular de paso mayor para que el fluido pueda pasar a través de ella. La altura que alcanza el flotador es una indicación del caudal que está circulando, y puede graduarse directamente sobre el tubo (transparente) en unidades de caudal.

#### *Principales Características del Rotámetro:*

- Su precisión no suele ser mejor que el 2 % aproximadamente.
- Si se requiere elevada precisión no es recomendable.

### **3.- Medidores de Velocidad**

i) **Turbina:** El *Caudalímetro tipo Turbina* consiste en un rotor que gira al paso del fluido con una velocidad directamente proporcional al caudal. Tanto para líquidos como para gases, funcionan con el mismo principio.

La velocidad del fluido ejerce una fuerza de arrastre en el rotor. La diferencia de presiones, debida al cambio de área que se produce entre el rotor y el cono posterior, ejerce una fuerza igual y opuesta. De esta forma, el rotor está equilibrado.

Los medidores de turbina para gas o líquido difieren fundamentalmente en el diseño del rotor. Una salida mediante impulsos eléctricos se produce cuando se detecta el paso de cada paleta alrededor de uno o más sensores situados en el campo del medidor. El punto más débil en un medidor de turbina para líquidos son los cojinetes, ya que deben soportar el peso del rotor. Para poder predecir la característica de comportamiento de un medidor de turbina es necesario que sea calibrada la relación entre el número de impulsos emitidos y el volumen de fluido que está circulando por lo alabes (en forma experimental). Esto da como resultado una curva de calibración.



Se puede estimar que dentro de cierto rango dado por la curva de calibración, el medidor tiene una salida del tipo lineal y el volumen de líquido que pasa a través del medidor es casi proporcional al número de impulsos recibidos, dejando de ser preciso para caudales fuera de dicho rango.

*Principales Características de la Turbina:*

- Amplia Rangeabilidad.
- No se puede utilizar para la medición de fluidos viscosos.
- Costo moderado.
- Mide líquidos y gases. No se utiliza para la medición de vapores.
- Requerimiento de tramos rectos aguas arriba y abajo del medidor.
- Tiene pérdida de carga permanente considerable.
- Como tiene partes móviles, no tolera partículas.
- Se debe realizar mantenimiento.
- Debe instalarse de tal modo que no se vacíe cuando cesa el caudal, ya que el choque a elevadas velocidades dañaría el medidor.

j) **Caudalímetro Ultrasónico:** El *Caudalímetro Ultrasónico* mide el caudal por diferencia de velocidades del sonido al propagarse éste en el sentido del flujo del fluido y en el sentido contrario. Otras técnicas miden la diferencia de fases o de frecuencias entre las ondas del sonido que recorren el fluido en ambos sentidos.

Existen dos tipos de medidores:

- Tiempo de tránsito o de propagación: utiliza la transmisión por impulsos.
- Efecto Doppler: utiliza la transmisión continua de ondas.

*Principales Características de los Medidores Ultrasónicos:*

- Ambos medidores utilizan ondas de ultrasonido.
- Tiempo de Tránsito se lo utiliza para fluidos limpios, gases y algunos pueden medir hasta vapores.
- El Efecto Doppler se utiliza para fluidos que tengan impurezas para que la señal pueda rebotar contra ellas; y para líquidos sucios o suspensiones.
- Ambas tecnologías se las utiliza para medir líquidos.
- Requieren tramos rectos aguas arriba y aguas abajo.
- No tienen partes móviles.
- No ofrecen restricciones al pasaje de flujo, por lo tanto la pérdida de carga es despreciable.
- Tienen una precisión de 2 % aproximadamente.

#### **4.- Medidores de Desplazamiento Positivo**

Los Medidores de *Desplazamiento Positivo* se basan en la medición de caudal en volumen contando o integrando volúmenes separados del líquido. Las partes mecánicas



del instrumento se mueven aprovechando la energía del fluido y dan lugar a una pérdida de carga.

En este tipo de instrumento se llenan cámaras de volumen conocido y se cuenta el número de cámaras llenadas en un determinado tiempo, de esta manera se obtiene el caudal. Un problema que se debe tener en cuenta al fabricar un medidor de desplazamiento positivo es conseguir una buena estanqueidad de las partes móviles, evitando un par de rozamientos inaceptable, y que la cantidad de líquido que escape a través del medidor sea moderada. Por esta razón, es necesario calibrar el medidor de desplazamiento positivo a varios caudales, dentro del margen de utilización, con un fluido de viscosidad conocida.

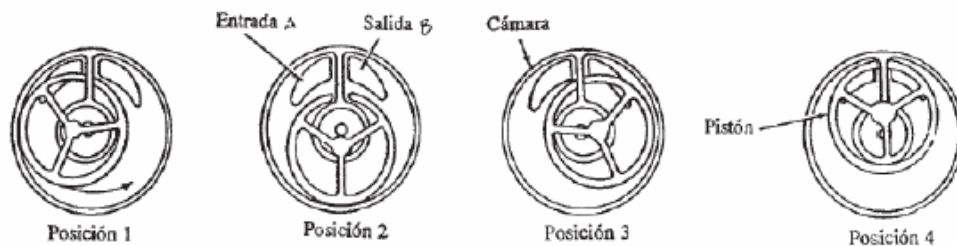
*Principales Características de Desplazamiento positivo:*

- Prácticamente, sólo se utiliza para la medición de líquidos.
- Requiere mantenimiento por poseer partes rotantes.
- La caída de presión es considerable.
- Error considerable, aproximadamente 0.5 – 2 %

Existen cuatro tipos básicos de medidores:

k) *Disco giratorio*: el instrumento dispone de una cámara circular con un disco plano móvil dotado de una ranura en la que está intercalada una placa fija. Esta placa separa la entrada de la salida e impide el giro del disco durante el paso del fluido.

l) *Pistón Oscilante*: consiste de un pistón hueco montado excéntricamente dentro de un cilindro. El cilindro y el pistón tienen la misma longitud, pero el pistón, como se aprecia en la figura, tiene un diámetro más pequeño que el cilindro. El pistón, cuando está en funcionamiento, oscila alrededor de un puente divisor que separa la entrada de la salida de líquido. Al comienzo de un ciclo, el líquido entra en el medidor a través de la puerta de entrada A, en la posición 1, forzando al pistón a moverse alrededor del cilindro en la dirección mostrada en la figura, hasta que el líquido delante del pistón es forzado a salir a través de la puerta de salida B, en la posición 4, quedando el dispositivo listo para comenzar otro ciclo.



*Etapas de funcionamiento de un medidor de pistón oscilante*

Ilustración 25. Etapas de funcionamiento de un medidor de pistón oscilante



m) *Pistón Alternativo*: este medidor es de los más antiguos de este tipo de medidores. El instrumento se fabrica en muchas formas: de varios pistones, pistones de doble acción, válvulas rotativas, válvulas deslizantes horizontales. Estos instrumentos se han empleado mucho en la industria petroquímica y pueden alcanzar una precisión del orden de 0.2 % aproximadamente.

n) *Medidor de paredes deformables*: está formado por una envoltura a presión con orificios de entrada y salida que contiene el grupo medidor formado por cuatro cámaras de medición. Su precisión es del orden del 0.3 % aproximadamente.

## 5.- Medidor Tipo Vórtex

El *Vórtex* consiste en una obstrucción que se coloca en el paso del fluido. Se producen remolinos que se desprenden siguiendo la ecuación de Van Karma:

$$V = k.f$$

Donde:

V: velocidad del fluido

k: constante de proporcionalidad

f: frecuencia de producción de remolinos

La velocidad del fluido es directamente proporcional a la frecuencia de producción de remolinos. Los vórtices causan presiones diferenciales alternativas alrededor de la parte posterior de la barra. Se mide esta frecuencia con un sensor determinando la velocidad y con ésta el caudal. El desprendimiento de los vórtices es independiente de las características del fluido.

*Principales Características del Vórtex:*

- Elevada Rangeabilidad.
- Requiere tramos de cañerías rectos aguas arriba y aguas abajo de la medición.
- Se utiliza para la medición en gases, vapores y líquidos. Deben ser fluidos limpios, de baja viscosidad, sin remolinos y con velocidades medias altas.
- Tiene poca pérdida de carga permanente.
- No posee partes móviles.
- La construcción soldada del medidor elimina fugas.
- Tiene Low Flow Cut-Off, no mide el cero.
- No se recomienda para operaciones batch muy cortas.
- Comienza a ser costoso en líneas grandes.
- Error para gases 1 – 1.5 % aprox.
- Error para líquidos 0.65 – 1.5 % aprox.

## b) Medidor de Caudal Másico

- 1.- Los **medidores térmicos** de caudal se basan en uno de los siguientes principios:
  - La elevación de temperatura del fluido en su paso por un cuerpo caliente.



- La pérdida de calor experimentada por un cuerpo caliente inmerso en el fluido.

De los dos principios anteriormente mencionados el que más se utiliza es el de la primera opción. Éstos constan de una fuente eléctrica que proporciona un calor constante al punto medio de la tubería por la cual circula el caudal. En puntos equidistantes de la fuente de calor se encuentran sondas de resistencia para medir la temperatura.

Cuando el fluido está en reposo, la temperatura es idéntica en las dos sondas. Cuando el fluido circula, transporta una cantidad de calor hacia el segundo elemento y se produce una diferencia de temperatura que va aumentando progresivamente entre las dos sondas a medida que aumenta el caudal. Esta diferencia es proporcional a la masa que circula según la siguiente ecuación:

$$Q = m \cdot c \cdot (T2 - T1)$$

Donde,

Q: calor transferido;

m: masa del fluido;

c: calor específico;

T1: temperatura anterior;

T2: temperatura posterior

*Principales Características del caudalímetro Térmico:*

- Error: 1% aprox.
- Se utiliza para bajos caudales de gas

2.- El **medidor Coriolis** se basa en el teorema de Coriolis. La medida en masa es independiente de la temperatura, presión y densidad del fluido. En general la medición en volumen debe ser corregida a determinadas condiciones (a una temperatura y presión definida), por lo que es necesario conocer las propiedades termodinámicas y el factor de compresibilidad del fluido. Si la medición de masa no es directa, se presentan fuentes de error adicionales:

- Lectura del caudal (velocidad)
- Presión
- Temperatura
- Composición o densidad operativa

La tecnología Coriolis provee múltiples mediciones: caudal másico, densidad de líquido y temperatura.

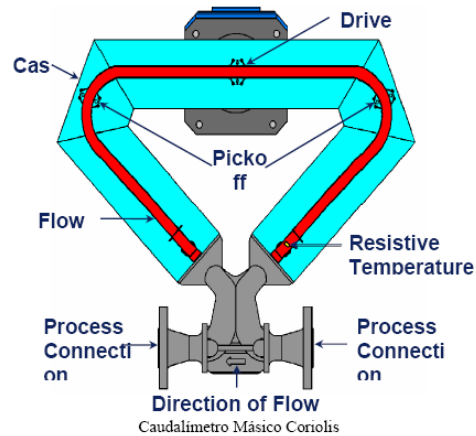


Ilustración 26. Medidor de flujo tipo coriolis

### Consideraciones de Instalación

- Debe estar correctamente soportado evitando líneas pandeadas.
- Las bridas deben estar correctamente alineadas.
- Se debe soportar el medidor lo más cerca posible de las bridas de conexión.
- El housing del sensor no puede ser utilizado para soportar el sensor y/u otros equipos.
- No hay requerimientos de tramos aguas arriba.
- En la medición de líquidos se instala el medidor en posición “bandera” o con los tubos hacia abajo.

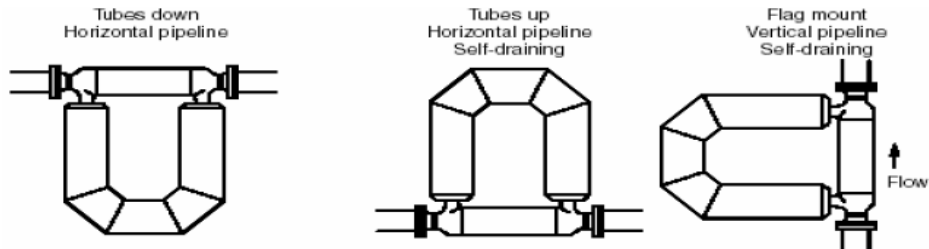


Ilustración 27. Consideraciones de instalación para el medidor coriolis

- En la medición de gases se deben instalar los tubos hacia arriba, o colocar el sensor en bandera con flujo de arriba hacia abajo.

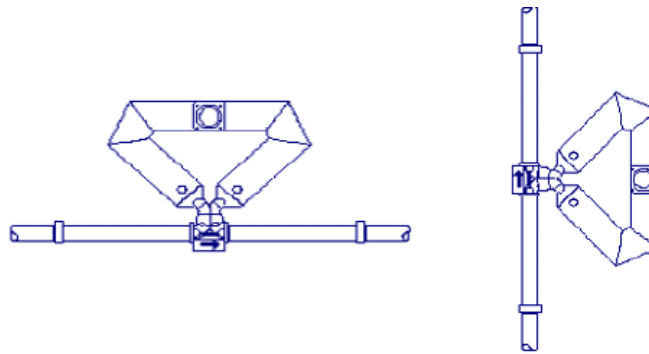


Ilustración 28. Forma de instalación del medidor coriólis para medición de gases

#### ***Ventajas de los caudalímetros Coriolis para medir gas:***

- Son independientes del perfil de flujo.
- No requieren tramos rectos, ya sea aguas arriba como aguas abajo.
- Bajo mantenimiento.
- No tienen partes móviles.
- No intrusivos.
- Bajos puntos potenciales de emisiones fugitivas, comparados con otras tecnologías.
- Las mediciones de temperatura y presión no son requeridas para el cálculo, eliminando así fuentes de error debido al uso de múltiples instrumentos.
- Insensible a cambios de masas moleculares relativas (peso molecular).
- Exactitud para gases: +/- 0.35% del caudal.
- Amplia rangeabilidad 20:1 (hasta 100:1).
- No hay desviaciones y cambios en la calibración debido al cambio de la densidad y/o propiedades del gas.

#### **4.2. MEDICION DE CORTE DE AGUA**

Las posibles tecnologías para la medición del corte de agua son:

- Microondas
- Medición de Densidad
- Parámetros Dieléctricos
- Óptico

El **medidor por microondas** se basa en la emisión de microondas a 2 GHz. El porcentaje de agua se establece midiendo las propiedades eléctricas del fluido. Su medición es apta para agua o petróleo como fase continua. Su exactitud es independiente de los cambios en la velocidad, salinidad, pH, viscosidad, temperatura y densidad del fluido a medir. La energía de microondas es transmitida por una de las antenas del sensor y recibida por



otras dos antenas. Las diferencias en la fase y amplitud de la señal recibida se relacionan con la concentración de agua en el líquido.

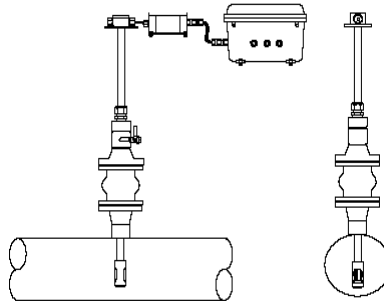


Ilustración 29. Medidor por microondas para la medición de corte de agua

El medidor por microondas no es afectado por cambios en la densidad y, en cuanto a los cambios de salinidad, el equipo mide el contenido de sales del fluido y compensa con ello la medición. La medición se ve afectada por la presencia de gas.

En la tecnología por **medición de densidad**, la densidad de la mezcla es medida por el caudalímetro másico, pero los valores de densidad del agua y del petróleo son cargados manualmente durante la configuración del mismo.

El **medidor de corte de agua dieléctrico** monitorea cambios en la constante dieléctrica del fluido. Funciona como un gran capacitor. El agua y el petróleo tienen constantes dieléctricas diferentes. Al producirse un aumento en la cantidad de agua medida la constante dieléctrica de la mezcla cambia, provocando una variación en la capacitancia del instrumento.

Al medidor de corte de agua dieléctrico se le debe ingresar un factor de compensación por cambios en la densidad y es necesario compensar también por salinidad cuando el corte de agua es mayor al 65%.

El **medidor óptico** utiliza como principio de medición la diferencia de absorción de la radiación infrarroja cercana entre el petróleo y el agua. A la frecuencia de operación del sensor, el agua es la fase transmisora mientras que el petróleo es el medio atenuante. El agua transmite cerca del 100% de la radiación emitida mientras que el crudo generalmente transmite menos del 100% de la luz. El agua producida en el campo puede variar en salinidad, acidez, contenido de sólidos y densidad de un pozo a otro, incluso en la misma formación. El medidor óptico no es afectado por variaciones en estas propiedades ya que la radiación infrarroja cercana no interactúa con estos componentes. Los gases libres se transmiten cerca del 100% de la radiación, por lo tanto, la presencia de gas es medida como si fuera agua. El gas en solución no afecta la performance del instrumento. La medición es independiente de las variaciones de salinidad y densidad de



los líquidos. El sensor no es afectado por las vibraciones. El medidor óptico se utiliza preferentemente para cortes de agua elevados.



## 5. ESTADO DEL ARTE

### 5.1 COMPETIDORES

Dentro de los potenciales competidores se encuentran:

#### **TECNITANQUES INGENIEROS LTDA.**

Fortalezas:

- Posee experiencia e infraestructura para manejar proyectos de diseño, construcción y montaje de nuevas facilidades y equipos para los sectores de: petróleo, plantas de combustibles e hidrocarburos, generación y distribución de energía, etc.
- Participación a nivel nacional e internacional en obras de los sectores mencionados, a través de sus productos y servicios en los proyectos de fabricación y construcción metalmecánica y obras complementarias en las áreas civil, eléctrica, de instrumentación, tuberías, etc.
- Cuentan con el estampe ASME “U” y “R” y con softwares de cálculo para el diseño y fabricación de recipientes a presión.
- Poseen el certificado del Sistema de Gestión de la Calidad de acuerdo a las normas ISO 9001 versión 2000 con el ICONTEC.

#### **EQUIPOS Y CONTROLES INDUSTRIALES ECI**

Fortalezas:

- Empresa de amplia trayectoria a nivel nacional en el campo de la automatización industrial.
- Trabaja activamente en el control de calidad asesorando a empresas industriales colombianas en sus laboratorios de metrología y proporcionando equipos de alta tecnología y precisión acompañado de servicios certificados.

#### **INSTRUMENTOS Y CONTROLES**

Fortalezas:

- Opera desde 1971, y poco a poco ha ido evolucionado hasta convertirse en una compañía de servicios especializados, totalmente orientada al desarrollo de soluciones integrales de automatización para la industria.



## 5.2 LA OFERTA

### TECNITANQUES INGENIEROS LTDA.

#### • PRODUCTOS Y SERVICIOS:

Ingeniería y Diseño: Poseen un equipo de profesionales con experiencia en el desarrollo de ingeniería básica y detallada con acceso a las últimas revisiones de códigos y estándares de las diferentes asociaciones colombianas, norteamericanas y europeas.

Gestión y compras: Especificaciones, cotización, selección, negociación y compra de materiales y equipos para diferentes proyectos. Esto les permite ofrecer un gestión global de los suministros nacionales o importados con buenos precios en el mercado y bajos plazos de entrega.

Fabricación y manufactura: Fabricación de los siguientes equipos de proceso en acero inoxidable y al carbón:

- Tanques a presión, full vacio; según normas ASME, diferentes presiones y capacidades.
- Tanques decantadores, filtros, floculadores y en general tanques para tratamiento de aguas.
- Tanques de almacenamiento atmosférico de productos químicos: soda cáustica, bicarbonatos, etc.
- Tanques en acero inoxidable para la industria química y de alimentos.
- Botas de gas.
- Separadores bifásicos y trifásicos.
- Serpentes y sistemas de precalentamiento de combustible.
- Reactores para procesos químicos.
- Evaporadores.
- Intercambiadores de calor, condensadores, etc. según normas TEMA.
- Columnas de destilación.
- Fermentadores.
- En general cualquier recipiente a presión y/o de proceso.

Disponen de una planta de 2 naves con un área de 2.500 m<sup>2</sup> cada una, dotada con equipos-herramientas y un equipo humano calificado.

Construcción y montaje: Posee más de 20 años de experiencia en montajes y mantenimientos mecánicos, construcción de obras mecánicas y civiles para:

- Tanques de almacenamiento según normas API 620, 650, 653 – UL
- Tanques de almacenamiento de crudo API 12F; 500 Bls. sobre skid petrolero
- Silos, tolvas, chutes para la industria en general
- Líneas de tubería para transporte de agua. AWWA



- Líneas de tubería para altas presiones hidroeléctricas
- Estructuras metálicas pesadas para cubiertas y edificios
- Montajes electromecánicos
- Preparación de superficies y aplicación de recubrimientos contra la corrosión para equipos de proceso e infraestructura de plantas industriales.
- Montajes en campo con cubrimiento nacional e internacional de los equipos producidos o prefabricados en planta, según las necesidades del cliente.

## **EQUIPOS Y CONTROLES INDUSTRIALES ECI**

- **PRODUCTOS:**

Instrumentación de campo: Medición de las diferentes variables de proceso tales como presión, flujo, temperatura, nivel, variables químicas, entre otras; ya que contamos con una amplia gama de tecnologías aplicables a una gran variedad de procesos.

Sistemas de control: Soluciones de control regulatorio, control avanzado, optimización de procesos sistemas esd y fire & gas orientadas a mejorar la productividad, aumentar la eficacia del proceso y reducir costos.

Válvulas y actuadores: Suministro de válvulas de control, on/off, shut off, manuales, en una amplia gama de materiales y tamaños, adecuadas para todo tipo de proceso. Suministro de actuadores neumáticos y eléctricos diseñados para el posicionamiento preciso de válvulas, diseñados para trabajo pesado

Seguridad de llama: Suministramos componentes y sistemas de control para quemadores y calderas, con la mas alta calidad y el mejor respaldo de nuestro representado honeywell, líder de este mercado.

Nuestros productos incluyen: relés de llama, controladores primarios, programadores de llama, trenes de válvulas, válvulas de seguridad, presóstatos, detectores de llama

Solenoides y neumática: Manejamos una amplia experiencia en la industria, en automatización y control de fluidos creando confianza en nuestros clientes en sectores como: petroquímica, alimenticia, papelera, energética entre otras.

Con nuestro representado automatic switch co "asco" con valvulas solenoides, switches de temperatura y presión, sensores, indicadores de posición de valvulas de proceso, sistemas redundantes sil.

- **SERVICIOS:**

Gerencia de proyectos

Este servicio proporciona al cliente las siguientes ventajas:



Una persona “cabeza de proyecto” de amplia experiencia para planear, supervisar, controlar y reportar el estado, en cada una de sus fases, de los componentes de hardware y software, así como de los servicios incluidos en la orden de compra del cliente.

Un reporte quincenal o mensual, según lo acordado, que incluye los avances del proyecto, así como otros asuntos pertinentes tales como:

- aspectos técnicos
- aspectos comerciales
- estado de manufactura
- estado de la ingeniería de aplicación
- aspectos post-despacho
- acciones a seguir, incluyendo fechas
- estado general del cronograma

#### Ingeniería de aplicación

Nuestros servicios estándar de configuración de bases de datos de sistemas de control y comunicaciones proporcionan al cliente un paquete completamente configurado, verificado y documentado en aspectos tales como:

Estrategias de control

Arquitectura del sistema

Gráficas de interfaz hombre-máquina

Planos de bornes de entradas/salidas

Comunicaciones con equipos de otros proveedores, entre otros:

PLC's Allen Bradley, Modicon, TI, Siemens, Telemecanique, Válvulas motorizadas Rotork-Packscan / Limitorque, Computadores de flujo Daniel / OMNI, SAAB TANK SYSTEMS, Monitores de vibración Bentley Nevada, Básculas Toledo/Mettler, Controladores STAND-ALONE, etc.

Integración con bases de datos corporativas y paquetes ERP, MRP II, MES.

#### Servicios en planta

ECI proporciona los siguientes servicios en planta:

Supervisión de la instalación hecha por terceros, o de manera directa en proyectos “llave en mano”, de los sistemas de automatización suministrados. Esto incluye inspección del sitio, inspección física de los equipos y ensamblaje de los sistemas.

Prueba, diagnóstico y arranque de los sistemas de automatización.

Carga de la base de datos de configuración.

Pruebas de aceptación en sitio (sat) si se requiere.

Supervisión de la instalación, calibración y configuración de controladores stand-alone, instrumentos de campo, analizadores y plc's.

Asistencia en el arranque de la planta.

#### Mantenimiento

ECI proporciona los siguientes servicios:

Actualizaciones de software y “debugging” del mismo.

Reparación de instrumentación de campo y equipo de panel.

Taller de calibración.

Stock local con repuestos y accesorios.



Contratos de mantenimiento.

Todos estos servicios son ejecutados localmente por ingenieros de ECI entrenados en las casas matrices de Rockwell Automation, Usdata Training Facilities, Foxboro Training Institute , Honeywell Automation College y Masoneilan Dresser Facilities

## **INSTRUMENTOS Y CONTROLES**

- **PRODUCTOS:**

Asset Optimization: Software de Administración de Instrumentación y válvulas AMS Device Manager, Software y Analizadores de vibración y otras tecnologías de mantenimiento predictivo AMS Machinery Health Manager, Optimización de procesos en tiempo real AMS Optimizer, Monitoreo de desempeño AMS Performance Monitor y Portal de Administración de activos de planta AMS Portal.

Brooks Instrument:

Medidores de flujo de área variable (rotámetros). Medidores de flujo masico-termicos

Daniel: Medidores de flujo para líquidos: turbinas, placas de orificio, preset electrónicos, válvulas, probadores, computadores de flujo, unidades Lact.

Process Systems: Sistemas de Control de Proceso: DeltaV, Provox y RS3.

Hima GMBH: Sistemas de seguridad y parada de emergencia, sistemas F&G.

Process Solutions: Servicios de automatización avanzada, administración de la variabilidad del proceso, sistemas de administración de terminales, proyectos llave en mano de automatización de procesos.

Rosemount Analytical: Analizadores para gases: Oxígeno (combustión), cromatógrafos de gases, sistemas de medición de emisiones, etc. Analizadores para líquidos: pH, ORP, conductividad, turbiedad, oxígeno disuelto, sólidos en suspensión, otros.

Rosemount: Transmisores de presión, temperatura, flujo y nivel. Transmisores certificados TÜV.

- **SERVICIOS:**

Mejoras de Productividad

Estudios de actualización tecnológica.

Administración de activos de Instrumentación y Control (AMS Asset Management Solutions).

Esta herramienta facilita la administración de la documentación requerida en este tema por la norma NTC- ISO 9001.

Monitoreo remoto de variables de proceso (AMS Asset Management Solutions).

Mantenimiento predictivo.



Control avanzado.  
Sintonía de lazos.

Contratos de Mantenimiento: Este servicio, permite a su compañía asegurar la disponibilidad de sus equipos y sistemas de control, ahorrando tiempo y costos en reparaciones y paradas por daños. Bajo esta modalidad, I&C desarrolla un plan de visitas de mantenimiento fijas según ciclos de confiabilidad para los equipos de su planta.

Servicios de Calibración: Nuestro laboratorio cuenta con equipos certificados para calibración de presión, temperatura y flujo.

Instalación y Puesta en Marcha: De instrumentación de campo para flujo, presión, temperatura, nivel, peso, otros.

Montaje y Operación: De sistemas de monitoreo ambiental: aire, agua y ruido.

Configuración y Puesta en Servicio: De sistemas de parada de emergencia en procesos críticos, PLC's y sistemas de control.

Mantenimiento y Operación: De unidades de medición para transferencia de custodia.

Inspección y Evaluación: Para sistemas de análisis de líquidos y gases en proceso.

Entrenamiento y Capacitación en operación y mantenimiento de:  
Equipos para medición de flujo, presión, temperatura, nivel y peso.  
Sistemas de análisis de gases.  
Sistemas de análisis de líquidos.  
Sistemas de control.  
Medición de gas natural.

### **5.3 LOS CLIENTES**

A continuación se detallan los clientes de nuestros potenciales competidores:

#### **TECNITANQUES INGENIEROS LTDA.**

- Petrobras Colombia Ltda.
- Petrobras Internacional B.V.
- Ecopetrol S.A.
- Almacenadora S en C y CIA Ltda.
- Grupo Petrotesting S.A.
- Hupecol LLC
- HMV Engineering Corporation
- GHK Company Colombia
- INA Bronco CIA. Ltda. Sucursal Colombia E.A.A.B



- Hocol S.A.
- Empresa de licores del Caquetá S.A.
- Colmáquinas S.A.
- Conconcreto S.A.
- Equipos y Procesos: Destilería Etanol
- Industria vinos y licores Bod. Internacional
- Cervecería Leona S.A.
- DPA Colombia Ltda.
- Nestlé de Colombia S.A.
- Metapetroleum Limited
- Omimex de Colombia Limited
- Carbones del Cerrejón LLC

### **EQUIPOS Y CONTROLES INDUSTRIALES ECI**

- Chevron
- Ecopetrol
- Hocol
- Petrobras
- Cerrejon

### **INSTRUMENTOS Y CONTROLES**

- Ecopetrol
- Hocol
- Exxon Mobil

## **5.4 EL PRODUCTO**

Dadas las altas exigencias de calidad y prestaciones, exigidas por las compañías de operación de pozos petroleros en los productos o servicios adquiridos o contratados por ellas; los cuales además deben estar reglamentados por organismos y normas internacionales de seguridad y operación; y la poca oferta de compañías especializadas de ingeniería de automatización en Colombia, se tiene planeado ofrecer como producto principal de nuestra compañía, el diseño, montaje y puesta en marcha de un sistema de supervisión y de control de presión y nivel en una unidad de separación de crudo, compuesta de separadores horizontales bifásicos y separadores horizontales trifásicos de prueba. Dicha solución de automatización propuesta está diseñada para la supervisión y control de hasta tres separadores horizontales bifásicos y un separador de prueba trifásico, los cuales deben operar bajo determinadas especificaciones y condiciones de



operación, así como también teniendo en cuenta las características del fluido. En caso de una unidad de separación con condiciones y características diferentes, la solución acá planteada puede ser modificada a fin de adaptarse a las necesidades del cliente.

El objetivo de nuestra compañía, consiste en convertirnos rápidamente en proveedores líderes de soluciones ingeniería de automatización tanto a nivel nacional como internacional, ofreciendo productos y servicios que cumplan con estándares internacionales, empleando la última tecnología, la mejor materia prima y un equipo humano altamente capacitado y disponible.

El sistema de supervisión y de control de presión y nivel en separadores de estaciones de producción petrolera que se tiene planeado ofrecer, tiene como características relevantes (diferenciadores) entre otras las siguientes:

- Fue diseñado con el fin de mejorar las prestaciones de control y supervisión en las unidades de separación de crudo (separadores de producción y de prueba) de algunas baterías de producción de petróleo que cuentan aún con controladores neumáticos, que ejecutan el control de presión y nivel en forma local sin supervisión de proceso en la mayoría de los casos, o controladores electro neumáticos para el control de presión y nivel y en donde el algoritmo de control es implementado y ejecutado a través del uso de PLC's locales o en control rooms. Para tal fin, se implementa una red de instrumentación de campo inteligente a partir del protocolo de comunicaciones industriales **Foundation Fieldbus**, el cual permite implementar los lazos de control de presión y nivel en los separadores, a nivel del bus de campo en los mismos transmisores de presión y nivel y posicionadores de válvulas utilizando los Function Blocks que éstos equipos inteligentes tienen incorporados. Ésta característica, como veremos más adelante, comparativamente con respecto a otros protocolos de comunicaciones, además de reducir costos por cableado, reducir el tiempo de implementación de cualquier solución de automatización y evitar la compra de hardware adicional para ejecutar los lazos de control como PLC's, módulos I/O y otros, permite ampliar casi al doble el tiempo medio entre fallas MTBF de los equipos, una característica muy atractiva a nivel de confiabilidad, que compensa en gran medida el alto precio que involucra la adquisición de ésta tecnología. Otra característica muy atractiva de dichos transmisores, es la inclusión de algoritmos de autodiagnóstico.
- Emplea los mejores equipos e instrumentación electrónica de campo de la mejor tecnología, que reemplaza a las tradicionales técnicas de automatización. En éste sentido se propone el uso de los ya mencionados equipos inteligentes (transmisores y posicionadores) con certificación Foundation Fieldbus.
- Se distingue por ser una solución integral de ingeniería interdisciplinaria, pues combina temas de ingeniería mecánica, química y electrónica entre otras.
- Servicio post venta que incluye soporte técnico especializado de capacitación y mantenimiento.



## 5.5 LA DEMANDA

Para dimensionar y dar un estimativo del alcance de penetración en el mercado, a través de la venta de unidades producidas por la compañía durante un mes, nos toca dar una mirada hacia el mercado nacional actual y sus proyecciones para este año 2009. Según un artículo publicado por la reconocida página web [www.profesionalesdebolsa.com](http://www.profesionalesdebolsa.com) el año 2009 será un año donde se mantendrá la tendencia creciente de exploración y producción de crudo y gas. El mencionado artículo destaca:

“2009 será año de cosecha petrolera, de acuerdo a proyecciones de producción

Fuente: [www.portafolio.com.co](http://www.portafolio.com.co)

La agresiva campaña exploratoria emprendida hace cuatro años, enfocada a buscar nuevas reservas, arrojará frutos con una mayor producción de petróleo de por lo menos 650.000 barriles por día.

No obstante, coincidirá con una racha de precios bajos que no permitirá sacarle provecho al aumento de la producción.

Aún así, mientras en muchos lugares del mundo se han encendido las alarmas por la caída de las cotizaciones y el aplazamiento de inversión en proyectos petroleros en medio de un ambiente de incertidumbre, en Colombia tanto las empresas como el Gobierno confían en que la dinámica exploratoria se mantenga por lo menos en el corto plazo. Este lunes el crudo cerró a un precio de 37,78 dólares por barril en medio de noticias de un mercado sobre abastecido, y con la recesión en Estados Unidos como mayor protagonista.

"El nivel de inversiones está muy alto y no esperaríamos una reducción importante porque ya son compromisos que están especificados en los contratos entre las compañías y la Agencia Nacional de Hidrocarburos", indicó Alejandro Martínez, presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP).

Por su parte el director de la ANH, Armando Zamora, cree que Colombia aguantará el chaparrón. "Es claro que si los precios caen la motivación de las empresas para invertir disminuye. Pero la otra cara de la moneda es que tenemos unos compromisos adquiridos y una buena reputación que ayudará a contener la caída o que no sea tan radical".

La ACP aún no tiene un cálculo de qué tanta de la inversión petrolera tendrá problemas en Colombia por los bajos precios del crudo y las restricciones de acceso al crédito, aunque admite que habrá algunos proyectos que pueden sufrir retrasos, pero reiteró que serán excepciones.

Según las más recientes cifras de la balanza de pagos del Banco de la República, entre enero y septiembre del 2008, Colombia recibió 8.043 millones de dólares por concepto de inversión extranjera directa, 1.395 millones de dólares por encima de lo registrado en el mismo periodo del año anterior



Por actividad económica, la principal receptora de recursos fue la industria petrolera con 2.785 millones de dólares.

Según el director de la ANH, para el 2009 se espera que la inversión se mantenga en los niveles del año pasado.

Más exploración

Lo cierto es que a 30 de noviembre del 2008 ya se había batido el histórico de perforación de pozos petroleros la cual llegó a 100 nuevos y 665 de desarrollo, es decir aquellos hechos en campos antiguos.

Los números son altos si se tiene en cuenta que hace seis años, las estadísticas eran de 12 y 80, respectivamente.

Ello ha llevado a elevar la producción de crudo y gas del país a 587.000 barriles por día entre enero y noviembre del 2008, en comparación con los 531.000 barriles diarios entre enero y noviembre del 2007.

650.000 barriles día

Tanto la ACP como la ANH le apuestan a una producción de entre 650.000 a 700.000 barriles para el 2009, lo que definitivamente alejará aún más el fantasma de la pérdida de la autosuficiencia petrolera previsto para el 2015.

"Cada año que pasa se recogen más frutos de lo que se ha hecho en el pasado. Lo del 2009 no será el producto del gran descubrimiento, sino de los muchos pequeños campos que empiezan a dar resultados y cada vez suman más", puntualizó Zamora.

"Yo si creería que se va mantener la tendencia exploratoria para el 2009, de mayores pozos nuevos y de desarrollo así como con aumentos de la producción, pero a largo plazo debemos estar atentos y eso lo dirá el precio", agregó Alejandro Martínez de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP).

Se mantendrá la perforación de nuevos pozos

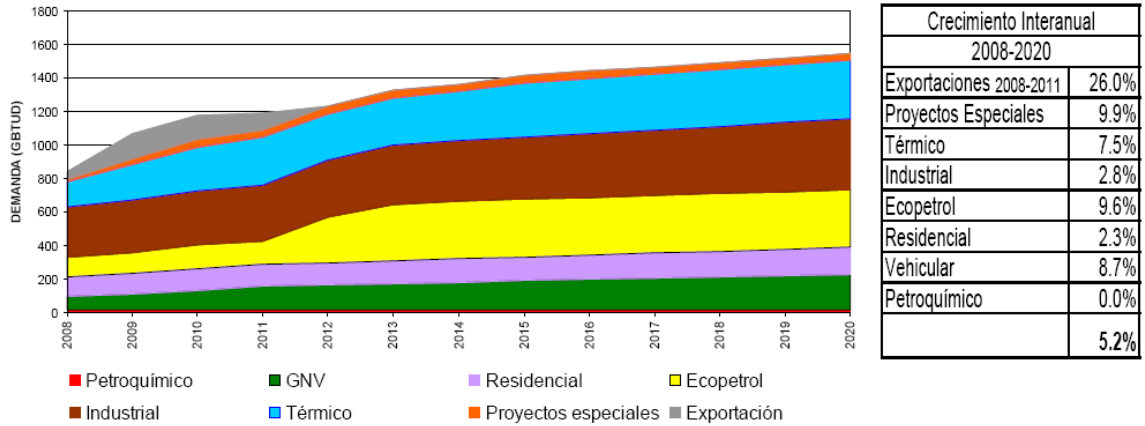
La expectativa para este año es que la actividad exploratoria se mantenga en materia de perforación de pozos teniendo en cuenta las millonarias inversiones de Ecopetrol las cuales sumarán 6.224 millones de dólares.

Todo dependerá de la evolución de los precios internacionales, y del acceso al crédito que puedan tener las petroleras, especialmente las de tamaño mediano y pequeño que son las que mayormente se encuentran en Colombia.

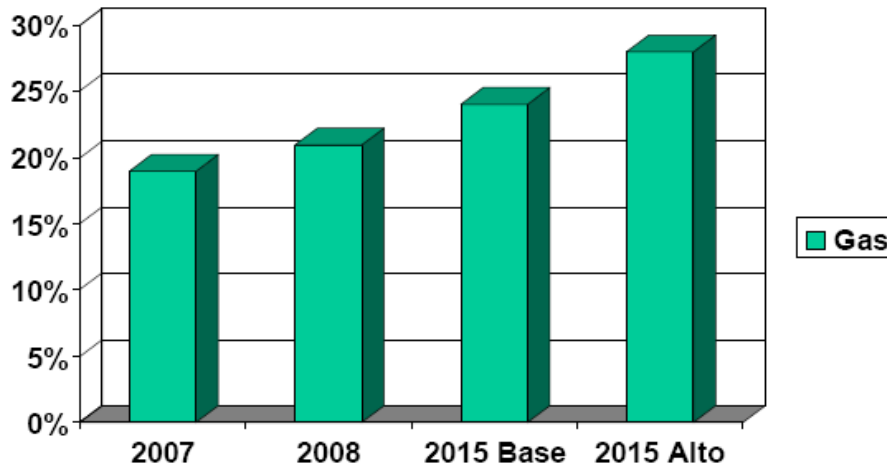
Lo otro que se prevé es una ola de fusiones y adquisiciones de empresas de tamaño mediano o pequeño a raíz de la coyuntura. ”



Otro factor que podría incidir favorablemente en la demanda de productos y servicios ofrecidos por la compañía sería el constante comportamiento ascendente en la demanda de consumo de gas natural, especialmente en el sector industrial y el GNV, y mayor participación de éste en la matriz energética de Colombia, así como nuevos proyectos especiales que aprovechen ubicación geográfica, acuerdos comerciales e interconexión regional.



Gráfica 2. Proyección de crecimiento interanual 2008-2020 en la demanda de productos petroleros por sector de la economía



2007	2008	2015 base	2015 Alto
19%	21%	24%	28%

Participación energía primaria

Fuente: UPME

Gráfica 3. Proyección en el porcentaje de participación de energía primaria para el gas natural



Teniendo en cuenta las proyecciones en el aumento de la producción de crudo y en las inversiones en exploración planteadas en el artículo, son grandes las expectativas que se tienen en el ámbito de la comercialización del producto ofrecido.

Por otro lado, teniendo en cuenta que nuestro producto puede ser comercializado como un único proyecto global, para una unidad de separación global compuesta de 4 separadores, o como sistemas de automatización individuales para cada separador, en éste caso 4 separadores individuales, se tendría una expectativa de ventas mínima de entre 1 y 4 unidades de automatización por mes, que correspondería a la venta de un prototipo.

Ahora bien, atendiendo a que el producto ofrecido corresponde a un proyecto, cuya valorización depende de la duración del mismo; no se puede definir un precio de venta exacto, hasta tanto no hacer la relación planificada de costos fijos y variables y márgenes de utilidad, por lo que no se puede estimar con certeza el monto total de la facturación mensual por concepto de venta de productos. Sin embargo, un estimado aproximado del precio de venta de un proyecto de automatización de éste tipo oscila entre 200 y 300 millones, según fuentes del sector. Atendiendo a éstas cifras, se puede estimar un monto de facturación mensual según la proyección de ventas esperadas (entre 1 y 4 proyectos de éste tipo) que oscilaría entre 200 y 1.200 millones aproximadamente

## 5.6 LA UTILIDAD

Para el sistema de supervisión y de control de presión y nivel en separadores de producción petrolera acá planteado se tiene previsto fijar un porcentaje de utilidad alrededor del 30% del precio de venta del producto. Este porcentaje de margen de ganancia permitirá una vez determinada la relación planificada de los costos y gastos totales del proyecto en todas sus fases, fijar el precio de venta exacto de nuestro producto.

Teniendo en cuenta el monto estimado de facturación mensual relacionado en el anterior punto, se estima un margen de ganancias que oscilaría entre 60 y 360 millones según la proyección de ventas esperadas.



## 6. ESTUDIO TÉCNICO

### 6.1 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS

Algunos de los requerimientos técnicos sobre los cuales se delimita el alcance de la solución de automatización propuesta son:

#### 6.1.1 ESPECIFICACIONES DE LOS SEPARADORES

Estas tienen que ver con las características básicas de construcción y diseño de los separadores bifásicos y trifásicos sobre los cuales se montará el sistema de supervisión y control de nivel y presión en los mismos. Estas especificaciones junto con las dimensiones de accesorios y tuberías en dichos separadores, permitirán definir los puntos más apropiados y los terminales para las conexiones a proceso para el montaje de los transmisores y controladores digitales de válvulas. Estos requerimientos en ningún caso son excluyentes en el caso de que se quiera aplicar la solución en otros separadores con características similares, pero lo ideal que se busca es que las mayoría de las características coincidan o se aproximen con las acá relacionadas. Como ejemplo, se toman las especificaciones de construcción de 3 separadores bifásicos **M-MDB- 102**, **M-MDB- 103** y **M-MDB- 104** y 1 separador trifásico de prueba **S-MDB- 101**:

Tabla 1. Especificaciones de construcción separador bifásico M-MDB- 102

ESPECIFICACIONES BÁSICAS DE CONSTRUCCIÓN	
Constructor	Klein
Tipo	Horizontal
Fluido	Crudo
Diámetro	1.7 m
Longitud	6 m
Temperatura de Diseño	150 °F
Presión de Diseño	125 PSI

Tabla 2. Especificaciones de construcción separador bifásico M-MDB- 103

ESPECIFICACIONES BÁSICAS DE CONSTRUCCIÓN	
Constructor	Klein
Tipo	Horizontal
Fluido	Crudo
Diámetro	2 m
Longitud	6 m
Temperatura de Diseño	120 °F
Presión de Diseño	125 PSI



Tabla 3. Especificaciones de construcción separador bifásico M-MDB- 104

ESPECIFICACIONES BÁSICAS DE CONSTRUCCIÓN	
<b>Constructor</b>	Klein
<b>Tipo</b>	Horizontal
<b>Fluido</b>	Crudo
<b>Diámetro</b>	2 m
<b>Longitud</b>	6 m
<b>Temperatura de Diseño</b>	120 °F
<b>Presión de Diseño</b>	125 PSI

Tabla 4. Especificaciones de construcción separador de pruebas M-MDB- 101

ESPECIFICACIONES BÁSICAS DE CONSTRUCCIÓN	
<b>Constructor</b>	Distral
<b>Tipo</b>	Horizontal
<b>Fluido</b>	Crudo
<b>Diámetro</b>	1.3 m
<b>Longitud</b>	4 m
<b>Temperatura de diseño</b>	150 °F
<b>Presión de diseño</b>	150 Psi

Con relación a los diámetros de la tubería, se tienen los siguientes valores:  
 Diámetro de la tubería para suministro de aire de instrumentación: tubing de ½”  
 Diámetro de la tubería de salida de gas: 3”  
 Diámetro de la tubería de salida de mezcla agua-crudo: 4”  
 Diámetro de la tubería relevo gas a tea: 3”

### 6.1.2 REQUERIMIENTOS DE OPERACIÓN

Estos están ligados básicamente con las características del proceso que se requiere instrumentar, conceptos como rangos de operación de las variables sujetas de medición en los separadores constituyen aspectos muy importantes a tener en cuenta. La consideración de otros aspectos como la naturaleza y propiedades físicas de las variables y fenómenos físicos que se presentan en dichos recipientes ayudan también en la selección e instalación de la instrumentación y a que su funcionamiento sea al más óptimo posible. Por ejemplo, consideraciones importantes relacionadas con las variables de proceso a controlar son:

**Presión:** la presión de operación del separador depende de la presión de flujo y de las cantidades relativas de crudo y gas natural. Un cambio en la presión de la separación produce un cambio en la densidad del líquido y gas, en la velocidad permisible y en el volumen real del flujo. El efecto neto de un aumento de presión es un aumento en la capacidad del gas del separador, expresada en pies cúbicos estándar (SCF). La temperatura afecta la capacidad del separador a medida que afecta los volúmenes reales



de flujo y las densidades del gas y del líquido. El efecto neto de un aumento de la temperatura de separación produce una disminución de la capacidad del separador.

**La eficiencia de separación** depende las densidades del gas y del líquido. Un separador que opera a temperatura, presión y composición de flujo constante, tiene una capacidad de gas proporcional a la raíz cuadrada de la diferencia de densidades de líquido y gas dividido por la densidad de gas. Idealmente, el gas y el líquido alcanzan un estado de equilibrio a las condiciones existentes de presión y temperatura en el contenedor. Como generalmente no es económicamente justificable separar al estado de verdadero equilibrio, la industria acuerda estándares para el tiempo de retención del líquido para que el gas en solución se escape y el líquido llevado por el gas sea asentado. En algunos casos, el equipo de proceso y las condiciones corriente abajo del separador dictamina el grado necesario de separación y el actual diseño.

Entre los requerimientos de operación más sobresalientes para cada separador tenemos:

Tabla 5. Condiciones de operación para el separador bifásico M-MDB- 102

CONDICIONES DE OPERACIÓN	
Presión	50 PSI
Capacidad	10000 BPD
Temperatura de Operación	48 °F

Tabla 6. Condiciones de operación para el separador bifásico M-MDB- 103

CONDICIONES DE OPERACIÓN	
Presión	50 PSI
Capacidad almacenamiento Total	10000 bbl
Temperatura de Operación	100 °F

Tabla 7. Condiciones de operación para el separador bifásico M-MDB- 104

CONDICIONES DE OPERACIÓN	
Presión	52 PSI
Capacidad almacenamiento Total	12000 BBL
Temperatura de Operación	100°F

Tabla 8. Condiciones de operación para el separador de pruebas M-MDB- 101

CONDICIONES DE OPERACIÓN	
Presión	50 PSI
Capacidad almacenamiento Total	5000 BPD
Temperatura de Operación	100°F



### 6.1.3 REQUERIMIENTOS DE INSTALACIÓN

Apoyados en los manuales de instalación y de usuario y en las especificaciones técnicas de los transmisores y posicionadores de válvulas seleccionados y teniendo en cuenta las condiciones ambientales y de proceso a los cuales van a estar expuestos estos equipos, la instalación de los mismos se hará con base en el tipo de conexión a proceso más adecuada según sea el caso. Para el caso de los transmisores de nivel e interface, la conexión a proceso será de tipo flange o conexión bridada en la parte superior de cada recipiente, tal como se muestra a continuación:



Ilustración 30. Forma de instalación del Transmisor Foundation Fieldbus Rosemount 5300 para medición de nivel e interfase en los separadores horizontales bifásicos y en el separador de pruebas trifásico

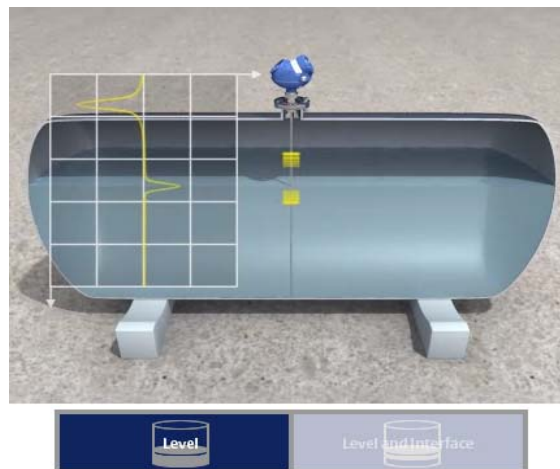


Ilustración 31. Principio de medición de nivel por GWR empleado por el transmisor Foundation Fieldbus Rosemount 5300 y forma de instalación para la medición de nivel en cada uno de los 3 separadores bifásicos de producción

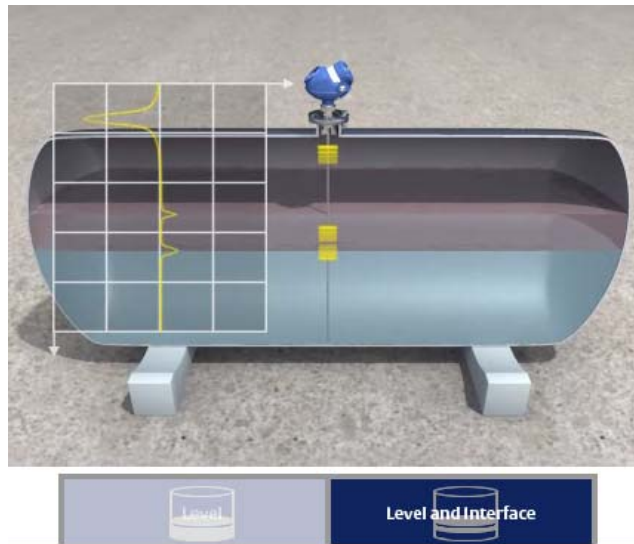
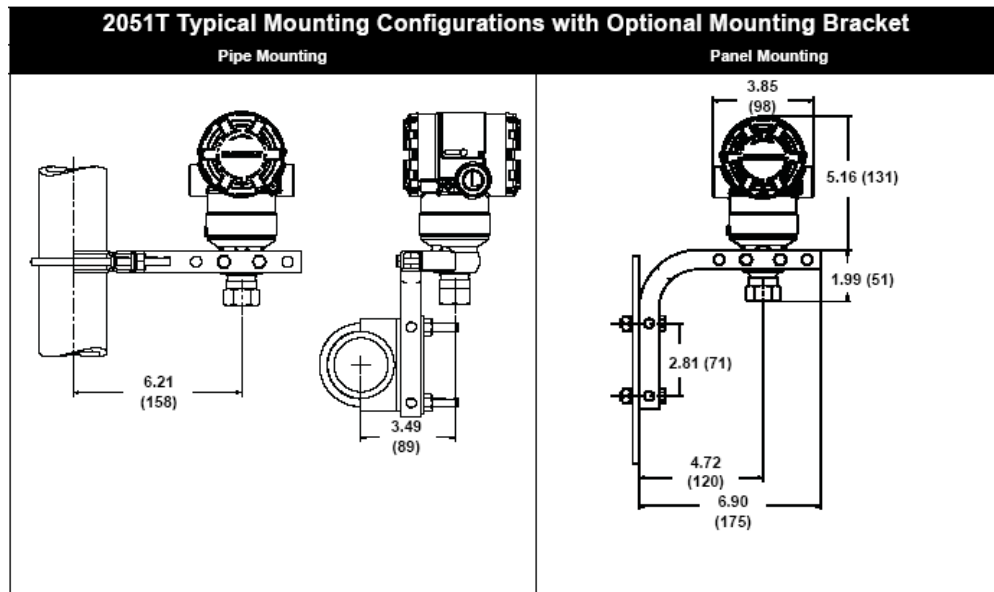


Ilustración 32. Principio de medición de nivel e interface por GWR empleado por el transmisor Foundation Fieldbus Rosemount 5300 y forma de instalación para la medición de nivel e interface en el separador trifásico de pruebas

Para el caso de los transmisores de presión al ser éstos montados sobre la tubería de salida de gas se optó por la selección de una conexión tipo NPT con manifold de 2 vias para su conexión a proceso:



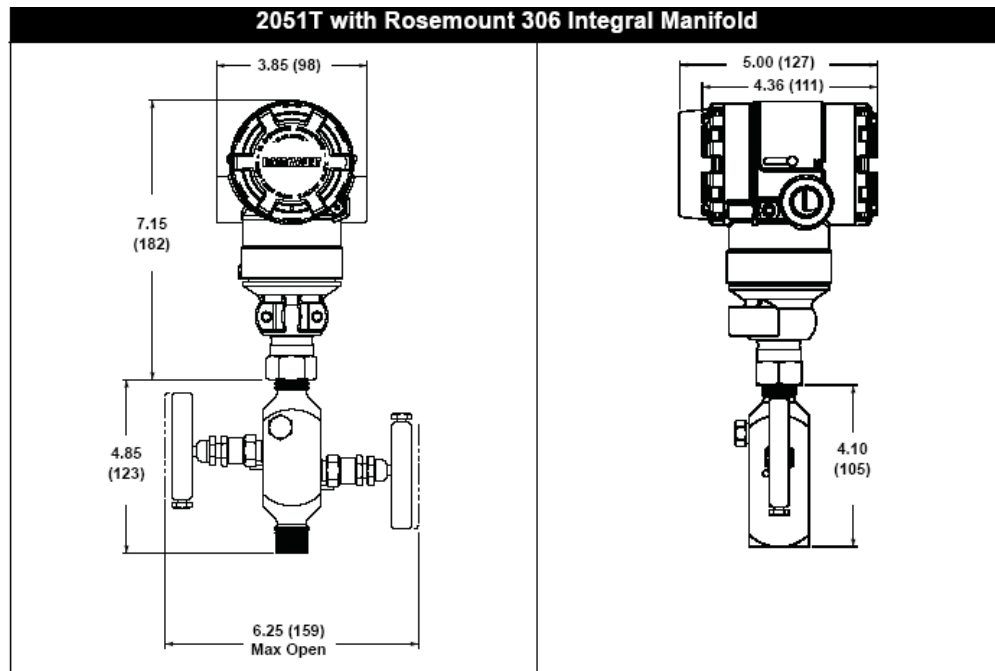


Ilustración 33. Configuraciones de montaje típico para el transmisor de presión Rosemount 2051T

El resto de equipo de instrumentación y equipos de comunicaciones y de supervisión se montarán según sea el caso, apoyados siempre en las recomendaciones del fabricante.

#### 6.1.4 REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD Y PROTECCIÓN

Los equipos diseñados para trabajo en ambientes hostiles deben cumplir con ciertos estándares que aseguren su robustez y permitan a la gente saber hasta dónde pueden llegar en su utilización. Para la selección de los equipos, tal como los transmisores de presión y nivel, se tuvieron que revisar sus especificaciones mecánicas, a fin de que los grados IP, NEMA o IEC de los mismos fueran los adecuados para una aplicación que funcionará bajo condiciones extremas.

**6.1.4.1 IP (*Ingress Protection*).** El sistema de clasificación IP proporciona un medio de clasificar el grado de protección de sólidos (como polvo) y líquidos (como agua) que el equipo eléctrico y gabinetes deben reunir. El sistema es reconocido en la mayoría de los países y está incluido en varios estándares, incluyendo el IEC 60529.

Los números IP son frecuentemente indicados en gabinetes, conectores, etc. El tercer dígito, referente a la protección contra impactos mecánicos es generalmente omitido.



Tabla 9. Sistema de clasificación de protección IP

	<b>Primer Número - Protección contra sólidos</b>	<b>Segundo Número - Protección contra líquidos</b>	<b>Tercer Número - Protección contra impactos mecánicos</b>
<b>0</b>	Sin Protección	Sin Protección	Sin Protección
<b>1</b>	Protegido contra objetos sólidos de más de 50mm	Protegido contra gotas de agua que caigan verticalmente	Protegido contra impactos de 0.225 joules
<b>2</b>	Protegido contra objetos sólidos de más de 12mm	Protegido contra rocíos directos a hasta 15° de la vertical	Protegido contra impactos de 0.375 joules
<b>3</b>	Protegido contra objetos sólidos de más de 2.5mm	Protegido contra rocíos directos a hasta 60° de la vertical	Protegido contra impactos de 0.5 joules
<b>4</b>	Protegido contra objetos sólidos de más de 1mm	Protegido contra rocíos directos de todas las direcciones - entrada limitada permitida	Protegido contra impactos de 2.0 joules
<b>5</b>	Protegido contra polvo - entrada limitada permitida	Protegido contra chorros de agua a baja presión de todas las direcciones - entrada limitada permitida	Protegido contra impactos de 6.0 joules
<b>6</b>	Totalmente protegido contra polvo	Protegido contra fuertes chorros de agua de todas las direcciones - entrada limitada permitida	Protegido contra impactos de 20.0 joules
<b>7</b>		Protegido contra los efectos de la inmersión de 15cm - 1m	
<b>8</b>		Protegido contra largos periodos de inmersión bajo presión	

Así, por ejemplo, una terminal con IP-64 está totalmente protegida contra la entrada de polvo y contra rocíos directos de agua de todas las direcciones.

**6.1.4.2 NEMA** (*National Electrical Manufacturers Association*). Este es un conjunto de estándares creado, como su nombre lo indica, por la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (E.U.), y comprende NEMA 1, 2, 3, 3R, 3S, 4, 4X y 5 al 13.

Los estándares más comúnmente encontrados en las especificaciones de los equipos son los siguientes:



**NEMA 4.** Sellado contra el agua y polvo. Los gabinetes tipo 4 están diseñados especialmente para su uso en interiores y exteriores, protegiendo el equipo contra salpicaduras de agua, filtraciones de agua, agua que caiga sobre ellos y condensación externa severa. Son resistentes al granizo pero no a prueba de granizo (hielo). Deben tener ejes para conductos para conexión sellada contra agua a la entrada de los conductos y medios de montaje externos a la cavidad para el equipo.

**NEMA 4X.** Sellado contra agua y resistente a la corrosión. Los gabinetes tipo 4X tienen las mismas características que los tipo 4, además de ser resistentes a la corrosión.

**NEMA 12.** Uso industrial. Un gabinete diseñado para usarse en industrias en las que se desea excluir materiales tales como polvo, pelusa, fibras y filtraciones de aceite o líquido enfriador.

El resto de los tipos de NEMA pueden denominarse a grandes rasgos:

Tabla 10. Tipos adicionales dentro de la clasificación NEMA

<b>Tipo 1</b>	Para propósitos generales
<b>Tipo 2</b>	A prueba de goteos
<b>Tipo 3</b>	Resistente al clima
<b>Tipo 3R</b>	Sellado contra la lluvia
<b>Tipo 3S</b>	Sellado contra lluvia, granizo y polvo
<b>Tipo 5</b>	Sellado contra polvo
<b>Tipo 6</b>	Sumergible
<b>Tipo 6P</b>	Contra entrada de agua durante sumersiones prolongadas a una profundidad limitada
<b>Tipo 7 (A, B, C o D)*</b>	Locales peligrosos, Clase I - Equipo cuyas interrupciones ocurren en el aire.
<b>Tipo 8 (A, B, C o D)*</b>	Locales peligrosos, Clase I - Aparatos sumergidos en aceite.
<b>Tipo 9 (E, F o G)*</b>	Locales peligrosos, Clase II
<b>Tipo 10</b>	U.S. Bureau of Mines - a prueba de explosiones (para minas de carbón con gases)
<b>Tipo 11</b>	Resistente al Acido o a gases corrosivos - sumergido en aceite
<b>Tipo 13</b>	A prueba de polvo

\* Las letras que siguen al número indican el grupo o grupos particulares de locales peligrosos según se definen en el National Electrical Code para el que se diseñó el gabinete en cuestión. La designación de este tipo de NEMA está incompleta sin una o varias letras de sufijo.



### 6.1.4.3 NEMA VS IP

La siguiente es una referencia cruzada para comparar los estándares IP y NEMA. Es una comparación aproximada solamente y es la responsabilidad del usuario verificar el nivel de protección necesario para cada aplicación.

Tabla 11. Cuadro comparativo entre los estándares IP y NEMA

NEMA/IP	IP23	IP30	IP32	IP55	IP64	IP65	IP66	IP67
1	X							
2		X						
3					X			
4							X	
4X							X	
6								X
12				X		X		
13						X		

La mayoría de equipos del bus de campo se seleccionaron con un grado de protección IP 67.



## 6.2 DISEÑO GLOBAL

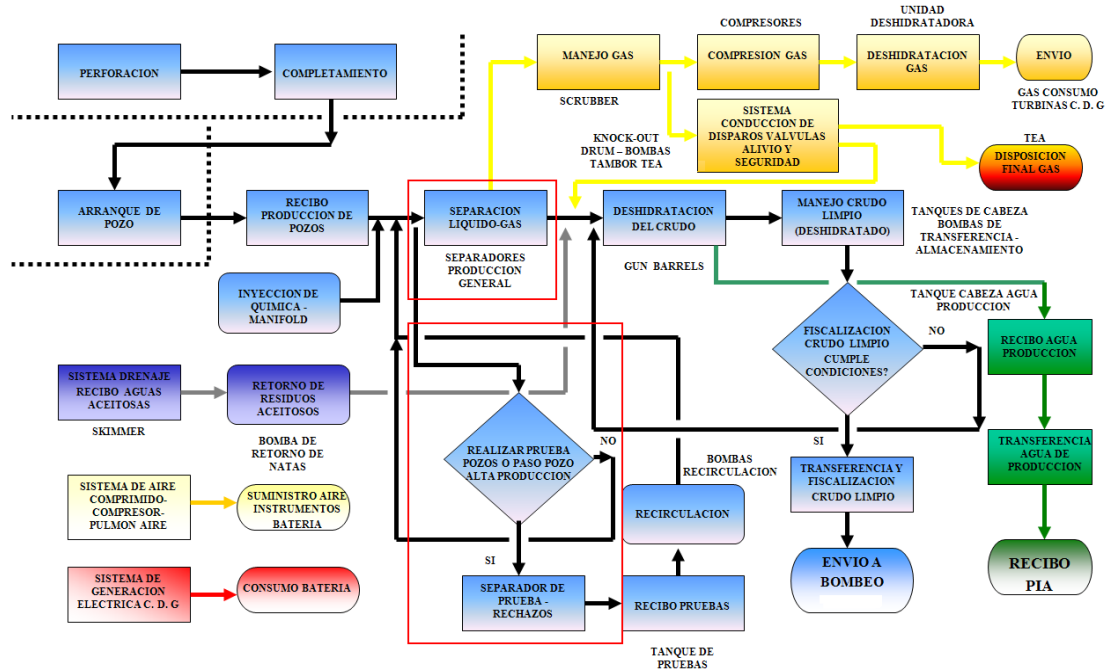


Ilustración 34. Ubicación dentro del diagrama general de procesos de una batería de producción petrolera de una unidad funcional de separación de crudo (separadores de producción y pruebas).

Los fluidos producidos en el cabezal del pozo son mezclas complejas de compuestos de hidrógeno y carbono con densidades y presiones de vapor diferentes, y otras características. La corriente del pozo experimenta reducciones continuas de presión y temperatura cuando sale del yacimiento. Gases se forman de los líquidos, el vapor del agua se condensa, y parte de la corriente del pozo se cambia de líquido a burbujas, neblina y gas libre. El gas lleva burbujas líquidas y el líquido lleva burbujas de gas. La separación física de estas fases es una de las operaciones básicas de la producción, el procesamiento, y el tratamiento de petróleo y gas.

Los separadores de petróleo y gas separan los componentes líquidos y de gas que existen en una temperatura y presión específica mecánicamente, para eventualmente procesarlos en productos vendibles. Un recipiente de separación normalmente es el recipiente inicial de procesamiento en cualquier instalación, y el diseño inapropiado de este componente puede embotellar y reducir la capacidad de la instalación completa.



Los separadores son clasificados de dos fases si separan gas de la corriente total de líquidos y de tres fases si también separan la corriente líquida en sus componentes de petróleo crudo y agua. Algunas veces los separadores son nombrados depuradoras de gas cuando la relación de la tasa de gas a líquido es muy alta.

Tal y como se aprecia en el diagrama general de procesos arriba, los fluidos de producción procedente de los pozos, ingresan al sistema de recibo y distribución de crudo (manifold de entrada) y de ahí es entregado al sistema de separación de producción, cuya función es separar gas para entregarlo a otros sistemas de tratamiento (gas consumo, sistema de compresión, centro de generación, otros) y la mezcla crudo-agua para entregarla a otros sistemas como el de deshidratación de crudo (gun barrels). Los fluidos recibidos por el manifold de entrada a la batería también son entregados al sistema de prueba de pozos compuesto generalmente por separadores trifásicos de prueba, los cuales separan el fluido total en sus 3 componentes principales (agua, crudo y gas) y lo entregan a otros sistemas como el tanque de pruebas y el sistema de recirculación de crudo.

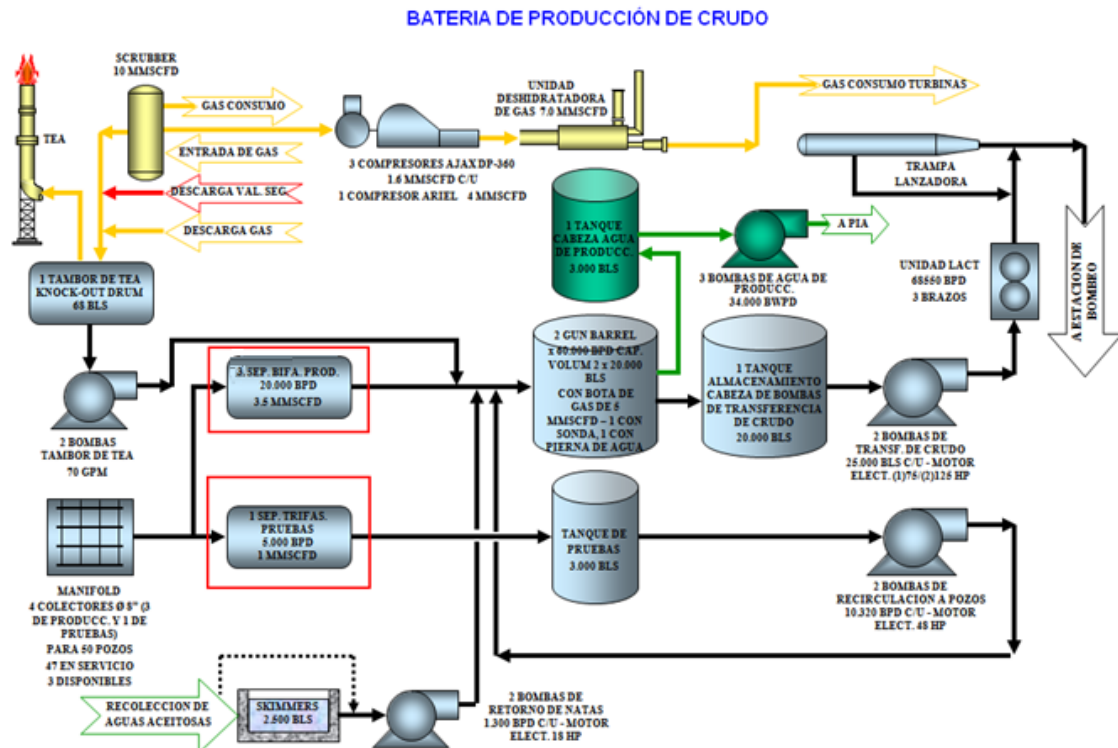


Ilustración 35. Esquema de un sistema de separación compuesto por 3 separadores bifásicos y 1 separador trifásico de pruebas donde se implementará el sistema de supervisión y control de presión y nivel

El sistema de supervisión y de control de presión y nivel propuesto fue diseñado para ser instalado en los separadores de producción de una batería de producción de crudo. Su capacidad le da la autonomía de poder manejar el control y la supervisión de hasta tres separadores de producción general de tipo horizontal bifásico, cada uno con capacidad de



22.000 bfpd y 3.5 MMSCFPD y un separador trifásico de pruebas. Cada separador de producción general, cuenta con una válvula de parada de emergencia ESDV, la cual se acciona por alta presión a la salida de gas y/o por alto nivel en el separador.

El gas separado en estos sistemas se depura en el “Scrubber”, y se puede enviar a otros sistemas dentro de una batería de producción, tales como el sistema de consumo interno de combustible, a sistemas de compresión donde se mide y despacha hacia centros de generación de energía o hacia sistemas de inyección de gas (WAG), mientras que, el remanente, va al sistema de relevo a tea, el cual, separa los condensados para su posterior recirculación al sistema de deshidratación, y dispone el gas para su quema en la tea.

La mezcla crudo – agua, procedente de los tres separadores bifásicos, fluye hacia cualquiera de los dos Gun Barrels, entrando primero por la Bota de Gas, donde se retira el gas disuelto y, posteriormente, a través de un sistema distribuidor; entra a los "Gun Barrel", donde se deshidrata y una vez limpio pasa al tanque de almacenamiento. El crudo en óptima condiciones es bombeado luego hacia una estación de recibo a través de una unidad LACT la cual fiscaliza el volumen de crudo bombeado y sus especificaciones.

El agua separada en los equipos deshidratadores (Gun Barrels) se recibe en Skimming Tanks, donde se remueve el aceite libre a través de un sistema combinado de desnate flotante y flotación con gas natural, para su posterior envío a una planta de tratamiento e inyección de agua.

Un esquema general que muestra ahora los diferentes bloques funcionales de la solución de automatización que se desea comercializar es el siguiente:

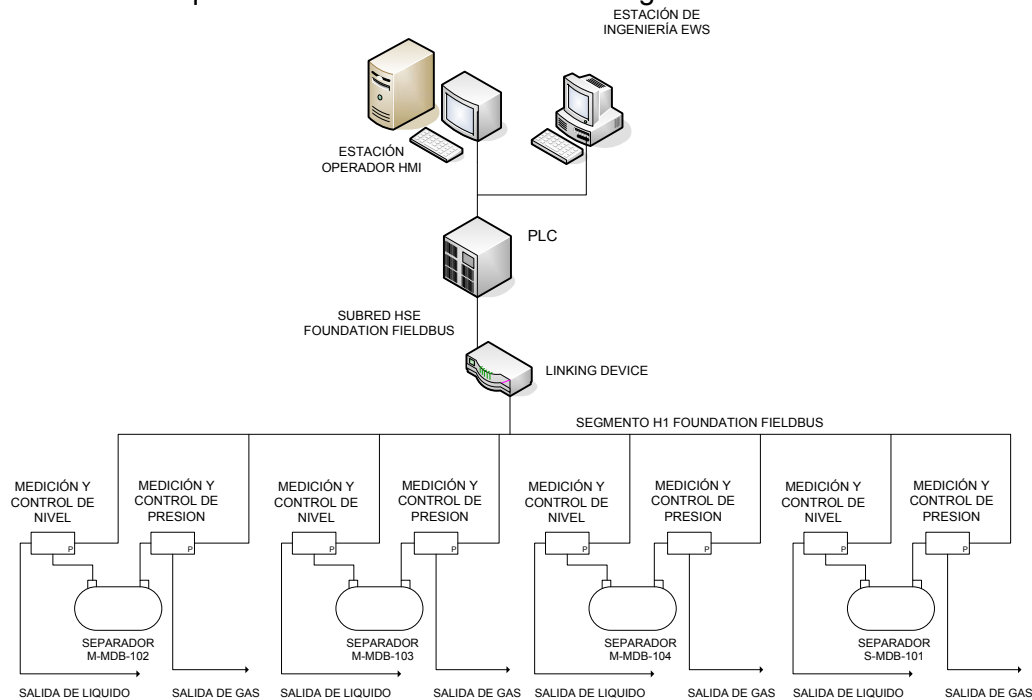


Ilustración 36. Esquema global del sistema de supervisión y de control de presión y nivel propuesto



El sistema de supervisión y de control está basado en dos niveles de subred Foundation Fieldbus: Subred H1 (bus a nivel de campo) que opera a una velocidad de 31.25 Kbps y está encargada de la interconexión de los dispositivos de campo y subred HSE (High Speed Ethernet), bus que opera a mayor velocidad que H1 y cuya función es servir de enlace entre los dispositivos de campo y las estaciones de trabajo y de ingeniería.

El bloque de medición y control de nivel corresponde a una interconexión serial transmisor de nivel – controlador digital de válvula. Este arreglo permite configurar un lazo de control local a nivel de campo para controlar el nivel de líquido contenido en el separador para que se mantenga a un nivel constante y que por lo general se configura al 50% de la altura total.

El bloque de medición y control de presión también corresponde a una interconexión serial; en éste caso, transmisor de presión – controlador digital de válvula. Al igual que para el caso anterior, permite configurar un lazo de control local, en este caso, para controlar la presión interna del separador para que se mantenga a un nivel constante, que por lo general se configura según las necesidades operativas del cliente (rango entre 50 - 60 PSI, para el caso de los lazos de control de presión en el sistema de automatización propuesto).

Los 8 bloques de medición y control de presión y nivel del sistema de automatización propuesto se interconectan todos entre sí, formando un bus serial de campo de 16 dispositivos Foundation Fieldbus, el cual corresponde al máximo número de dispositivos que se pueden conectar en un segmento H1 Foundation Fieldbus, por lo cual, solo basta de un segmento de Red Foundation Fieldbus para la recolección de la información de variables de proceso, lo cual redundante en una disminución de costos por cableado y de interfaces host LAS (Link Active Scheduler) para la sincronización de la transmisión de datos en la red (en este caso sólo se necesita un host).

Con el fin de lograr que tanto la estación de trabajo, destinada a la supervisión del proceso (HMI) y de ingeniería EWS, destinada para la configuración de los dispositivos en la red, puedan acceder al bus de campo con el fin de poder leer las señales de proceso y configurar y parametrizar los equipos en la red respectivamente, se implementó un bloque de interfaz de comunicaciones, compuesto por un arreglo PLC – Host LAS (Linking Device). El PLC dispone de un módulo o interfaz de comunicaciones HSE (CI860) que permite la comunicación entre el PLC y las estaciones de trabajo.



### 6.3 DISEÑO DETALLADO

Tal como se mencionó con anterioridad el alcance que se pretende lograr con la solución de automatización propuesta es poder mejorar las prestaciones de supervisión y control de las señales de proceso en los separadores bifásicos y trifásicos con control neumático, para lo cual:

- En primera instancia, se optó por reemplazar el lazo de control de presión formado por el controlador neumático marca Fisher 4150k y la válvula de control con accionamiento neumático, por otro lazo de control formado por un transmisor de presión Rosemount 5300, encargado de sensar la presión de salida de la línea de gas y un controlador digital electroneumático de válvula, encargado del posicionamiento del actuador de la válvula para permitir la apertura o cierre gradual de la válvula. La generación de las acciones de control a través de la generación de señales de ajuste que se envían al posicionador electroneumático anteriormente mencionado son ejecutadas en el transmisor de presión empleando el bloque funcional PID que dispone internamente este dispositivo Foundation Fieldbus.
- En segunda instancia, también se optó por reemplazar el lazo de control de nivel de la fase líquida en los separadores, compuesto por la misma combinación que en el lazo de control de presión (Controlador neumático Fisher 4150k – Válvula de control), por la misma idea expuesta anteriormente para el control de presión, con la diferencia que no se utiliza un transmisor de presión, sino un transmisor de radar de onda guiada para la medida de nivel, es decir, se tiene la combinación Transmisor GWR - Controlador digital electroneumático de válvula para reemplazar la antigua combinación Flotador – Controlador neumático Fisher 4150k – Válvula de control.

Para ello, la idea es pasar de un esquema de automatización basado en el control neumático de presiones y niveles, tal como se aprecia a continuación, a un sistema de control por red fundamentada en el protocolo de comunicaciones industriales Foundation Fieldbus:

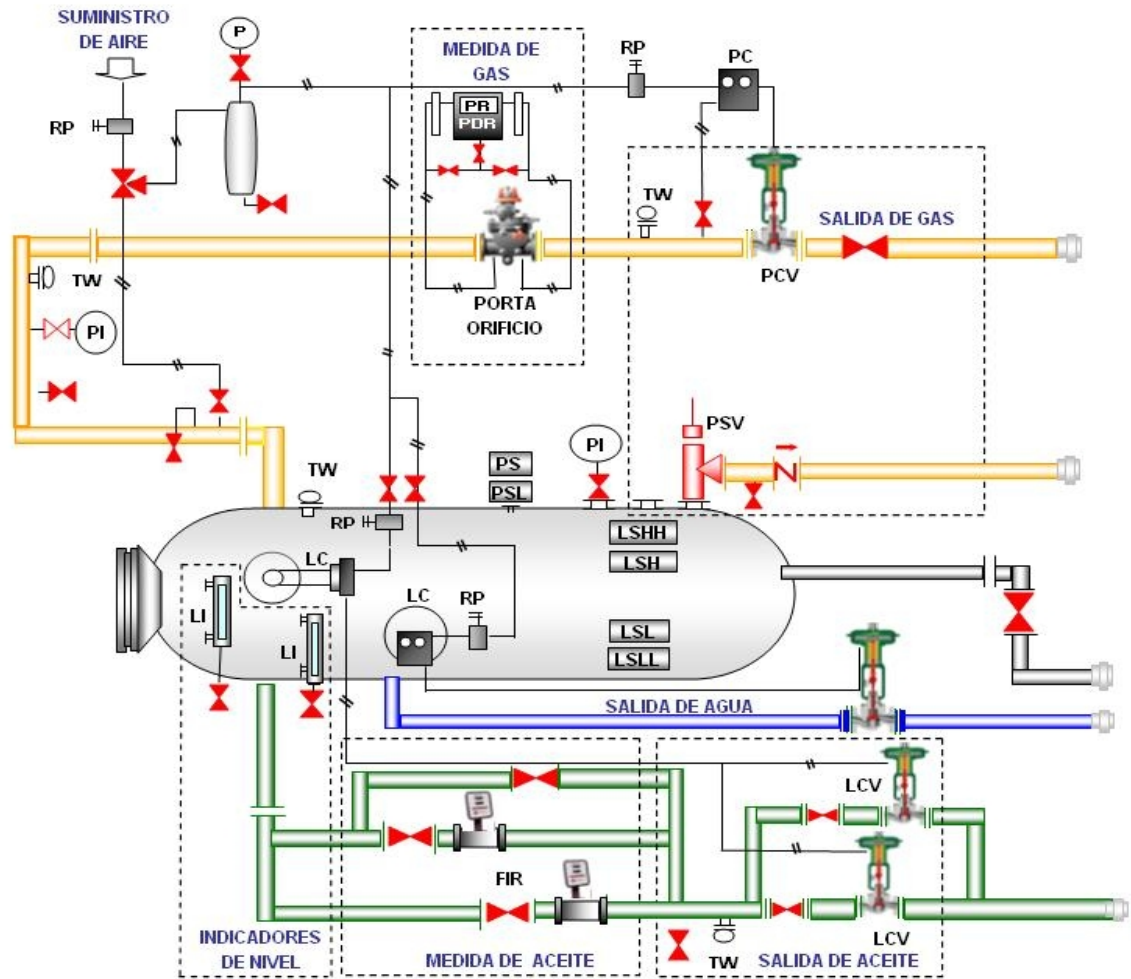


Ilustración 37. Esquema de automatización de separadores de producción que emplea control neumático

En el anterior esquema vemos como a partir de un sistema de suministro de aire de instrumentación se alimentan los equipos que ejecutan las acciones de control, tales como el controlador neumático Fisher 4150, para el control de presión y nivel en la vasija. También se emplean equipos como el porta orificios Daniel para la medida de flujo por presión diferencial en la línea de salida de gas.

El nuevo esquema de control propuesto, presenta una configuración como la que se muestra enseguida:

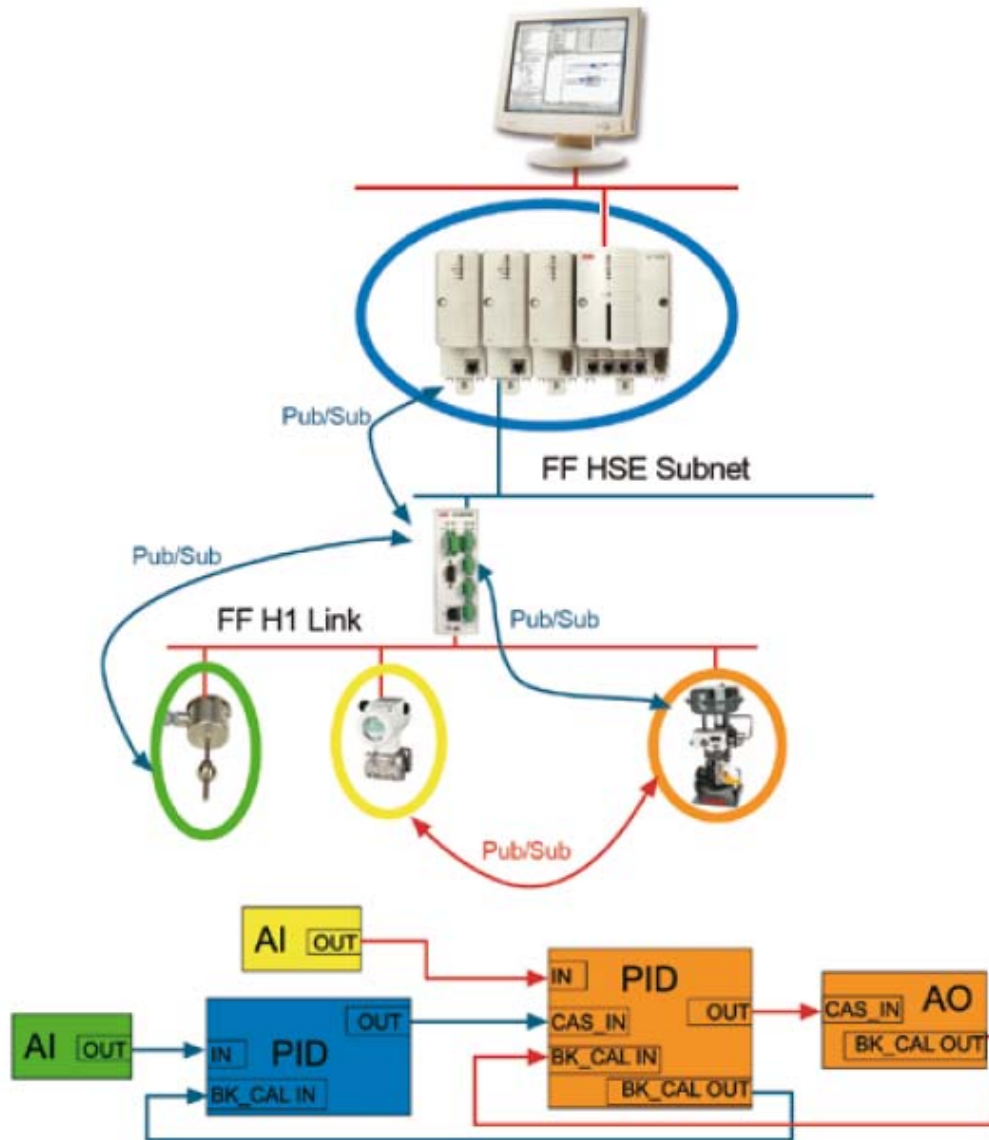


Ilustración 38. Arquitectura de red Foundation Fieldbus elegida para la implementación de los lazos de control en cada separador. En el segmento H1 Foundation Fieldbus se interconectan todos los transmisores y actuadores formando una única troncal

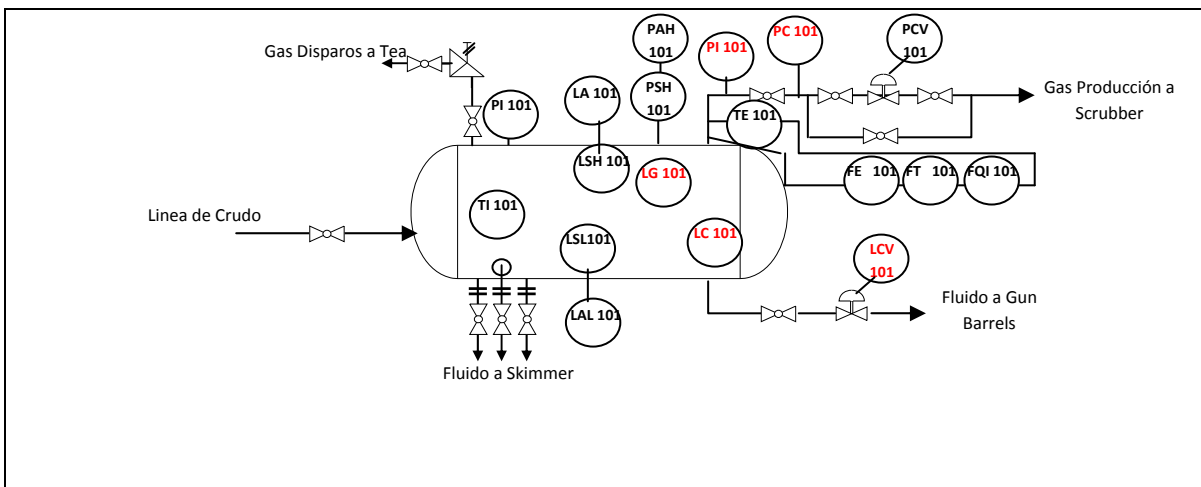


### 6.3.1 DIAGRAMAS DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN (P&ID'S)

#### 6.3.1.1 ARQUITECTURA CLÁSICA BASADA EN CONTROL NEUMÁTICO – P&ID'S

A continuación relacionaremos el diagrama de tubería e instrumentación P&ID, junto con el listado de instrumentos y settings de operación de los mismos, para cada uno de los tres separadores bifásicos de producción y en el separador de pruebas. En los mismos, se pueden observar los controladores neumáticos de presión y de nivel (resaltados) usados para la configuración de los lazos de control en las arquitecturas clásicas de tipo meramente neumático:

#### SEPARADOR DE PRUEBAS M-MDB- 101



#### LISTADO DE INSTRUMENTOS

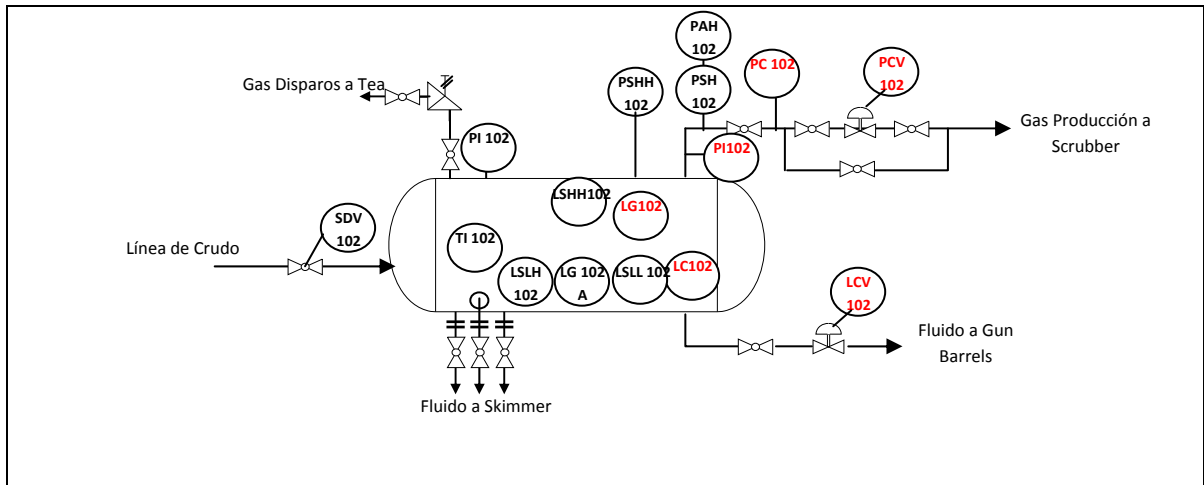
ITEM	INSTRUMENTO	SETTING OPERACIÓN	MIN	MAX	ITEM	INSTRUMENTO	SETTING OPERACIÓN	MIN	MAX
1	Indicador de Presión PI – 101	60-65 psig			8	Indicador de nivel LG –101	50 % visor		
2	Indicador de temperatura TI – 101	90 °F			9	Controlador de Nivel LC – 101	50%		
3	Indicador de Presión salida Líquido PI – 101A	60-65 psig			10	Alarma de bajo Nivel LALL – 101	10% $\phi$ Separador		
4	Válvula controladora de nivel LCV-101	Cierra por Falla			11	Alarma de Alto Nivel LAHH –101	10% $\phi$ Separador		
5	Válvula de relevo de presión PSV-101	100 psig			12	Alarma Alta-Alta Presión PAHH – 101	90 psig		
6	Válvula controladora de presión PCV – 101	Abre por Falla			13	Indicador totalizador de flujo de gas FQIT-101	0.3-1.5 MMSCFD		



7	Indicador registrador de temperatura TIR-101 A	90 °F			14	Indicador totalizador de flujo de liquido FQIT-101A	200-1560 BPD		
---	--	-------	--	--	----	---	--------------	--	--

Ilustración 39. P&ID, listado de instrumentos y settings de operación para el separador de pruebas M-MDB-101

**SEPARADOR BIFASICO DE PRODUCCIÓN M-MDB- 102**



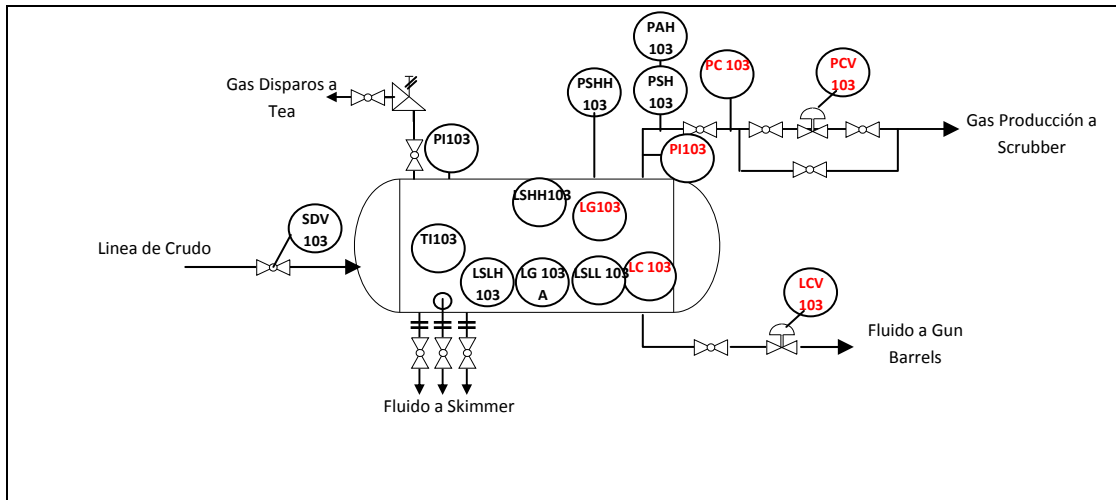
**LISTADO DE INSTRUMENTOS**

ITEM	INSTRUMENTO	SETTING OPERACIÓN	MIN	MAX	ITEM	INSTRUMENTO	SETTING OPERACIÓN	MIN	MAX
1	Indicador de Presión PI – 102	50-65 psig	0	160	7	Indicador de nivel LG –102	50% Visor		
2	Indicador de temperatura TI – 102	90-120 °F	0	240	8	Controlador de Nivel LC – 102	50%		
3	Indicador de Presión salida Líquido PI – 102A	20-65 psig	0	160	9	Alarma de bajo-bajo Nivel LALL – 102	10% φ Separador		
4	Indicador registrador de temperatura TIR-102	90-120°F			10	Alarma de Alto-Alto Nivel LAHH – 102	10% φ Separador		
5	Válvula de relevo de presión PSV-102	70 psig			11	Alarma Alta-Alta Presión PAHH – 102	68 psig		
6	Válvula controladora de presión PCV – 102	Abre por Falla			12	Válvula controladora de nivel LCV-102	Cierra por Falla		

Ilustración 40. P&ID, listado de instrumentos y settings de operación para el separador bifásico de producción M-MDB-102



**SEPARADOR BIFÁSICO DE PRODUCCIÓN M-MDB- 103**



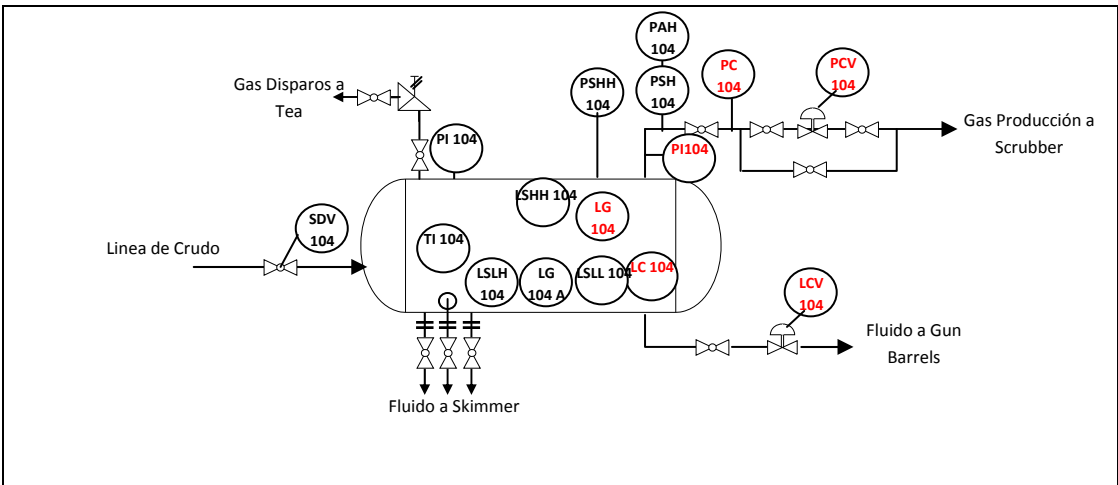
**LISTADO DE INSTRUMENTOS**

ITEM	INSTRUMENTO	SETTING OPERACIÓN	MIN	MAX	ITEM	INSTRUMENTO	SETTING OPERACIÓN	MIN	MAX
1	Indicador de Presión PI – 103	50-65 psig	0	160	7	Indicador de nivel LG –103	50% Visor		
2	Indicador de temperatura TI – 103	90-120 °F	0	240	8	Controlador de Nivel LC – 103	50%		
3	Indicador de Presión salida Líquido PI – 103 <sup>a</sup>	20-65 psig	0	160	9	Alarma de bajo-bajo Nivel LALL – 103	10% $\phi$ Separador		
4	Indicador registrador de temperatura TIR-103	90-120°F			10	Alarma de Alto-Alto Nivel LAHH – 103	10% $\phi$ Separador		
5	Válvula de relevo de presión PSV-103	70 psig			11	Alarma Alta-Alta Presión PAHH – 103	68 psig		
6	Válvula controladora de presión PCV – 103	Abre por Falla			12	Válvula controladora de nivel LCV-103	Cierra por Falla		

Ilustración 41. P&ID, listado de instrumentos y settings de operación para el separador bifásico de producción M-MDB-103



**SEPARADOR BIFASICO DE PRODUCCIÓN M-MDB- 104**



**LISTADO DE INSTRUMENTOS**

ITEM	INSTRUMENTO	SETTING OPERACIÓN	MIN	MAX	ITEM	INSTRUMENTO	SETTING OPERACIÓN	MIN	MAX
1	Indicador de Presión PI – 104	50-65 psig	0	160	7	Indicador de nivel LG – 104	50% Visor		
2	Indicador de temperatura TI – 104	90-120 °F	0	240	8	Controlador de Nivel LC – 104	50%		
3	Indicador de Presión salida Líquido PI – 104 <sup>a</sup>	20-65 psig	0	160	9	Alarma de bajo-bajo Nivel LALL – 104	10% φ Separador		
4	Indicador registrador de temperatura TIR-104	90-120°F			10	Alarma de Alto-Alto Nivel LAHH – 104	10% φ Separador		
5	Válvula de relevo de presión PSV-104	70 psig			11	Alarma Alta-Alta Presión PAHH – 104	68 psig		
6	Válvula controladora de presión PCV – 104	Abre por Falla			12	Válvula controladora de nivel LCV-104	Cierra por Falla		

Ilustración 42. P&ID, listado de instrumentos y settings de operación para el separador bifásico de producción M-MDB-104



### 6.3.1.2 ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE CONTROL PROPUESTO – P&ID'S

A continuación se relacionan los diagramas P&ID del separador de pruebas M-MDB-101 y los separadores bifásicos de producción M-MDB-102, M-MDB-103 y M-MDB-104 respectivamente, donde se ilustra la instrumentación de campo empleada en el sistema de control y supervisión propuesto:

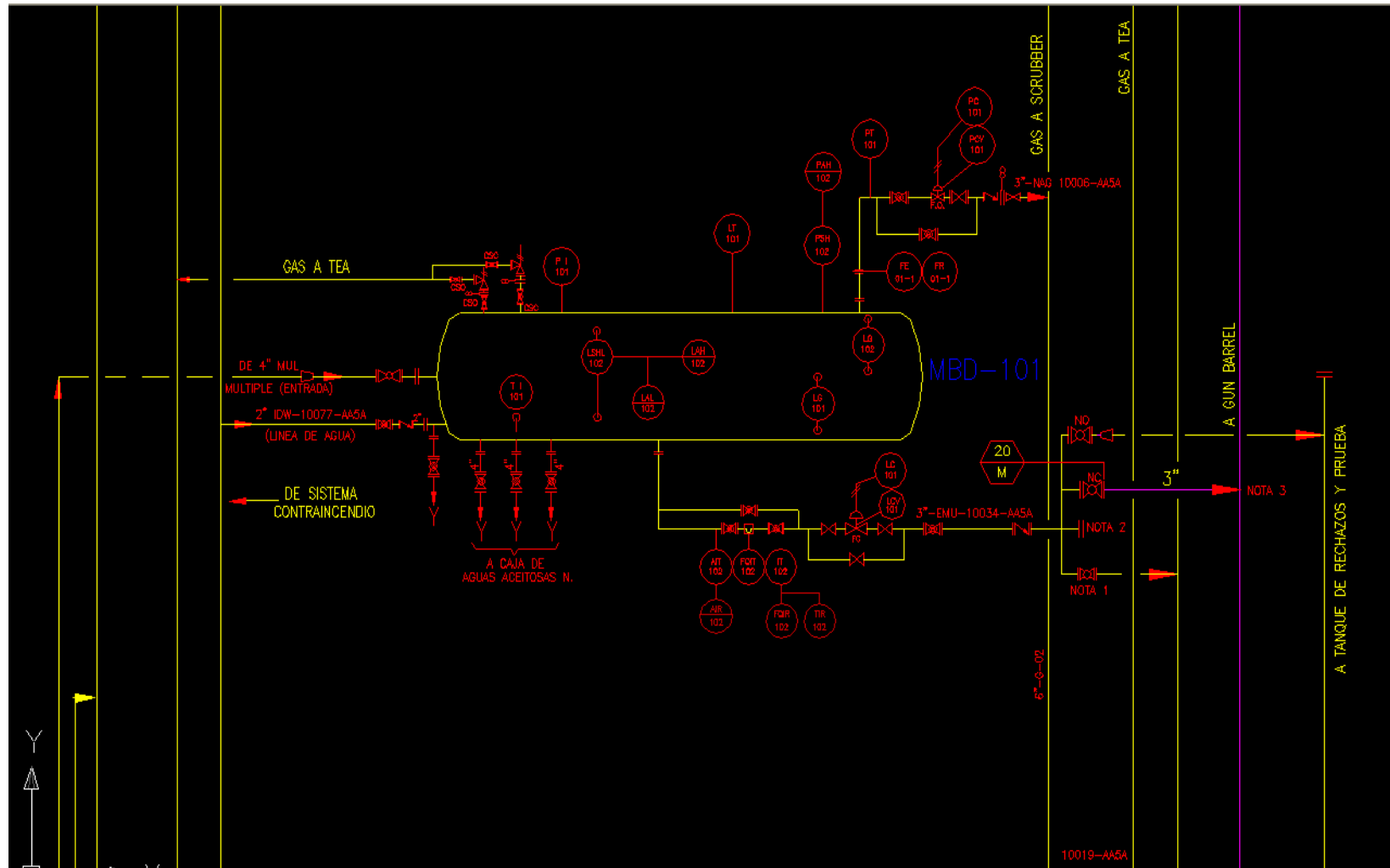


Ilustración 43. P&ID Separador de pruebas M-MBD-101

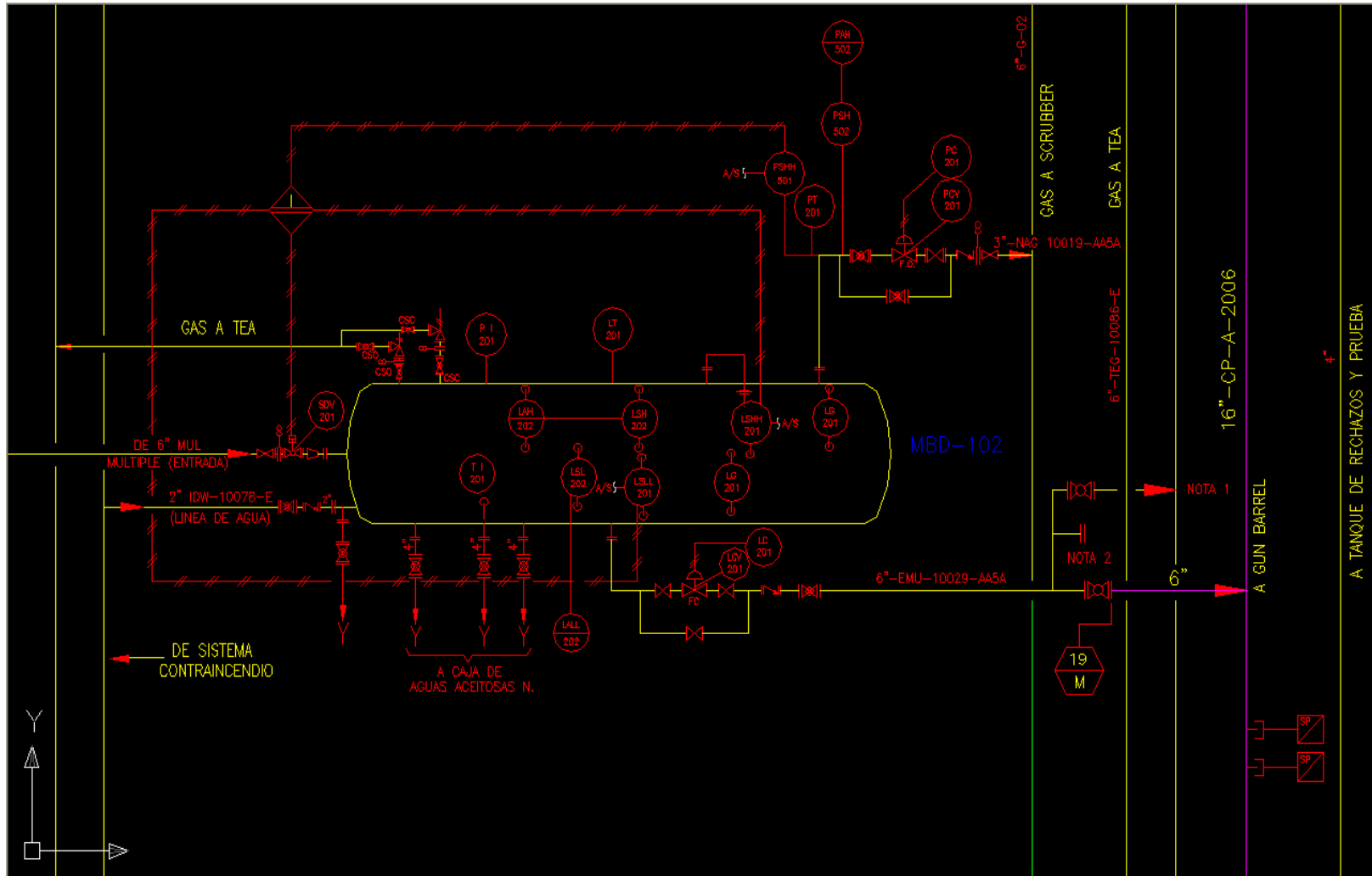


Ilustración 44. P&ID Separador bifásico de producción M-MBD-102

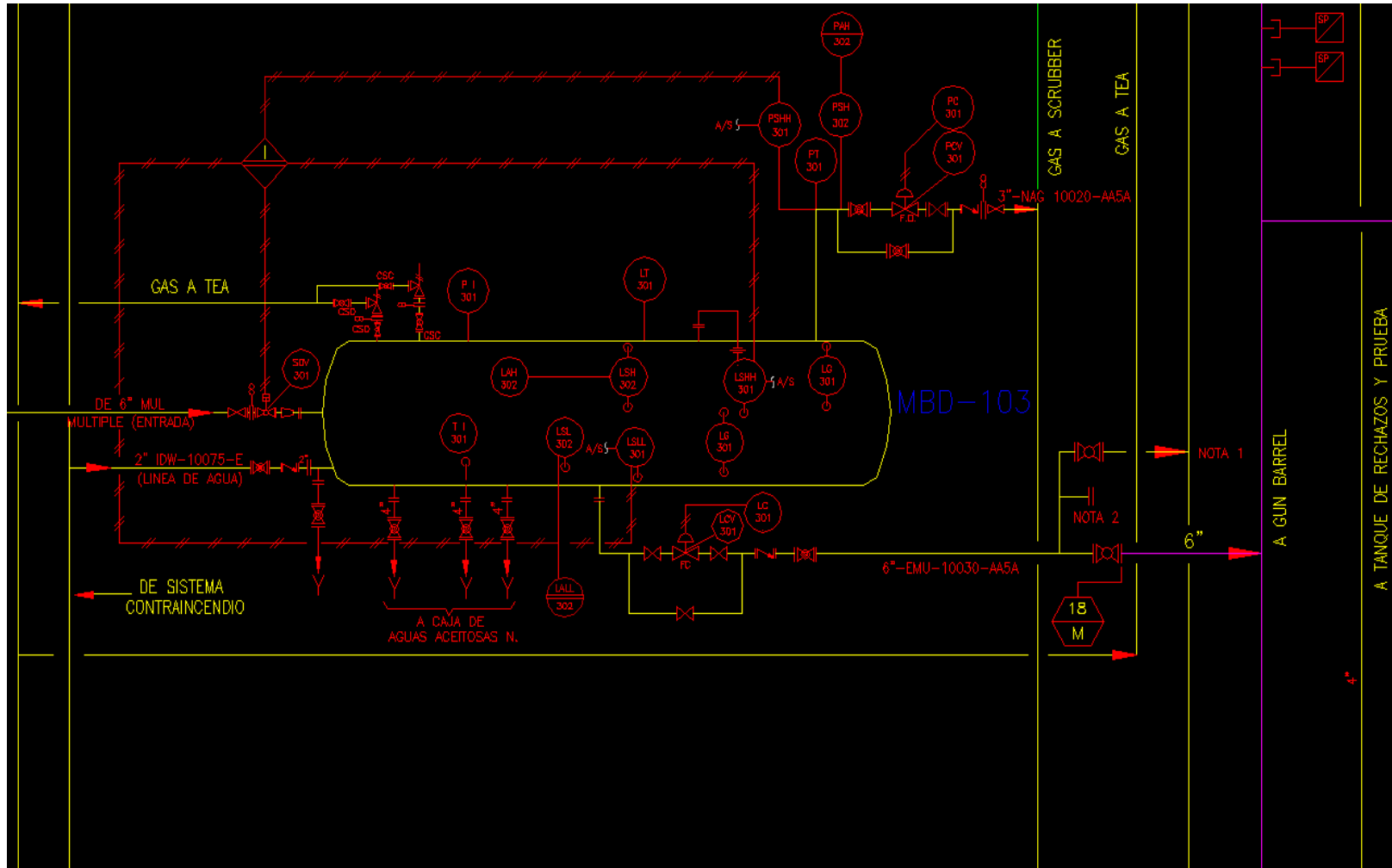


Ilustración 45. P&ID Separador bifásico de producción M-MBD-103





## 6.3.2 EQUIPOS SELECCIONADOS

### 6.3.2.1 MEDICIÓN DE NIVELES

#### TRANSMISOR SELECCIONADO: ROSEMOUNT 5300 SERIES MODELO 5302F

Emerson Process Management Rosemount 5300 Series	
Category:	Level
Revision:	1
Type:	Guided Wave Radar Level and Interface Transmitter
Registered Function Blocks:	1xRB(E), 6xAI(E), 1xPID(E), 1xSC(S), 1xAR(S), 1xIS(E), 1xOS(S)
Other Blocks:	1xLevel Transd(C), 1xAdv Cert Transd(C), 1xReg Transd(C)
H1 Profile Class:	31PS, 32L
H1 Device Class:	Link Master
Test Campaign Number:	IT044800
MANUFAC_ID (HEX):	001151
DEV_TYPE (HEX):	5300
DEV_REV (HEX):	01
Tester Version:	5.0
Test Status:	Registered


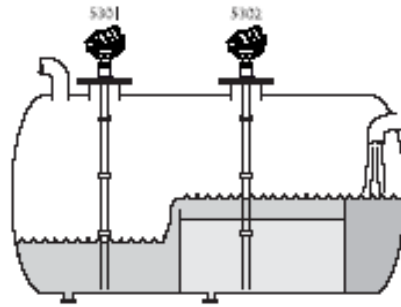


Ilustración 47. Transmisor de nivel e interface Rosemount 5302F

Advanced signal processing and guided wave radar technology makes it possible for the Rosemount 5300 Series to deliver both level and interface level readings from one single instrument.

When the radar wave hits the upper surface, part of the energy is reflected back to the transmitter and used for determining the level value. But the rest of the energy penetrates further into the liquid and is reflected from the interface surface. The advanced software in the transmitter can differentiate the level pulse from the interface pulse and both levels can be determined.

The result is lower capital expenditure and lower installation and maintenance cost!



### Combine level and interface measurement

One 5300 transmitter measures both the upper surface and the lower product interface in tanks with two products. Examples are separators, settling tanks etc.

Additional tank penetrations can therefore be avoided.

Use Rosemount 5300 with the single lead probe for reliable measurements of interface in crude oil and other liquids causing product build-up.

	5301	5302	5303
<b>Level</b>	X	X	X
<b>Distance to Level</b>	X	X	X
<b>Interface Level</b>	(X)*	X	
<b>Interface Distance</b>	(X)*	X	
<b>Upper Layer Thickness</b>		X	
<b>Total Volume</b>	X	X	X
<b>Upper Volume</b>	(X)*	X	
<b>Lower Volume</b>	(X)*	X	


Ilustración 48. Tipos de medición por modelo de transmisor para la serie Rosemount 5300



### 6.3.2.2 MEDICIÓN DE PRESIÓN

#### TRANSMISOR SELECCIONADO: ROSEMOUNT 2051T

Emerson Process Management Rosemount 2051	
Category:	Pressure
Revision:	01
Type:	Pressure Transmitter
Registered Function Blocks:	1xRB(e), 2xAI(e), 1xPID(e)
Other Blocks:	1xLCD TB( c)
H1 Profile Class:	31PS, 32L
H1 Device Class:	Link Master
Test Campaign Number:	IT052400
MANUFAC_ID (HEX):	001151
DEV_TYPE (HEX):	2051
DEV_REV (HEX):	01
Tester Version:	4.0
Test Status:	Registered



#### Rosemount 2051T Gage and Absolute

See ordering information on page 30.


- Performance of 0.075% accuracy, optional 0.065%
- Two-year stability of 0.10%, optional five-year stability
- Calibrated spans/ranges from 0.3 to 10000 psi (10,3 mbar to 689 bar)
- Multiple process connections available
- 316L SST and Alloy C-276 process wetted parts

Ilustración 49. Transmisor de presión Rosemount 2051T. Especificaciones técnicas.



### 6.3.2.3 CONTROLADOR DE VALVULA

#### CONTROLADOR SELECCIONADO: CONTROLADOR/POSICIONADOR DIGITAL DE VÁLVULA FISHER DVC6000F

 Emerson Process Management Fisher DVC6000f	
Category:	Final Control Element
Revision:	1.01.01
Type:	Digital Valve Controller
Registered Function Blocks:	1xRB(e), 1xPID(e), 1xAI(e), 1xAO(e), 4xDI (e), 1xMAI(s), 1xDO(s), 1xIS(e)
Other Blocks:	1xTB(c ), 1xOS(s)
H1 Profile Class:	31PS
H1 Device Class:	Basic
Test Campaign Number:	IT026300
MANUFAC_ID (HEX):	005100
DEV_TYPE (HEX):	4601
DEV_REV (HEX):	01
Tester Version:	4.6
Test Status:	Registered




Figure 1. DVC6010 Digital Valve Controller Mounted on a Sliding-Stem Valve Actuator

Ilustración 50. Controlador digital de válvula Fisher DVC6000F



Tabla 12. Especificaciones de las válvulas de control

DESCRIPCIÓN	TAMAÑO (in) CUERPO	ANSI CUERPO	DIAMETRO STEM (in) CUERPO	MATERIAL CUERPO	TAMAÑO ACTUADOR	RANGO OPERACIÓN (PSI) ACTUADOR	BENCH/NICAL SET (PSI) ACTUADOR
Válvula control salida de gas	2	150	1/2	WCB	45	6-30	6-22
Válvula control salida de mezcla crudo-agua	2	150	1/2	WCB	45	3-15	3-10

#### 6.4 LISTADO DE MATERIALES/CANTIDADES Y SU VALORIZACIÓN

A continuación se relacionan los materiales o insumos requeridos para la implementación del sistema de supervisión y de control de nivel y presión en separadores bifásicos:

Tabla 13. Listado de equipos usados para la implementación de la solución

EQUIPOS A ENTREGAR/INSUMOS						
TIPO	DESCRIPCION	MODELO	CANTIDAD	PRECIO UNIT. (US\$)	PRECIO UNIT. (COL\$)	TOTAL
HARDWARE	Computador para estación de ingeniería	---	1	---	\$ 3.000.000,00	\$ 3.000.000,00
	Computador para Supervisorio (HMI)	Dell Precision T3400 Workstation	1	\$ 1.058,00	\$ 2.563.227,18	\$ 2.563.227,18
	Controlador PLC Marca ABB	PM 856	1	\$ 4.900,00	\$ 11.871.279,00	\$ 11.871.279,00
	HSE communication interface (Linking Device)	ABB LD 800HSE	1	\$ 2.900,00	\$ 7.025.859,00	\$ 7.025.859,00
	Power Conditioner	PC 900-NR	1	\$ 590,00	\$ 1.429.398,90	\$ 1.429.398,90
	Power Feed Module	PF 900-NR	1	\$ 650,00	\$ 1.574.761,50	\$ 1.574.761,50
	Power Rail	PR 900-N	1	\$ 25,00	\$ 60.567,75	\$ 60.567,75



	Módulo/Interface HSE para PLC PM 856	CI860	1	\$ 750,00	\$ 1.817.032,50	\$ 1.817.032,50
	Segment Protector	P+F R2	1	\$ 720,00	\$ 1.744.351,20	\$ 1.744.351,20
	Rosemount integral manifold 306	Rosemount 306	4	\$ 50,00	\$ 121.135,50	\$ 484.542,00
	Transmisores de Presión Foundation Fieldbus	Rosemount 2051TA	4	\$ 1.600,00	\$ 3.876.336,00	\$ 15.505.344,00
	Transmisores de Nivel e Interface GWR Foundation Fieldbus + sonda rígida 3/4" NPT - 10 pies	Rosemount 5302	4	\$ 3.972,00	\$ 9.623.004,12	\$ 38.492.016,48
	Controlador digital de válvula CONTROL VALVE 1 1/2" 150# ANSI	Fisher DVC 6010	9	\$ 2.131,00	\$ 5.162.795,01	\$ 46.465.155,09
INFRAESTRUCTURA	Cable troncal Fieldbus + Spurs+ conectores	---	---	\$ 970,00	\$ 2.350.028,70	\$ 2.350.028,70
	Termination Unit (Rack para Power conditioner y Power Feed Module)	TU 900-NR4	1	\$ 1.200,00	\$ 2.907.252,00	\$ 2.907.252,00
	Gabinete	---	1	---	\$ 2.500.000,00	\$ 2.500.000,00
	Ducteria/Canaletas	---	---	---	\$ 2.000.000,00	\$ 2.000.000,00
	Tablero Eléctrico	---	1	---	\$ 3.000.000,00	\$ 3.000.000,00
SOFTWARE	Software de Programación - Compact Control Builder AC 800M	Compact Control Builder AC 800M	1	\$ 1.200,00	\$ 2.907.252,00	\$ 2.907.252,00
	Software para HMI - Compact HMI 800 Client	ABB Compact HMI 800	1	\$ 950,00	\$ 2.301.574,50	\$ 2.301.574,50
<b>TOTAL</b>						<b>\$ 144.436.414,62</b>



## 6.5 MANO DE OBRA Y SU VALOR

El listado del personal propio o de nómina de la empresa y el personal contratado para las fases de ingeniería y de post-venta del proyecto se relaciona en la siguiente tabla, junto con sus tarifas:

Tabla 14. Relación de tarifas por uso para el personal de producción y de administración

ITEM	RESPONSABLES	SALARIO BÁSICO
Personal para montaje	Ingeniero de control y automatización	40.000/hora
	Técnico Instrumentista	25.000/hora
	Técnico Electricista	25.000/hora
Personal para arranque	Técnico Instrumentista	25.000/hora
	Técnico Electricista	25.000/hora
	Ingeniero de control y automatización	40.000/hora
Personal para puesta en marcha	Técnico Instrumentista	25.000/hora
	Ingeniero de control y automatización	40.000/hora
Personal para Post-Venta	Ingeniero de control y automatización	40.000/hora
Overhead Administrativo	Gerente General	3'500.000/mes
	Supervisor de Operaciones	3'000.000/mes
	Ingeniero de Diseño Sénior	3'000.000/mes
	Supervisor Profesional de Marketing y Negocios	2'000.000/mes
	Profesional en contabilidad, nómina y recursos humanos	2'000.000/mes
	Asistente de Compras	1'500.000/mes
	Secretaria Administrativa	950.000/mes

## 6.6 TIEMPO ESTIMADO PARA MONTAJE

Se tiene estimada una duración para la fase de montaje de 7 días. En dicha fase se contará con el apoyo de un ingeniero de control y automatización, encargado de las tareas de supervisión, planeación y coordinación de la logística requerida para la ejecución de las obras de montaje, como también de la realización y envío de informes de avance en el cumplimiento de las mismas al supervisor de operaciones de la empresa. También se dispondrá durante esta etapa de un técnico instrumentista, encargado de las tareas de montaje, conexión a procesos y calibración de los instrumentos de campo y de un técnico electricista, quien realizará las tareas de conexionado eléctrico y montaje de equipos de suministro de potencia tanto para los buses de campo, instrumentos y sistema de comunicaciones.



## 7. ESTUDIO ORGANIZACIONAL/LEGAL

### 7.1 ORGANIGRAMA

La estructura organizacional de la compañía estará conformada por procesos y de acuerdo al sistema de gestión de la calidad de la norma ISO 9001.

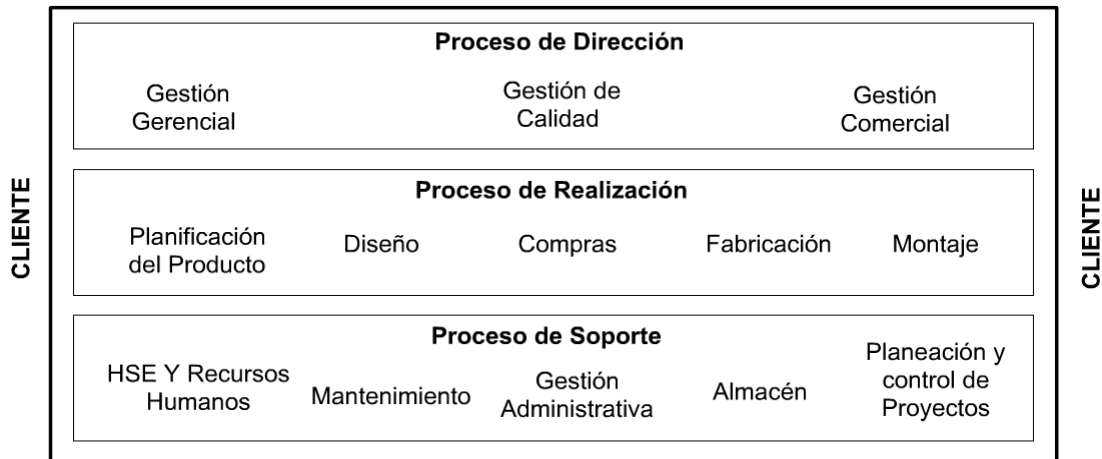


Ilustración 51. Estructura de procesos a nivel organizacional según norma ISO 9001

Se propone como esquema organizacional de la compañía de ingeniería que se desea constituir el siguiente:

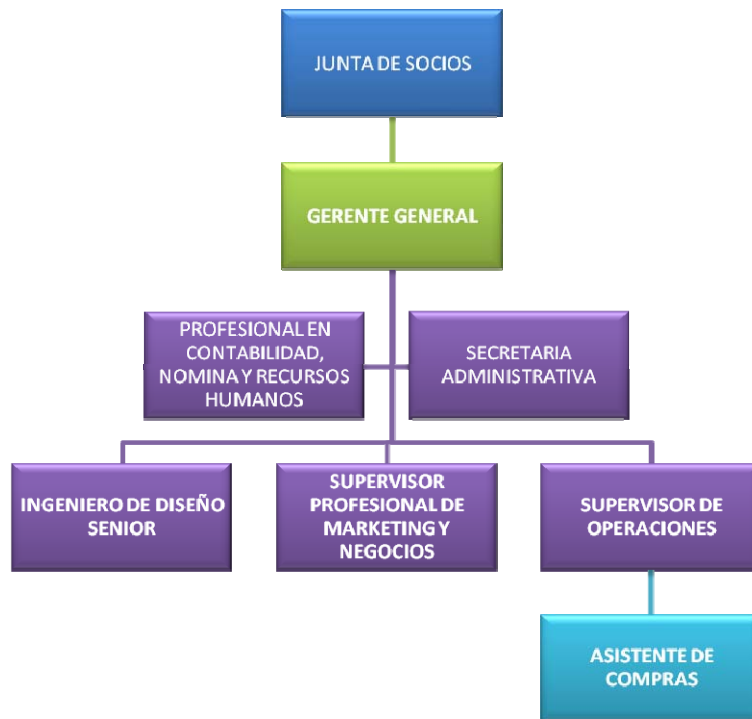


Ilustración 52. Diagrama organizacional de la empresa de automatización propuesta

Una lista detallada de los cargos operativos y administrativos que conforman el cuadro organizacional de la empresa, así como también una descripción de funciones de los mismos se relaciona a continuación:

### 7.1.1 LISTADO Y DESCRIPCIÓN DE CARGOS

#### 7.1.1.1 PERSONAL OPERATIVO (OUTSOURCING)

**Técnico Instrumentista:**

Encargado de las tareas de montaje, conexión a procesos y calibración de los instrumentos de campo. Será contratado bajo la modalidad de staff o prestación de servicios.

**Técnico Electricista:**

Encargado de la ejecución de las tareas de conexión eléctrico y montaje de equipos de suministro de potencia tanto para los buses de campo, instrumentos y sistema de comunicaciones. Será contratado bajo la modalidad de staff o prestación de servicios.



**Ingeniero de Control y Automatización:**

Encargado de la configuración y sintonía de los lazos de control a nivel de bus de campo y de la implementación de la lógica de comunicaciones. En asocio con el ingeniero de diseño senior, cooperará en el diseño de la solución de automatización. A nivel de campo será el encargado de las tareas de supervisión, planeación y coordinación de la logística requerida para la ejecución de las obras de montaje, como también de la realización y envío de informes de avance en el cumplimiento de las mismas al supervisor de operaciones de la empresa. Además entre otras funciones está la de supervisión de montaje de tableros y de instalaciones eléctricas de fuerza y control. Será contratado bajo la modalidad de staff o prestación de servicios.

**7.1.1.2 PERSONAL DE NÓMINA O PLANTA**

**Gerente General:**

Representante legal de la compañía. Deberá comparecer ante la junta de socios para exponer los resultados económicos de la compañía.

**Profesional en contabilidad, nómina y recursos humanos:**

Profesional en contaduría pública encargado de llevar la nómina de la empresa, contabilidad, estados financieros, realizar los balances comerciales y en general, llevar la contabilidad de la compañía. También estará encargado de la contratación del personal externo a la compañía para la fase de montaje, arranque y puesta en marcha de los proyectos ejecutados por la empresa.

**Secretaria Administrativa:**

Encargada de las labores de soporte administrativo a nivel del cuadro gerencial y de coordinación de operaciones. También estará encargada de las labores de aseo, cafetería y recepción de clientes.

**Ingeniero de Diseño Senior:**

Encargado entre otras tantas funciones de:

- Desarrollo de Ingeniería de Automatización, (conceptual, básica y de detalle)
- Arranque de proyectos de Automatización.
- Generación de documentos técnicos.
- Generación de programas de PLC Y HMI.
- Impartición de cursos de capacitación.
- Realización y exposición de propuestas de automatización ante clientes.
- Realización de diseños finales de automatización, selección de equipos.

**Supervisor Profesional de Marketing y Negocios:**



Persona responsable de trazar las políticas de marketing de la compañía, diseñar las estrategias de mercadeo adecuadas para la empresa con el fin de lograr el cumplimiento de las metas en la venta de productos y prestación de servicios, así como de lograr el crecimiento gradual del índice de penetración en el mercado de los productos y servicios ofrecidos. Deberá poseer un perfil técnico-comercial, preferiblemente ingeniero, y además de las responsabilidades anteriormente mencionadas, deberá promocionar los productos y servicios de la compañía, mediante reuniones con representantes legales de compañías del sector industrial, obtener citas o reuniones para la presentación de propuestas de automatización por parte del ingeniero de diseño Senior.

**Supervisor de Operaciones:**

Ingeniero encargado de supervisar, elaborar y presentar los informes de avances, indicadores de desempeño, presupuestos para la ejecución de los proyectos contratados ante la gerencia general. Estará encargado a su vez de la planeación y coordinación de la logística necesaria para la ejecución de los proyectos contratados por la compañía.

**Asistente de Compras:**

Producto de la necesidad de tener productos en stock para la venta o de los listados de materiales y equipos necesarios para la implementación de un proyecto de automatización diseñado por el grupo de ingenieros de desarrollo técnico, esta persona estará encargada de seleccionar, cotizar y comprar dentro de la gama de diferentes proveedores de la empresa, los componentes eléctricos y electrónicos así como también materiales y alquiler de equipos.

**7.2 NOMINA DE LA EMPRESA**

A continuación se relacionará la nómina base para el área administrativa (contratada directamente por la compañía a término indefinido), cuyos cargos fueron establecidos y jerarquizados en el organigrama de la compañía:

Tabla 15. Nómina de la empresa. Overhead administrativo

ITEM	DESCRIPCION DE CARGOS	SALARIO MENSUAL DEVENGADO	CARGA PRESTACIONAL MENSUAL	TOTAL MENSUAL
Overhead Administrativo	Gerente General	\$ 3.500.000	\$ 1.750.000	\$ 5.250.000
	Supervisor de Operaciones	\$ 3.000.000	\$ 1.500.000	\$ 4.500.000



	Profesional en contabilidad, nómina y recursos humanos	\$ 2.000.000	\$ 1.000.000	\$ 3.000.000
	Asistente de Compras	\$ 1.500.000	\$ 750.000	\$ 2.250.000
	Ingeniero de Diseño Sénior	\$ 3.000.000	\$ 1.500.000	\$ 4.500.000
	Supervisor Profesional de Marketing y Negocios	\$ 2.000.000	\$ 1.000.000	\$ 3.000.000
	Secretaria Administrativa	\$ 950.000	\$ 475.000	\$ 1.425.000
<b>TOTALES</b>		<b>\$ 15.950.000</b>	<b>\$ 7.975.000</b>	<b>\$ 23.925.000</b>

La nómina para el área de producción (cuyo personal será contratado bajo la modalidad de prestación de servicio o labor contratada por el tiempo de duración del proyecto), será calculada sobre la base de tarifas por hora de trabajo según la especialidad contratada:

Tabla 16. Nómina de la empresa. Personal para montaje, arranque y puesta en marcha

ITEM	DESCRIPCION DE CARGOS	TARIFA HORA	EQUIVALENTE CARGA PRESTACIONAL	TOTAL HORA DEVENGADO	EQUIVALENTE SALARIAL DIARIO
Personal para montaje, arranque y puesta en marcha	Técnico Instrumentista	\$ 25.000	\$ 12.500	\$ 37.500	\$ 300.000
	Técnico Electricista	\$ 25.000	\$ 12.500	\$ 37.500	\$ 300.000
	Ingeniero de control y automatización	\$ 40.000	\$ 20.000	\$ 60.000	\$ 480.000
<b>TOTALES</b>		<b>\$ 90.000</b>	<b>\$ 45.000</b>	<b>\$ 135.000</b>	<b>\$ 1.080.000</b>

### 7.3 Valorizar aspectos legales

De acuerdo con la ley 905 de 2004, se entiende por Pyme toda unidad de explotación económica, realizada por persona natural o jurídica, actividades empresariales, agropecuarias, industriales, comerciales o de servicios, de tipo rural o urbano, que responda a los siguientes parámetros:



La pequeña empresa es aquella que tiene una planta de personal entre 11 y 50 trabajadores o activos totales mayores a 501 y menores a 5.001 salarios mínimos mensuales legales vigentes.

La mediana empresa es aquella que tiene una planta de personal entre 51 y 200 trabajadores. Activos totales entre 5.001 y 15.000 salarios mínimos mensuales legales vigentes. Ventas entre \$5.000 y \$15.00 millones.

Teniendo en cuenta éstos aspectos, se tendrá como referencia de normatividad legal dicha ley. Otras referencias normativas que deberán tener en cuenta para el normal ejercicio de las operaciones de la empresa, especialmente si se contratan servicios para empresas estatales como Ecopetrol son las siguientes:

Política de Abastecimiento de ECOPETROL S.A.  
Código del Buen Gobierno de ECOPETROL S.A.  
Estatutos de ECOPETROL S.A.  
Manual de Contratación de ECOPETROL S.A.  
Manual para la Administración y Gestión de Contratos (ECP-DAB-M-03)  
Instructivo ECP-DAB-P-32 – Procedimiento de Gestión de Contratistas.  
Directriz ECP-DRI-G-005 – Directrices para el Desarrollo de la Gestión Social en ECOPETROL S.A.

Para el caso de la contratación de servicios por parte de Ecopetrol, ésta empresa posee una política de responsabilidad social empresarial, la cual posee unas directrices que aplican en los mencionados procesos de contratación y subcontratación y las cuales deben cumplir todos los contratistas con el fin de garantizar la competitividad en la prestación de servicios y garantizar el pago de todas las prestaciones salariales por parte de los representantes legales de las firmas contratistas a sus trabajadores.



## 8. VALORIZACIÓN DE LA PROPUESTA

### 8.1 PROGRAMACIÓN CPM/PERT

La programación del proyecto se hizo con base en la división por fases del proyecto total. La relación de actividades e hitos se muestra en la siguiente tabla EDT de eventos y actividades programadas:



Tabla 17. Listado de actividades y eventos para la programación y planeación del proyecto

ACT/ EVENTO	DESCRIPCIÓN	TIPO	DURACIÓN	PRECEDE
1	Inicio	EVENTO	0 días	
2	Fase previa	FASE	3 días	
3	Elaboración de la propuesta de automatización a través del uso del protocolo Foundation Fieldbus al cliente destacando las ventajas a nivel operativo y de reducción de costos.	ACTIVIDAD	2 días	1
4	Presentación u exposición de la propuesta al cliente	ACTIVIDAD	1 día	3
5	Contratación del Estudio técnico de diagnóstico y de optimización	EVENTO	0 días	4
6	Diagnóstico y propuesta de optimización	FASE	6 días	
7	Visita técnica a campo. Evaluación y diagnóstico de la ingeniería actualmente montada. Recolección y análisis de documentación técnica (especificaciones, materiales de construcción y condiciones de operación) de cada uno de los separadores.	ACTIVIDAD	3 días	5
8	Selección preliminar de técnicas optimizadas de medición y de control, topología de red (Optimización de costos por cableado)	ACTIVIDAD	1 día	7
9	Elaboración y entrega del estudio de diagnóstico y de optimización con base en las condiciones operacionales y de proceso obtenidas en campo. Determinación de cantidad y tipo de equipos a emplear y arquitectura global de la solución de automatización	ACTIVIDAD	2 días	8
10	Entrega y aprobación del Estudio de Diagnóstico y Optimización, Contratación del Diseño Final y Solicitud de cotización del costo de implementación del proyecto	EVENTO	0 días	9
11	Diseño Final y elaboración de propuesta final	FASE	9 días	
12	Selección final de equipos de instrumentación teniendo en cuenta los rangos de las variables operacionales, conexiones a proceso, condiciones operativas y atmosféricas. Marcas, referencias, costos, fabricantes.	ACTIVIDAD	2 días	10
13	Selección final de dispositivos de interconexión - derivadores para spurs, interface HSE (linking device), modulo de comunicaciones HSE para PLC, etc. Marcas, referencias, costos, fabricantes.	ACTIVIDAD	2 días	12



14	Selección de equipos para el segmento HSE (PLC y estación EWS). Selección de software (Compact Control Builder AC 800M) y de programación de HMI (Compact HMI 800). Referencias, costos, fabricantes, etc.	ACTIVIDAD	1 día	13
15	Selección de componentes de suministro de potencia y protección para la red Foundation Fieldbus: Power supply, Power conditioner, segment protector, resistencias terminadoras, rack para Power unit y PLC. Referencias, costos, marcas	ACTIVIDAD	1 día	14
16	Elaboración del diseño final. Elaboración de planos y diagramas P&ID. Diagramas de conexionado eléctrico, otros	ACTIVIDAD	2 días	15
17	Determinación y cuantificación de costos y gastos operativos y administrativos durante las fases de implementación del proyecto. Cuantificación de mano de obra para producción. Planificación de la implementación	ACTIVIDAD	8 días	10
18	Revisión y entrega del diseño final y propuesta final de implementación del proyecto	ACTIVIDAD	1 día	17;16
19	Entrega y Aprobación del Diseño Final. Contratación del proyecto de implementación y Pago de anticipo	EVENTO	0 días	18
20	Selección de proveedor, cotización de equipos y materiales y contratación de personal de producción	FASE	5 días	
21	Cotización de equipos y materiales	ACTIVIDAD	3 días	19
22	Contratación de técnicos electricista, instrumentista e ingeniero de control y automatización. Inducción, entrega de dotación, materiales, planos, HMI, software, etc. Transporte de personal contratado hacia sitio de trabajo. Acomodación de personal	ACTIVIDAD	3 días	19
23	Selección de proveedores, negociación términos de pago y fecha de entrega de equipos. Pago de anticipo por materiales y equipos	ACTIVIDAD	2 días	22;21
24	Firma de Actas de términos y condiciones de pago y de compromiso de entrega de equipos en las fechas pactadas por parte del proveedor	EVENTO	0 días	23
25	Recibo, almacenamiento temporal de equipos y materiales y Transporte hacia sitio de trabajo	FASE	5 días	
26	Recibo y almacenamiento temporal de equipos y materiales en bodega de la empresa	ACTIVIDAD	4 días	24



27	Transporte de materiales, herramientas y equipos hacia campo. Almacenamiento en bodega de campo	ACTIVIDAD	1 día	26
28	Firma de acta de entrega a satisfacción de equipos por parte del proveedor	EVENTO	0 días	27
29	<b>Fase de Montaje</b>	<b>FASE</b>	<b>7 días</b>	
30	Presentación de personal en la empresa contratante. Inducción en HSE. Diligenciamiento de permisos de trabajo, AST's. Entrega de herramienta de trabajo	ACTIVIDAD	1 día	28
31	Montaje de la solución: Montaje de instrumentación de campo (Transmisores y actuadores). Montaje de estación de ingeniería y de estación de trabajo HMI. Montaje de cableado eléctrico de potencia y de comunicaciones. Montaje de PLC, Linking device, y otros.	ACTIVIDAD	4 días	30
32	Montaje de rack y gabinete para equipos de comunicaciones y de potencia. Interconexión de equipos (PLC's, linking device, power supply, power conditioner, estaciones de ingeniería y HMI, etc)	ACTIVIDAD	2 días	31
33	Firma acta de montaje de equipos según especificaciones de diseño	EVENTO	0 días	32
34	<b>Fase de Arranque</b>	<b>FASE</b>	<b>15 días</b>	
35	Configuración de red Foundation Fieldbus: Configuración de estación EWS. Instalación en estación EWS del software Control Builder. Configuración de lazos de control en bus de campo, parametrización de equipos desde la estación de ingeniería EWS	ACTIVIDAD	9 días	33
36	Programación y configuración de HMI: Instalación de software Compact HMI 800 en estación de supervisión. Programación y configuración de HMI en estación de supervisión. Prueba de lectura de señales de campo	ACTIVIDAD	4 días	35
37	Pruebas locales de comunicación entre dispositivos de campo, PLC, estación EWS. Modificaciones requeridas desde estación de ingeniería. Apoyo eléctrico e instrumentista	ACTIVIDAD	2 días	36
38	Reporte de pruebas de arranque realizadas	EVENTO	0 días	37
39	<b>Fase de puesta en marcha.</b>	<b>FASE</b>	<b>4 días</b>	
40	Pruebas de operación del sistema en línea.	ACTIVIDAD	4 días	38
41	Entrega a satisfacción del Proyecto según terminos de referencia	EVENTO	0 días	40
42	<b>Fase de postventa</b>	<b>FASE</b>	<b>4 días</b>	



43	Garantía a través de soporte técnico especializado	ACTIVIDAD	4 días (*)	41
44	Elaboración y entrega de manuales de operación	ACTIVIDAD	4 días (*)	41
45	Capacitación a operadores	ACTIVIDAD	4 días (*)	41
46	Entrega final	EVENTO	0 días	45;44;43

(\*) Las actividades marcadas comienzan y terminan el mismo día

Según la tabla anterior, la duración total del proyecto es de 58 días, incluyendo la fase previa de pre ingeniería, la cual a su vez está dividida en las siguientes fases: presentación de propuesta inicial (3 días de duración), diagnóstico y propuesta de optimización (6 días de duración) y de diseño final y de elaboración de propuesta final (9 días), las cuales son ejecutadas y contratadas por separado. Dentro de éstas fases previas a la ejecución el proyecto también se encuentran: selección de proveedor, cotización de equipos y materiales y contratación del personal de producción (5 días) y de recibo, almacenamiento temporal de equipos y materiales y transporte hacia sitio de trabajo (5 días).

Las fases de ingeniería y de post-venta tienen una duración de 26 y 4 días respectivamente. La fase de ingeniería a su vez está dividida en: Fase de montaje (7 días), fase de arranque (15 días) y fase de puesta en marcha (4 días).

Como porcentaje adicional de tiempo para el cumplimiento pleno de la fase de ingeniería se tomará un margen de seguridad del 10% sobre la duración inicial planificada, que en éste caso correspondería a 3 días aproximadamente.

A continuación se muestra el diagrama CPM/PERT con la relación de actividades y eventos para la pre-ingeniería y el de la ingeniería y post-venta. En los mismos se puede visualizar la ruta crítica y la duración para cada uno de los diagramas. También se relacionan los diferentes informes generados en MS Project para el cálculo de costos de la ingeniería como el uso de tareas y recursos, flujo de caja e informe presupuestario.

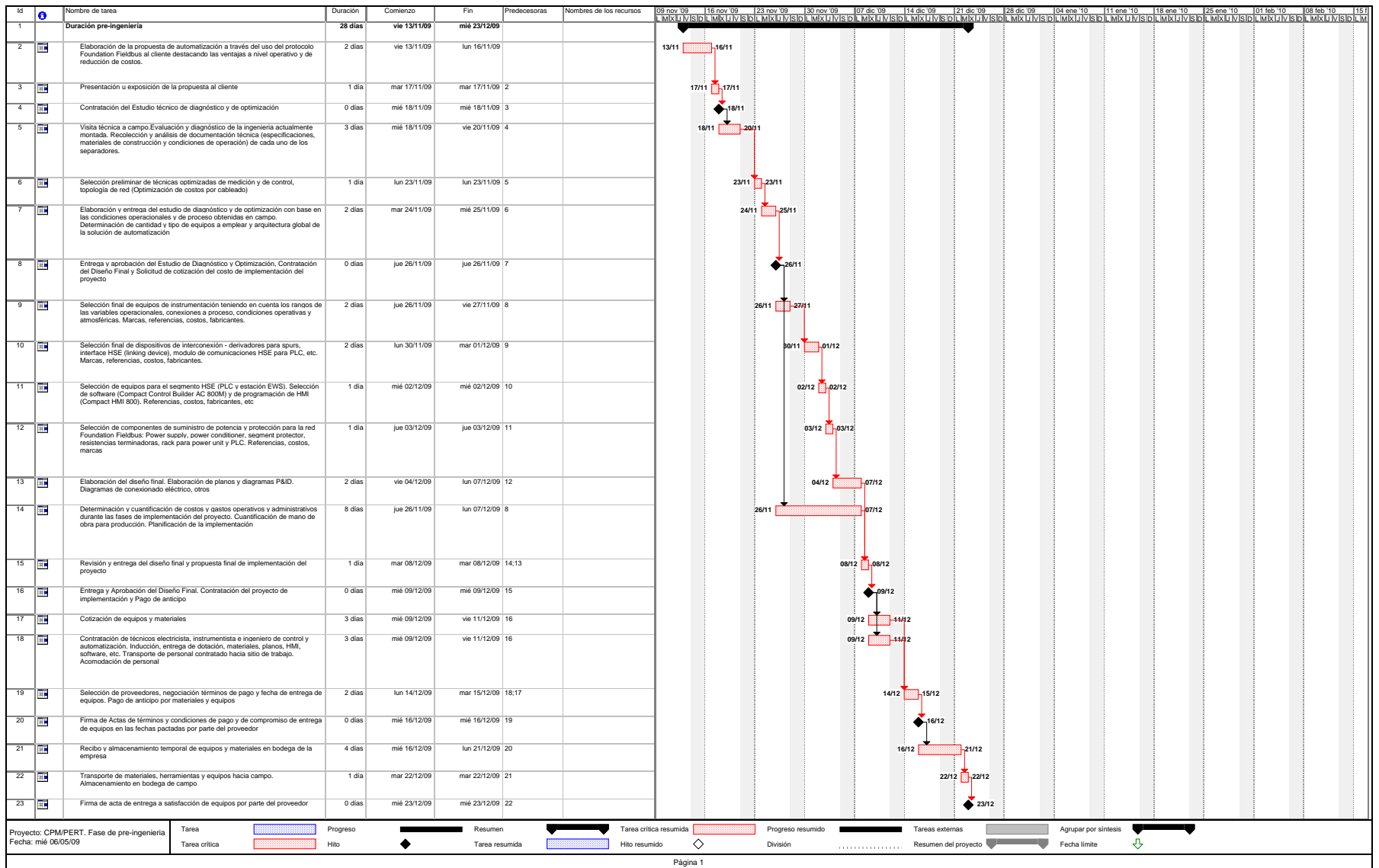


DIAGRAMA CPM/PERT DE LA PREINGENIERIA

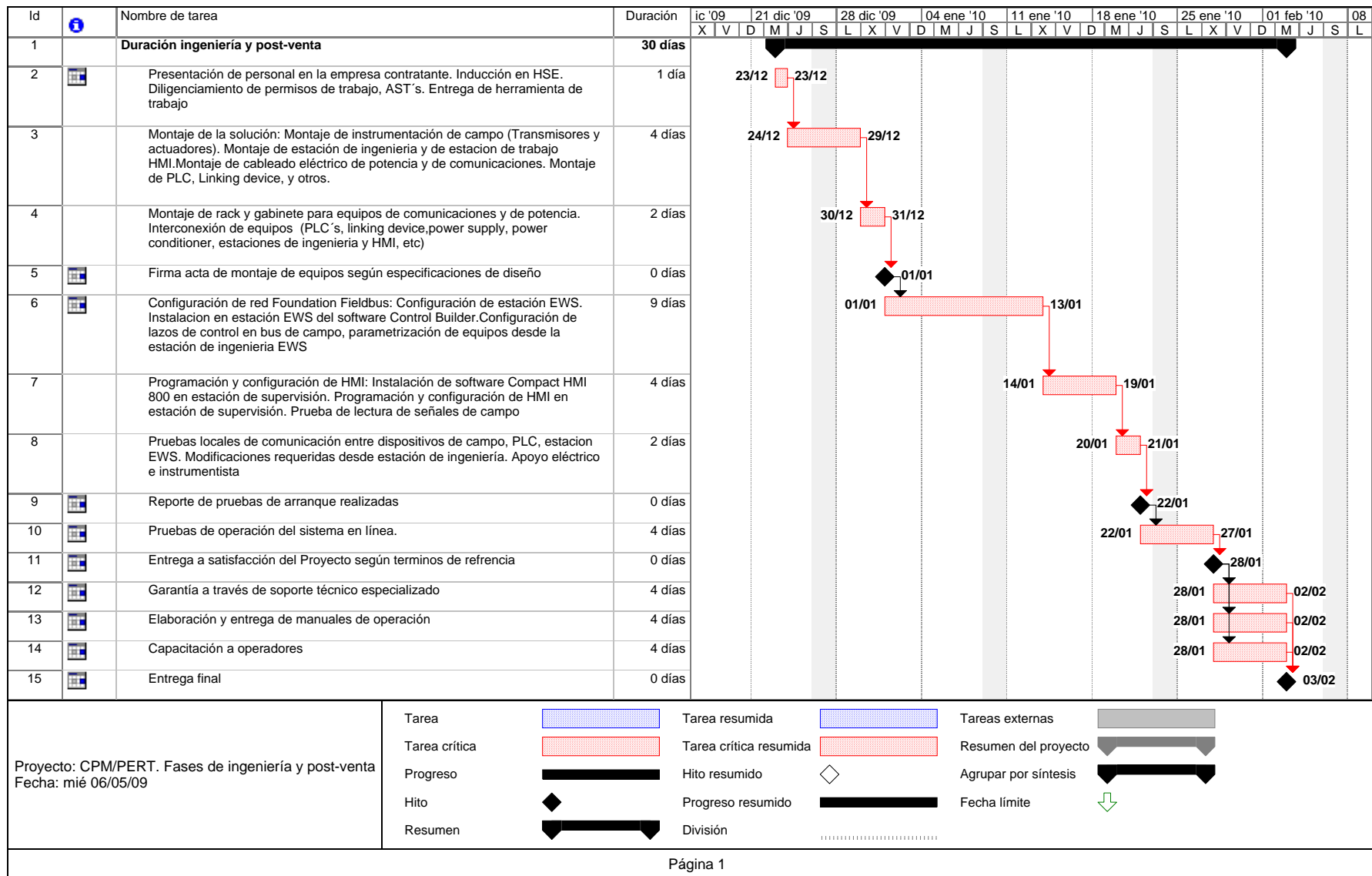


DIAGRAMA CPM/PERT FASES DE INGENIERIA Y POST-VENTA

Informe presupuestario el sáb 09/05/09  
CPM/PERT. Fases de ingeniería y post-venta

<b>Id</b>	<b>Nombre de tarea</b>	<b>Costo fijo</b>	<b>Acumulación de costos fijos</b>	<b>Costo total</b>	<b>Costo previsto</b>	<b>Variación</b>
3	Montaje de la solución: Montaje de instrumentación de ca	\$ 144.436.414,62	Prorrateo	\$ 148.756.414,62	\$ 0,00	\$ 148.756.414,62
6	Configuración de red Foundation Fieldbus: Configuración	\$ 0,00	Prorrateo	\$ 9.720.000,00	\$ 0,00	\$ 9.720.000,00
7	Programación y configuración de HMI: Instalación de soft	\$ 0,00	Prorrateo	\$ 4.320.000,00	\$ 0,00	\$ 4.320.000,00
10	Pruebas de operación del sistema en línea.	\$ 0,00	Prorrateo	\$ 3.120.000,00	\$ 0,00	\$ 3.120.000,00
4	Montaje de rack y gabinete para equipos de comunicacio	\$ 0,00	Prorrateo	\$ 2.160.000,00	\$ 0,00	\$ 2.160.000,00
8	Pruebas locales de comunicación entre dispositivos de ca	\$ 0,00	Prorrateo	\$ 2.160.000,00	\$ 0,00	\$ 2.160.000,00
12	Garantía a través de soporte técnico especializado	\$ 0,00	Prorrateo	\$ 1.920.000,00	\$ 0,00	\$ 1.920.000,00
13	Elaboración y entrega de manuales de operación	\$ 0,00	Prorrateo	\$ 1.920.000,00	\$ 0,00	\$ 1.920.000,00
14	Capacitación a operadores	\$ 0,00	Prorrateo	\$ 1.920.000,00	\$ 0,00	\$ 1.920.000,00
2	Presentación de personal en la empresa contratante. Indu	\$ 0,00	Prorrateo	\$ 1.080.000,00	\$ 0,00	\$ 1.080.000,00
5	Firma acta de montaje de equipos según especificaciones	\$ 0,00	Prorrateo	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
9	Reporte de pruebas de arranque realizadas	\$ 0,00	Prorrateo	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
11	Entrega a satisfacción del Proyecto según terminos de re	\$ 0,00	Prorrateo	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
15	Entrega final	\$ 0,00	Prorrateo	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
		<b>\$ 144.436.414,62</b>		<b>\$ 177.076.414,62</b>	<b>\$ 0,00</b>	<b>\$ 177.076.414,62</b>

Informe presupuestario el sáb 09/05/09  
CPM/PERT. Fases de ingeniería y post-venta

**Real**            **Restante**

\$ 0,00	\$ 148.756.414,62
\$ 0,00	\$ 9.720.000,00
\$ 0,00	\$ 4.320.000,00
\$ 0,00	\$ 3.120.000,00
\$ 0,00	\$ 2.160.000,00
\$ 0,00	\$ 2.160.000,00
\$ 0,00	\$ 1.920.000,00
\$ 0,00	\$ 1.920.000,00
\$ 0,00	\$ 1.920.000,00
\$ 0,00	\$ 1.080.000,00
\$ 0,00	\$ 0,00
\$ 0,00	\$ 0,00
\$ 0,00	\$ 0,00
\$ 0,00	\$ 0,00

---

---

**\$ 0,00**    **\$ 177.076.414,62**

Flujo de caja el sáb 09/05/09  
CPM/PERT. Fases de ingeniería y post-venta

	diciembre	enero	febrero	<b>Total</b>
Duración ingeniería y post-venta				
1	\$ 1.080.000,00			\$ 1.080.000,00
2	\$ 148.756.414,62			\$ 148.756.414,62
3	\$ 2.160.000,00			\$ 2.160.000,00
4				
5		\$ 9.720.000,00		\$ 9.720.000,00
6		\$ 4.320.000,00		\$ 4.320.000,00
7		\$ 2.160.000,00		\$ 2.160.000,00
8				
9		\$ 3.120.000,00		\$ 3.120.000,00
10				
11		\$ 960.000,00	\$ 960.000,00	\$ 1.920.000,00
12		\$ 960.000,00	\$ 960.000,00	\$ 1.920.000,00
13		\$ 960.000,00	\$ 960.000,00	\$ 1.920.000,00
14				
<b>Total</b>	\$ 151.996.414,62	\$ 22.200.000,00	\$ 2.880.000,00	\$ 177.076.414,62

Tareas y recursos humanos el sáb 09/05/09  
CPM/PERT. Fases de ingeniería y post-venta

Id



Nombre del recurso

Trabajo

Identificador	Nombre de tarea	Unidades	Trabajo	Retraso	Comienzo	Fin
1	Ingeniero de control y automatización	304 horas				
2	Presentación de personal en la empresa contratante. Inducción en HSE. Diligenci	100%	8 horas	0 días	mié 23/12/09	mié 23/12/09
3	Montaje de la solución: Montaje de instrumentación de campo (Transmisores y act	100%	32 horas	0 días	jue 24/12/09	mar 29/12/09
4	Montaje de rack y gabinete para equipos de comunicaciones y de potencia. Interc	100%	16 horas	0 días	mié 30/12/09	jue 31/12/09
6	Configuración de red Foundation Fieldbus: Configuración de estación EWS. Instal	100%	72 horas	0 días	vie 01/01/10	mié 13/01/10
7	Programación y configuración de HMI: Instalación de software Compact HMI 800 en	100%	32 horas	0 días	jue 14/01/10	mar 19/01/10
8	Pruebas locales de comunicación entre dispositivos de campo, PLC, estación EWS.	100%	16 horas	0 días	mié 20/01/10	jue 21/01/10
10	Pruebas de operación del sistema en línea.	100%	32 horas	0 días	vie 22/01/10	mié 27/01/10
12	Garantía a través de soporte técnico especializado	100%	32 horas	0 días	jue 28/01/10	mar 02/02/10
13	Elaboración y entrega de manuales de operación	100%	32 horas	0 días	jue 28/01/10	mar 02/02/10
14	Capacitación a operadores	100%	32 horas	0 días	jue 28/01/10	mar 02/02/10
2	Técnico Electricista	176 horas				
2	Presentación de personal en la empresa contratante. Inducción en HSE. Diligenci	100%	8 horas	0 días	mié 23/12/09	mié 23/12/09
3	Montaje de la solución: Montaje de instrumentación de campo (Transmisores y act	100%	32 horas	0 días	jue 24/12/09	mar 29/12/09
4	Montaje de rack y gabinete para equipos de comunicaciones y de potencia. Interc	100%	16 horas	0 días	mié 30/12/09	jue 31/12/09
6	Configuración de red Foundation Fieldbus: Configuración de estación EWS. Instal	100%	72 horas	0 días	vie 01/01/10	mié 13/01/10
7	Programación y configuración de HMI: Instalación de software Compact HMI 800 en	100%	32 horas	0 días	jue 14/01/10	mar 19/01/10
8	Pruebas locales de comunicación entre dispositivos de campo, PLC, estación EWS.	100%	16 horas	0 días	mié 20/01/10	jue 21/01/10
3	Técnico Instrumentista	208 horas				
2	Presentación de personal en la empresa contratante. Inducción en HSE. Diligenci	100%	8 horas	0 días	mié 23/12/09	mié 23/12/09
3	Montaje de la solución: Montaje de instrumentación de campo (Transmisores y act	100%	32 horas	0 días	jue 24/12/09	mar 29/12/09
4	Montaje de rack y gabinete para equipos de comunicaciones y de potencia. Interc	100%	16 horas	0 días	mié 30/12/09	jue 31/12/09
6	Configuración de red Foundation Fieldbus: Configuración de estación EWS. Instal	100%	72 horas	0 días	vie 01/01/10	mié 13/01/10
7	Programación y configuración de HMI: Instalación de software Compact HMI 800 en	100%	32 horas	0 días	jue 14/01/10	mar 19/01/10
8	Pruebas locales de comunicación entre dispositivos de campo, PLC, estación EWS.	100%	16 horas	0 días	mié 20/01/10	jue 21/01/10
10	Pruebas de operación del sistema en línea.	100%	32 horas	0 días	vie 22/01/10	mié 27/01/10
4		0 horas				
5		0 horas				
6		0 horas				
7		0 horas				
8		0 horas				
9		0 horas				
10		0 horas				

Uso de recursos el sáb 09/05/09  
CPM/PERT. Fases de ingeniería y post-venta

	21/12/09	28/12/09	04/01/10	11/01/10	18/01/10	25/01/10	01/02/10	Total
Ingeniero de control y automatización	24 horas	40 horas	40 horas	40 horas	40 horas	72 horas	48 horas	304 horas
1	8 horas							8 horas
2	16 horas	16 horas						32 horas
3		16 horas						16 horas
5		8 horas	40 horas	24 horas				72 horas
6				16 horas	16 horas			32 horas
7					16 horas			16 horas
9					8 horas	24 horas		32 horas
11						16 horas	16 horas	32 horas
12						16 horas	16 horas	32 horas
13						16 horas	16 horas	32 horas
Técnico Electricista	24 horas	40 horas	40 horas	40 horas	32 horas			176 horas
1	8 horas							8 horas
2	16 horas	16 horas						32 horas
3		16 horas						16 horas
5		8 horas	40 horas	24 horas				72 horas
6				16 horas	16 horas			32 horas
7					16 horas			16 horas
Técnico Instrumentista	24 horas	40 horas	40 horas	40 horas	40 horas	24 horas		208 horas
1	8 horas							8 horas
2	16 horas	16 horas						32 horas
3		16 horas						16 horas
5		8 horas	40 horas	24 horas				72 horas
6				16 horas	16 horas			32 horas
7					16 horas			16 horas
9					8 horas	24 horas		32 horas
Total	72 horas	120 horas	120 horas	120 horas	112 horas	96 horas	48 horas	688 horas

Uso de tareas el sáb 09/05/09  
CPM/PERT. Fases de ingeniería y post-venta

	21/12/09	28/12/09	04/01/10	11/01/10	18/01/10	25/01/10	01/02/10	Total
Duración ingeniería y post-venta								
1	24 horas							24 horas
Ingeniero de control y automatización	8 horas							8 horas
Técnico Electricista	8 horas							8 horas
Técnico Instrumentista	8 horas							8 horas
2	48 horas	48 horas						96 horas
Ingeniero de control y automatización	16 horas	16 horas						32 horas
Técnico Electricista	16 horas	16 horas						32 horas
Técnico Instrumentista	16 horas	16 horas						32 horas
3		48 horas						48 horas
Ingeniero de control y automatización		16 horas						16 horas
Técnico Electricista		16 horas						16 horas
Técnico Instrumentista		16 horas						16 horas
4								
5		24 horas	120 horas	72 horas				216 horas
Ingeniero de control y automatización		8 horas	40 horas	24 horas				72 horas
Técnico Electricista		8 horas	40 horas	24 horas				72 horas
Técnico Instrumentista		8 horas	40 horas	24 horas				72 horas
6				48 horas	48 horas			96 horas
Ingeniero de control y automatización				16 horas	16 horas			32 horas
Técnico Electricista				16 horas	16 horas			32 horas
Técnico Instrumentista				16 horas	16 horas			32 horas
7					48 horas			48 horas
Ingeniero de control y automatización					16 horas			16 horas
Técnico Electricista					16 horas			16 horas
Técnico Instrumentista					16 horas			16 horas
8								
9					16 horas	48 horas		64 horas
Ingeniero de control y automatización					8 horas	24 horas		32 horas
Técnico Instrumentista					8 horas	24 horas		32 horas
10								
11						16 horas	16 horas	32 horas
Ingeniero de control y automatización						16 horas	16 horas	32 horas
12						16 horas	16 horas	32 horas
Ingeniero de control y automatización						16 horas	16 horas	32 horas
13						16 horas	16 horas	32 horas
Ingeniero de control y automatización						16 horas	16 horas	32 horas
14								
<b>Total</b>	<b>72 horas</b>	<b>120 horas</b>	<b>120 horas</b>	<b>120 horas</b>	<b>112 horas</b>	<b>96 horas</b>	<b>48 horas</b>	<b>688 horas</b>



## 8.2 LISTADO VALORIZADO DE LOS ACTIVOS DEL PROYECTO

### 8.2.1 EQUIPOS A ENTREGAR/INSUMOS

Tabla 18. Listado de equipos a entregar/insumos

EQUIPOS A ENTREGAR						
TIPO	DESCRIPCION	MODELO	CANTIDAD	PRECIO UNIT. (US\$)	PRECIO UNIT. (COL\$)	TOTAL
HARDWARE	Computador para estación de ingeniería	---	1	---	\$ 3.000.000,00	\$ 3.000.000,00
	Computador para Supervisorio (HMI)	Dell Precision T3400 Workstation	1	\$ 1.058,00	\$ 2.563.227,18	\$ 2.563.227,18
	Controlador PLC Marca ABB	PM 856	1	\$ 4.900,00	\$ 11.871.279,00	\$ 11.871.279,00
	HSE communication interface (Linking Device)	ABB LD 800HSE	1	\$ 2.900,00	\$ 7.025.859,00	\$ 7.025.859,00
	Power Conditioner	PC 900-NR	1	\$ 590,00	\$ 1.429.398,90	\$ 1.429.398,90
	Power Feed Module	PF 900-NR	1	\$ 650,00	\$ 1.574.761,50	\$ 1.574.761,50
	Power Rail	PR 900-N	1	\$ 25,00	\$ 60.567,75	\$ 60.567,75
	Módulo/Interface HSE para PLC PM 856	CI860	1	\$ 750,00	\$ 1.817.032,50	\$ 1.817.032,50
	Segment Protector	P+F R2	1	\$ 720,00	\$ 1.744.351,20	\$ 1.744.351,20
	Rosemount integral manifold 306	Rosemount 306	4	\$ 50,00	\$ 121.135,50	\$ 484.542,00
	Transmisores de Presión Foundation Fieldbus	Rosemount 2051TA	4	\$ 1.600,00	\$ 3.876.336,00	\$ 15.505.344,00



	Transmisores de Nivel e Interface GWR Foundation Fieldbus + sonda rígida 3/4" NPT - 10 pies	Rosemount 5302	4	\$ 3.972,00	\$ 9.623.004,12	\$ 38.492.016,48
	Controlador digital de válvula CONTROL VALVE 1 1/2" 150# ANSI	Fisher DVC 6010	9	\$ 2.131,00	\$ 5.162.795,01	\$ 46.465.155,09
INFRAESTRUCTURA	Cable troncal Fieldbus + Spurs+ conectores	---	---	\$ 970,00	\$ 2.350.028,70	\$ 2.350.028,70
	Termination Unit (Rack para Power conditioner y Power Feed Module)	TU 900-NR4	1	\$ 1.200,00	\$ 2.907.252,00	\$ 2.907.252,00
	Gabinete	---	1	---	\$ 2.500.000,00	\$ 2.500.000,00
	Ducteria/Canaletas	---	---	---	\$ 2.000.000,00	\$ 2.000.000,00
	Tablero Eléctrico	---	1	---	\$ 3.000.000,00	\$ 3.000.000,00
SOFTWARE	Software de Programación - Compact Control Builder AC 800M	Compact Control Builder AC 800M	1	\$ 1.200,00	\$ 2.907.252,00	\$ 2.907.252,00
	Software para HMI - Compact HMI 800 Client	ABB Compact HMI 800	1	\$ 950,00	\$ 2.301.574,50	\$ 2.301.574,50
<b>TOTAL</b>						<b>\$ 144.436.414,62</b>

## 8.2.2 EQUIPOS

Tabla 19. Listado de equipos

MAQUINARIA Y EQUIPOS				
DESCRIPCIÓN	MODELO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Power supply/charger for the 375 Field Communicator	00375-0003-0011	1	\$ 637.778,41	\$ 637.778,41



Lead Set with Connectors Emerson 375 375 Field Communicator	00375-0004-0001	1	\$ 254.384,55	\$ 254.384,55
Field Communicator, HART and FOUNDATION fieldbus, Rechargeable NiMH Battery Pack, English, CENELEC / ATEX, FM, CSA Intrinsically Safe, Spare Rechargeable NiMH Battery Pack	375FR9EKL9B	1	\$ 13.853.976,41	\$ 13.853.976,41
Computador portátiles	Dell Inspiron 1520	1	\$ 1.600.000,00	\$ 1.600.000,00
Multicalibrador de procesos (funcion de generación tension DC 24V)	Fluke 789	1	\$ 1.700.000,00	\$ 1.700.000,00
Regulador de presion de 1 / 4 ´ con manometro Hopex	---	1	\$ 17.500,00	\$ 17.500,00
Manometro con glicerina de 2.1 / 2 ´ hasta 100Lb 1 / 4 ´ npt Astro	---	1	\$ 31.800,00	\$ 31.800,00
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 18.095.439,37</b>

### 8.2.3 HERRAMIENTAS

Tabla 20. Listado de herramientas

HERRAMIENTAS				
DESCRIPCIÓN	MODELO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Stanley® Heavy Duty Pipe Cutter (02802) - Corta Tubing	---	1	\$ 169.565,47	\$ 169.565,47
Caja con juego de llaves, metro, alicates, probador de fase, etc	---	1	\$ 300.000,00	\$ 300.000,00
Arnés y equipo de trabajo en alturas	---	1	\$ 300.000,00	\$ 300.000,00
Guantes de carnaza reforzados (pares)	---	4	\$ 6.300,00	\$ 25.200,00
Guantes de vaqueta tipo ingeniero (pares)	---	4	\$ 7.100,00	\$ 28.400,00
Juego de destornilladores	---	1	\$ 20.000,00	\$ 20.000,00
Dobladora de tubing	---	1	\$ 150.000,00	\$ 150.000,00
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 993.165,47</b>

### 8.2.4 SOFTWARE

Tabla 21. Software/Licencias

SOFTWARE				
DESCRIPCIÓN	MODELO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Autocad P&ID 2008		1	\$ 3.840.000,00	\$ 3.840.000,00



### 8.3 GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

#### 8.3.1 NOMINA DE ADMINISTRACIÓN

La nómina de administración que se pagará durante la fase de ejecución y de post-venta del proyecto se hará con base en el siguiente cuadro:

Tabla 22. Nómina de administración

ITEM	DESCRIPCION DE CARGOS	SALARIO MENSUAL DEVENGADO	CARGA PRESTACIONAL MENSUAL	TOTAL MENSUAL	EQUIVALENTE SALARIAL DIARIO
Overhead Administrativo	Gerente General	\$ 3.500.000	\$ 1.750.000	\$ 5.250.000	\$ 175.000
	Supervisor de Operaciones	\$ 3.000.000	\$ 1.500.000	\$ 4.500.000	\$ 150.000
	Profesional en contabilidad, nómina y recursos humanos	\$ 2.000.000	\$ 1.000.000	\$ 3.000.000	\$ 100.000
	Asistente de Compras	\$ 1.500.000	\$ 750.000	\$ 2.250.000	\$ 75.000
	Ingeniero de Diseño Sénior	\$ 3.000.000	\$ 1.500.000	\$ 4.500.000	\$ 150.000
	Supervisor Profesional de Marketing y Negocios	\$ 2.000.000	\$ 1.000.000	\$ 3.000.000	\$ 100.000
	Secretaria Administrativa	\$ 950.000	\$ 475.000	\$ 1.425.000	\$ 47.500
<b>TOTALES</b>		<b>\$ 15.950.000</b>	<b>\$ 7.975.000</b>	<b>\$ 23.925.000</b>	<b>\$ 797.500</b>

Como la duración del proyecto durante la fase de ingeniería (montaje, arranque, puesta en marcha) y de post-venta es de 30 días, el salario que devengará cada empleado corresponderá a un salario mensual. La suma total de estos gastos administrativos se carga al proyecto a lo largo del periodo de duración de éste.

#### 8.3.2 NÓMINA DE OPERACIÓN

La nómina de producción que se pagará durante la fase de ejecución y de post-venta del proyecto se hará con base en el siguiente cuadro de tarifas por hora de servicio contratado:

Tabla 23. Nómina de operación

ITEM	DESCRIPCION DE CARGOS	TARIFA HORA	EQUIVALENTE CARGA PRESTACIONAL	TOTAL HORA DEVENGADO	EQUIVALENTE SALARIAL DIARIO
Personal para	Técnico Instrumentista	\$ 25.000	\$ 12.500	\$ 37.500	\$ 300.000



montaje, arranque y puesta en marcha	Técnico Electricista	\$ 25.000	\$ 12.500	\$ 37.500	\$ 300.000
	Ingeniero de control y automatización	\$ 40.000	\$ 20.000	\$ 60.000	\$ 480.000
<b>TOTALES</b>		<b>\$ 90.000</b>	<b>\$ 45.000</b>	<b>\$ 135.000</b>	<b>\$ 1.080.000</b>

Como la duración del proyecto durante la fase de ingeniería (montaje, arranque, puesta en marcha) y de post-venta es de 30 días, el salario que devengará cada empleado corresponderá al valor proporcional según los días laborados, según se aprecia a continuación:

Tabla 24. Cálculo de costos variables por nómina de producción

ITEM	DESCRIPCION DE CARGOS	TARIFA HORA	EQUIVALENTE CARGA PRESTACIONAL	TOTAL HORA DEVENGADO	EQUIVALENTE SALARIAL DIARIO	DIAS TRABAJADOS	TOTAL DEVENGADO EN FASE
Personal para montaje	Técnico Instrumentista	\$ 25.000	\$ 12.500	\$ 37.500	\$ 300.000	7	\$ 2.100.000
	Técnico Electricista	\$ 25.000	\$ 12.500	\$ 37.500	\$ 300.000	7	\$ 2.100.000
	Ingeniero de control y automatización	\$ 40.000	\$ 20.000	\$ 60.000	\$ 480.000	7	\$ 3.360.000
						<b>TOTAL COSTOS VARIABLES FASE DE MONTAJE</b>	<b>\$ 7.560.000</b>
Personal para arranque	Técnico Instrumentista	\$ 25.000	\$ 12.500	\$ 37.500	\$ 300.000	15	\$ 4.500.000
	Técnico Electricista	\$ 25.000	\$ 12.500	\$ 37.500	\$ 300.000	15	\$ 4.500.000
	Ingeniero de control y automatización	\$ 40.000	\$ 20.000	\$ 60.000	\$ 480.000	15	\$ 7.200.000
						<b>TOTAL COSTOS VARIABLES FASE DE ARRANQUE</b>	<b>\$ 16.200.000</b>
Personal para puesta en marcha	Técnico Instrumentista	\$ 25.000	\$ 12.500	\$ 37.500	\$ 300.000	4	\$ 1.200.000
	Ingeniero de control y automatización	\$ 40.000	\$ 20.000	\$ 60.000	\$ 480.000	4	\$ 1.920.000



						TOTAL COSTOS VARIABLES FASE DE PUESTA EN MARCHA	\$ 3.120.000
Personal para post-venta	Ingeniero de control y automatización	\$ 40.000	\$ 20.000	\$ 60.000	\$ 480.000	4	\$ 1.920.000
						TOTAL COSTOS VARIABLES FASE DE POST-VENTA	\$ 1.920.000
						COSTOS VARIABLES POR NÓMINA DE PRODUCCIÓN	\$ 28.800.000

## 8.4 GASTOS GENERALES

Tabla 25. Gastos generales mensuales

GASTOS GENERALES MENSUALES		
CONCEPTO	VALOR MENSUAL	PROMEDIO DIARIO
Papelería	\$ 100.000,00	\$ 3.333,33
Arriendo	\$ 1.000.000,00	\$ 33.333,33
Acueducto y alcantarillado	\$ 30.000,00	\$ 1.000,00
Energía eléctrica	\$ 80.000,00	\$ 2.666,67
Comunicaciones (Internet Banda Ancha 1000k + Voz ilimitada) - Incluye Web Hosting	\$ 80.000,00	\$ 2.666,67
Seguridad privada (Cuota vigilancia barrio)	\$ 50.000,00	\$ 1.666,67
Seguros (Incendio, Sustracción y hurto, Transporte de mercancía )	\$ 130.000,00	\$ 4.333,33
Gastos de representación y relaciones públicas	\$ 400.000,00	\$ 13.333,33
Comisiones, compensaciones por resultados	\$ 500.000,00	\$ 16.666,67
Productos para cafetería y aseo	\$ 40.000,00	\$ 1.333,33
Transporte (Automóvil alquilado), fletes y acarreo	\$ 700.000,00	\$ 23.333,33
Publicidad, propaganda y promoción	\$ 100.000,00	\$ 3.333,33
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 3.210.000,00</b>	<b>\$ 107.000,00</b>



## **8.5 GASTOS FINANCIEROS**

Para la constitución y puesta en marcha de la empresa no se tiene previsto realizar trámites bancarios con el objetivo de la consecución de fondos para la conformación del capital de la empresa; por tal motivo, no relacionaremos gastos financieros por éste motivo.



## 9. RENTABILIDAD DEL PROYECTO

### 9.1 DETERMINACIÓN DE COSTOS

Para obtener un valor calculado de los costos del proyecto durante la fase de ingeniería y de post-venta se deberán calcular los siguientes componentes:

#### **Costos Fijos:**

Como resultado del estudio técnico podemos determinar los costos fijos del proyecto a partir del listado de equipos, materiales e insumos que se requieren para la fase de ingeniería del proyecto (montaje, arranque y puesta en marcha). El listado detallado de dichos elementos ya se había mostrado anteriormente, así que únicamente nos limitaremos a mostrar la cifra global:

**Total de Costos Fijos = 144'436.414,62**

#### **Costos Variables:**

El cálculo de los costos variables se hace con base en el estudio organizacional realizado, donde se determina la cantidad y cualidades de las personas requeridas durante la fase de ingeniería y post-venta y en la programación de actividades y eventos para las fases de ingeniería y post-venta, donde se determina la duración de las actividades, responsables y costos por mano de obra, equipos y otros asociados. En otras palabras, estos costos tienen una connotación de duración en el tiempo, que para nuestro caso, están en función de la duración de las fases de ingeniería y post-venta. Para el cálculo de los mismos, se tuvieron en cuenta los siguientes componentes:

- *Costos variables derivados del personal contratado para las fases de montaje, arranque, puesta en marcha y post-venta:*



Tabla 26. Contribución a costos variables debido a Gastos por personal de producción

ITEM	DESCRIPCION DE CARGOS	TARIFA HORA	EQUIVALENTE CARGA PRESTACIONAL	TOTAL HORA DEVENGADO	EQUIVALENTE SALARIAL DIARIO	DIAS TRABAJADOS	TOTAL DEVENGADO EN FASE
Personal para montaje	Técnico Instrumentista	\$ 25.000	\$ 12.500	\$ 37.500	\$ 300.000	7	\$ 2.100.000
	Técnico Electricista	\$ 25.000	\$ 12.500	\$ 37.500	\$ 300.000	7	\$ 2.100.000
	Ingeniero de control y automatización	\$ 40.000	\$ 20.000	\$ 60.000	\$ 480.000	7	\$ 3.360.000
						<b>TOTAL COSTOS VARIABLES FASE DE MONTAJE</b>	<b>\$ 7.560.000</b>
Personal para arranque	Técnico Instrumentista	\$ 25.000	\$ 12.500	\$ 37.500	\$ 300.000	15	\$ 4.500.000
	Técnico Electricista	\$ 25.000	\$ 12.500	\$ 37.500	\$ 300.000	15	\$ 4.500.000
	Ingeniero de control y automatización	\$ 40.000	\$ 20.000	\$ 60.000	\$ 480.000	15	\$ 7.200.000
						<b>TOTAL COSTOS VARIABLES FASE DE ARRANQUE</b>	<b>\$ 16.200.000</b>
Personal para puesta en marcha	Técnico Instrumentista	\$ 25.000	\$ 12.500	\$ 37.500	\$ 300.000	4	\$ 1.200.000
	Ingeniero de control y automatización	\$ 40.000	\$ 20.000	\$ 60.000	\$ 480.000	4	\$ 1.920.000
						<b>TOTAL COSTOS VARIABLES FASE DE PUESTA EN MARCHA</b>	<b>\$ 3.120.000</b>
Personal para post-venta	Ingeniero de control y automatización	\$ 40.000	\$ 20.000	\$ 60.000	\$ 480.000	4	\$ 1.920.000
						<b>TOTAL COSTOS VARIABLES FASE DE POST-VENTA</b>	<b>\$ 1.920.000</b>
						<b>COSTOS VARIABLES POR NÓMINA DE PRODUCCIÓN</b>	<b>\$ 28.800.000</b>



- *Costos variables derivados de los gastos operacionales administrativos (gastos administrativos, gastos generales y gastos financieros), que se cargan al proyecto durante la fase de ingeniería (montaje, arranque, puesta en marcha y post-venta):*

Tabla 27. Contribución a costos variables debido a Gastos Generales

ITEM	CONCEPTO	VALOR MENSUAL	PROMEDIO DIARIO	DURACIÓN TOTAL FASES DE MONTAJE, ARRANQUE, PUESTA EN MARCHA Y POST-VENTA	CONTRIBUCIÓN A LAS FASES DE INGENIERÍA Y POST-VENTA
GASTOS GENERALES	Papelería	\$ 100.000,00	\$ 3.333,33	30	\$ 100.000,00
	Arriendo	\$ 1.000.000,00	\$ 33.333,33	30	\$ 1.000.000,00
	Acueducto y alcantarillado	\$ 30.000,00	\$ 1.000,00	30	\$ 30.000,00
	Energía eléctrica	\$ 80.000,00	\$ 2.666,67	30	\$ 80.000,00
	Comunicaciones (Internet Banda Ancha 1000k + Voz ilimitada) - Incluye Web Hosting	\$ 80.000,00	\$ 2.666,67	30	\$ 80.000,00
	Seguridad privada (Cuota vigilancia barrio)	\$ 50.000,00	\$ 1.666,67	30	\$ 50.000,00
	Seguros (Incendio, Sustracción y hurto, Transporte de mercancía )	\$ 130.000,00	\$ 4.333,33	30	\$ 130.000,00
	Gastos de representación y relaciones públicas	\$ 400.000,00	\$ 13.333,33	30	\$ 400.000,00
	Comisiones, compensaciones por resultados	\$ 500.000,00	\$ 16.666,67	30	\$ 500.000,00
	Productos para cafetería y aseo	\$ 40.000,00	\$ 1.333,33	30	\$ 40.000,00
	Transporte (Automóvil alquilado), fletes y acarreos	\$ 700.000,00	\$ 23.333,33	30	\$ 700.000,00
	Publicidad, propaganda y promoción	\$ 100.000,00	\$ 3.333,33	30	\$ 100.000,00
					<b>TOTAL GASTOS GENERALES DURANTE FASE DE INGENIERÍA Y POST-VENTA</b>



Tabla 28. Contribución a costos variables debido a Gastos Administrativos

ITEM	DESCRIPCIÓN DE CARGOS	SALARIO MENSUAL DEVENGADO	CARGA PRESTACIONAL MENSUAL	TOTAL MENSUAL	EQUIVALENTE SALARIAL DIARIO	DURACIÓN TOTAL FASES DE MONTAJE, ARRANQUE, PUESTA EN MARCHA Y POST-VENTA	CONTRIBUCIÓN A LAS FASES DE INGENIERÍA Y POST-VENTA
OVERHEAD ADMINISTRATIVO	Gerente General	\$ 3.500.000	\$ 1.750.000	\$ 5.250.000	\$ 175.000	30	\$ 5.250.000
	Supervisor de Operaciones	\$ 3.000.000	\$ 1.500.000	\$ 4.500.000	\$ 150.000	30	\$ 4.500.000
	Profesional en contabilidad, nómina y recursos humanos	\$ 2.000.000	\$ 1.000.000	\$ 3.000.000	\$ 100.000	30	\$ 3.000.000
	Asistente de Compras	\$ 1.500.000	\$ 750.000	\$ 2.250.000	\$ 75.000	30	\$ 2.250.000
	Ingeniero de Diseño Sénior	\$ 3.000.000	\$ 1.500.000	\$ 4.500.000	\$ 150.000	30	\$ 4.500.000
	Supervisor Profesional de Marketing y Negocios	\$ 2.000.000	\$ 1.000.000	\$ 3.000.000	\$ 100.000	30	\$ 3.000.000
	Secretaría Administrativa	\$ 950.000	\$ 475.000	\$ 1.425.000	\$ 47.500	30	\$ 1.425.000
						<b>TOTAL GASTOS ADMINISTRATIVOS DURANTE FASE DE INGENIERIA Y POST-VENTA</b>	<b>\$ 23.925.000</b>

A partir de los totales anteriormente relacionados, es posible calcular los costos variables totales del proyecto durante la ingeniería y post-venta:

$$\text{Total Costos Variables} = \text{Gastos por personal para producción} + \text{Gastos generales} + \text{Gastos Administrativos}$$

$$\text{Total Costos Variables} = \$ 28'800.000 + \$ 3'210.000 + 23'925.000$$

$$\text{Total Costos Variables} = \$ 55'935.000$$



Finalmente; a partir de los valores correspondientes a los costos fijos y costos variables totales durante las fases de ingeniería y post-venta, es posible determinar el monto total de costos:

$$\text{Total Costos} = \text{Costos Fijos} + \text{Total Costos Variables}$$

$$\text{Total Costos} = \$ 144'436.414,62 + \$ 55'935.000$$

$$\text{Total Costos} = \$ 200'371.414,62$$

## 9.2 FIJACIÓN DE LA UTILIDAD

El porcentaje de utilidad o de rentabilidad fijado para la ejecución del proyecto de automatización aquí planteado, se estableció según se mencionó al inicio de éste trabajo en el 35%. A partir de ésta cifra y una vez calculado el monto total de costos previstos para la fase de ingeniería y post-venta del proyecto, se puede determinar el valor total de la utilidad esperada:

$$\text{Utilidad} = 0,35 * [200'371.414,62] = 70'129.995,12$$

$$\text{Utilidad} = 70'129.995,12$$

## 9.3 DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE VENTA

A partir de la siguiente fórmula, podemos establecer fácilmente el precio de venta de nuestro proyecto:

$$\text{Utilidad} = \text{Precio de Venta} - \text{Costos}$$

Despejando de la ecuación anterior, el factor precio de venta se tiene que:

$$\text{Precio de Venta} = \text{Utilidad} + \text{Costos}$$

Ahora a partir de los valores previamente calculados, se puede determinar el valor que se asignará como precio de venta de nuestro producto:

$$\text{Precio de Venta} = \$ 70'129.995,12 + \$ 200'371.414,62$$

$$\text{Precio de Venta} = 270'501.409,74$$



## 10. VALORIZACIÓN DEL PROYECTO

### 10.1 GASTOS PREOPERATIVOS

Tabla 29. Gastos preoperativos

ITEM	CONCEPTO	VALOR
GASTOS LEGALES	Registro mercantil. Impuesto de registro y estampillas y Cámara de Comercio (*)	\$ 14.119.500,00
<b>TOTAL GASTOS LEGALES</b>		<b>\$ 14.119.500,00</b>
ADECUACIONES E INSTALACIONES	Instalaciones eléctricas	\$ 200.000,00
	Arreglos ornamentales	\$ 130.000,00
	Reparaciones locativas	\$ 400.000,00
	Pintura para oficinas	\$ 500.000,00
	Cortinas	\$ 150.000,00
	Lámparas decorativas	\$ 120.000,00
<b>TOTAL ADECUACIONES E INSTALACIONES</b>		<b>\$ 1.500.000,00</b>
OTROS GASTOS	Gastos de representación	\$ 300.000,00
	Otros	\$ 100.000,00
<b>TOTAL OTROS GASTOS</b>		<b>\$ 400.000,00</b>
INAURURACION	Portafolios de servicios impresos para distribución en empresas - Publicidad Inicial	\$ 900.000,00
	Invitación a cena de gerentes de empresas del sector industrial	\$ 3.000.000,00
<b>TOTAL INAUGURACIÓN</b>		<b>\$ 3.900.000,00</b>
<b>TOAL GASTOS PRE-OPERATIVOS</b>		<b>\$ 19.919.500,00</b>

(\*) Impuesto calculado para un capital de Trabajo de \$ 600.000.000

Fuente: Cámara de Comercio de Neiva

### 10.2 ACTIVOS

#### 10.2.1 MUEBLES Y ENSERES



Tabla 30. Listado de muebles, enseres y equipos de oficina

MUEBLES, ENSERES Y EQUIPOS DE OFICINA				
DESCRIPCIÓN	MODELO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Sillas para recepción	---	2	\$ 55.000,00	\$ 110.000,00
Bibliotecas modulares	---	1	\$ 600.000,00	\$ 600.000,00
Sillas tipo gerencial	---	7	\$ 160.000,00	\$ 1.120.000,00
Módulos para oficina	---	4	\$ 500.000,00	\$ 2.000.000,00
Dispensador de agua	---	1	\$ 250.000,00	\$ 250.000,00
Cafetera	---	1	\$ 50.000,00	\$ 50.000,00
Mesa pequeña recepción	---	1	\$ 80.000,00	\$ 80.000,00
Módulo para recepción	---	1	\$ 300.000,00	\$ 300.000,00
Impresora Multifuncional Hp Officejet Pro L7580 Color	---	1	\$ 675.000,00	\$ 675.000,00
Fax	---	1	\$ 300.000,00	\$ 300.000,00
Router Inalámbrico Linksys WRT45G	---	1	\$ 110.000,00	\$ 110.000,00
Computadores Portátiles Dell Inspiron	---	7	\$ 1.300.000,00	\$ 9.100.000,00
TOTAL				\$ 14.695.000,00

## 10.2.2 MAQUINARIA Y EQUIPOS

Tabla 31. Listado de maquinaria y equipos para producción

MAQUINARIA Y EQUIPOS				
DESCRIPCIÓN	MODELO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Power supply/charger for the 375 Field Communicator	00375-0003-0011	1	\$ 637.778,41	\$ 637.778,41
Lead Set with Connectors Emerson 375 375 Field Communicator	00375-0004-0001	1	\$ 254.384,55	\$ 254.384,55
Field Communicator, HART and FOUNDATION fieldbus, Rechargeable NiMH Battery Pack, English, CENELEC / ATEX, FM, CSA Intrinsically Safe, Spare Rechargeable NiMH Battery Pack	375FR9EKL9B	1	\$ 13.853.976,41	\$ 13.853.976,41
Computadores portátiles	Dell Inspiron 1520	1	\$ 1.600.000,00	\$ 1.600.000,00
Multicalibrador de procesos (funcion de generación tension DC 24V)	Fluke 789	1	\$ 1.700.000,00	\$ 1.700.000,00
Regulador de presión de 1 / 4 ' con manometro Hopex	---	1	\$ 17.500,00	\$ 17.500,00
Manometro con glicerina de 2.1 / 2 ' hasta 100Lb 1 / 4 ' npt Astro	---	1	\$ 31.800,00	\$ 31.800,00
TOTAL				\$ 18.095.439,37

## 10.2.3 HERRAMIENTAS



Tabla 32. Listado de herramientas para producción

HERRAMIENTAS				
DESCRIPCIÓN	MODELO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Stanley® Heavy Duty Pipe Cutter (02802) - Corta Tubing	---	1	\$ 169.565,47	\$ 169.565,47
Caja con juego de llaves, metro, alicates, probador de fase, etc	---	1	\$ 300.000,00	\$ 300.000,00
Arnés y equipo de trabajo en alturas	---	1	\$ 300.000,00	\$ 300.000,00
Guantes de carnaza reforzados (pares)	---	4	\$ 6.300,00	\$ 25.200,00
Guantes de vaqueta tipo ingeniero (pares)	---	4	\$ 7.100,00	\$ 28.400,00
Juego de destornilladores	---	1	\$ 20.000,00	\$ 20.000,00
Dobladora de tubing	---	1	\$ 150.000,00	\$ 150.000,00
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 993.165,47</b>

## 10.2.4 SOFTWARE

Tabla 33. Listado de licencias de software

SOFTWARE				
DESCRIPCIÓN	MODELO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Autocad P&ID 2008		1	\$ 3.840.000,00	\$ 3.840.000,00
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 3.840.000,00</b>

## 10.3 CALCULO DEL PUNTO DE EQUILIBRIO

Tabla 34. Cálculo del punto de equilibrio

* Costo de Venta (No son ventas full)		
Costo de Inventario	Mano de obra de Producción	Total Costo de Venta
\$ 72.218.207,31	\$ 28.800.000,00	\$ 101.018.207,31
* Gastos Administrativos (Mano de Obra de Administración)		\$ 23.925.000,00
*Gastos Generales		\$ 3.210.000,00
* Gastos financieros		\$ 0,00
<b>VALOR DEL PUNTO DE EQUILIBRIO</b>		<b>\$ 128.153.207,31</b>



#### 10.4 CAPITAL PARA PUESTA EN MARCHA

El capital para puesta en marcha del proyecto durante las fases de ingeniería y de post-venta, es un factor importante que puede calcularse indirectamente a través del punto de equilibrio. Para el cálculo de éste último, se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- Nómina de operación: Valor correspondiente al gasto administrativo
- Nómina de producción: Valor correspondiente al costo de venta o gasto en nómina de personal operativo
- Inventario consumido: Valor correspondiente a los bienes que se le entregan al cliente
- Gastos generales: Valor correspondiente a servicios públicos, arriendos, alquileres, para el normal desarrollo de las operaciones.

La suma de todos estos factores corresponderá al punto de equilibrio, que corresponde a aquel nivel de operaciones en el que los ingresos son iguales en importe a sus correspondientes en gastos y costos.

Como el valor del punto de equilibrio ya se tiene calculado, y además se tiene estimado un tiempo para alcanzar dicho punto de 6 meses, se puede calcular el capital para la puesta en marcha a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Capital para puesta en marcha} = (\text{Valor del punto de equilibrio}) * (\text{Te}) / 2$$

Donde Te = Tiempo estimado para alcanzar el punto de equilibrio.

A partir de la ecuación anterior, se tiene:

$$\text{Capital para puesta en marcha} = (\$ 128'153.207,31) * (6) / 2$$

Donde:

$$\text{Capital para puesta en marcha} = \$ 384'459.621,93$$



### 10.5 BALANCE DE INICIO (FORMATO TIPO BALANCE)

Tabla 35. Formato tipo balance

ACTIVOS CORRIENTES	* Caja y bancos (Gastos preoperativos)	\$ 19.919.500,00	PASIVOS	---	\$ 0,00
	* Inversiones Temporales (Capital para puesta en marcha)	\$ 384.459.621,93			
	* Inventarios (Insumos/Productos)	\$ 144.436.414,62			
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>\$ 548.815.536,55</b>	<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>\$ 0,00</b>
ACTIVOS FIJOS	* Muebles, Enseres y Equipos de Oficina	\$ 14.695.000,00	CAPITAL	APORTE DE LOS SOCIOS	\$ 600.000.000,00
	* Maquinaria y Equipos	\$ 18.095.439,37			
	* Vehículos	\$ 0,00			
	* Oficinas y Locales	\$ 0,00			
	* Herramientas	\$ 993.165,47			
	* Software	\$ 3.840.000,00			
	* Entrenamiento	\$ 0,00			
<b>TOTAL ACTIVOS FIJOS</b>		<b>\$ 37.623.604,84</b>	<b>TOTAL APORTES SOCIOS</b>		<b>\$ 600.000.000,00</b>
<b>TOTAL ACTIVOS = ACTIVOS CORRIENTES + ACTIVOS FIJOS</b>		<b>\$ 586.439.141,39</b>	<b>TOTAL PASIVOS + CAPITAL</b>		<b>\$ 600.000.000,00</b>

### 10.6 ESTADO DE RESULTADOS (P y G)

Tabla 36. Estado de resultados P y G

INGRESOS TOTALES			\$ 237.294.491,54
* Costo de Venta			
Costo de Inventario	Mano de obra de Producción	Total Costo de Venta	
\$ 144.436.414,62	\$ 28.800.000,00	\$ 173.236.414,62	
UTILIDAD BRUTA			\$ 64.058.076,92
* Gastos Administrativos (Mano de Obra de Administración)			\$ 23.925.000,00
*Gastos Generales			\$ 3.210.000,00
* Gastos financieros			\$ 0,00
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS			\$ 36.923.076,92
* Impuestos (35%)			\$ 12.923.076,92



UTILIDAD OPERACIONAL	\$ 24.000.000,00
----------------------	------------------

### 10.7 VALOR DE LA INVERSIÓN TOTAL

El cálculo del monto total de la inversión requerida para la conformación de la empresa se hace con base en la suma de los gastos preoperativos, el valor de los activos y del capital para puesta en marcha:

Valor total de la inversión = Gastos preoperativos + Activos + Capital para puesta en marcha

Valor total de la inversión = \$ 19'919.500 + \$ 37'623.604,84 + \$ 384'459.621,93

**Valor total de la inversión = \$ 442'002.726,77**

### 10.8 RENTABILIDAD COMPARATIVA DEL PROYECTO

Aporte de los socios = \$ 600'000.000


Utilidad Operacional = \$ 24'000.000

Porcentaje de rentabilidad =  $[\$ 24'000.000] / [\$ 600'000.000] * 100$

**Porcentaje de rentabilidad = 4% mensual**

O lo que es equivalente;

**Porcentaje de rentabilidad = 48% anual**

	<b>DIRECCIÓN DE ABASTECIMIENTO DE BIENES Y SERVICIOS</b> <b>Coordinación de Gestión de Proveedores</b>	<b>ECP- DAB-D-17</b>	
	<b>Directrices de Responsabilidad Social Empresarial en la contratación y subcontratación</b>	<b>Fecha aprobación:</b> <b>23/12/2008</b>	
		<b>Versión: 1</b>	<b>Pág.: 1 de 9</b>

### RELACIÓN DE VERSIONES


VERSIÓN	DESCRIPCIÓN	FECHA
1	Emisión del documento.	23/12/2008
ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ
<p>Original Firmado DIEGO ALEXANDER MARTINEZ BAHAMON Profesional Gestión de Proveedores</p>	<p>Original Firmado MARIA ISABEL CAMERO DUQUE Coordinadora Gestión de Proveedores</p> <p>Original Firmado JAIME PINEDA A. PINEDA DURAN Unidad de Asesoría Legal en Abastecimiento, Tecnología y Servicios</p> <p>Original Firmado ANDRES PAVIA PEDRAZA Director HSE y Gestión Social</p> <p>Original Firmado MARCELA FAJARDO Jefe Unidad de Responsabilidad Social Empresarial (e)</p>	<p>Original Firmado JAVIER GENARO GUTIERREZ P. Presidente Ecopetrol S.A.</p> <p>Original Firmado OSCAR ALFREDO VILLADIEGO Vicepresidente de Servicios y Tecnología</p> <p>AYDE MARY RAMIREZ TELLO Directora de Abastecimiento de Bienes y Servicios</p>

	<b>DIRECCIÓN DE ABASTECIMIENTO DE BIENES Y SERVICIOS</b> <b>Coordinación de Gestión de Proveedores</b>	<b>ECP- DAB-D-17</b>	
	<b>Directrices de Responsabilidad Social Empresarial en la contratación y subcontratación</b>	<b>Fecha aprobación:</b> <b>23/12/2008</b>	
		<b>Versión: 1</b>	<b>Pág.: 2 de 9</b>

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>1. OBJETO.....</b>	<b>3</b>
<b>2. ALCANCE .....</b>	<b>3</b>
<b>3. GLOSARIO .....</b>	<b>3</b>
<b>4. DOCUMENTOS DEROGADOS .....</b>	<b>4</b>
<b>5. REFERENCIAS NORMATIVA.....</b>	<b>4</b>
<b>6. CONDICIONES GENERALES.....</b>	<b>4</b>
<b>7. DESARROLLO .....</b>	<b>5</b>
<b>8. REGISTROS.....</b>	<b>8</b>
<b>9. CONTINGENCIAS .....</b>	<b>8</b>
<b>10. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>9</b>
<b>11. ANEXO .....</b>	<b>9</b>

COPIA NO CONTROLADA

	<b>DIRECCIÓN DE ABASTECIMIENTO DE BIENES Y SERVICIOS</b> <b>Coordinación de Gestión de Proveedores</b>	<b>ECP- DAB-D-17</b>	
	<b>Directrices de Responsabilidad Social Empresarial en la contratación y subcontratación</b>	<b>Fecha aprobación:</b> <b>23/12/2008</b>	
		<b>Versión: 1</b>	<b>Pág.: 3 de 9</b>

## 1. OBJETO


Asegurar que los Contratistas y Subcontratistas apliquen la Política de Responsabilidad Social Empresarial de ECOPEPETROL, así como establecer el procedimiento para el control y seguimiento de la subcontratación por parte de los Gestores Administrativos de contratos.

## 2. ALCANCE

Aplica a todos los intervinientes en la cadena de abastecimiento de ECOPEPETROL S.A. (en adelante ECOPEPETROL), incluidos los Contratistas y los Subcontratistas.

## 3. GLOSARIO

- **Área de Influencia:** Corresponde al municipio, corregimiento o su equivalente, donde ECOPEPETROL, para el cumplimiento de su objeto social y con la colaboración de un Contratista, realiza una obra, servicio o recibe un bien.
- **Contratista (Proveedor):** Persona natural o jurídica que se obliga a proveer bienes o servicios a ECOPEPETROL, a través de un contrato.
- **Comunidad:** Son las personas que habitan en las Áreas de Influencia.
- **DPS:** Documentos del Proceso de Selección del Contratista (Pliego de Condiciones, Términos de Referencia, Invitación, Solicitud de Cotización, u otros).
- **Empleo Regional y Local:** Se refiere a los contratos de trabajo que se celebran con integrantes de la Comunidad.
- **Mano de Obra no Calificada:** Es el trabajo de actividades sencillas y repetitivas; principalmente de carácter físico, ejecutado por personas que por lo general, tienen un mínimo de educación permisible según la Clasificación Nacional de Ocupaciones, SENA; exigen un alto nivel de subordinación; la experiencia laboral no es estrictamente requerida.
- **Mano de Obra Calificada:** Es el trabajo que combina actividades intelectuales y físicas con cierta complejidad y grado de autonomía, cuentan con experiencia, formación y/o cursos de capacitación y entrenamiento.
- **Responsabilidad Social Empresarial:** Es el conjunto de prácticas, principios y valores que implican un compromiso de ECOPEPETROL en tener un comportamiento ético y contribuir al desarrollo y calidad de vida de sus grupos de interés.

	<b>DIRECCIÓN DE ABASTECIMIENTO DE BIENES Y SERVICIOS</b> <b>Coordinación de Gestión de Proveedores</b>	<b>ECP- DAB-D-17</b>	
	<b>Directrices de Responsabilidad Social Empresarial en la contratación y subcontratación</b>	<b>Fecha aprobación:</b> <b>23/12/2008</b>	
		<b>Versión: 1</b>	<b>Pág.: 4 de 9</b>

- **Servicio Público de Empleo del SENA (SPE):** Plataforma (base de datos) creada por el SENA, para registrar a nivel nacional a todas las personas (mano de obra calificada o no calificada) aptas para trabajar, que reporten en la misma su experiencia y nivel de formación. Las especialidades u oficios de los inscritos son clasificados con base en el Censo Nacional de Ocupaciones (CNO).
- **Subcontratista:** Persona natural o jurídica que provee bienes o servicios al Contratista, durante la ejecución del objeto contratado por ECOPETROL.
- **Técnicos y Tecnólogos:** Son personas que realizan actividades por lo general variadas, demandan responsabilidad de supervisión, un apreciable grado de autonomía y juicio evaluativo; se requiere generalmente de estudios técnicos y/o tecnológicos, según la Clasificación Nacional de Ocupaciones, SENA.

#### 4. DOCUMENTOS DEROGADOS

No Aplica.

#### 5. REFERENCIAS NORMATIVA

Ley 905 de 2004 (Ley Pymes)

Política de Abastecimiento de ECOPETROL S.A.

Código del Buen Gobierno de ECOPETROL S.A.

Estatutos de ECOPETROL S.A.

Manual de Contratación de ECOPETROL S.A.

Manual para la Administración y Gestión de Contratos (ECP-DAB-M-03)

Instructivo ECP-DAB-P-32 – Procedimiento de Gestión de Contratistas.


Directriz ECP-DRI-G-005 – Directrices para el Desarrollo de la Gestión Social en ECOPETROL S.A.

#### 6. CONDICIONES GENERALES

El Código de Buen Gobierno de ECOPETROL tiene por objeto generar competitividad, preservar, mantener y promulgar la integridad y la ética empresarial, asegurar la confianza de los accionistas e inversionistas en la gestión de la Sociedad, el cumplimiento de los compromisos con sus grupos de interés y el conocimiento de su gestión.

El Código de Buen Gobierno de la Sociedad, con criterio de Responsabilidad Social Empresarial, reconoce los derechos de los diferentes grupos de interés en un marco de integridad con las comunidades vecinas.

Conforme a lo anterior, ECOPETROL contribuye con su gestión social en las localidades y regiones de especial interés, promoviendo la vinculación laboral de la

	<b>DIRECCIÓN DE ABASTECIMIENTO DE BIENES Y SERVICIOS</b> <b>Coordinación de Gestión de Proveedores</b>	<b>ECP- DAB-D-17</b>	
	<b>Directrices de Responsabilidad Social Empresarial en la contratación y subcontratación</b>	<b>Fecha aprobación:</b> <b>23/12/2008</b>	
		<b>Versión: 1</b>	<b>Pág.: 5 de 9</b>

mano de obra allí existente, y propiciando un crecimiento sostenible en la comunidad.

A su vez, la Política de Abastecimiento de ECOPEOTROL tiene como propósito la satisfacción de las necesidades de bienes y servicios de la Sociedad, asegurando competitividad, eficiencia y oportunidad, y generando una relación comercial ganadora con los Proveedores, en la que uno de los criterios de mejor negocio es el cumplimiento de principios y conductas de Responsabilidad Social Empresarial, que promueven el desarrollo sostenible de Proveedores y la participación de la industria nacional.

Siendo los Proveedores y Contratistas uno de los grupos de interés de ECOPEOTROL, se incorporan estas directrices, que pretenden desarrollar una interacción comercial y laboral armónica con las comunidades y los empresarios de las localidades y regiones donde se ejecutan las actividades contratadas que conllevan vinculación de mano de obra.

## **7. DESARROLLO**

### **7.1 Abastecimiento de Bienes y Servicios a través de subcontratación previamente aprobada por ECOPEOTROL**

Sin perjuicio de la autonomía técnica y administrativa del Contratista, bajo criterios de competitividad, calidad, precio y disponibilidad, aquél procurará celebrar la subcontratación que le sea aprobada por ECOPEOTROL, con Proveedores del Área de Influencia.

Así mismo, el Contratista se obliga a cumplir permanentemente todas las obligaciones adquiridas con sus Subcontratistas, y a responder por la contraprestación pactada en los subcontratos respectivos.

### **7.2 Control y seguimiento de subcontratistas en los contratos celebrados por ECOPEOTROL**

Durante el plazo de ejecución del contrato y conforme a las reglas previstas en el mismo, el Administrador revisará y aprobará o improbará la subcontratación. Los Subcontratistas, al igual que los Contratistas, deben tener la capacidad legal, técnica, administrativa y financiera adecuada para ejecutar a satisfacción las labores subcontratadas.

Aprobada la subcontratación, el Gestor Administrativo exigirá al Contratista un documento donde quede registrado el subcontrato (contrato, orden de compra, orden de servicio, u otro documento que consigne el acuerdo) celebrado entre el Contratista y el Subcontratista, el cual se deberá archivar en el expediente de ejecución del Contrato; de otra parte, llevará un control mensual de la ejecución del

	<b>DIRECCIÓN DE ABASTECIMIENTO DE BIENES Y SERVICIOS</b> <b>Coordinación de Gestión de Proveedores</b>	<b>ECP- DAB-D-17</b>	
	<b>Directrices de Responsabilidad Social Empresarial en la contratación y subcontratación</b>	<b>Fecha aprobación:</b> <b>23/12/2008</b>	
		<b>Versión: 1</b>	<b>Pág.: 6 de 9</b>

subcontrato, según formato de control de subcontratación (Ver Anexo); dicho formato debe ser diligenciado por el Contratista y entregado al Gestor Administrativo.

El formato aludido, debidamente diligenciado, hará parte de los soportes de ejecución del contrato; por tal motivo, debe ser archivado en el expediente del mismo; su no entrega será considerada como un incumplimiento contractual según la cláusula de Cesión y Subcontratación y, además, como una falla administrativa del Contratista que podrá afectar su evaluación de desempeño.

Los Subcontratistas podrán también reportar a ECOPEPETROL, a través de la oficina de participación ciudadana o directamente al Administrador o al Gestor Administrativo, que están suministrando bienes o realizando trabajos o servicios a favor de Contratistas, con ocasión de contratos celebrados con ECOPEPETROL. En tal evento, el Gestor Administrativo verificará que dicha subcontratación haya surtido el trámite correspondiente, y en caso negativo recomendará la imposición de las sanciones pactadas.

### **7.3 Paz y Salvo de Subcontratistas y certificados de experiencia contractual**


Durante la vigencia del contrato, el Gestor Administrativo solicitará al Contratista, como soporte para el pago de las facturas parciales y finales, paz y salvo de aquellos subcontratistas registrados en el formato de control de la subcontratación (ver Anexo).

Si el Contratista no acredita que se encuentra en situación de paz y salvo con sus Subcontratistas, el Gestor Administrativo informará de tal situación al Administrador, quien podrá, previa verificación de la inexistencia de embargos judiciales y en tanto esta facultad se hubiere pactado de manera expresa en el contrato, descontar el valor adeudado por el Contratista a sus Subcontratistas a fin de girarlo directamente a éstos, de conformidad con los soportes demostrativos (de la deuda y su valor) correspondientes; lo anterior, sin perjuicio de aplicar las sanciones previstas en el contrato.

Se obrará en idéntica forma durante la etapa de liquidación del contrato.

El Contratista deberá entregar al Gestor Administrativo copia de los certificados de experiencia contractual expedidos a los Subcontratistas, en los cuales se identifiquen las partes, el objeto, el valor, la duración y lugar de ejecución de las labores realizadas a través del subcontrato.

### **7.4 Paz y Salvos de Propietarios de Predios**

	<b>DIRECCIÓN DE ABASTECIMIENTO DE BIENES Y SERVICIOS</b> <b>Coordinación de Gestión de Proveedores</b>	<b>ECP- DAB-D-17</b>	
	<b>Directrices de Responsabilidad Social Empresarial en la contratación y subcontratación</b>	<b>Fecha aprobación:</b> <b>23/12/2008</b>	
		<b>Versión: 1</b>	<b>Pág.: 7 de 9</b>

Cuando la ejecución del Contrato implique ejecutar trabajos en inmuebles de terceros, el Contratista se obliga a entregar al Gestor Administrativo, paz y salvo firmado por el propietario, poseedor o tenedor del inmueble, en el cual conste que no ha causado daños en el mismo que deban ser indemnizados.

En caso de que el Contratista no acredite que se encuentra en situación de paz y salvo con el tercero, el Gestor Administrativo informará de tal situación al Administrador, quien podrá, previa verificación de la inexistencia de embargos judiciales y en tanto esta facultad se hubiere pactado de manera expresa en el contrato, descontar el valor acreditado que el Contratista adeudare al tercero, a fin de girarlo directamente a éste; lo anterior, sin perjuicio de aplicar las sanciones previstas en el contrato.

### **7.5 Evaluación de Contratistas**


La evaluación de contratistas se efectúa conforme al Procedimiento de Gestión de Contratistas vigente, que incluye la medición del criterio de Responsabilidad Social Empresarial.

### **7.6 Empleo Regional, Local y Práctica RSE**

El Contratista y sus Subcontratistas procurarán seleccionar, entre la Comunidad del Área de Influencia, el cien por ciento (100%) de la Mano de Obra no Calificada requerida para ejecutar el Contrato; lo anterior, en tanto dicha mano de obra exista y esté disponible. En todos los casos se deberá cumplir las condiciones de capacidad e idoneidad que ECOPETROL y el Contratista hayan pactado en el contrato para el respectivo cargo. Dentro de este mismo contexto y con sujeción a la disponibilidad e idoneidad, se procurará la vinculación de la Mano de Obra Calificada, Profesional, Técnica y Tecnóloga requerida.

La selección del personal requerido por el Contratista y los Subcontratistas para la ejecución del contrato, será a través del Servicio Público de Empleo del SENA - SPE; para el efecto, el empleador (el Contratista o el Subcontratista) deberá registrarse en dicha Entidad.

Luego el Contratista o Subcontratista entregará al SENA: (i) el número de trabajadores que requiere; (ii) especificando el perfil o especialidad; (iii) el tiempo de experiencia y (iv) el nivel de formación exigido para proveer los diferentes cargos. El SPE se encargará de publicar la información sobre la vacante o vacantes respectivas en la página web [www.colombianostrabajando.sena.edu.co](http://www.colombianostrabajando.sena.edu.co) y, posteriormente le suministrará al Contratista o Subcontratista, en un término no mayor de 6 días hábiles, el listado de las personas que se postularon a la vacante o vacantes. El Contratista o Subcontratista tramitará el respectivo proceso de selección con base en dicho listado. Finalmente, el Contratista o el Subcontratista informarán al SENA cuántos y cuáles de los trabajadores postulados en el SPE

	<b>DIRECCIÓN DE ABASTECIMIENTO DE BIENES Y SERVICIOS</b> <b>Coordinación de Gestión de Proveedores</b>	<b>ECP- DAB-D-17</b>	
	<b>Directrices de Responsabilidad Social Empresarial en la contratación y subcontratación</b>	<b>Fecha aprobación:</b> <b>23/12/2008</b>	
		<b>Versión: 1</b>	<b>Pág.: 8 de 9</b>

fueron contratados. En caso que el SPE tenga modificaciones producto de procesos de mejoramiento, estos serán acogidos por los Contratistas y los Subcontratistas.

El procedimiento descrito en el párrafo anterior se aplicará como regla general; excepcionalmente cuando por razones de operación del contrato o vencimiento de plazos sea improcedente la aplicación de dicho procedimiento, el Contratista podrá buscar otros medios para seleccionar su personal; de las razones que hagan no viable la selección por SPE se dejará constancia documental.

Adicionalmente, se considera como una buena práctica de Responsabilidad Social Empresarial, que el Contratista vincule a personas discapacitadas del Área de Influencia, y/o madres cabezas de familia, dentro de la Mano de Obra Calificada y no Calificada requerida para ejecutar el contrato. En todos los casos se deberá cumplir las condiciones de capacidad e idoneidad que ECOPEPETROL y el Contratista hayan pactado en el contrato para el respectivo cargo.

### **7.7 Responsabilidad Ambiental y Social**

El Contratista y sus Subcontratistas deben asegurar e implementar políticas y estrategias de responsabilidad ambiental en las Áreas de Influencia; adicionalmente, debe reportar al Gestor Administrativo o a quien tenga sus funciones, los incidentes ambientales o novedades que puedan afectar su imagen y/o la de ECOPEPETROL.

También, el Contratista y sus Subcontratistas procurarán implementar prácticas de Responsabilidad Social Empresarial en el Área de Influencia, como por ejemplo: inversión social comunitaria, educativa, de infraestructura, entre otras.

El Contratista y sus Subcontratistas deben responder por todos los daños materiales que genere en el Área de Influencia, durante la ejecución de los contratos, tales como: daños a las vías y a la infraestructura, salvo cuando expresamente se haya acordado la asunción de los mismos por parte de ECOPEPETROL.


### **7.8 Presentación de Propuestas**

En la Carta de Presentación de la propuesta o en cualquier otro acápite de la oferta, el Proponente debe manifestar que conoce y acepta las condiciones contenidas en este documento, el cual comprende también el respeto y cumplimiento del Código de Buen Gobierno y las Políticas de Responsabilidad Integral de ECOPEPETROL.

## **8. REGISTROS**

Formato de control de subcontratación.

## **9. CONTINGENCIAS**

	<b>DIRECCIÓN DE ABASTECIMIENTO DE BIENES Y SERVICIOS</b> <b>Coordinación de Gestión de Proveedores</b>	<b>ECP- DAB-D-17</b>	
	<b>Directrices de Responsabilidad Social Empresarial en la contratación y subcontratación</b>	<b>Fecha aprobación:</b> <b>23/12/2008</b>	
		<b>Versión: 1</b>	<b>Pág.: 9 de 9</b>

No Aplica

## 10. BIBLIOGRAFÍA

No Aplica

## 11. ANEXO

No.	Título
	FORMATO DE CONTROL SUBCONTRATISTAS

Para mayor información sobre este documento dirigirse a quien lo elaboró, en nombre de la dependencia responsable:

Diego Alexander Martinez Bahamón  
 Tel: 2344057 - Ext. 41813  
 Coordinación Gestión de Proveedores

COPIA NO CONTROLADA

