

**PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA PARA ESTANDARIZACIÓN DE  
PROCESOS DE OPERCIÓN EN LA BATERÍA MONAL, CAMPO SAN  
FRANCISCO ECOPETROL S.A**

**DIEGO ANDRÉS BLANCO PINTO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA PARA ESTANDARIZACIÓN DE  
PROCESOS DE OPERCIÓN EN LA BATERÍA MONAL, CAMPO SAN  
FRANCISCO ECOPETROL S.A**

**DIEGO ANDRÉS BLANCO PINTO**

**Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Producción de  
Hidrocarburos**

**DIRECTOR:**

**SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO**  
**Ingeniero de Petóleos**  
**Coordinador Posgrado Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**  
**FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO-QUIMICAS**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**  
**ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**  
**BUCARAMANGA**

**2016**

## DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS

*A mi padre que siempre me enseñó que a pesar de las adversidades siempre se encontraran soluciones a cualquier tipo de inconveniente.*

*A mi madre, mujer luchadora que me mostro que rendirse nunca es una opción, siempre se debe seguir adelante con esfuerzo, dedicación y disciplina.*

*A mi hijo que es mi motor, el que me da todas las fuerzas para continuar creciendo integralmente.*

*A los compañeros y supervisores de la empresa, que sacrificaron días y tiempo para poder cumplir con todas las clases y así contribuir con mi crecimiento profesional.*

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	21
1. DESCRIPCIÓN GENERAL .....	22
1.1. LA HISTORIA DE LA ESTANDARIZACIÓN .....	22
2. SISTEMAS DE RECEPCIÓN DE CRUDO .....	26
2.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO .....	27
2.2. ORDEN DE RECEPCIÓN TÍPICA PARA UN POZO .....	29
2.3. ALISTAMIENTO DE PRUEBAS Y CHEQUEOS .....	29
2.4. ACCESORIOS E INSTRUMENTOS UTILIZADOS EN OPERACIÓN .....	30
3. SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS .....	32
3.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA .....	32
3.2. ROMPEDOR DE EMULSION .....	33
3.3. INHIBIDOR DE CORROSION .....	34
3.4. DISPERSANTE DE PARAFINA .....	34
3.5. ROMPEDOR DE EMULSION INVERSO .....	35
3.6. ANTIESPUMANTE .....	36
3.7. BIOCIDA .....	36
3.8. ALISTAMIENTO DEL SISTEMA DE INYECCIÓN .....	38
3.9. MONITOREO MANUAL DE LA OPERACIÓN DE INYECCION .....	39
3.10. COMPONENTES DEL SISTEMA .....	40
4. SISTEMA DE SEPARACIÓN .....	42
4.1. INFORMACION TECNICA .....	42
4.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO .....	45
4.3. PRUEBA DE POZOS .....	47
4.4. MONITOREO MANUAL DE LA OPERACION .....	50

4.5.	ACCESORIOS E INSTRUMENTACIÓN DE LOS SEPARADORES .....	50
5.	SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO.....	54
5.1.	INFORMACIÓN TÉCNICA .....	54
5.2.	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	56
5.2.1.	Bota de gas (M-ABD-101/102) .....	57
5.2.2.	Gun Barrel (M-ABK-101/102) .....	58
5.2.2.1.	Sonda de control de interfase.....	59
5.2.2.2.	Múltiple de muestreo .....	60
5.2.2.3.	Monitoreo de la operación .....	60
5.2.3.	Free Water Knockout – F.W.K.O. (M-MAM-106/107).....	61
5.2.4.	Alistamiento.....	68
6.	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y TRANSFERENCIA DE CRUDO...	70
6.1.	INFORMACIÓN TÉCNICA .....	70
6.1.1.	Aspectos importantes sobre los tanques.....	71
6.1.2.	Inertización .....	72
6.1.3.	Pérdidas por evaporización en tanques .....	73
6.1.4.	Normas de seguridad en tanques .....	75
6.2.	TANQUE DE ALMACENAMIENTO .....	76
6.2.1.	Monitoreo de la operación .....	78
6.3.	UNIDAD LACT .....	79
6.3.1.	Descripción del sistema y los equipos asociados.....	81
6.3.2.	Operación del sistema y los equipos asociados.....	84
6.3.2.1.	Interfases del sistema.....	85
6.3.2.2.	Plan de puesta en marcha.....	86
6.3.2.3.	Operación normal.....	87
6.3.2.4.	Paradas, disparos y otras acciones del sistema.....	89
6.3.2.5.	Corridas del lazo calibrador .....	90
6.3.3.	Recomendaciones de mantenimiento .....	91
6.4.	TANQUE DE PRUEBAS YO RECHAZOS (M-ABJ-3000-1) .....	93
6.4.1.	Accesorios e instrumentación de tanques de pruebas .....	95

6.5.	BOMBA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO .....	97
6.5.1.	Monitoreo de la operación .....	98
6.5.2.	Equipos y accesorios bombas de transferencia de crudo .....	99
6.6.	BOMBA DE RECIRCULACIÓN .....	101
6.7.	ALISTAMIENTO .....	102
7.	SISTEMA DE GAS .....	104
7.1.	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	104
7.1.1.	Compresor para gas de anulares .....	107
7.1.1.1.	Tambor separador de condensado en la succión (scrubber) .....	108
7.1.2.	Gas a compresores .....	110
7.1.2.1.	Información técnica .....	111
7.1.2.2.	Operación.....	116
	Alistamiento de pruebas y chequeos .....	120
7.1.3.	Compresión de gas de inyección wag .....	121
7.1.4.	Gas remanente a tea.....	123
7.1.5.	Tea .....	126
8.	PLANTA DESHIDRATADORA DE GLICOL.....	127
8.1.	INFORMACIÓN TÉCNICA .....	127
8.1.1.	Fundamentos de la deshidratación con glicol.....	128
8.1.1.1.	Contenido de humedad del gas.....	128
8.1.1.2.	Punto de rocío .....	129
8.1.1.3.	Formación de hidratos.....	130
8.1.1.4.	Características del glicol.....	130
8.1.1.5.	Flujo y concentración del glicol.....	130
8.2.	OPERACIÓN.....	131
8.3.	MONITOREO Y CONTROL DE LA OPERACIÓN.....	132
8.4.	PUNTOS DE CONTROL .....	133
8.5.	EQUIPOS DE LA PLANTA DESHIDRATADORA DE GAS .....	134
8.5.1.	Torre contactora .....	134
8.5.2.	Bombas .....	135

8.5.3.	Filtros.....	136
9.	SISTEMA DE AIRE .....	138
9.1.	SISTEMA DE AIRE INDUSTRIAL (ARRANQUE) .....	138
9.2.	SISTEMA DE AIRE PARA INSTRUMENTACIÓN.....	140
9.3.	EQUIPOS E INSTRUMENTACIÓN COMPRESORES DE AIRE .....	142
10.	SISTEMA DE AGUA DE PRODUCCIÓN .....	147
10.1.	INFORMACIÓN TÉCNICA .....	147
10.2.	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	148
10.3.	EQUIPOS E INSTRUMENTACIÓN DE LOS SKIMMING TANKS.....	151
10.4.	BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE AGUA.....	153
10.4.1.	Equipos e instrumentación .....	155
11.	INSTRUMENTACIÓN.....	157
11.1.	GENERALIDADES.....	157
11.2.	CLASES DE INSTRUMENTOS.....	157
11.2.1.	En función del instrumento .....	158
11.2.2.	En función de la variable del proceso.....	159
11.2.3.	Tipos de acción de regulación automática .....	160
11.3.	MEDIDOR DE FLUJO TIPO CORIOLIS.....	161
11.3.1.	Sensor de medición de flujo másico.....	163
11.3.1.1.	Principio de operación de medición de flujo .....	166
11.3.1.2.	Principio de operación de medición de densidad .....	168
11.3.2.	Unidad transmisora de señales de flujo (RFT) .....	170
11.3.3.	El computador de aceite neto (NOC) .....	170
11.4.	MEDIDOR DE FLUJO TIPO VORTEX .....	171
11.5.	MEDIDOR DE FLUJO TIPO DISPERSIÓN TÉRMICA.....	175
11.6.	MEDIDOR DE FLUJO MAGNÉTICO.....	176
11.7.	MEDIDOR DE PRESIÓN DIFERENCIAL.....	177
11.8.	MEDIDORES DE FLUJO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO .....	186
11.9.	MEDIDORES DE NIVEL .....	189
11.9.1.	Método de columna de vidrio .....	189

11.9.2.	Medición de nivel por flotadores.....	192
11.9.3.	Método del tubo burbuja.....	195
11.9.4.	Método de presión diferencial .....	198
11.10.	LAZOS DE CONTROL .....	203
11.11.	VÁLVULAS AUTOMÁTICAS POR ACCIÓN NEUMÁTICA .....	204
11.11.1.	Válvulas de descarga .....	204
11.11.2.	Válvula de acción mecánica .....	206
11.11.3.	Válvula de seguridad.....	207
12.	SISTEMA CONTRA INCENDIO .....	208
12.1.	GENERALIDADES .....	208
12.1.1.	Zona de tratamiento .....	209
12.1.2.	Zona de tanques .....	210
12.1.3.	Zona del skimmer.....	210
12.1.4.	Zona de máquinas.....	211
12.1.5.	Caseta de control del sistema contraincendio .....	211
12.2.	SUMINISTRO DE AGUA.....	211
12.3.	ESPUMAS CONTRA INCENDIO .....	212
12.4.	COMPONENTES DEL SISTEMA.....	213
12.4.1.	Equipo presurizador .....	213
12.4.2.	Equipo de bombeo (bomba principal).....	213
12.4.3.	Tanque proporcionador de espuma .....	214
12.4.4.	Cámaras de espuma .....	215
12.4.5.	Monitores y boquillas para aplicación de espuma .....	216
12.4.6.	Monitores y boquillas para aplicación de agua.....	216
12.4.7.	Mangueras para aplicación de agua .....	216
12.4.8.	Hidrantes .....	216
12.4.9.	Extintores .....	217
12.4.9.1.	Polvo químico seco .....	217
12.4.9.2.	Anhídrido Carbónico – CO <sub>2</sub> .....	218
13.	SISTEMA DE DRENAJES.....	218

13.1.	DRENAJE DE AGUAS ACEITOSAS.....	219
13.1.1.	Skimmer .....	220
13.2.	DRENAJES DE AGUAS LLUVIAS .....	221
13.3.	OPERACIÓN.....	221
13.3.1.	Alistamiento.....	222
13.3.2.	inicio de la operación.....	222
13.3.3.	Monitoreo de la operación .....	223
14.	ISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA .....	224
14.1.	IMPORTACIÓN DE ENERGÍA .....	227
14.2.	GENERACIÓN DE ENERGÍA .....	228
15.	SISTEMA DE MANDO Y CONTROL.....	230
15.1.	CONCEPTOS BÁSICOS DE CONTROL .....	230
15.1.1.	Lazos PID .....	230
15.1.2.	PID simple .....	231
15.1.3.	PID en cascada .....	232
15.1.4.	Control discreto .....	233
15.2.	DESCRIPCIÓN ESTRUCTURAL .....	234
15.3.	DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE .....	237
15.3.1.	Operación general del software.....	237
15.3.1.1.	Botones de operación .....	237
15.3.1.2.	Faceplates y despliegues de detalle .....	239
15.3.1.3.	Alarmas en deltav.....	241
15.3.1.3.1.	Menú de alarmas en deltav.....	242
15.3.1.4.	Históricos y eventos .....	244
15.3.2.	Funcionamiento de las pantallas .....	245
15.3.2.1.	Pantalla general .....	245
15.3.2.2.	Pantalla “medición sistemas de gas” .....	247
15.3.2.3.	Pantalla “pruebas potencial de gas” .....	248
15.3.2.4.	Pantalla “pozos producción” .....	251
15.3.2.5.	Pantalla “producción” .....	253

15.3.2.6.	Pantalla “balance de gas” .....	255
15.3.2.7.	Pantalla “balance de masa” .....	257
15.3.2.8.	Pantalla “tanques de gun barrel” .....	259
15.3.2.9.	Pantalla “tanque de agua y pruebas crudo 3000-1-2” .....	262
15.3.2.10.	Pantalla “tanque de agua almacenamiento de crudo 20000-1” .....	264
15.3.2.11.	Pantalla “inyección” .....	265
15.3.2.12.	Pantalla “Free Water K.O Drum (FMKO)” .....	266
15.3.2.13.	Pantalla “separadores de producción y pruebas” .....	268
15.3.2.14.	Pantalla “separador a tea (K. O Drum)” .....	270
15.3.2.15.	Pantalla “bombas tranferencia de agua” .....	271
15.3.2.16.	Pantalla “bombas transferencia de crudo” .....	272
15.3.2.17.	Pantalla “servicios generales” .....	273
16.	CONCLUSIONES.....	275
	BIBLIOGRAFÍA.....	276

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Diagrama de Procesos Batería Monal .....	25
Figura 2. Esquema de un Separador Bifásico Horizontal .....	43
Figura 3. Esquema general de un Gun Barrel de la Batería Monal.....	57
Figura 4. Esquema general Free Water Knockout (F.W.K.O) .....	65
Figura 5. Sistema de Blanketing simple .....	72
Figura 6. Diagrama de tubería e instrumentos Unidad LACT Batería Monal .....	85
Figura 7. Diagrama de flujo 1 de una operación normal .....	87
Figura 8. Diagrama de Flujo 2 de una operación normal .....	88
Figura 9. Diagrama de flujo 3 para corridas del lazo calibrador .....	92
Figura 10. Esquema general del Scrubber o Depurador.....	106
Figura 11. Diagrama de Proceso Compresor de gas de anulares Batería Monal	109
Figura 12. Recorrido del gas en un compresor AJAX de efecto simple de dos etapas .....	119
Figura 13. Diagrama de procesos de la planta de glicol .....	132
Figura 14. Esquema general de la torre de contacto .....	135
Figura 15. Bomba de doble efecto operado con glicol .....	136
Figura 16. Diagrama de Skimming Tank Batería Monal .....	150
Figura 17. Partes de un sensor de coriolis.....	164
Figura 18. Esquema de vibración del tubo.....	166
Figura 19. Esquema de generación de la señal.....	167
Figura 20. Esquema del movimiento del tubo sin flujo .....	167
Figura 21. Transmisor de señales de flujo (RTF).....	170
Figura 22. Computador de aceite neto (NOC) .....	171
Figura 23. Medidor de flujo tipo vortex.....	172
Figura 24. Sensor tipo dispersión térmica.....	175
Figura 25. Elementos de un medidor electromagnético .....	176
Figura 26. Tobera .....	182

Figura 27. Tubo Venturi .....	182
Figura 28. V-Cone.....	185
Figura 29. Etapas de funcionamiento de un medidor de pistón .....	187
Figura 30. Medidor de rueda oval .....	189
Figura 31. Columna de vidrio en recipiente abierto.....	190
Figura 32. Columna de vidrio de recipiente cerrado .....	190
Figura 33. Medición con flotador y palanca .....	192
Figura 34. Medición con flotador y cinta .....	192
Figura 35. Método de burbujeo para tanques cerrados .....	196
Figura 36. Método de presión diferencial.....	198
Figura 37. Válvula operada a diafragma .....	204
Figura 38. Sistema de drenaje de aguas lluvias .....	219
Figura 39. Vista general del skimmer Batería Monal .....	220
Figura 40. Generador de emergencia a diésel K-19 .....	228
Figura 41. Lazo de control PID simple .....	231
Figura 42. Lazo de control PID en cascada .....	232
Figura 43. Lazo de control discreto.....	233
Figura 44. Hardware del sistema delta V Batería Monal.....	235
Figura 45. Arquitectura del Delta V .....	235
Figura 46. Faceplate .....	240
Figura 47. Despliegue de detalle del Faceplate.....	241
Figura 48. Información adicional del botón de alarma .....	242
Figura 49. Prioridad de las alarmas .....	243
Figura 50. Pantalla general Batería Monal.....	245
Figura 51. Pantalla medición de gas.....	247
Figura 52. Pantalla pruebas potencial de gas Batería Monal.....	249
Figura 53. Pantalla de pozos producción Batería Monal.....	252
Figura 54. Pantalla de producción .....	253
Figura 55. Avisos de alarmas en el scrubber.....	255
Figura 56. Pantalla de balance de gas.....	256

Figura 57. Pantalla balance de masa Bateria Monal .....	258
Figura 58. Pantalla Tanque de Gun Barrel – 1 .....	259
Figura 59. Grado de apertura de la válvula.....	260
Figura 60. Pantalla Tanque de Gun Barrel - 2 .....	260
Figura 61. Condiciones normales de nivel en Gun Barrel.....	261
Figura 62. Condiciones anormales de nivel en Gun Barrel.....	262
Figura 63. Pantalla tanque de agua y pruebas 3000-1-2 .....	262
Figura 64. Alarmas para los Tanques de Pruebas y de agua .....	263
Figura 65. Pantalla tanque de almacenamiento de crudo 20000-1 .....	264
Figura 66. Pantalla compresores de inyección .....	265
Figura 67. Estado de los compresores de inyección.....	265
Figura 68. Pantalla FWKO'S .....	266
Figura 69. Condiciones Normales de operación de los FWKOS's.....	267
Figura 70. Condiciones de las válvulas de los FWKO'S .....	267
Figura 71. Condiciones anormales de operación de los FWKO's.....	267
Figura 72. Pantalla de los separadores de producción y pruebas .....	268
Figura 73. Condiciones normales de los separadores .....	269
Figura 74. Condiciones de las válvulas de los separadores .....	269
Figura 75. Condiciones anormales de los separadores .....	269
Figura 76. Pantalla de gas de separador a tea .....	270
Figura 77. Alarmas y condiciones de operación del gas de separador a tea.....	270
Figura 78. Pantalla de bombas de transferencia de agua.....	271
Figura 79. Pantalla bombas de transferencia de crudo.....	272
Figura 80. Pantalla de servicios adicionales .....	273

## LISTA DE FOTOGRAFÍAS

	<b>Pág.</b>
Fotografía 1. Colectores de Producción y Prueba (ANSI 300).....	26
Fotografía 2. Sistema de Inyección de Químicos.....	33
Fotografía 3. Separadores de Producción (M-MBD-102/103/104/105).....	42
Fotografía 4. Separador de Pruebas M-MDB-101 .....	47
Fotografía 5. Bota de Gas (M-ABD-101/102) y Gun Barrels (M-ABK-101/102) .....	55
Fotografía 6. Free Water Knockout (F.W.K.O) (M-MAM-106/107).....	62
Fotografía 7. Unidad LACT Batería Monal.....	79
Fotografía 8. Bombas de Transferencia de Crudo .....	97
Fotografía 9. Bombas de Recirculación .....	102
Fotografía 10. Depurador o Scrubber de Gas.....	104
Fotografía 11. Compresor de Anulares Batería Monal.....	108
Fotografía 12. Sistema de Compresión de Gas .....	110
Fotografía 13. Compresor de Gas de Inyección WAG.....	121
Fotografía 14. Tambores de Tea (Nock Out Drum) .....	125
Fotografía 15. Tea .....	127
Fotografía 16. Planta deshidratadora de glicol.....	128
Fotografía 17. Sistema de aire industrial Batería Monal .....	138
Fotografía 18. Sistema de aire instrumentos Batería Monal .....	141
Fotografía 19. Skimming Tank M-ABJ-3000-2 (izquierda) y Skimming Tank M-ABJ-5000-1 (derecha) .....	148
Fotografía 20. Bombas de Transferencia de agua Batería Monal.....	154
Fotografía 21. Equipo de medición de flujo coriolis.....	162
Fotografía 22. Caseta de control del sistema contraincendio Batería Monal .....	209

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Recepción típica para un pozo.....	29
Tabla 2. Accesorios e instrumentación .....	30
Tabla 3. Propiedades Físicas y Químicas del rompedor de emulsión .....	33
Tabla 4. Propiedades Físicas y Químicas del inhibidor de corrosión.....	34
Tabla 5. Propiedades físicas y químicas del dispersante de parafina.....	35
Tabla 6. Propiedades físicas y químicas del rompedor de emulsión inverso.....	35
Tabla 7. Propiedades físicas y químicas del antiespumante .....	36
Tabla 8. Propiedades físicas y químicas del Biocida tipo Amonio .....	37
Tabla 9. Propiedades físicas y químicas del Biocida tipo Glutaraldehido .....	37
Tabla 10. Componentes del sistema.....	40
Tabla 11. Descripción del proceso.....	45
Tabla 12. Operaciones para prueba de pozos por tanque.....	48
Tabla 13. Accesorios e instrumentación de los separadores.....	50
Tabla 14. Accesorios e Instrumentación de los FWKOS .....	65
Tabla 15. Componentes de la Unidad LACT .....	82
Tabla 16. Accesorios e instrumentación de tanques de pruebas.....	95
Tabla 17. Equipos y accesorios de bombas de transferencia de crudo .....	99
Tabla 18. Condiciones de Operación y Diseño para el compresor .....	108
Tabla 19. Condiciones de operación de los compresores WAG.....	123
Tabla 20. Equipos e instrumentación compresores de aire .....	142
Tabla 21. Equipos e instrumentación de los Skimming Tanks.....	151
Tabla 22. Equipos e Instrumentación.....	155
Tabla 23. Inventario de equipos contra incendio en la batería monal.....	212
Tabla 24. Características principales del sistema de energía.....	225
Tabla 25. Botones de Operación .....	238

## GLOSARIO

**AFORAR:** Calcular la cantidad y el valor de los géneros o mercancías existentes en un depósito.

**COLECTOR GENERAL:** Equipo utilizado para distribuir los fluidos de los pozos de acuerdo a las necesidades operativas.

**DESAIREADOR:** Equipo utilizado para retirar los gases presente en un fluido y expulsarlos a la atmosfera.

**EMULSIÓN:** Mezcla de dos líquidos inmiscibles de manera más o menos homogénea.

**GLICOL:** Líquido utilizado para remover el vapor de agua del gas, el trietilenglicol es el comúnmente usado en la industria.

**INERTIZACIÓN:** Término técnico que significa dejar quieto o inactivo la naturaleza química de un fluido.

**MANIFOLD:** Hace referencia a una isla de válvulas que nos permiten centralizar funciones de uno o varios reactores de forma modular, mejorando la eficiencia del sistema y permitiendo un control riguroso del proceso.

**PUNTO DE ROCÍO:** Punto donde inicia la condensación de un fluido.

**VÁLVULA DE CORTE:** válvula utilizada para dar paso cortar flujo en un sistema de tubería.

**VÁLVULA CHEQUE:** son válvulas anti retorno, que tienen por objetivo restringir el flujo de un fluido en una sola dirección en líneas de tubería.

**VÁLVULA DE SEGURIDAD:** válvula utilizada para controlar la presión en un Sistema.

## RESUMEN

**TÍTULO:** PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA PARA ESTANDARIZACIÓN DE PROCESOS DE OPERACIÓN EN LA BATERÍA MONAL, CAMPO SAN FRANCISCO ECOPETROL S.A.\*

**AUTOR:** DIEGO ANDRÉS BLANCO PINTO\*\*

**PALABRAS CLAVE:** METODOLOGIA, PROCESOS, OPERACIÓN, BATERIA, MONAL, CAMPO SAN FRANCISCO

### DESCRIPCIÓN:

Los problemas que se presentan en la operación diaria de la batería MONAL del campo San Francisco, están influenciados por los errores que se pueden cometer a la hora de ejecutar los procedimientos tanto de operación como de ejecución de mantenimientos preventivos y correctivos. Estos errores son producto de la falta de capacitación al personal operativo de la planta. La complejidad de la operación hace necesario la realización de la transferencia de conocimientos al personal encargado de ejecutar las labores diarias de la operación.

Dentro de la planta se encuentran equipos como tanques de almacenamiento, bombas de transferencia, bombas de recirculación, compresores para gas, entre otros. Así como complejos sistemas de control y monitoreo de condiciones operativas. Cada uno de estos equipos y sistemas cuenta con partes eléctricas y mecánicas que se detallan en cada uno de los manuales con el fin de dar a conocer su funcionamiento y labor que ejecuta dentro de la operación.

Los operarios y personal operativo luego de recibir la capacitación sobre procedimientos y equipos de la planta, deben estar en la capacidad de realizar cualquier labor inherente a su cargo o función realizada; además que cuentan con un soporte para la realización de la operación diaria en los manuales tanto de equipos como de procedimientos estandarizados en este documento.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Samuel Fernando Muñoz, Coordinador Posgrado Petróleos

## ABSTRACT

**TITLE:** PROPOSAL FOR A METHODOLOGY FOR STANDARDIZATION  
PROCESS OPERATION ON MONAL BATTERY, SAN  
FRANCISCO FIELD ECOPETROL S.A \*

**AUTHOR:** DIEGO ANDRÉS BLANCO PINTO \*\*

**KEYWORDS:** METHODOLOGY, PROCESS, OPERATION, BATTERY, MONAL,  
SAN FRANCISCO FIELD

### DESCRIPTION:

The problems that arise in the daily operation of the battery field MONAL San Francisco are influenced by the errors that can commit when running both operating procedures and execution of preventive and corrective maintenance. These errors are the result of lack of training operational staff of the plant. The complexity of the operation make necessary to carry out the transfer of knowledge to the personnel responsible for executing daily tasks; tasks such as: Enlistment for testing and routine checkups, oil storage and transfer, monitoring of the operation and others require a detailed knowledge of the work to be performed. This is possible if known in detail the operating conditions of the equipment, its operation and procedures for optimal and suitable maintenance so.

Inside the plant equipment such as storage tanks, transfer pumps, recirculating pumps, compressors for gas are, among others. And complex control systems and monitoring of operating conditions. Each of these systems has equipment and electrical and mechanical parts which are detailed in each of the manuals in order to publicize their work performance and running within the operation.

---

\* Monograph

\*\* Faculty of physical- Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Msc.Samuel Fernando Muñoz.

## INTRODUCCIÓN

ECOPETROL S.A. cuenta con el campo San Francisco, en el departamento del Huila. El cual produce aproximadamente 6200 BOPD (Barriles de aceite por día), y 240.000 (Barriles de agua por día). Dentro del campo San Francisco, se encuentra la batería MONAL, que tiene como actividades principales realizar la separación y tratamiento del crudo producido en los campos aledaños y que son desviados a la batería y los tratamientos y separación del agua producida por la actividad petrolera, previamente a su disposición final. La planta tiene como objetivo extraer la mayor cantidad de crudo suspendido entre las rocas de formación. En la mezcla de estos tres fluidos se forman emulsiones producto de los químicos inyectados para mejorar los procesos, lo que produce problemas en la calidad del agua; por estas razones es necesario que tanto los equipos como los procesos involucrados en la operación funcionen de manera idónea para la realización de las actividades que permitan entregar productos de calidad.

El inconveniente presentado en la batería MONAL y que ejerce mayor influencia para el desarrollo de las actividades de forma eficiente, se debe a la complejidad de las operaciones, la poca experiencia y experticia que posee el personal encargado de realizar las actividades, fallas en la operación y fallas en la realización del mantenimiento de los equipos; estos fenómenos se presentan por la poca capacitación impartida al personal. La suma de estos factores permite que se presenten errores en la liquidación de producción, mala interpretación de indicadores en los sistemas de manejo de datos y fallas en equipos.

Como ya se mencionó existen una serie de factores que impiden el normal funcionamiento de las operaciones diarias. Una alternativa para resolver estos inconvenientes y que se presenta en el desarrollo de la presente monografía es realizar e implementar programas de entrenamiento al personal operativo de la planta, realizar manuales de procedimiento para la operación y mantenimiento de los equipos.

## **1. DESCRIPCIÓN GENERAL**

### **1.1. LA HISTORIA DE LA ESTANDARIZACIÓN**

A principios del siglo XIX Europa vive en un estado de agitación, los efectos de la revolución industrial se hacen evidentes en cualquier parte del continente. La revolución y la transportación inicio con la aparición de la máquina de vapor y el ferrocarril. Los rieles por los que los trenes se desplazaban, fueron el primer problema de estandarización entre los países; ellos tenían que ponerse de acuerdo en las Dimensiones, material y las demás características de las vías por donde pasara el tren. Tal situación de entendimiento fue ideal para la introducción del telégrafo. Al ponerse en funcionamiento este nuevo medio de comunicación inmediatamente se hicieron evidentes sus beneficios al acercar a las empresas e industrias que existían en ese tiempo y quienes tenían una imperiosa necesidad de difundir noticias y mensajes de manera rápida y eficiente. Tanto el ferrocarril como el telégrafo transformaron de manera notable a la Europa del Siglo XIX Años más tarde, en 1884 al otro lado del Atlántico, en Estados Unidos se funda la IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), organismo encargado hoy en día de la promulgación de estándares para redes de comunicaciones. En 1906, en Europa se funda la IEC (International Electrotechnical Commission), organismo que define y promulga estándares para ingeniería eléctrica y electrónica. En 1918 se funda la ANSI (American National Standards Institute), otro organismo de gran importancia en la estandarización estadounidense y mundial. En 1932, al fusionarse dos entidades de la antigua ITU, se crea la Unión Internacional de Telecomunicaciones, entidad de gran importancia hoy en día encargada de promulgar y adoptar estándares de telecomunicaciones. Por otra parte, en 1947 pasada la segunda guerra mundial, es fundada la ISO (International Organization for Standardization), entidad que engloba en un ámbito más amplio estándares de

varias áreas del conocimiento. Actualmente existe una gran cantidad de organizaciones y entidades que definen estándares.<sup>1</sup>

La función que cumple la Batería Monal es la de reunir la producción de un grupo de pozos con el objeto de realizar las siguientes operaciones:

- Separar el gas del petróleo.
- Controlar la producción total de la Batería.
- Controlar la producción de petróleo, agua y gas de cada pozo.
- Deshidratar el gas para el consumo al Centro de Generación Eléctrica.
- Bombear el fluido a la Estación Tenay.
- Separar y tratar el agua para enviarla a la Planta de Inyección de Agua Monal.

El sistema de separación está constituido por cuatro separadores de producción general de tipo bifásico, cada uno con capacidad de 22.000 BFPD y 3.5 MMSCFPD, y también se cuenta con dos separadores trifásicos tipo FWKO (Free Water Knock Out) con capacidad para separar 60.000 BFPD y 1 MMSCFPD cada uno. Además, existe un separador de pruebas bifásico de 11.000 BFPD y 3 MMSCFPD de capacidad. 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 se depura en el “Scrubber”, y se puede enviar al sistema de consumo interno de combustible de la batería, a compresión donde se mide y

---

<sup>1</sup> MONTAÑO, Agustin. Administración de la producción. México. Trillas, 1998, p: 315.

despacha hacia el centro de generación de energía o hacia el sistema 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 cuatro separadores bifásicos y en los tanques de agua libre (FWKOs), fluye hacia cualquiera de los dos tanques de lavado o Gun Barrel existentes, entrando primero por la Bota de Gas, donde se retira el gas disuelto y, posteriormente, a través de un sistema distribuidor; entra al "Gun Barrel", donde se deshidrata y una vez limpio pasa al tanque de almacenamiento. El crudo en óptimas condiciones es bombeado hacia la Estación de recibo Tenay a través de una unidad de transferencia LACT la cual fiscaliza el volumen de crudo bombeado y sus especificaciones.

El agua separada en los equipos deshidratadores (Gun Barrel's, FWKO's) se recibe en dos Skimming Tanks, donde se remueve el aceite libre a través de un sistema combinado de desnatado flotante y flotación con gas natural, para su posterior envío a la planta de tratamiento e inyección de agua, PIA Monal.

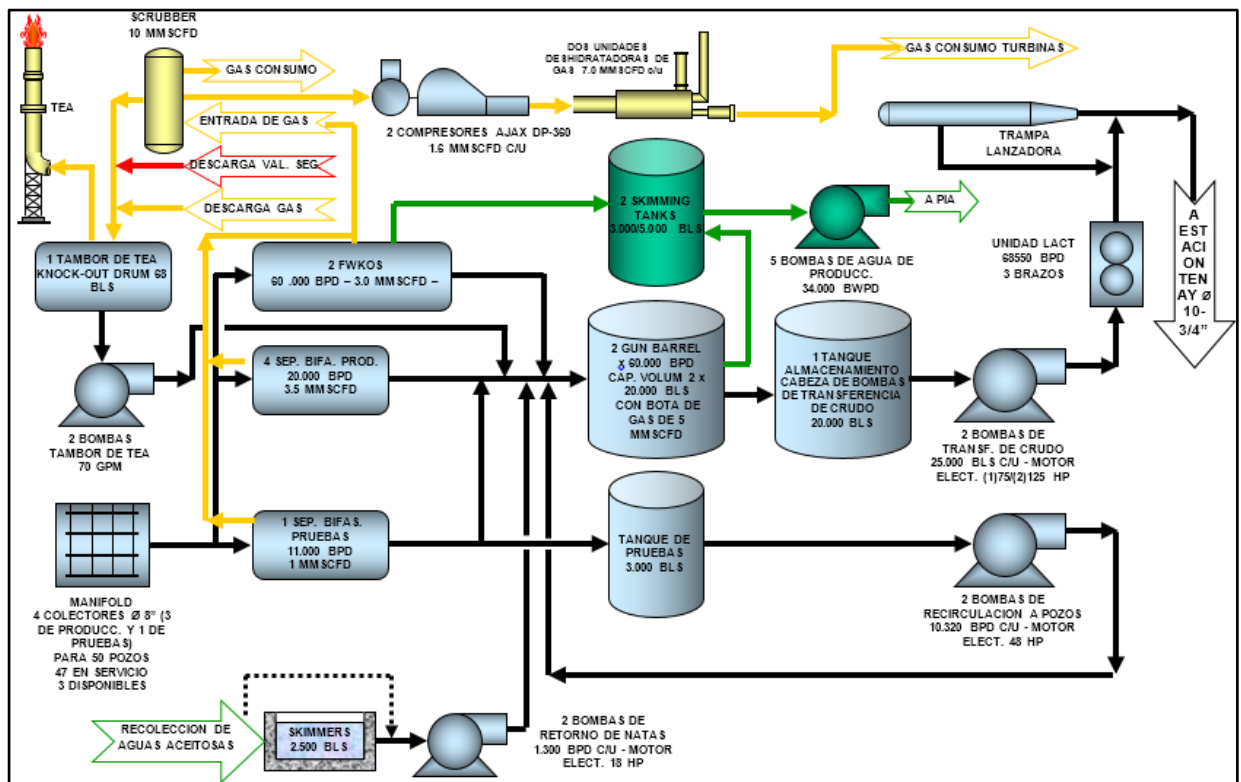
Los siguientes equipos cuentan con un sistema de alivio de presión (válvulas de seguridad y/o venteos), el cual recoge y conduce el gas al sistema de relevo a tea: separadores bifásicos, "FWKO's", "Scrubber", planta deshidratadora de gas, compresores, tanque de almacenamiento de crudo, botas de gas, "Gun Barrel's" y centro de generación.

A su vez ante la posibilidad de no poder procesar la producción en situaciones de riesgo, el sistema cuenta con un cierre de emergencia que presuriza hacia atrás el proceso y automáticamente se produce el Shut Down de los pozos involucrados. También dispone de un sistema de drenaje que lo conforman dos subsistemas que funcionan independientemente, el de aguas aceitosas y el de aguas lluvias. El

sistema de aguas aceitosas está compuesto por canales y cajillas de recolección que van a un separador API "Skimmer" donde se retiran los sólidos y se recircula la emulsión al sistema de "Gun Barrel's".

Cuenta además con servicios industriales como aire comprimido, energía eléctrica y Sistema Contra Incendio, ver Figura 1. Diagrama de Procesos Batería Monal.

**Figura 1. Diagrama de Procesos Batería Monal**



## 2. SISTEMAS DE RECEPCIÓN DE CRUDO

Los fluidos de los pozos productores llegan al sistema de recepción, el cual está conformado por cuatro (4) cabezales o colectores que reciben la producción de todos los pozos conectados a la batería. Tres (3) cabezales son de producción general y uno está destinado a pruebas. Todos los cabezales son de 8" de diámetro SCH 40 y tienen capacidad para recibir la producción de 51 pozos. Las condiciones de operación son 50 a 60 PSI y 125 °F. *Ver Fotografía 1. Colectores de Producción y Prueba (ANSI 300).*

Las operaciones que se pueden realizar con el colector son las siguientes:

- Derivar la producción de un pozo al separador de prueba
- Derivar la producción de un pozo o grupo de pozos a los Separadores de Producción o FWKOS.

**Fotografía 1. Colectores de Producción y Prueba (ANSI 300)**



## 2.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los fluidos procedentes de los pozos en producción, son recibidos a través de conexiones individuales de 3" de diámetro (para 44 pozos), también se dispone de una conexión de 8" de diámetro para el pozo SF-93.

La línea de flujo de cada pozo, antes de entrar a los cuatro (4) colectores tiene un indicador de presión PI, una conexión especial para instalar cupones de corrosión, una válvula de corte y un cheque o válvula de retención. La válvula de retención impide el contraflujo del cabezal de producción general a la línea de producción. Luego, se divide en cuatro (4) entradas hacia los colectores, con sus respectivas válvulas de corte en cada uno de los cabezales: una (1) para el cabezal de pruebas y tres (3) para los cabezales de producción general.

La producción de la batería está distribuida entre los cabezales (colectores) de producción general y el de pruebas. El colector N° 1 (M-GAY-001) recibe la producción de los pozos con alto contenido de agua, dado que este es el cabezal que alimenta al FWKO M-MAM-106, mientras que los cabezales N°. 2 y 4 (M-GAY-002 / 004) reciben la producción de los pozos con bajo contenido de agua libre, para su posterior alimentación a los separadores bifásicos y desde el colector No. 4 se alimenta al FWKO M-MAM-107. El cabezal N° 3(M-GAY-003) corresponde al de pruebas. Cada cabezal de producción general está provisto de cuatro (4) conexiones que se utilizan para la inyección de químicos para el rompimiento de la emulsión, inhibición de incrustaciones, clarificación, inhibición de corrosión y reducción de espuma; un manómetro, un tomamuestras y dos puntos para inserción de cupones y probetas de corrosión.

El cabezal de pruebas (M-GAY-003) se conecta, a través de un sistema de tuberías y válvulas, con los separadores M-MBD-101 / 103 y al FWKO M-MAM-106, permitiendo realizar las siguientes operaciones:

1. Probar pozos con potenciales menores a 5.000 bfpd (usando el separador M-MBD-101)
2. Probar pozos con potenciales mayores a 5.000 bfpd (usando el separador M-MBD-103).
3. Alimentar el FWKO M-MAM-106, en forma simultánea o independiente con el colector 1 (M-GAY-001), reduciendo la contrapresión generado en los colectores y en los pozos al operar a máxima capacidad el separador FWKO (M-MAM-106).

*Nota: Ninguna de estas operaciones se da simultáneamente con otra.*

Los cabezales de producción general (M-GAY-001, 002 y 004) se conectan a los separadores M-MBD-102/103/104/105 y los FWKOS M-MAM-106/107, de la siguiente forma:

- El colector N° 1 (M-GAY-001), alimenta en forma exclusiva al separador trifásico FWKO (M-MAM-106).
- El colector N° 2 (M-GAY-002), alimenta los separadores 102 y 105 (M-MBD-102 / 105).
- El colector N° 4 (M-GAY-004), a la altura de la conexión 25 se tiene una figura en ocho, la cual permite dividir el manifold en dos secciones independientes, por la primera sección se alimenta los separadores 103 y 104 (M-MBD-103 / 4) y mediante una línea de 12" se alimenta al FWKO M-MAM-107.

Cada separador dispone de una válvula de seguridad (M-SDV-101, 102, 103, 104, 105, M-MAM 106/107), la cual se activa por alto nivel de líquido en el separador o por alta presión de gas en el sistema.

La filosofía de la parada de emergencia (Shut Down), consiste en el bloqueo de la entrada de fluidos a la batería, con la consecuente sobrepresión del sistema colector y de los pozos productores, la cual genera el disparo de las bombas de subsuelo, por sobrepaso del valor de ajuste de máxima presión en cabeza de pozo (“Murphi”). Los separadores funcionan en paralelo en forma simultánea.

## 2.2. ORDEN DE RECEPCIÓN TÍPICA PARA UN POZO

Tabla 1. Recepción típica para un pozo

N° Pozo	Ubicación	Condición
M - GAY - 003 CABEZAL DE PRUEBA	Entrada al múltiple de prueba.	-Abierta para el pozo en prueba
		-Cerrada para los otros cabezales
M - GAY - 001 / 002 / 004 CABEZALES DE PRODUCCIÓN GENERAL	Entrada al (a los) múltiple (s) de producción general.	-Abierta para el pozo entrando al (a los) múltiple (s) de producción general
		-Cerrada en el cabezal de pruebas

## 2.3. ALISTAMIENTO DE PRUEBAS Y CHEQUEOS



La siguiente es una lista de pruebas y chequeos para los múltiples de recepción que deben efectuarse en forma conveniente y práctica antes de la puesta en






marcha de la batería, después de la construcción, una reparación, o de un tiempo largo de haber estado fuera de servicio.

- a) Comprobar que la construcción o reparación ha sido concluida y a satisfacción.
- b) Revisar que el área y los pisos de los múltiples y cabezales de recolección estén libres de objetos utilizados en la construcción o reparación, de grasas, aceites o cualquier tipo de desecho.
- c) Con la lista de platinas ciegas, realizada durante la reparación, revisar que hayan sido retiradas y las bridas cerradas con sus empaques. En el caso de los “ochos”, verificar que hayan quedado en la posición abierto.
- d) Tramitar la autorización para iniciar la operación, firmando la lista de chequeo de cada uno de los equipos que conforman el sistema de recepción

## 2.4. ACCESORIOS E INSTRUMENTOS UTILIZADOS EN OPERACIÓN

**Tabla 2. Accesorios e instrumentación**

Accesorio	Ilustración
Cheques según Norma ANSI 300 - Full Port: Su función principal es evitar que se devuelva el fluido del colector en caso de la ruptura de la línea.	
Válvulas de bola según Norma ANSI 300 – Full Port: Su función principal es desviar los fluidos del pozo de acuerdo a la distribución.	

Accesorio	Ilustración
Bridas según Norma ANSI 300: Su función es la de empalmar tramos de tubería o accesorios.	
Cupón de Corrosión según Norma ANSI 300	
Tubería de 3" de diámetro SCH 40: Se utiliza para conducir los fluidos de cada pozo al colector deseado.	
Colector General: Se utiliza para distribuir los fluidos de los pozos de acuerdo a las necesidades operativas.	
Conexiones de inyección de Productos Químicos, SCH40: Se utiliza para inyectar los productos químicos que se recomiendan.	

### **3. SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS**

#### **3.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA**

El tratamiento de petróleo crudo es un término generalmente aplicado a la remoción del agua contenida en el crudo. La remoción del agua del petróleo deberá hacerse en las baterías de recolección, con el propósito de entregar un crudo limpio al oleoducto que tenga un BS&W menor de 0,5 %. El crudo debe ser lavado para disminuir la concentración de sal y de esta manera poder entregar al oleoducto un producto con un contenido de sal inferior a 20 lbs/1000 barriles.

La batería contempla la inyección de químicos rompedores de emulsión, clarificador, antiespumante e inhibidor de corrosión, en los cabezales de recolección de producción general y prueba. El sistema utiliza tanques de almacenamiento de 500 galones de capacidad, bombas dosificadoras de desplazamiento positivo de tipo centrifuga alimentadas por corriente eléctrica, tuberías de 3/8" en acero inoxidable, válvulas, accesorios, etc. El químico depositado en el tanque de almacenamiento lo succiona la bomba y lo lleva a los puntos de inyección en los colectores de producción general y pruebas.

La cantidad de químico debe corresponder al volumen de crudo y agua producidos, y deberá ser dosificado y monitoreado para obtener resultados satisfactorios en la deshidratación, es decir, un BS&W máximo del 0.5% en el crudo que se bombea al oleoducto para venta y un contenido de aceite en el agua de transferencia inferior a 60 ppm. *Ver*

*Fotografía 2. Sistema de Inyección de Químicos.*

## Fotografía 2. Sistema de Inyección de Químicos



### 3.2. ROMPEDOR DE EMULSION

Los desemulsificantes están diseñados para disolver emulsiones generadas naturalmente en el petróleo con el fin de producir crudo deshidratado. El rompedor de emulsión está compuesto por sulfonatos, ésteres, éteres, y complejos polímeros orgánicos con características de superficie activa, formulado especialmente para el tratamiento de crudo. Se aplica un volumen aproximado de 6 Gal/día en los cabezales de producción general y de prueba.

**Tabla 3. Propiedades Físicas y Químicas del rompedor de emulsión**

Propiedades	Descripción
Color	Claro a Turbio
Forma	Líquido
Olor	Hidrocarburo

Densidad	8.0 - 8.2 lbs/gal
Solubilidad en agua	Dispersa
Gravedad específica	0.96 - 0.99 @ 60 grados F
Viscosidad	29 CST @ 60 grados F

### 3.3. INHIBIDOR DE CORROSION

Es una sustancia que cuando se añade al fluido disminuye la rata de ataque sobre el metal ayudándolo a protegerse. Las características de calidad del agua que más influyen sobre el índice de corrosión son los gases disueltos, especialmente el oxígeno disuelto, y el pH que cuando es bajo tiene tendencia a la corrosividad del agua.

Se aplica en los cabezales de producción general y de prueba un volumen aproximado de 5 Gal/día y a la entrada del Skimming Tank un volumen aproximado de 4 Gal/día. El inhibidor aplicado es de tipo Amina cuaternaria y sales imidazolinas en alcohol que tiene cuyas características se observan en la *Tabla 4*.

**Tabla 4. Propiedades Físicas y Químicas del inhibidor de corrosión**

Propiedades	Descripción
Color	Amarillo claro
Forma	Líquido
Densidad	7.9 lbs/gal
Solubilidad en agua	Soluble
Gravedad específica	0.95 @ 60 °F
Ph (puro)	4.1
Viscosidad	15 cst @ 60°F
Punto de encendido	60 grados F (CC)

### 3.4. DISPERSANTE DE PARAFINA

El dispersante de parafina impide la adhesión y el crecimiento del depósito de parafinas en los medios de producción. Se aplica en el Manifold con una dosis de 5 Gal/día a las líneas que van al Gun Barrel 1, Gun Barrel 2 y FWKO. Las características pueden apreciarse en la *Tabla 5*.

**Tabla 5. Propiedades físicas y químicas del dispersante de parafina**

Propiedades	Descripción
Color	Transparente/ Verde claro
Forma	Líquido
Densidad	6.7 lb/gal
Solubilidad en agua	Dispersable
Densidad relativa	0.80 @ 61 °F / 16.11 °C
Viscosidad	1.4 cst @ 60 °F / 15.6 °C
Punto de encendido	60 grados F (CC)

### 3.5. ROMPEDOR DE EMULSION INVERSO

Es un Polielectrolito catiónico soluble en agua que se usa con el objeto de aglutinar el aceite y los sólidos presentes en el agua, forma partículas grandes y densas de floculo que sedimentan rápidamente.

Se aplica de forma continua al Manifold en las líneas que van al Gun Barrel 1, Gun Barrel 2 y FWKOs, el volumen aplicado es de 19 Gal/Día. La *Tabla 6* presenta las propiedades físicas y químicas del producto:

**Tabla 6. Propiedades físicas y químicas del rompedor de emulsión inverso**

Propiedades	Descripción
Forma	Líquido
Color	Azul mate
Olor	Suave
Punto de ebullicion	100 °C 212 °F

Propiedades	Descripción
Temperatura de fusión	0 °C 32 °F
Gravedad específica	1.02 - 1.04
Solubilidad (en agua)	Completamente
pH	1.7 – 2.1
Punto de encendido	>100 °C 212 °F

### 3.6. ANTIESPUMANTE

El antiespumante proporciona un control rápido y eficiente hacia la espuma formada en el crudo. Está compuesto por tensoactivos y Solvente hidrocarbonato. Se aplica en Manifold de forma continua una dosis de 4 Gal/día. La *Tabla 7* presenta las características Físicas y Químicas del producto:

**Tabla 7. Propiedades físicas y químicas del antiespumante**

Propiedades	Descripción
Color	Marrón Claro - Beige
Olor	Hidrocarburo
Punto de Inflamación	66 °C ( PMCC )
Densidad relativa	0.95 @ 77 °F / 25 °C
Viscosidad	379 cst @ 77 °F / 25 °C
Solubilidad (en agua)	Dispersable
pH	7.5

### 3.7. BIOCIDA

Permite controlar la proliferación de las bacterias, especialmente las sulfato-reductoras existentes en las aguas de formación, atraviesa rápidamente la película formada por las bacterias sulfatorreductoras que ocasionan problemas como taponamiento y corrosión.

Se aplica en Manifold y en los Skimming Tanks por baches, una caneca por semana a cada punto de inyección de forma alternada, una semana se aplica biocida Tipo Amonio y la otra semana el biocida tipo glutaraldehido. En la

*Tabla 8 y*

*Tabla 9 se presentan las propiedades de los dos tipos de biocida.*

**Tabla 8. Propiedades físicas y químicas del Biocida tipo Amonio**

Propiedades	Descripción
Forma	Líquido
Color	Amarillo claro
Olor	Suave
Punto de Ebullición	NE
Temperatura de Fusión	NA
Punto de Inflamación	25 °C
Temperatura de Autoignición	Isopropanol 455 °C
Presión de vapor	Isopropanol 33 mmHg
Densidad relativa (@20-25°C)	0.934 - 0.954
Solubilidad (en agua)	Completamente
pH	6.8 - 7.8
Coefficiente de Reparto	N/E
Viscosidad	N/E
Densidad Compactada	N/A
Punto de Congelación	N/E
Punto de Fluidez	N/E

**Tabla 9. Propiedades físicas y químicas del Biocida tipo Glutaraldehido**

Propiedades	Descripción
Color	Claro
Forma	Líquido

Propiedades	Descripción
Densidad	9.38 lbs/gal
Solubilidad en Agua	Completamente
Gravedad Específica	1.13 @ 68 °F
Ph (puro)	3.1 - 4.5
Viscosidad	22.1 CPS @ 60°F
Punto de Congelación	-5.8° F / -21° C
Punto de Derrame	2 ° F
Punto de Ebullición	213° F @ 760 mm Hg
Punto de Encendido	Ninguno
Presión del Vapor	16 mm Hg @ 60° F

### 3.8. ALISTAMIENTO DEL SISTEMA DE INYECCIÓN

La siguiente es una lista de pruebas y chequeos que deben efectuarse en forma conveniente y práctica antes de la puesta en marcha del sistema de inyección de químicos, después de la construcción, una reparación, o de un tiempo largo de haber estado fuera de servicio:

- 1) Comprobar que la construcción o reparación ha sido concluida completamente y a satisfacción.
- 2) Revisar que el área de cada equipo del sistema de inyección de químicos, esté libre de objetos utilizados en la construcción o reparación, que los pisos estén libres de grasas, aceites o cualquier tipo de desecho.
- 3) Comprobar que los tanques, mezcladores, filtros, coladores, mangueras flexibles, acoples, válvulas cheque e instrumentos estén debidamente instalados.
- 4) Revisar que los instrumentos estén en servicio, debidamente calibrados y que los puntos de control han sido probados y que se dispone de aire y energía eléctrica de suministro.

- 5) Comprobar que el cárter de cada bomba tenga nivel adecuado de lubricante.
- 6) Revisar la limpieza de los tanques de almacenamiento y tubería.
- 7) Comprobar el adecuado estado de los motores, eléctrico o neumático.
- 8) Comprobar que estén conectadas las líneas de descarga de las bombas dosificadoras a los respectivos puntos de inyección y verificar que las boquillas dispersoras estén instaladas.
- 9) Tramitar la autorización para iniciar la operación, firmando la lista de chequeo de cada uno de los equipos que conforman el sistema de inyección de químicos.

### **3.9. MONITOREO MANUAL DE LA OPERACIÓN DE INYECCION**

Una vez se obtenga operación normal, los equipos e instrumentos, deben monitorearse. Los datos obtenidos deben registrarse en la minuta de la batería y en el informe diario.

Los puntos sobre los cuales se debe hacer seguimiento de la operación son: presión, niveles, temperatura y flujos.

La siguiente es una lista de las revisiones rutinarias que debe hacer el operador para asegurar una operación confiable.

1. Revisión de nivel en el cárter de cada bomba.

2. Revisión y limpieza del filtro de cada bomba y confirmar el recorrido.
3. Confrontar la dosificación de cada químico con el flujo de carga de crudo y cambiar si es necesario.
4. Mantener control de las existencias de cada químico y restablecerlo oportunamente.








### **3.10. COMPONENTES DEL SISTEMA**



La aplicación de químicos para la deshidratación del crudo se efectúa por medio de bombas dosificadoras de desplazamiento positivo de tipo centrifuga alimentadas por corriente eléctrica Milton Roy, con pistón de ¼” A ½” y bombas neumáticas TexTeam. Las bombas dosificadoras de químico pueden ajustarse o graduarse para obtener la dosificación (0.1 - 15 GPD) y presión (20 - 500 psig) deseadas, es decir, se pueden obtener diferentes ratas de inyección en galones por día, de acuerdo a las características y volúmenes de la emulsión a tratar. Adicionalmente, se dispone de una bomba eléctrica, para la inyección de químicos (clarificador) al colector N° 1 (el que alimenta al FWKO).

La batería dispone de puntos de inyección a la entrada de los equipos o en las líneas de conducción, para ajustar el tratamiento de acuerdo a las características de los fluidos del campo.

**Tabla 10. Componentes del sistema**

Componente del Sistema	Ilustración
------------------------	-------------

Componente del Sistema	Ilustración
<p>Bomba Eléctrica MILTON ROY</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- REF : 743792-002</li> <li>- H.P. ¼" a ½"</li> <li>- Dosificación: 66 – 80 GPH / Presión: 100 – 350 PSI</li> <li>- RPM 1725 / VOL 220 / AMP 1.1 / HZ: 60</li> </ul>	
<p>Bomba text team</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Modelo 3700</li> <li>- Pistón ¼</li> <li>- Dosificación: 1 – 5 GPD</li> <li>- Presión: 20 – 500 PSI</li> </ul>	
<p>Inyección Tubing</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Diámetro ¼.</li> <li>- Se utiliza para las conexiones de aire y para conducir el producto químico hasta el colector de producción.</li> </ul>	
<p>Cheque en la descarga de ¼.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Su función principal es evitar que se devuelva el fluido del colector de producción hacia la bomba.</li> </ul>	
<p>Línea de aire</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Presión 50 PSI</li> <li>- Su objetivo es llevar el aire a la bomba para que puedan operar.</li> </ul>	
<p>Regulador de aire.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Rango 0 – 150 PSI</li> <li>- Su objetivo principal es el mantener una presión de aire constante en el acumulador.</li> </ul>	
<p>Tanques aforados (500 Gal)</p> <p>Cada tanque almacena los productos químicos utilizados para el tratamiento químico en la batería de forma segura.</p>	

Componente del Sistema	Ilustración
<p>Acumulador de aire Sirve para mantener un volumen y una presión constante, lo cual es importante para mantener la dosificación recomendada de cada producto.</p>	
<p>Ducha lavaojos Este es un elemento clave para en caso de emergencia, por este motivo se debe revisar en cada turno y antes de iniciar cualquier actividad.</p>	

#### 4. SISTEMA DE SEPARACIÓN

##### 4.1. INFORMACION TECNICA

La Separación es una operación unitaria realizada en las facilidades de producción para segregar los fluidos de los pozos. Ver *Fotografía 3. Separadores de Producción (M-MBD-102/103/104/105)*. Esta segregación es realizada con propósitos definidos: primero, obtener inicialmente los fluidos (gas – líquidos) libres unos de otros; segundo, permitir la prueba o medición de los tres fluidos básicos que componen la corriente de producción por pozo, función del separador de prueba; tercero, asegurar que el petróleo es liberado del gas también presente en la emulsión en forma de anillo alrededor de las gotas de agua dispersas en él, está es una función de todo separador conocido como método mecánico de rompimiento o eliminación de emulsiones. Finalmente la separación asegura que en el petróleo quede exceso de componentes muy livianos los cuales son indeseables en posteriores etapas del proceso; esto es el fin del recobro de vapores del desgasificador y desde los tanques finales de almacenamiento de crudo.

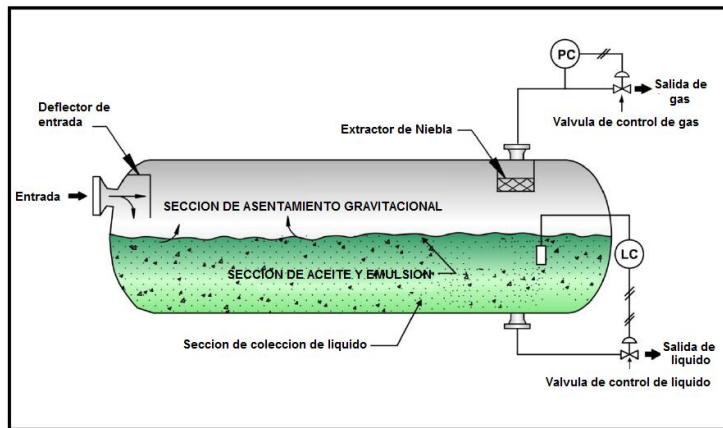
##### **Fotografía 3. Separadores de Producción (M-MBD-102/103/104/105)**



La separación bifásica hace referencia al resultado de la separación del fluido proveniente de pozos en dos productos o corrientes denominados gas y líquido. La separación por gravedad es la más sencilla y común en uso y es la aplicada en todos los tipos de separadores existentes en producción.

El proceso sencillamente depende del hecho de manejar el fluido de producción contenido de diferentes masas por unidad de volumen o densidad. Hay diferencia de densidades entre el gas y el líquido mezclado (crudo y agua) y entre el gas y el crudo. Al tener diferentes densidades, los componentes están sometidos a diferentes valores de la fuerza de gravedad hacia abajo como es el caso del crudo y el agua los cuales sedimentan; mientras que el gas, más liviano que el crudo y el agua, asciende buscando la parte superior de la vasija. Sin embargo la gravedad a solas es un método ineficiente de separación. Un separador que funcione solamente por el principio de la gravedad tendría dimensiones muy grandes para lograr la más alta eficiencia alcanzada en un separador dotado internamente con elementos para que alcance la separación usando los otros procesos de choque contra platina o baffle de impacto y mallas extractoras de neblina; la distribución por agujeros en platinas divisorias localizados a diferentes niveles de altura; y platina desviadoras que hacen de barrera en tal forma que el gas pasa por un lado y la corriente líquida por otra. *Ver Figura 2.*

**Figura 2. Esquema de un Separador Bifásico Horizontal**



FUENTE: ARNOLD, K., STEWART, M. Modificada

El separador horizontal está constituido por un cuerpo cilíndrico con conexiones de entrada de fluido, salidas de líquido y gas, accesorios para el control automático del nivel de fluido y los elementos de seguridad (válvula de alivio y disco de ruptura).

Los elementos internos que tienen estos equipos para efectuar la separación del gas están constituidos normalmente por una serie de deflectores angulares ubicados a la entrada y a continuación un extractor de niebla. Algunos separadores incluyen un elemento intermedio para eliminar la espuma. En todos ellos la instalación interior se completa con una serpentina que eventualmente se conecta al sistema de distribución de vapor.

En la entrada, al tomar contacto el fluido con los deflectores en ángulo, cambia la dirección del flujo y se produce la etapa primaria de separación del gas. El líquido cae por gravedad y pequeñas gotas del mismo son arrastradas por el flujo de gas hacia el extractor de niebla, constituido por una serie de placas paralelas y pasos sinuosos distribuidos convenientemente. Esta es la segunda etapa de separación en la cual las pequeñas gotas de líquido se separan del gas y caen al fondo del recipiente.

El flujo de gas sale por la conexión superior del separador y luego ingresa a la etapa de separación de condensados (scrubber) y deshidratación (torre de contacto). A su vez el fluido restante es derivado a los Gun Barrels la deshidratación del petróleo.

#### 4.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La etapa de separación en la Batería Monal está compuesta por cinco (5) separadores bifásicos horizontales que manejan una presión de 55 psi cada uno: uno (1) de pruebas y cuatro (4) de producción general, están provistos de válvulas de parada de emergencia SDV-301/401/501. Los separadores funcionan en paralelo o en forma simultánea. Ver Tabla 11

**Tabla 11. Descripción del proceso**

SEPARADOR	CAPACIDAD
M-MBD-101 Separador Bifásico de Prueba	11.000 bfpd / 1 MMSCFPD
M-MBD-102 Separador Bifásico de Producción	22.000 bfpd / 3 MMSCFPD
M-MBD-103 Separador Bifásico de Producción o de prueba	22.000 bfpd / 3 MMSCFPD
M-MBD-104 Separador Bifásico de Producción	22.000 bfpd / 3 MMSCFPD
M-MBD-105 Separador Bifásico de Producción	22.000 bfpd / 3 MMSCFPD

El separador bifásico de pruebas, que se encuentre en operación (M-MBD-101 o 103), maneja el fluido producido por el pozo que se va a probar, que se recibe por el cabezal de pruebas del sistema de recolección.

El flujo en el separador tiene dos (2) fases:

Por la parte superior fluye el gas separado, que pasa a través de una válvula de control (PCV-101 ó PCV-103, según sea el caso) y un medidor (Másico tipo coriolis para gas y el sistema de medición de gas Delta V ó FQT-103A, según sea el caso) para luego mezclarse con el gas de los separadores de producción general, entrando al depurador (Scrubber), y finalmente a la línea general de recolección de gas que va a consumo interno y a compresión.

Por la parte inferior, el agua y el crudo emulsionados, pasan a través de un medidor de flujo y una válvula de control de nivel (FQIT-101B y LCV-101 o FQIT-103B y LCV-103, según sea el caso). La medición del flujo líquido en el separador 101, se hace a través del medidor másico tipo Coriolis, mientras que en el separador 103, se hace utilizando un medidor diferencial tipo V-CONE. El líquido separado puede ser descargado en cualquiera de los cabezales existentes (el de alimentación al Gun Barrel 1, el de alimentación al Gun Barrel 2 o el de alimentación al tanque de prueba y rechazos). En condiciones normales de operación, se descargará el fluido en el tanque de prueba y rechazos, donde se hará la cuantificación de fluido, mediante la medición de niveles y del contenido de BS&W en cabeza de pozo.

A los cuatro (4) separadores bifásicos de producción general (M-MBD-102, 103, 104 y 105), entra el fluido producido a través de los cabezales del sistema de múltiples de recolección (M-GAY-002 y 004). El flujo en los separadores es como sigue:

1. Por la parte superior choca contra una platina de impacto produciendo la separación entre el gas y el líquido y así, el líquido se decanta y el gas continúa a tratamiento.

2. El gas separado fluye a través de la zona libre y del atrapador de líquido (Demister) y sale del separador a través de la válvula de control de presión (PCV-102 / 103 / 104 / 105). Se dispone de un medidor de flujo tipo orificio, para cada uno de los separadores (FQ-102, 103, 104 y 105).
  
3. El agua y el crudo salen emulsionados por la parte inferior del separador y fluyen a través de una válvula reguladora de nivel (LCV-102 / 103 / 104 / 105) hacia cualquiera de los cabezales de conducción a Gun Barrel's.

#### **4.3. PRUEBA DE POZOS**

La prueba de pozos de producción se realiza en los separadores de pruebas con dos objetivos:

- a. Conocer cuantitativamente la producción de petróleo, agua y gas y de esta manera mantener un estrecho control del potencial de producción. Es decir, es la forma de evaluar un pozo.
  
- b. Cumplir con las disposiciones del Ministerio de Mina y Energía, en lo que a fiscalización se refiere.

#### **Fotografía 4. Separador de Pruebas M-MDB-101**



Los resultados obtenidos de las pruebas de pozos nos permiten llevar una historia para cada pozo, y así detectar las caídas de su producción, sus posibles causas y establecer una programación de trabajo de cada pozo con el propósito de mantener su potencial de producción.

Cada pozo debe probarse mínimo una vez al mes y por lo menos 4 horas atendiendo las siguientes actividades:

**Tabla 12. Operaciones para prueba de pozos por tanque**

N°	Actividades
1	Medir el nivel del tanque ABJ-3000-1
2	Medir el BSW del fluido (sonda Agar) que contiene el tanque ABJ-3000-1
3	Abrir válvula entrada múltiple de prueba
4	Cerrar válvula a colector general
5	Programar pozo en el NOC
6	Programar pozo en el delta V
7	Abrir válvula hacia tanque ABJ-3000-1
8	Cerrar válvula hacia Gun-Barrel

El pozo programado se cambia del múltiple de recolección general al múltiple de pruebas, mediante el manejo de las respectivas válvulas. La producción del pozo entra al separador de pruebas (M-MBD-101 o M-MBD-103, según sea el caso), donde se separa el gas del fluido. El gas se cuantifica usando un medidor de flujo, tipo Vortex o tipo orificio. El líquido (crudo y agua) se totaliza en un medidor de flujo másico tipo Coriolis (intrusivo tipo V-CONE, en caso de realizar la prueba en el separador 103).

El líquido se recibe sobre el “tanque de prueba y rechazos” M-ABJ-3000-1, donde, previamente, se ha registrado el nivel inicial, pasado el tiempo establecido para la prueba, se registra el incremento de nivel, pudiéndose calcular el flujo del pozo al restar del nivel final el inicial y dividirlo por el número de horas de duración de la prueba, así:

$$\text{POTENCIAL DEL POZO} = (\text{NIVEL FINAL} - \text{NIVEL INICIAL}) / \text{TIEMPO} * A * B$$

Donde:

A: Factor de aforo del tanque, que relaciona la altura del tanque con un volumen de fluido

B: Factor de conversión de tiempo a días (normalmente 24 horas).

El cálculo de la cantidad de agua y aceite se hace utilizando la sonda Agar directamente en el tanque ABJ-3000-1 y además se utiliza el dato reportado por el laboratorio de fluidos como “%BS&W en cabeza de pozo”.

El gas, crudo y agua se mide por medio de un medidor de flujo tipo coriolis que también permite determinar el BS&W, y existe un medidor de BSW marca Phase

Dynamics que mide y registra el % de Agua, Frecuencia (MHz), potencia (v) y temperatura (°C), cuenta además con Válvulas para el corte de Gas y Válvulas para control del gas BP.

#### 4.4. MONITOREO MANUAL DE LA OPERACION


Una vez se obtenga operación normal, los equipos e instrumentos, deben ser monitoreados. Los datos obtenidos deben registrarse en la minuta de la batería y en el informe diario.






Los puntos sobre los cuales se debe hacer seguimiento de la operación son: presión, niveles, temperatura y flujos. Adicionalmente, en el separador de pruebas, el BS&W.

#### 4.5. ACCESORIOS E INSTRUMENTACIÓN DE LOS SEPARADORES




A continuación se describen los accesorios e instrumentación de los separadores:

**Tabla 13. Accesorios e instrumentación de los separadores**

Accesorios	Ilustración
Válvula de SDV - Modelo: 722-SR80 - Serie: 922817A-24 - Presión de Operación: 80 PSI - Presión Máxima: 130 PSI - 6" x 300 ANSI	

Accesorios	Ilustración
<p>Válvula de corte</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Diámetro 6 ANSI 300.</li> <li>- Se utiliza para sacar o poner de servicio el separador.</li> </ul>	
<p>Válvulas de seguridad</p> <p>Sirven para proteger la vasija en caso de una sobrepresión. Estas válvulas deben tener candados.</p>	
<p>OCHOS</p> <p>Todas las válvulas manuales de corte deben tener este elemento, el cual debe corresponder a la norma ANSI de la válvula en la que se ubique. Su función principal es aplicar la Norma de bloqueo y etiquetado.</p>	
<p>Control de nivel</p> <p>Este instrumento esta conectado a un flotador que está dentro del fluido el cual sensa el nivel que debe permanecer entre el 50% y 60% de la altura de la vasija y el controlador envía señal de cierre o apertura a la válvula de control de nivel.</p>	
<p>Válvula de Control de Nivel</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ANSI 150</li> </ul>	

Accesorios	Ilustración
<p>Indicadores de temperatura y presión</p>	
<p>Alarmas conectadas al PLC por:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta presión.</li> <li>- Alto nivel</li> <li>- Bajo nivel</li> <li>- SDV</li> <li>- Shut Down</li> </ul>	
<p>Alimentación de Aire La alimentación de instrumentos debe ser de aire proveniente de los compresores de Aire.</p>	
<p>Filtro Retiene impurezas antes de pasar el fluido por la válvula de control de nivel.</p>	
<p>Línea a tierra</p>	

Accesorios	Ilustración
<p>Válvula reguladora de presión B.P. ANSI 150</p>	
<p>Línea de drenaje</p>	
<p>Medidor de gas DANIELS</p>	

## **5. SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO**

### **5.1. INFORMACIÓN TÉCNICA**

Uno de los procesos claves de la industria petrolera es la separación del agua asociada al petróleo que se produce en los yacimientos. El proceso al cual se somete el crudo para removerle el agua se conoce con el nombre de Deshidratación, el cual consiste en remover el agua libre y romper las emulsiones de agua y crudo con el fin de obtener un crudo limpio.

En los Gun Barrel, la emulsión entra vía distribuidor, el cual esparce el flujo a través del área de sección transversal horizontal. El crudo asciende lentamente en el tanque y rebosa dentro de un colector.

Las gotas de agua sedimentan de la corriente de crudo ascendente y tendrán una velocidad de descenso y sedimentarán dentro de un colchón de agua del fondo del tanque.

Las pequeñas esferas tendrán una velocidad neta de ascenso y serán transportadas en el flujo de crudo.

El nivel de agua en el tanque es mantenido a una altura fija mediante un mecanismo de control de nivel que provee un tiempo de residencia suficiente para la reducción del contenido de crudo del agua separada, manteniendo así un colchón de agua caliente con el nivel superior por encima de la estructura cónica. El objeto de este colchón de agua, es obligar al crudo en su ascenso hacia el tope del "Gun Barrel" para que pase a través de él para establecer un lavado y mejorar su calidad.

El aspecto más sobresaliente en el diseño del Gun Barrel corresponde al diseño de los internos:

- Bota de Gas
- Distribuidor de entrada
- Colector de crudo
- Control de nivel de interface
- Baffles

**Fotografía 5. Bota de Gas (M-ABD-101/102) y Gun Barrels (M-ABK-101/102)**



**Bota de Gas** En la batería Monal se cuenta con bota de gas externa que consiste en un tubo de gran diámetro extendido hasta la cima del tanque con una sección de gas de gran diámetro extendida sobre la cima del techo del tanque. La emulsión ingresa hacia la mitad de la sección de la zona de gas y el propósito se fundamenta en lograr la separación del gas antes de que la emulsión ingrese a la zona de lavado del tanque.

Normalmente no se usan partes internas en la sección de gas, sin embargo, para lograr una separación completa se recurre a una platina de impacto a la entrada de líquido de la bota.

**Distribuidores de entrada** El propósito de este dispositivo es iniciar la etapa de separación con una buena distribución para una total utilización del área de sección transversal del tanque. El distribuidor tipo araña permite una total utilización del área de sección transversal y además le imparte un flujo rotacional al fluido para mejorar y acelerar la separación de la emulsión. Las piernas de la araña se irradian dadas el núcleo central conectadas a la línea de alimentación. El número de piernas dependerá del diámetro del tanque y ellas son dimensionadas para manejar una velocidad de flujo de alrededor 0.2 m/s.

**Colectores de crudo** El tipo de colector instalado depende del flujo de diseño del crudo en la cima del tanque pero en los tanques de deshidratación grandes y sin baffles, es común instalar un tubo colector a nivel del aceite.

**Control de Nivel de Interface** El nivel de agua en el tanque es mantenido por un controlador de nivel de interface. La salida de agua es controlada por un sistema de sifón variable. Este tipo de sifón asegura que el agua dentro del tanque mantenga el nivel necesario para el lavado del crudo. El nivel de agua es determinado considerando el tiempo para que el crudo pueda ascender y las gotas de agua atrapadas en el crudo descendan.

## **5.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO**

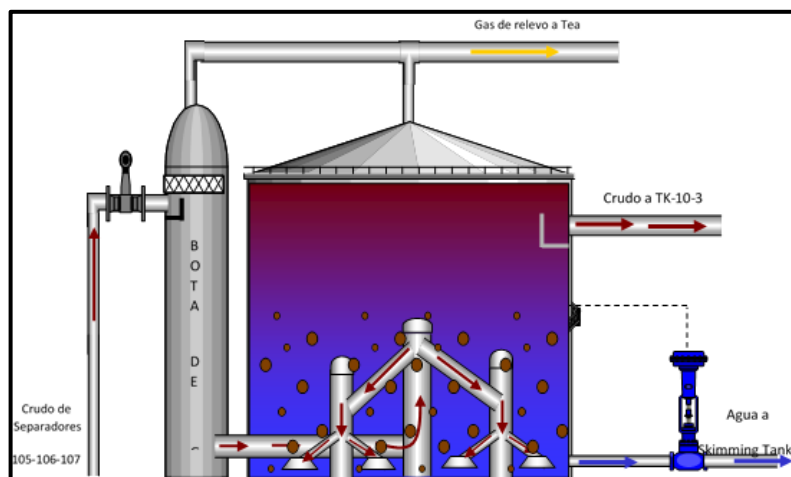
La etapa de deshidratación del crudo está compuesta por dos (2) Gun Barrel (M-ABK-101 / M-ABK-102) con capacidad de tratamiento de 60000 BPD cada uno y dos (2) FWKOs (M-MAM-106 / M-MAM-107) con capacidad de tratamiento de 60000 BPD cada uno. La emulsión descargada de los separadores bifásicos, es enviada a cualquiera de los dos Gun Barrel's existentes donde se realiza su

desgasificación, deshidratación y ajuste final, mientras que, el fluido de los pozos enviado al separador trifásico es desgasificado y deshidratado parcialmente en este equipo, dándose el ajuste final de calidad del crudo en los Gun Barrels. El proceso de deshidratación se da en forma natural debido a la diferencia de densidad entre el crudo y el agua. Sin embargo, la calidad de los fluidos separados depende del tipo de tratamiento químico, del carácter de la emulsión existente, el tiempo de residencia y la temperatura del fluido entre otros. A continuación se presentan los lineamientos generales de la operación de cada uno de los sistemas involucrados en la deshidratación:

### **5.2.1. Bota de gas (M-ABD-101/102)**

El crudo emulsionado que viene de los separadores ó, de la descarga de crudo de los FWKO`s, entra a la bota de gas por la parte superior y choca contra una platina de impacto, produciéndose la separación de las dos fases líquido / gas. El gas asciende y sale por la parte superior de la bota hacia el múltiple de relevo a tea a través del demister ubicado antes de la boquilla de salida. La emulsión fluye a través de la bota hasta la parte inferior, usando como fuerza motriz la cabeza estática generada por la diferencia entre el nivel de líquido de la bota y el nivel de rebose de crudo del Gun Barrel, entrando al "Gun Barrel" a través del sistema distribuidor (araña y caperuzas). Ver ***¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.***

### **Figura 3. Esquema general de un Gun Barrel de la Batería Monal**



### 5.2.2. Gun Barrel (M-ABK-101/102)

El crudo emulsionado ingresa a los Gun Barrel por la parte inferior de las botas de gas, a través del distribuidor central.

Este lo distribuye en cuatro brazos radiales, los cuales a su vez en el extremo cerca de la pared del tanque lo redistribuyen en tres caperuzas por brazo. Las caperuzas tienen como función dividir el caudal de líquido en corrientes pequeñas, con el objeto de romper la emulsión y obligar la separación del crudo y el agua.

Por la menor densidad del crudo con respecto al agua, éste asciende a través del colchón de agua y flota sobre el mismo en la zona de residencia de crudo en la parte superior del tanque, donde se recoge en un canal circular interno que lo conduce hacia la conexión de salida.

La interface de separación agua-crudo en el Gun Barrel M-ABK-101 se localiza normalmente entre los tomamuestras 13 y 14 a 8.8– 9.4 m aproximadamente, y en el Gun Barrel M-ABK-102 entre los tomamuestras 6 y 8 a 9.3 – 9.85 m aproximadamente. Con la interface a estas alturas se garantiza un BS&W de salida ideal (Menor de 0,5%).

El agua separada de los Gun Barrels va hacia los Skimming Tanks y el crudo separado va hacia el tanque de almacenamiento 20.000-1. El gas desprendido en el Gun Barrel sale por la conexión del techo y se une con el gas procedente de la bota para finalmente ser conducido hacia el Nock Out Drum de gas de Baja y luego sea llevado a tea.

#### **5.2.2.1. Sonda de control de interfase**

El control del nivel de la interface y por ende, del tiempo de residencia de cada una de las fases, se logra mediante la interacción de una sonda sensora de tipo capacitivo, una válvula de control neumática y un transmisor de señal.

La sonda basa su funcionamiento en la propiedad que poseen los materiales de absorber señales de microondas.

El crudo no absorbe estas señales por su carácter apolar, mientras que el agua las absorbe en su totalidad generando una respuesta que es interpretada como el contenido de agua de la mezcla ubicada en la zona aledaña al sensor. Si la respuesta es nula (es decir que, el fluido absorbió toda la señal), se considera que se encuentra en la zona de agua libre, con lo cual se abre la válvula de control de nivel de agua, permitiendo el desalojo de líquido hasta que se reciba una respuesta positiva de la sonda (el fluido no absorbe toda la señal, porque se trata de una mezcla con alto contenido de crudo).

El control instalado es de tipo proporcional, con lo cual, se reducen las variaciones bruscas en el nivel de la interface. La ubicación de la sonda (en los puntos de inserción ubicados a lo largo del tanque), determina el tiempo de residencia de cada una de las fases, por lo que deberá cambiarse o ajustarse de acuerdo al

comportamiento del campo (incremento de la producción de agua) y al tipo de emulsión alimentada, buscando siempre que, el crudo rebosado contenga menos de 0.5% de BS&W y el agua drenada no contenga más de 100 ppm de aceite.

#### **5.2.2.2. Múltiple de muestreo**

El Gun Barrel M-ABK-101 está provisto de 18 líneas externas de muestreo de ¾" ubicada desde 3.66 m hasta 11.58 m de altura del tanque. El Gun Barrel M-ABK-102 tiene 14 líneas externas tomamuestras ubicadas desde 5.86 m hasta 11.54 m de altura del tanque, las dos salidas de los Gun Barrel también tienen tomamuestra. Estos permiten al operador monitorear el contenido del tanque a diferentes alturas y de esta manera conocer la ubicación del colchón de agua, la interfase crudo-agua y el nivel de crudo limpio.

#### **5.2.2.3. Monitoreo de la operación**

Los puntos de énfasis de monitoreo en el "Gun Barrel", son el nivel de la interface, el contenido de BS&W en la descarga de crudo, el perfil de concentración de agua a lo largo del tanque y el contenido de aceite en la descarga de agua.

El siguiente es un listado de puntos claves que deben ser monitoreados periódicamente por el operador:

1. De acuerdo a los datos de laboratorio de BS&W y contenido de agua en la descarga de agua, ajustar la altura del colchón de agua en el "Gun Barrel".
2. Con la información del múltiple de muestreo definir la necesidad de modificar el punto de inserción de la sonda para aumentar el tiempo de residencia de la fase en la cual, se han detectado problemas.

3. Cambiar la ubicación de la sonda teniendo en cuenta la tabla de tiempos de residencia (ver documento anexo).
4. Llevar registro de la temperatura en el "Gun Barrel"

### **5.2.3. Free Water Knockout – F.W.K.O. (M-MAM-106/107)**

El FWKO es un equipo que se utiliza para remover grandes cantidades de agua libre del crudo. En la Batería Monal se cuenta con dos (2) FWKOs (M-MAM-106/107), cada uno maneja una capacidad de 60000 BFPD y 3.0 MMSCFD y manejan una presión de 50 Psi. El separador deshidrata, reduce y controla la cantidad de agua y sedimentos (%BS&W) presentes, separa el agua libre y despoja el gas presente en el crudo.

La unidad proporciona un tiempo de decantación, el cual, es determinado por la cantidad de fluido alimentado y el nivel de las interfaces (crudo – gas y crudo – agua), lo que permite la coalescencia de las gotas de agua y su precipitación. La unidad dispone de un sistema de descarga controlada de gas producido, con el objeto de mantener la presión del equipo (45 - 60 psig) y del sistema de pozos aguas arriba. Los principios de funcionamiento del FWKO son:

1. Remoción del gas de la emulsión. La mayor parte del gas se retira en el desgasificador (platina de choque y canal conductor), donde la emulsión se agita para vencer la tensión superficial.
2. Remoción del agua libre de la emulsión. Esto se hace en la cámara de agua libre del separador, de tal manera que se saca el agua libre antes de rebosar el crudo a la cámara de recolección de crudo.

### Fotografía 6. Free Water Knockout (F.W.K.O) (M-MAM-106/107)



Al separador trifásico de producción general (M-MAM-106/107), entra el fluido producido a través del cabezal de recolección No. 1 y No. 4 (M-GAY-001/004), el flujo en este separador es como sigue:

1. La mezcla entra por la parte superior del equipo, chocando contra la platina de impacto. La cual facilita, la separación entre el gas y el líquido. El gas y una parte del líquido, se retiran a través de una lámina perforada en la parte posterior, mientras que el resto de líquido, es forzado a fluir a través de dos canales de distribución hasta el fondo del equipo, donde, se encuentra una columna de líquido que “lava” el crudo y el gas alimentado. La separación del gas es instantánea, mientras que la de crudo y agua requiere de un tiempo de residencia y condiciones de estanqueidad.
2. El gas separado fluye a través de la zona libre y del atrapador de líquido (Demister) y sale del separador a través de la válvula de control de presión (PCV-106/107)
3. El agua y el crudo se separan debido a la diferencia de densidades y recorren el equipo en forma longitudinal, permaneciendo en él, por espacio de 8 a 20 minutos. El tiempo de residencia de cada una de las fases es variable y depende del ajuste del sistema de control de interface. Sin embargo, el tiempo promedio para el agua es de aproximadamente, diez (10) minutos, mientras que el del crudo es de cuarenta (40) minutos. El crudo separado (el

cual, flota sobre el agua), es rebosado por el baffle interno ubicado en la parte final del equipo cayendo en la cámara de recolección de crudo, la cual, posee un sistema de control de nivel independiente que permite retener el crudo por dos (2) minutos más.

4. El nivel total de líquido en la cámara de agua libre se mantiene constante gracias al baffle de rebose. El nivel de la interface es controlado por un sistema asociado a una válvula de control de descarga de agua (LCV-106A/107A), mientras que, el nivel de crudo es controlado con un sistema automático, asociado a una válvula neumática (LCV-106B/107B).
5. El agua es descargada en el tanque de almacenamiento de agua (M-ABJ-3000-2 y 5000-1), El gas se envía al depurador y, el crudo se envía, para su deshidratación final, a la línea de alimentación de los Gun Barrel's.
6. Para tener una operación continua del separador, dispone de un sistema de inyección de agua a presión, el cual permite remover los sólidos sedimentados en el fondo del equipo y drenarlos al sistema de separación (skimmer API).

El objeto de los baffles es el de mantener el nivel superior del crudo lo más estable posible. El equipo cuenta además con: un atrapagotas en la salida de gas, para eliminar el arrastre de líquido, dos platinas antivórtice para reducir el efecto de succión de crudo en la descarga de agua libre y la acumulación de gas en las líneas de transporte de líquidos y, varios tomamuestras a lo largo del equipo y en las líneas de descarga de líquidos.

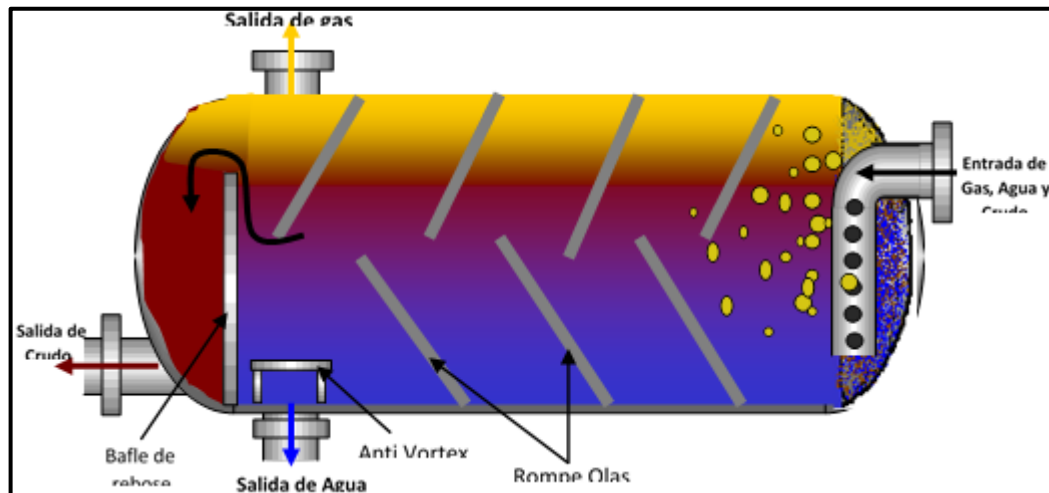
Los FWKOs tienen tres (3) lazos de control locales los cuales le permiten operar en forma segura, a saber:

- **Control de Nivel de Interface:** A través del controlador LIC-106/107 A, se ajusta la apertura de la válvula LV-111 A manteniendo el nivel de la interface (crudo-agua) en un intervalo constante. En caso de bajo nivel de interface, se activa el interruptor LSL-106/107 A, con su correspondiente alarma LAL-110/111 A, la cual es visible en el cuarto de control. Se dispone de un sistema similar para el caso de alto nivel de la interface (LSH-106/107 A y LAH-106/107 A). En caso de detectarse muy bajo nivel de líquido en la cámara de separación se activa el interruptor LSSL-106/107, con su alarma (LALL-106/107) cerrando la válvula de Shut Down del equipo (SDV-106/107).
  
- **Control de Nivel de Crudo:** A través del controlador LIC-106/107 B, se ajusta la apertura de la válvula LV-106/107 B, manteniendo el nivel de crudo en un intervalo constante, tal y como se indica en el numeral 4 (Niveles de operación y alarmas). En caso de bajo nivel de crudo, se activa el interruptor LSL-106/107, B con su correspondiente alarma LAL-106/107 B, la cual es visible en el cuarto de control. Se dispone de un sistema similar para el caso de alto nivel de crudo (LSH-106/107 B y LAH-106/107 B). En caso de detectarse muy alto nivel en la cámara de crudo se activará el interruptor LSHH-106/107, con su alarma (LAHH-106/107) cerrando la válvula de Shut Down del equipo (SDV-106/107).
  
- **Control de Presión:** A través del controlador PIC-106/107, se ajusta la apertura de la válvula PV-106/107 manteniendo la presión del equipo y de los sistemas aguas atrás en un valor constante. En caso baja presión, se activa el interruptor PSL-106/107 con su correspondiente alarma PAL-106/107, la cual es visible en el cuarto de control. Se dispone de un sistema similar para el caso de alta presión (PSH-106/107 y PAH-106/107).


En caso de detectarse muy alta presión se activa el interruptor PSHH-106/107, con su alarma PAHH-110/111 cerrando la válvula de Shut Down del equipo (SDV-106/107). Adicional a esta protección se tienen dos válvulas de seguridad (PSV-106/107 A/B), las cuales se abrirán liberando gas hacia el sistema de tea. En la

Figura 4 se puede observar la distribución interna de un separador trifásico.

**Figura 4. Esquema general Free Water Knockout (F.W.K.O)**



**Tabla 14. Accesorios e Instrumentación de los FWKOS**

Accesorios	Ilustración
<p>Válvula SDV.                      - Modelo: P-325-12-SR                      - Marca: Grove B5 –12”-300 lbs . Actuador: Rotork p.                      - Su función principal es de proteger la vasija en los Eventos de alta presión, alto nivel ó comando Operador.</p>	

Accesorios	Ilustración
<p>Válvula de seguridad</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 2 válvulas de 6" X ANSI 150. Marca: Teledyne Farris Type: 26PA10-120 4 PG. Setting: 65 y 70 psi.</li> <li>- Su función es proteger la vasija en caso que falle la Válvula SDV y dispara directamente al separador de la tea. "nocaut drum".</li> </ul>	
<p>Válvula de Control de Nivel de Crudo</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Fisher 8560-3"-150 lb. Actuador 1052</li> <li>- Posicionador: 3610 J.</li> <li>- Su función es controlar en nivel de crudo en la cámara número 2, operando cuando el nivel este a en 4 pies de altura.</li> </ul>	
<p>Válvula de Control de Nivel de Agua</p> <p>Fisher 8560-8"-150 lb. Actuador 1052, posicionador 3610J.</p> <p>Su función es controlar el nivel de agua en la cámara uno, operando cuando el nivel este en 6.5 pies de altura.</p>	
<p>Válvula reguladora de presión BP.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Presión: ANSI 150 Marca: fisher 8560</li> <li>- Diámetro: 4". Actuador: 1052 Controlador: 4160 K. Posicionador: 3610 J, Rango: 0-100 psi</li> <li>- Su función es mantener una presión de operación de 50 psi en la vasija.</li> </ul>	
<p>Indicador de Nivel</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Marca: PENBERTHY</li> <li>- Indica el nivel de interfase tiene un rango de 24 pulgadas y el de nivel de crudo 48 pulgadas.</li> </ul>	
<p>Control de nivel de crudo e Interface</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Fisher 2502 + 249, Rango: 32 in wc.</li> <li>- Hay dos controles un para la fase aceite y otro para el manejo de la interface.</li> <li>- Su función es enviar la señal para que las válvulas de control operen.</li> </ul>	

Accesorios	Ilustración
<p>Indicador de Temperatura</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Marca: ASHCROFT. Rango 0 – 250° F</li> <li>- Nos indica la temperatura de operación.</li> </ul>	
<p>Indicador de Presión</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Marca: ASHCROFT Rango 0 – 100 PSI</li> <li>- Indica la presión de operación.</li> </ul>	
<p>Sensores de Nivel</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Temperatura Máx: 185° C. Voltaje: 125 – 277 AC.</li> <li>- Su función es de enviar señal de alarma por alto y bajo nivel en las dos cámaras.</li> <li>- Cámara No.2: alto nivel 5 ft y bajo nivel 3 ft.</li> <li>- Cámara No.1: bajo nivel 7.75 pies.</li> </ul>	
<p>Interruptores de presión</p> <p>United Electric, Modelo: H119A – 41, Rango:0-100 psig.</p> <p>Su función es transmitir la señal.</p>	
<p>Platina anti vórtice</p> <p>Diámetro 16". Su función es evitar que se forme vórtice y arrastre partículas de aceite cuando abra la válvula de control de agua.</p>	
<p>Baffles para manejo de flujo turbulento</p> <p>Su función es mantener dentro de la vasija un flujo laminar para que se haga una buena separación de agua.</p>	

Accesorios	Ilustración
Platina de choque y canal conductor. Es donde la emulsión se agita para vencer la tensión superficial y se separa la mayor parte del gas.	
Demister Demister Mesh, dimensiones: 36" Mesh Thickness:6". Material: 316 SS, pressure Drop: 1 psi. Su función principal es atrapar las gotas de líquido que lleva el gas.	

#### 5.2.4. Alistamiento

La siguiente es una lista de pruebas y chequeos que deben efectuarse en forma conveniente y práctica antes de la puesta en marcha del sistema de deshidratación, después de la construcción, una reparación, o de un tiempo largo de haber estado fuera de servicio:

- 1) Comprobar que la construcción o reparación ha sido concluida completamente y a satisfacción.
- 2) Revisar que el área y los pisos de cada equipo del sistema de deshidratación, estén libres de objetos utilizados en la construcción o reparación, de grasas, aceites o cualquier tipo de desecho.
- 3) Con la lista de platinas ciegas, realizada durante la reparación, revisar que sean retiradas y las bridas cerradas con sus empaques. Verificar que los "ochos", hayan quedado en posición abierto.

- 4) Revisar que los instrumentos estén en servicio, debidamente calibrados y que los puntos de control han sido probados y que se dispone de aire de suministro.
- 5) Revisar los tableros de control de los equipos, comprobar que disponen de los puntos de ajuste o control y que todos los sistemas de protección tienen sus respectivos puntos de parada o corte.
- 6) Comprobar que el aire para instrumentos, energía eléctrica a tablero y transformador de corriente y parrilla estén disponibles.
- 7) Drenar las líneas, filtros y reguladores de presión.
- 8) Tramitar la autorización para iniciar la operación, firmando la lista de chequeo de cada uno de los equipos que conforman este sistema de deshidratación.

## **6. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y TRANSFERENCIA DE CRUDO**

### **6.1. INFORMACIÓN TÉCNICA**

La batería dispone de un tanque de almacenamiento y transferencia de crudo (M-ABJ-20000-1), para recibir el crudo limpio que llega de los “Gun Barrel’s” con especificaciones máximo 0.5% de BS&W y un contenido de sal menor de 20 lbs/1000 Bbls. El tanque cilíndrico de techo cónico fijo permite una operación de recibo y entrega simultánea, asegurando la cabeza de succión de las bombas de transferencia de crudo.

Una forma segura de almacenar el petróleo crudo es en los tanques de características particulares de normas API. Estos depósitos permiten además la medición exacta de volúmenes.

El sitio de la batería para ubicación de los tanques debe ser seleccionado atendiendo razones técnicas y de seguridad. La altura sobre el piso determina condiciones hidráulicas de flujo, esto es, caídas de presión de las corrientes de entrada y salida y el suministro de cabeza estática para la succión de las bombas. Los tanques están contenidos en diques con el fin de evitar la dispersión de derrames que ocurran durante la operación. Debido al peligro que encierra la presencia de vapores cerca de los tanques, se acostumbra conectar todos los tanques a tierra, a través de una rejilla enterrada.

Cada tanque dispone de una tabla de aforo que permite leer y confirmar la cantidad de barriles correspondientes a cada pulgada y fracción.

### **6.1.1. Aspectos importantes sobre los tanques**

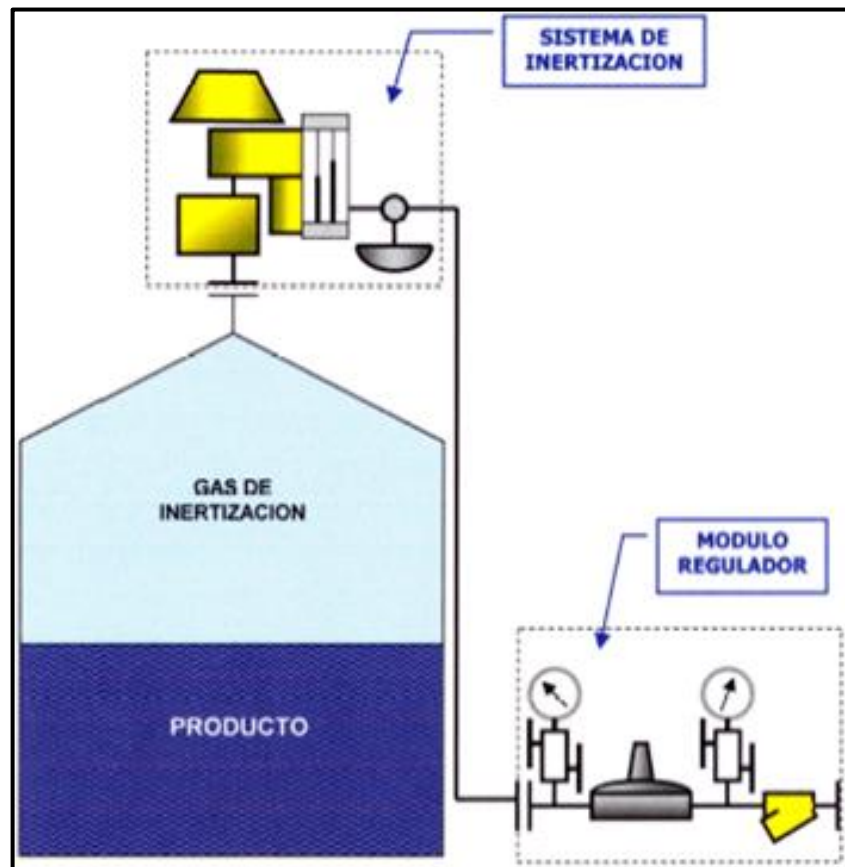
- a) Todo tanque debe tener su correspondiente tabla de aforo. Cada tanque debe aforarse al menos una vez cada cinco (5) años, o cada que se someta a algún tipo de reparación. Las tablas de aforo viejas debe destruirse.
  
- b) Los aforos deben unificarse al sistema métrico decimal, con exactitud a 1 mm.
  
- c) El aforador deberá establecer la altura de referencia de cada tanque; esta es la distancia que hay desde el fondo del tanque hasta un punto predeterminado en la boquilla de medición, que deberá quedar marcado (punto de referencia). Desde este punto se deben hacer todas las mediciones y allí deben estar establecidos: Números del tanque, altura de referencia y fecha de aforo.
  
- d) En cada localización debe elaborarse una hoja que indique el número de cada tanque, su altura de referencia, la altura máxima (90% de la altura de referencia), y su nivel mínimo. Esto indicará los volúmenes máximos de llenado y mínimo de vaciado.
  
- e) El estado y color de la pintura de los tanques es importante para mantener el mínimo de pérdidas por evaporación.
  
- f) Al menos una vez al mes deben revisarse las válvulas de presión y vacío, pues su mal funcionamiento puede causar deformaciones y hasta rupturas del tanque, así como pérdidas por evaporación.

### 6.1.2. Inertización

Estos sistemas operativos, permiten mantener una atmósfera protectora de gas sobre líquidos en tanques de muy baja presión positiva aun cuando el líquido es bombeado o se produce un enfriamiento atmosférico. No mantener esta inertización acelera los procesos corrosivos en paredes y techos de tanques.

Se utiliza una presión de gas reducida para operar la válvula principal. La presión del tanque es censada por el diafragma del piloto y por el actuador de la válvula. Esto permitirá mantener constante una baja presión positiva como atmósfera protectora sobre los líquidos almacenados.

**Figura 5. Sistema de Blanketing simple**



### **6.1.3. Pérdidas por evaporización en tanques**

La evaporación es el proceso natural por el cual un líquido se convierte en vapor, el cual finalmente es perdido a la atmósfera. El líquido que se evapora puede estar libre, como un lago, o confinado dentro de un recipiente tal como un tanque de almacenamiento de hidrocarburos.

Por definición las pérdidas por evaporación se dan cuando los vapores alcanzan finalmente la atmósfera.

En el proceso de almacenamiento de hidrocarburos presentan las siguientes clases de pérdidas por evaporación:

- **Pérdidas por Respiración:**

Es el volumen expelido a la atmósfera a causa de los siguientes factores:

- Expansión térmica de los vapores existentes
- Expansión causada por cambios en la presión barométrica
- Incremento en la cantidad de vapores generados a causa de la vaporización del líquido almacenado.

Las pérdidas por evaporación ocurren en la mayoría de los tanques y se presentan cuando se exceden los límites de presión o cambios de volumen relativos al recipiente. Los tanques de techo cónico diseñados para operar a unas pocas pulgadas de agua de presión o vacío sufren pérdidas por evaporación.

El volumen de estas pérdidas pueden ser determinado mediante un procedimiento computarizado desarrollado a partir del boletín 2815 API, en el cual se establece

que el volumen de hidrocarburos perdido por respiración es directamente proporcional a:

- Presión de vapor real o verdadera (TVP) del líquido
  - Diámetro del tanque
  - Altura vacía del tanque incluyendo el espacio vacío del cono
  - Promedio de la diferencia de temperaturas en grados Fahrenheit
  - Factor de pintura
- 
- **Perdidas por llenado:** Estas pérdidas hacen referencia al volumen de vapores expelidos por el tanque como resultado de su llenado sin tener en cuenta el mecanismo exacto que los produce.
  
  - **Perdidas por Desocupación:** La pérdida por desocupación de vapores desalojados por el tanque después de la remoción del hidrocarburo almacenado, es lo que se ha denominado pérdidas por desocupación. Al desocuparse un tanque de techo fijo, se aumenta el espacio interno que puede ser ocupado por los vapores, favoreciéndose de esta forma la vaporización del hidrocarburo remanente por la lógica disminución de la presión parcial, además la entrada del aire circúndate en cantidad suficiente mantiene el tanque a presión atmosférica alcanzándose rápidamente una condición de equilibrio. En ese momento la cantidad de vapor excede el volumen del espacio interior causándose la expulsión inmediata de gases a la atmósfera.

Las pérdidas por desocupación y llenado conforman las denominadas pérdidas por operación, que el número 2815 API, define como “cantidad de vapor emitido a la atmósfera por un tanque durante su operación”.

#### **6.1.4. Normas de seguridad en tanques**

- Con el objeto de eliminar los riesgos por acumulación de electricidad estática, debe mantenerse siempre un contacto directo con las escaleras al llegar al tope del tanque, y antes de abrir la escotilla de medición creando así un polo a tierra. Además, durante la medición, deben mantenerse un contacto entre la cinta de medición y la boquilla, por lo menos hasta que la plomada entre el líquido.
- Nunca debe medirse un tanque durante una tormenta eléctrica.
- Debe evitarse la inhalación de gases que salen del tanque mientras la boquilla de medición está abierta, manteniendo una posición adecuada en relación con la dirección del viento, si hay gases tóxicos debe emplearse una máscara adecuada.
- Antes de las medidas tanto iniciales como finales de un tanque, las válvulas de recibo y entrega de este deben estar cerradas, para prevenir pases o desplazamiento de producto hacia otros tanques o sistemas.
- En tanques de techo cónico, deben evitarse la medición con más de dos personas sobre el techo. Si ello fuera inevitable el número de personas debe ser igual tanto en la medición inicial como final, como ocurre en el caso de un recibo o entrega.
- Las medidas de tanques deben tomarse tan pronto como sea posible después de una operación de recibo o entrega. Sin embargo, debe permitirse tiempo suficiente para decantación, expulsión de aire, etc., después que el tanque haya terminado su operación.

- Puede resultar un incremento considerable en el volumen de un tanque a causa de la inclusión de burbujas de aire, causadas tanto por inyección del mismo para agitación, como para efectos de bombeo durante operaciones de recibo. Por esta razón, en cada localización, dependiendo de la operación, el tipo de producto y los volúmenes trasegados, se establecerá un tiempo mínimo de reposo, después de operaciones que haya podido introducir aire en el tanque.
- En todos los casos el tanque no deberá medirse mientras haya evidencia de expulsión de aire, que se nota por la presencia de burbujas que se rompen en la superficie del aceite.
- Las cintas torcidas o que han sido reparadas no deben emplearse para la medición. La plomada deberá reemplazarse cuando el desgaste u otra distorsión en cualquiera de sus partes exceda de 1 mm. Mediante el uso del calibrador de cintas verifique la exactitud de la pesa para determinar el estado del ojo de la argolla.
- Es importante resaltar que la plomada debe ser construida en un material que no produzca generación de chispa. (Bronce)

## **6.2. TANQUE DE ALMACENAMIENTO**

El tanque de almacenamiento de la Batería Monal, está provisto de:

- Una conexión de entrada de 8", para recibir el crudo tratado de los "Gun Barrel's".

- Una conexión de salida de 10", que se comunica con los filtros y la succión de las bombas centrífugas que bombean el crudo a la estación Tenay a través de la unidad LACT.
- Otra conexión de entrada de 10", por donde se puede recibir crudo tratado de la batería Satélite, cuando ésta, por circunstancias muy especiales no puede entregar directamente a la estación Tenay ó al sistema de medición y existe disponibilidad de almacenamiento en la batería El Monal.
- Una línea de recirculación del fondo de 3", que se encuentra conectada al Gun Barrel No. 2 y al tanque M-ABJ-3000-1 de rechazos.
- Una conexión de 3" de drenaje conectada al "Skimmer", para determinar la calidad del agua.
- Una línea de 3" que suministra espuma contraincendio, para cuando haya presencia de fuego.
- Una válvula de presión y vacío (PVV) que los protege tanto por alta presión como por vacío. La sobrepresión puede ocasionarse por vaporización de componentes livianos y/o durante el llenado debido al confinamiento de vapores a medida que sube el nivel de crudo en el tanque. El vacío puede ocasionarse durante la desocupación del tanque cuando se bombea al oleoducto, entonces la válvula permite la entrada de aire atmosférico si la presión del gas de cobertura es baja.
- Un sistema de alarma por alto y bajo nivel, conectado al tablero de control en la caseta del operador.

El tanque tiene capacidad de almacenamiento equivalente a 20.000 bls., lo cual equivale al recibo de producción de 3 días de operación (condición actual), ante

cualquier falla que impida el despacho a la estación Tenay y está conectado al sistema automático de medición, fiscalización y despacho que suministra el volumen de crudo vendido (unidad LACT) cumpliendo con las especificaciones requeridas (máximo de 0,5% de BS&W y un contenido de sal menor de 20 libras / 1000 barriles), estas especificaciones se tiene que monitorear durante el tiempo de bombeo, debido a que este sistema es de recibo y entrega.

El tanque de almacenamiento tiene su respectiva tabla de aforo, de donde se puede conocer con exactitud el volumen de crudo almacenado, tomando la altura de líquido en el tanque con la cinta de medición. La tabla de aforo da el volumen en barriles y la altura debe darse en metros, centímetros y milímetros.

El tanque está conectado a un sistema automático de medición que suministra la altura del crudo del tanque. Además, está conectado a través de una línea de 2" que suministra agua a presión para la remoción y limpieza de sedimentos del fondo.

El techo del tanque está conectado a la línea de gas de deshecho que va al tambor de tea baja, que puede servir para disminuir la presencia de gas en el tanque y evitar el funcionamiento de las válvulas de presión y vacío.

### **6.2.1. Monitoreo de la operación**

El operador debe observar lo siguiente en el tanque de almacenamiento:

1. Nivel de crudo en tanque.
2. Nivel de agua en el fondo del tanque. De ser necesario se deberá recircular este fluido a los Gun-Barrels o drenar manualmente al skimmer.

### **6.3. UNIDAD LACT**

La unidad de medición LACT son instalaciones que permiten medir el crudo transferido desde los tanques de almacenamiento de la batería de producción hasta el oleoducto, en forma automática debidamente programada para controlar la cantidad y la calidad del crudo entregado.

La batería dispone de un sistema de medición, fiscalización y transferencia de crudo al oleoducto, el cual fue diseñado para cumplir los siguientes objetivos:

- Medir simultáneamente la producción de las baterías El Monal y Satélite.
- Realizar la transferencia de crudo certificada a ECOPETROL con la calidad y precisión requeridas por ECOPETROL y el Ministerio de Minas y Energía.
- Calcular la producción y venta del crudo producido en las baterías El Monal y Satélite.
- Calibrar en forma automática los medidores de flujo mediante la utilización de un probador (prover).

#### **Fotografía 7. Unidad LACT Batería Monal**



La unidad está conformada por los siguientes subsistemas básicos:

- Sistema de supervisión de la calidad de crudo de El Monal, compuesto por un tomamuestras y un medidor de %BS&W instalados en la tubería de llegada.
- Sistema de supervisión de la calidad del crudo de Satélite (tomamuestras y medidor de %BS&W).
- Tres brazos de medición (“skid’s”), dotados de válvulas de bloqueo, filtro y medidor de flujo del tipo “desplazamiento positivo”. Un brazo está destinado para la medición del crudo de El Monal, otro para la de Satélite y el restante se utilizará como respaldo.
- Dos cabezales antes de los trenes de medición, con válvulas de seccionamiento para permitir la medida independiente, en cualquiera de los tres brazos de medición, del fluido proveniente de cualquiera de las baterías.
- Prover o lazo calibrador.
- Dos cabezales a la salida de medición, los cuales permiten, llevar a cabo las corridas del probador (prover) para calibrar un medidor y al mismo tiempo, medir en otro de los brazos disponibles.

- By-pass de la unidad LACT del crudo que llega de El Monal.
- By-pass de la unidad LACT del crudo que llega de Satélite.

Esta configuración permite realizar las siguientes operaciones:

- Medición por cualquiera de los tres brazos, del crudo producido en El Monal.
- Medición por cualquiera de los tres brazos, del crudo producido en Satélite.
- Medición simultánea e independiente del crudo producido en ambas baterías.
- Cambio del brazo de medición sin parar el bombeo de crudo.
- Medición continua e independiente del contenido de agua en el crudo de cada batería.
- Muestreo automático del crudo despachado para análisis en laboratorio.
- Cálculo automático del volumen bruto y neto de crudo de cada batería.
- Calibración automática de los medidores de flujo.





El alineamiento para la medición de cada batería deberá hacerse operando manualmente las válvulas del skid que se va a utilizar.

El alineamiento del prover para la calibración de algún medidor debe hacerse operando las válvulas manualmente. El manejo de la válvula de cuatro vías para las corridas que se programen se realiza desde el computador, el cual controlará la operación y realizará los cálculos del Factor de corrección que se programen.

### **6.3.1. Descripción del sistema y los equipos asociados**

**Tabla 15. Componentes de la Unidad LACT**

Accesorios	Ilustración
<p>Desaireadores eliminadores de aire horizontales marca Smith</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Modelo DR-6-4565-3-R para el tag. M-APJ-101</li> <li>- Modelo MT-7057013 para el tag.</li> </ul> <p>Son recipientes a presión, horizontal que funcionan reduciendo la velocidad del fluido, permitiendo que las burbujas de vapor se eleven a la parte superior del recipiente donde son evacuadas a través de la cabeza expulsora de aire.</p>	
<p>Computador marca Smith SyberTrol, display unit modeling STD-LCB-CBF-DBF con unidad modulante STB-EX1-IBF.</p> <p>El módulo de recibo STB-EX1-IBF está instalado en el skid de la unidad LACT en una caja a prueba de explosión. En este módulo se conectan todas las señales que son retransmitidas al computador SyberTrol, vía cable de comunicación por dos hilos. El Sybertrol hace las siguientes tareas más importantes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Controla el sistema de tomamuestras.</li> <li>- Da alarmas por anomalía en la operación, registra todas las variables de proceso o por falla de las señales.</li> <li>- Toma las señales de flujo, temperatura y presión de cada brazo, calculando el flujo neto y bruto espaciado en cada bache.</li> <li>- Controla las corridas del prover y calcula el factor de corrección de los medidores.</li> </ul>	
<p>Toma muestras S-AE-101. LTV operada con válvula solenoide en el recipiente adaptado para evitar contaminaciones se toman las muestras del crudo proveniente de la batería Satélite para llevarlas al laboratorio. Su rango es de 0-10CC.</p> <p>Toma muestras JISKOOT, modelo 210 MK II. Con dos cilindros portátiles PR-23, tag M-AE-101 con sus accesorios válvulas de alivio, breaker de vacío, sellos, indicador, mangueras, válvula piloto de 4 vías, válvula solenoide marca Honeywell tipo 73419.</p>	

Accesorios	Ilustración
<p>Cabezales de recibo de la Batería Monal y Satélite. Permiten recibir independientemente el crudo de las dos baterías y enviarlo a los medidores que el Operador seleccione. Para lo anterior se deben abrir las válvulas de bola B2R que conecta cada cabezal de recibo con el skid que va a medir el crudo de cada batería.</p> <p>Analizadores de BS&amp;W marca Invalco. Modelo CX-645-6-00-BFP, con detector modelo 4528-5, rango 0-5%, Tags BSW-ZAU-101A y BSW-ZAU-101B. Envían señal de 4-20mA para dar alarma cuando el crudo proveniente de las baterías Satélite y Monal, respectivamente, tienen un contenido de agua mayor al 3%.</p>	
<p>Válvulas de seguridad y alivio marca Consolidate PSV-ZAU-101A, PSV-ZAU-101B, PSV-ZAU-101C. Protegen a los medidores, las líneas y a los instrumentos de presiones, mayores a 125 PSIG.</p>	
<p>Filtros marca Smith serie A3208, Tiket print 14, modelo GC-S3, máximo flujo 200 GPM, Tags FQIT-ZAU-101A, FQIT-ZAU-101B, FQIT-ZAU-101C. Miden, totalizan, indican y envían señal de pulsos al computador SyberTrol para indicar el flujo que está pasando por ellos.</p>	
<p>Medidores marca Smith serie A3208, Tiket print 14, modelo GG-S3, máximo flujo 1010 GPM, mínimo flujo 200 GPM, Tags. FQIT-ZAU-101A, FQIT-ZAU-101B, FQIT-ZAU-101C. Miden, totalizan, indican y envían señal de pulsos al computador SyberTrol para indicar el flujo que está pasando por ellos.</p>	
<p>Transmisores de presión marca Rosemount. Modelo 1151, rango 0-200 psig, tags PT-ZAU-101 A/B/C/D. Permiten la supervisión en el cuadro de control y el computador los usa para compensar por presión los cálculos del flujo.</p> <p>Transmisores de temperatura marca Rosemount. Serie 65 RTD PT 101, rango 0-200 psig, tags TT-ZAU-101 A/B/C/D. Permiten la supervisión en el cuadro de control y el computador los usa para compensar por temperatura los cálculos del flujo.</p>	
<p>Prover de 14" marca LTV Energy. Compara el flujo que pasa por él con el flujo que por el medidor, para que el computador SyberTrol calcule el Factor de Corrección que debe ser utilizado en los medidores de desplazamiento positivo para el cálculo final de flujo.</p>	

Accesorios	Ilustración
<p>Válvula motorizada de cuatro vías marca General, modelo 4721G, con actuador Limitorque tipo SMC No. B77V1653N-01, serie L386998, Tag MOV-ZAU-101, la cual es operada por el computador para dirigir el flujo escalonadamente en las dos direcciones del prover. El paso de la bola por los detectores XS-ZAU-101A/B permite dar el factor de corrección ya que se conoce el volumen existente entre los dos instrumentos</p>	
<p>Estación de contrapresión de 6" x 150 lb, marca Fisher, tipo ED con controlador tipo 4160K, serie 15149918, Tag PC-ZAU-101 / PCV-ZAU-101. Su función es generar una presión suficientemente alta y estable para la operación de la unidad LACT.</p>	
<p>Manómetros rango 0-200 psig y termómetros, rango 0-150 °C PI-ZAU-101A/B/ y TI-ZAU-101A/B/C. Permiten supervisar localmente la presión y la temperatura del crudo que llega de las baterías.</p> <p>Conocida la función y el control que hace cada elemento es necesario tener las siguientes precauciones para evitar daños en los equipos o errores en la medición:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificar que la alimentación eléctrica a los equipos sea la correcta y se encuentre en condiciones estables.</li> <li>• Calibrar los instrumentos periódicamente, como mínimo cada mes o cuando se detecten valores sospechosos.</li> <li>• Verificar que no hayan fugas de crudo por las uniones, bridas, prensa, estopas, etc. De los componentes de la unidad LACT.</li> <li>• En las corridas de prover, verificar que el flujo sea estable y que las presiones y las temperaturas medidas en el skid que se va a calibrar y en el brazo del prover sean aproximadamente iguales.</li> <li>• Verificar que los filtros de los skid que se ven o están utilizando no estén sucios.</li> <li>• Verificar que no haya alarma por alto contenido de agua en el crudo.</li> <li>• Verificar que la cantidad del crudo almacenado sea mayor a la cantidad del bache que se va a despachar.</li> </ul>	

### 6.3.2. Operación del sistema y los equipos asociados

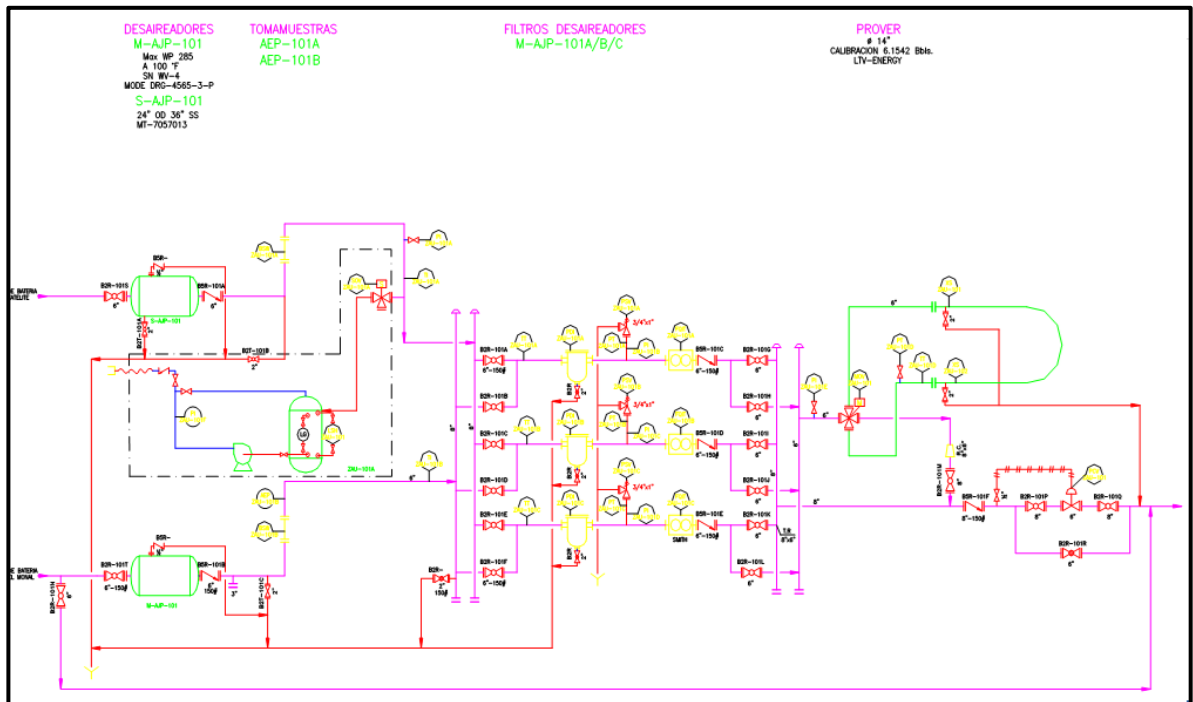
### 6.3.2.1. Interfases del sistema

La operación de la Unidad LACT está vinculada con los siguientes sistemas:

- Gun barrel de El Monal y de Satélite. Los BS&W instalados a la salida de crudo de los gun barrel se controla que el contenido de agua sea menor al 3%.
- Tanques de almacenamiento de El Monal y de Satélite. Antes de enviar el bache de crudo se debe verificar que el almacenamiento de crudo sea mayor a la cantidad que se desea enviar a ECOPETROL.
- Bombas de transferencia de crudo de El Monal y de Satélite. Se debe verificar la disponibilidad de las bombas y seleccionar las que se requieren para el envío de crudo.
- Sistema de recibo de ECOPETROL. Se requiere coordinar con ECOPETROL el programa de envío y el manejo de la transferencia de custodia.

En la *Figura 6* se puede observar el diagrama de distribución de instrumentos de la Unidad LACT.

### **Figura 6. Diagrama de tubería e instrumentos Unidad LACT Batería Monal**



### 6.3.2.2. Plan de puesta en marcha

Las siguientes etapas se requieren cumplir para iniciar la puesta en servicio de la Unidad LACT M-ZAU-101:

Verificar el cumplimiento de las interfaces indicadas en el numeral 6.3.2.1. Verificar que el computador SyberTrol se encuentre en servicio y no presente señales de fallas. Verificar que la estación de trabajo (PC, monitor e impresora) se encuentren trabajando, conectadas al computador SyberTrol y no presenta señales de falla. Con las válvulas instaladas aguas abajo de los cabezales de recibo de los Skid de mediciones cerradas, abrir la válvula de recibo y con los desaireadores sacar el aire que llegue por las tuberías. Este paso es importante para evitar la ruptura de los alaves de los medidores. Verificar el Sistema. Verificar que la estación de control, PC/PCV-ZAU-100 que mantiene la presión estable en el patín se encuentre en servicio y con alimentación de aire. Seleccionar el Skid, abriendo las válvulas como se indica en los flujogramas 1 y 2. En ellos se indican

las secuencias para realizar la operación de la unidad LACT, ya sea para medir solo el crudo de El Monal o de Satélite o el crudo de las dos baterías en forma simultánea.

#### **6.3.2.3. Operación normal**

En los flujogramas 1 y 2 se indica la operación normal para la puesta en operación de cualquiera de los tres skid para medir el crudo del Satélite y/o de El Monal respectivamente. La operación de las válvulas es manual, por lo cual el Operador debe verificar que el monitor SyberTrol y la estación de trabajo (PC y Monitor) se encuentren trabajando sin fallas antes de trasladarse a campo a realizar las maniobras. La unidad LACT trabajará con un tercer Skid de reserva el cual se puede poner en servicio sin parar el envío de crudo. Para lo anterior, primero se abren las válvulas del skid de respaldo y posteriormente se cierran las válvulas del skid que se va a sacar de servicio. No se debe drenar durante la operación de la unidad LACT.

#### **Figura 7. Diagrama de flujo 1 de una operación normal**

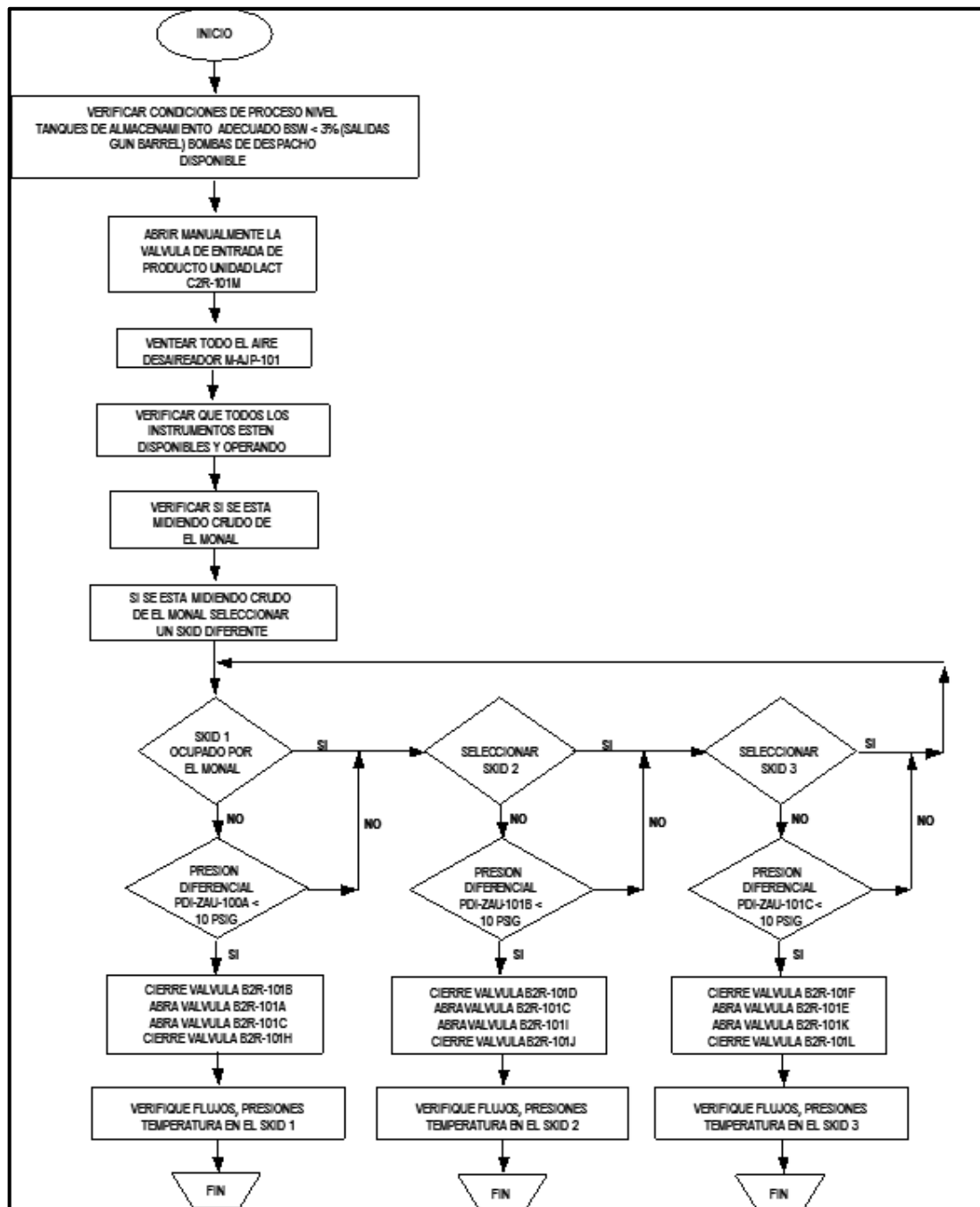
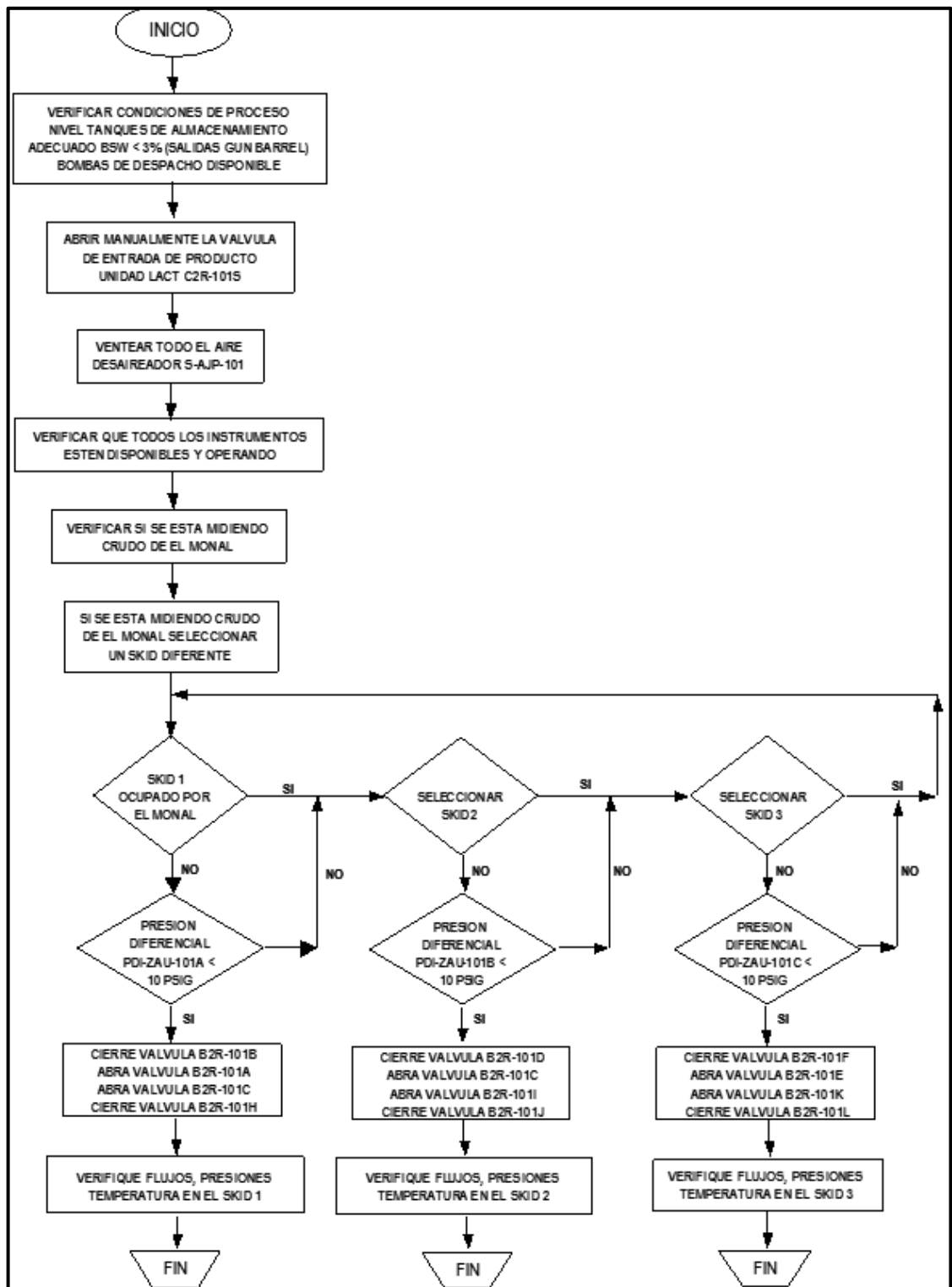


Figura 8. Diagrama de Flujo 2 de una operación normal



6.3.2.4. Paradas, disparos y otras acciones del sistema

Cada skid de medición está protegido con una válvula de alivio que lo protege de presiones superiores a 120 PSIG, pero su activación no afecta la medición por encontrarse instalada aguas arriba de los medidores.

Las siguientes fallas, chequeadas por el Operador localmente deben originar paradas o cambio de skid de medición:

- Por fugas en los accesorios de conexión o por los elementos que componen la unidad LACT
- Por falla de los desaireadores
- Por falla de algún medidor que esté en servicio
- Parada del skid que esté midiendo caudales menores a 100 GPM o mayores a 1200 GPM. Estas medidas también se pueden verificar en el computador.
- Para la supervisión del sistema las siguientes alarmas están configuradas en el computador y podrán ser chequeadas en la estación de trabajo:
- Alto contenido de agua en el crudo (mayor al 3%)
- Alta y baja presión en los skid de medición y en el Prover
- Alto y bajo flujo en los skid de medición
- Falla en las corridas del Prover
- Falla en alguna señal conectada en el computador

#### **6.3.2.5. Corridas del lazo calibrador**

Periódicamente se deben calibrar los medidores para lo cual se requiere alinear el medidor seleccionado con el Prover siguiendo las acciones indicadas en el flujograma 3.

La operación de la válvula motorizada se debe iniciar con flujo estable y sin fugas en las válvulas que no estén alineadas al Prover o en el sistema.

La medición y la transferencia de custodia requieren que sea a flujos estables para permitir el almacenamiento durante el transporte sin pérdidas anormales por evaporación.

### **6.3.3. Recomendaciones de mantenimiento**

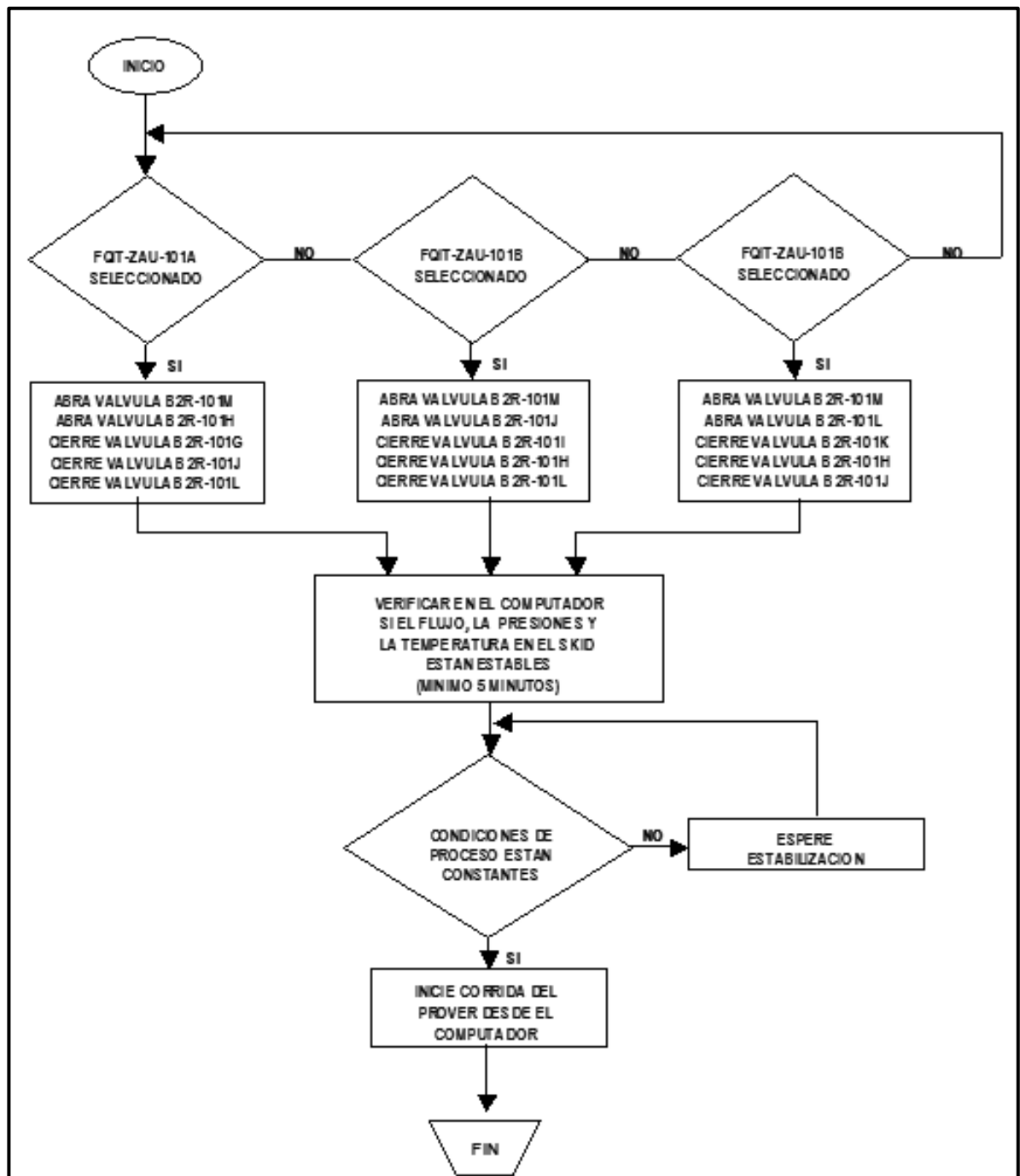
En los manuales anexos a este documento se indican las recomendaciones de mantenimiento que los fabricantes de los equipos e instrumentos recomiendan hacer optimizar la medición y para protegerlos.

Adicional a lo anterior es importante:

- Chequear, como mínimo cada dos meses que las señales lleguen correctamente al SyberTrol y que no haya terminales flojos en las borneras de los instrumentos y de los tableros.
- Calibrar e inspeccionar cada mes todos los instrumentos.
- Hacerle limpieza a los filtros cada vez que su presión diferencial sea mayor a 15 PSI.
- Destapar para realizar chequeos y limpieza de las partes de los medidores SMITH como mínimo cada dos meses.

- Arrancar los equipos con motor eléctrico, que no se han utilizado como mínimo cada mes.

Figura 9. Diagrama de flujo 3 para corridas del lazo calibrador



#### **6.4. TANQUE DE PRUEBAS YO RECHAZOS (M-ABJ-3000-1)**

La batería dispone del tanque M-ABJ-3000-1, llamado tanque de pruebas y/o rechazos, que permite recibir un bache de crudo fuera de especificaciones del tanque de almacenamiento o de los “Gun Barrel’s” cuando los análisis de BS&W no sean satisfactorios y se requiera volver a tratarlo entrando al sistema de deshidratación. Sin embargo, esta no es la única función del tanque ya que en el se realiza la Fiscalización y almacenamiento temporalmente la producción del pozo que está en prueba.

El manejo del crudo rechazado se hará por medio de las bombas centrífugas disponibles, que además, harán las veces de bomba de recirculación entre tanques.

El tanque de pruebas y/o rechazos está provisto de:

- Una conexión de entrada de 6”, para recibir el fluido tratado del Gun Barrel No.1 y los separadores bifásicos de pruebas 101 y 103.
- Una conexión de entrada de 8”, para recibir el fluido de los Gun Barrels No. 1 y 2 con el fin sacar de línea el tanque de almacenamiento 20.000-1, o cuando se requiere rebosar la Interfase de los Gun Barrels por presencia de sólidos.
- Una conexión de salida de 8” que se comunica a las bombas de recirculación y la succión de las bombas de transferencia que bombean el crudo a la estación Tenay.
- Una línea de 3” que suministra espuma disuelta en agua a presión contra incendio para cuando haya presencia de fuego. El suministro de espuma está disponible tanto para los diques como para los tanques.

- Una línea de salida de 6" que envía el gas al tambor de tea baja.
- Una válvula de presión y vacío (PVV) que lo protege tanto por alta presión como por vacío. La sobrepresión puede ocasionarse por vaporización de componentes livianos y/o durante el llenado debido al confinamiento de vapores a medida que sube el nivel de crudo en el tanque. El vacío puede ocasionarse durante la desocupación del tanque cuando se bombea al oleoducto, entonces la válvula permite la entrada de aire atmosférico si la presión del gas de cobertura es baja.
- Un transmisor por alto y bajo nivel, conectado al sistema Delta V en la caseta del operador.
- Un Manhole para realizar el mantenimiento al tanque.
- Líneas a tierra.

El tanque está conectado a un sistema automático de medición que suministra la altura del fluido del tanque. Además, está conectado a través de una línea de 2" que suministra agua a presión para la remoción y limpieza de sedimentos del fondo.

El techo del tanque está conectado a la línea de gas de deshecho que va al tambor de tea baja, que puede servir para disminuir la presencia de gas en el tanque y evitar el funcionamiento de las válvulas de presión y vacío.

El tanque de almacenamiento tiene su respectiva tabla de aforo, de donde se puede conocer con exactitud el volumen de crudo almacenado, tomando la altura de líquido en el tanque con la cinta de medición. La tabla de aforo da el volumen en barriles y la altura debe darse en metros, centímetros y milímetros.

El manejo de crudo rechazado y probado se hará por medio de las bombas de recirculación a los Gun Barrel con el fin de volverlo a meter al sistema.

#### 6.4.1. Accesorios e instrumentación de tanques de pruebas

En la *Tabla 16* se pueden apreciar cada uno de los accesorios de los tanques de prueba

**Tabla 16. Accesorios e instrumentación de tanques de pruebas**

Accesorios	Ilustración
Válvula de presión de vacío. - MARCA GROTH. - Diámetro: 6" X 150 lb – RF - Presión: 3.5" H2O. - Vacío: 4.0" H2O.	
Válvulas de Medición - MARCA ENARDO - Diámetro: 8" X 150 lb – RF - Presión: 3.5" H2O.	
Salida de Gas a TEA. - DIÁMETRO 3"	
Manhold Superior	

Accesorios	Ilustración
Manhold Inferior	
Válvula de drenaje - Diámetro 3"	
Válvula de Salida - DIÁMETRO 6" ANSI 150 - Sección de bomba de recirculación	
Línea de entrada espuma sistema contra incendio - DIÁMETRO 3" - FOAM CHAMBER	
Transmisor de nivel	
Entrada del Separador de Prueba - DIÁMETRO 6" ANSI 150	

Accesorios	Ilustración
Entrada Producción Limpia Gun Barrel 1 y 2. - DIÁMETRO 6" ANSI 150	
Línea de Conexión a tierra	

### 6.5. BOMBA DE TRANSFERENCIA DE CRUDO

El equipo de transferencia está compuesto por dos bombas centrífugas de 730 GPM cada una, acopladas a motores eléctricos de 125 H.P a 3500 rpm. Las bombas succionan el crudo por una línea de 10" desde el tanque de almacenamiento, que se amplía a 12", antes de los filtros y entra a la succión de las bombas por una línea de 6". Ver

*Figura 9.*

La función de los filtros es retener sólidos y parafinas con el fin de enviar un crudo más limpio a la Estación Tenay.

### Fotografía 8. Bombas de Transferencia de Crudo



Las bombas disponen de alarmas de alta presión de descarga y baja presión de succión, que puede generarse por bloqueo de la línea de transferencia o por cierre de válvulas. La operación de transferencia de crudo requiere la atención permanente del operador de producción. Normalmente se operan una bomba que tiene una capacidad de 2800 BPH. La producción de la batería es de aproximadamente 4000 BPD.

#### **6.5.1. Monitoreo de la operación**

El operador debe observar lo siguiente en las bombas de transferencia de crudo:

1. Observar la presión de succión y descarga de las bombas.
2. Comprobar el buen funcionamiento de las bombas, observando ruidos extraños que puedan obligar a suspender el bombeo.







3. Permanecer atento al bajo nivel de crudo en el tanque y parar las bombas desde la sala de control, cuando se escuche la alarma por bajo nivel.
4. Estar atento a todas las señales y alarmas suministradas por la unidad LACT.
5. Informar a la estación Tenay que la operación ha terminado.

### 6.5.2. Equipos y accesorios bombas de transferencia de crudo

A continuación se describen los equipos y bombas de transferencia de custodia.

**Tabla 17. Equipos y accesorios de bombas de transferencia de crudo**

Accesorios	Ilustración
MOTOR ELÉCTRICO - Marca: siemens - Tipe: rgzsd - Hp: 125 - hz: 60 - vol: 460 - Amp: 140 - rpm: 3570	
BOMBA - Marca: INGERSSON – RAND. - Serie: 0387025 - 4X6X10 AC - GPM: 730 - RPM: 3550 - Presión de Diseño: 945 PSI.	
VÁLVULA DE CORTE EN LA SUCCIÓN - 6" ANSI 150. - Su función principal es aislar la bomba cuando se hace mantenimiento o reparaciones.	

Accesorios	Ilustración
<p><b>DESCARGA DE LA BOMBA</b>  - El diámetro de salida es de 4" y se amplía a 6", tiene válvula y cheque de 6" ANSI 150.</p>	
<p><b>CHEQUE EN LA DESCARGA</b>  - 6" ANSI 150</p>	
<p><b>VALVULA DE CORTE EN LA DESCARGA</b>  - 6" ANSI 150  - Sirve para aislar la bomba para su mantenimiento o reparación.</p>	
<p><b>DESAIRADOR BOMBA</b>  - Existe un sistema que va direccionado a una cajilla principal para evitar contaminación en el área de bombas.  - Su función es para antes de arrancar las bombas desalojar el aire y de esta manera la bomba puede operar eficientemente.</p>	
<p><b>INDICADOR DE PRESION</b>  Rango: 0- 300 psi.  Está ubicado en la descarga de las bombas y es un indicador si la bomba está bombeando o esta aireada.</p>	
<p><b>CONTROL DE ARRANQUE MANUAL</b>  - Sirve para operar desde el sitio las bombas, de forma manual.</p>	

Accesorios	Ilustración
<p><b>INTERRUPTOR DE BAJA PRESION</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Marca: ASHCROFT Serie: A11128</li> <li>- 15 Amp –125/250 VAC Rango: 0 - 15 PSI</li> <li>- Setting: 3 PSI</li> <li>- Su función es para los motores cuando la presión de succión este por debajo de 3 psi</li> </ul>	
<p><b>INTERRUPTOR DE ALTA PRESION</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Marca: ASHCROFT Serie: D72453</li> <li>- 15 Amp – 125/250 VAC Rango: 0- 200 PSI</li> <li>- Setting: 120 PSI</li> <li>- Su función es parar los motores cuando la presión de descarga sea mayor a 120 psi.</li> </ul>	
<p><b>MANIFOLD DE SUCCION</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Diámetro de 10”.</li> </ul> <p>Se manipula para colocar a trabajar el filtro deseado y hacer mantenimiento o reparaciones.</p>	
<p><b>FILTRO</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Presión de diseño 150 PSI a 100 F.</li> <li>- Presión de prueba 185 psi.</li> <li>- Tiene su indicador de diferencial de presión</li> <li>- Su función es atrapar todas las partículas que vienen en el crudo y evitar daño en las bombas y Unidad Lact.</li> </ul>	
<p><b>VARIADOR DE VELOCIDAD</b></p> <p>Su uso es el de poder variar la velocidad de los motores y de esta manera bombear a la rata que se necesite.</p>	

## 6.6. BOMBA DE RECIRCULACIÓN

El tren de recirculación está conformado por dos bombas de igual capacidad (10.320 bpd), las cuales se utilizan en forma alternada o simultánea para:

- a) Recircular el fondo del tanque de almacenamiento cuando en este se ha acumulado suficiente cantidad de agua libre, evitando realizar el drenaje en forma manual. El agua drenada se recircula al Gun Barrel.
- b) Recircular crudo ó fluidos del tanque 20.000-1 (inclusive del tanque de rechazos) al Gun-Barrel. Recircular crudo entre tanques.
- c) Retornar baches de crudo del tanque de almacenamiento para volverlo a tratar.

#### **Fotografía 9. Bombas de Recirculación**



#### **6.7. ALISTAMIENTO**

La siguiente es una lista de pruebas y chequeos que deben efectuarse en forma conveniente y práctica antes de la puesta en marcha del sistema de almacenamiento de la batería, después de la construcción, una reparación o de un tiempo largo de haber estado fuera de servicio:

- 1) Comprobar que la construcción o reparación ha sido concluida completamente y a satisfacción.
- 2) Revisar que el área del sistema de almacenamiento esté libre de objetos utilizados en la construcción o reparación, que los pisos estén libres de grasas, aceites o cualquier tipo de desecho.
- 3) Con la lista de platinas ciegas, realizada durante la reparación, revisar que hayan sido retiradas y las bridas cerradas con sus empaques. En el caso de los “ochos”, verificar que hayan quedado en la posición correcta.
- 4) Revisar que los instrumentos estén en servicio, debidamente calibrados y que los puntos de control han sido probados y que se dispone de aire de suministro.
- 5) Revisar los tableros de control de los diferentes equipos, comprobar que disponen de los puntos de ajuste o control y que todos los sistemas de protección tienen sus respectivos puntos de parada o corte.
- 6) Drenar las líneas, reguladores de presión y filtros verificando que estén los elementos filtrantes.
- 7) Inspeccionar los mecanismos de lubricación y enfriamiento de las bombas
- 8) Verificar que el eje de la bomba no tiene obstrucción al girarlo con la mano
- 9) Chequear la dirección de rotación del motor de la bomba

10) Verificar la alineación bomba motor

11) Tramitar la autorización para iniciar la operación, firmando la lista de chequeo de cada uno de los equipos que conforman este sistema.

## **7. SISTEMA DE GAS**

### **7.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO**

El gas procedente de los separadores de prueba, producción general, FWKO, y descarga compresores de anulares combinados en un colector de 6" entra al depurador M-MBF-101, por la parte media.

**Fotografía 10. Depurador o Scrubber de Gas**



Los líquidos decantados en el depurador salen por el fondo a través de la válvula reguladora de nivel LCV-601 y se conducen por el cabezal de relevo hacia el tambor separador de tea de donde se bombean a los "Gun Barrel's".

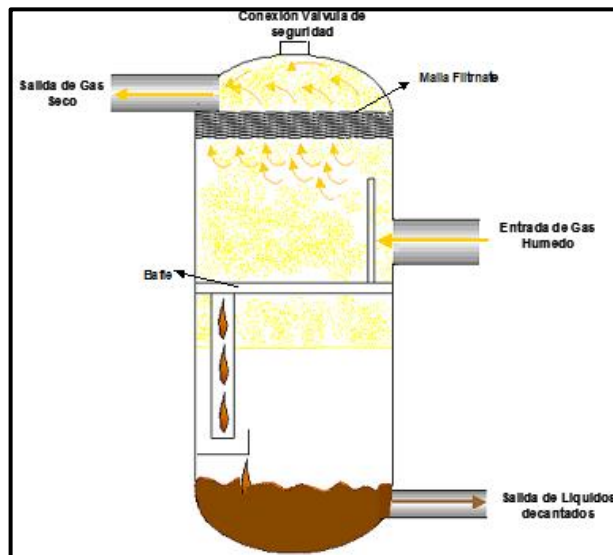
El depurador está provisto de una malla extractora de neblina (Demister), visor de nivel y alarmas de bajo nivel, alto nivel y alta presión. La válvula de seguridad descarga directamente al cabezal de relevo a la tea.

El gas separado y depurado en el "Scrubber", con una capacidad de manejo de hasta 4.5 MMSCFD de gas, sale por un cabezal distribuidor de 6" a 50 psig de presión, pasa a través del medidor - regulador tipo Vortex y por la válvula reguladora de presión PRV-601, que se ramifica en tres líneas de gas: (*Ver Figura 10*)

- 1) Línea para gas de consumo interno de:
  - Gas de cobertura a los tanques Skimming Tanks.
  - Gas de cobertura a los tanques de PIA.

- Gas de cobertura a los filtros de PIA.
  - Gas al piloto de la tea.
  - Gas a motores de pozos.
  - Gas a turbogeneradores.
- 2) Línea para gas a compresores de Gas.
  - 3) Línea para el gas remanente a la tea.

**Figura 10. Esquema general del Scrubber o Depurador**



La siguiente es una lista de pruebas y chequeos que deben efectuarse en forma conveniente y práctica antes de la puesta en marcha del Depurador (Scrubber) de gas de la batería, después de la construcción, una reparación o de un tiempo largo de haber estado fuera de servicio.

- a) Comprobar que la construcción o reparación ha sido concluida completamente y a satisfacción.

- b) Revisar que el área de cada equipo del sistema de almacenamiento esté libre de objetos utilizados en la construcción o reparación, que los pisos estén libres de grasas, aceites o cualquier tipo de deshecho.
- c) Con la lista de platinas ciegas realizadas durante la reparación, revisar que sean retiradas y las bridas cerradas con sus empaques. Verificar que los “ochos” hayan quedado en posición abierto,
- d) Revisar que los instrumentos y válvulas de control (LCV – 601, PCV – 602 Y 604, PRV – 601, FR – 602, FR – 02 – 01) estén en servicio, debidamente calibrados y que los puntos de control han sido probados y que se dispone de aire de suministro.
- e) Drenar las líneas, reguladores de presión y filtros verificando que estén los elementos filtrantes.
- f) Tramitar la autorización para iniciar la operación, firmando la lista de chequeo de cada uno de los equipos que conforman el sistema de depuración.

### **7.1.1. Compresor para gas de anulares**

La recuperación del gas de anulares contempla un sistema de compresión para de esta forma lograr dar un manejo separado al gas de anulares y reducir la presión de descarga por el anular de los pozos. La *Tabla 18* presenta las condiciones de operación del compresor.

El sistema consta de los siguientes equipos:

1. Una subestación eléctrica compuesta por un transformador de 250 KVA, 35.5/460 V y un tablero de control, equipado con un arrancador suave.

2. Un manifold de recibo en el cual se tienen tres cabezales de recolección, con posibilidad de direccionar cada una de las líneas de llegada al Knockout drum, al manifold de producción o al compresor de baja.
3. Un compresor que recibe la producción de anulares mediante el manifold.

**Tabla 18. Condiciones de Operación y Diseño para el compresor**

Condición de Operación	Valor
Caudal de operación	1.5 MMSFC
Presión de alimentación	15-20 psig
Presión de descarga	60 psig
Temperatura de operación	120°F
Máximo contenido de líquido	200 BOPD

**7.1.1.1. Tambor separador de condensado en la succión (scrubber)**

Este tambor es provisto para recoger cualquier condensado que pueda ser arrastrado por el gas. Su uso evita el arrastre de líquido (agua en este caso) hacia los compresores.

El nivel de líquido en este tambor podrá ser monitoreado en un indicador de nivel (LG) y controlado mediante un flotador. Una alarma de alto nivel (LAHH) también esta provista la cual origina Shut Down.

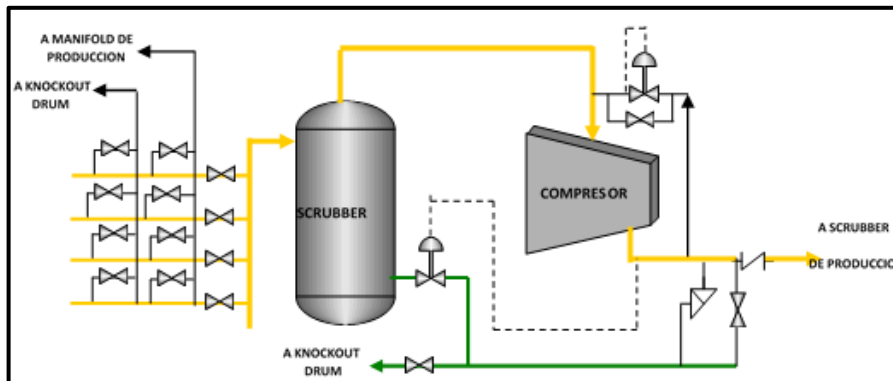
**Fotografía 11. Compresor de Anulares Batería Monal**



### 7.1.1.2 Compresor

Para la compresión del gas se dispone de un compresor con capacidad suficiente para manejar el flujo total de gas de anulares. El compresor es accionado por un motor eléctrico de 125 HP. El compresor está protegido por una válvula de relevo de presión en la descarga, calibrada para ser disparada a los 75 psig.

**Figura 11. Diagrama de Proceso Compresor de gas de anulares Batería Monal**



### 7.1.2. Gas a compresores

La segunda línea procedente del cabezal distribuidor, conduce el gas hacia el sistema de compresión, compuesta por dos compresores recíprocos de dos etapas AJAX DPC-360 (M-CAR-101/102), accionados por motores a gas, con una capacidad de 1.8 MMSCFD a 910 psig cada uno. El gas que sale de los compresores se deshidrata en una torre contactora con glicol a 900 psi y 100 °F, para despacharlo seco hacia los pozos inyectoros de gas (WAG) ó al Centro de Generación El Monal para el uso en las cinco turbinas de generación eléctrica a una presión de 700 psig y 594 °F

**Fotografía 12. Sistema de Compresión de Gas**



### 7.1.2.1. Información técnica

La máquina compresora consta de dos grandes partes, la primera es el lado de cilindros compresores, y la segunda es la parte de fuerza la cual acciona los compresores suministrándoles potencia.

Un cilindro compresor consta de cinco partes:

#### 1. Pistón:

El pistón puede estar hecho de hierro fundido o acero forjado según el tamaño y la presión de operación. El pistón tiene ranuras las cuales contienen anillos para sellar la presión de un lado del pistón con respecto al otro lado. Los anillos pueden ser de una sola pieza, o en dos o tres segmentos. Un resorte expansor a veces viene instalado detrás del anillo para empujarlo contra el cilindro. El tipo de anillo corresponde con la corrosividad del gas y la presión diferencial entre un lado y el otro del pistón.

El número de anillos depende de esta diferencia de presión. A mayor diferencia mayor cantidad de anillos.

El pistón está acoplado a la barra. Desliza en ella hasta que calza en un borde taladrado de la barra y es sostenido en ésta por medio de una tuerca de sujeción.

#### 2. Barra

La barra acopla al pistón en un extremo. Por el otro extremo va enroscado en una cruceta, la cual acopla al motor de fuerza por medio de la biela.

La sección de la barra la cual atraviesa la empaquetadura va encamisada o recubierta con un material endurecido para reducir el desgaste en ese punto.

El tamaño de la barra es importante en el funcionamiento del compresor. Si el diámetro es muy pequeño, la barra puede doblarse o soltarse durante una de las carreras del pistón. La capacidad del compresor es reducida por el volumen o espacio de la barra. En consecuencia, una barra grande rebaja la cantidad de gas que puede manejar el compresor.

### **3. Cilindro**

El cilindro compresor está maquinado en el torno para dar una justa tolerancia al pistón con el fin de no sufrir rayadura durante la carrera de éste último. Cada cilindro compresor opera a una presión determinada por la etapa de compresión en la cual el cilindro presta servicio. Los cilindros de las etapas de alta presión están hechos de acero. La camisa interna del cilindro protege de la acción corrosiva del gas. La camisa puede ser reemplazada fácilmente si llega a corroerse o desgastarse. Así evita tener que reemplazar el cilindro.

El cilindro lleva pasos o canales para circulación de agua enfriante. A veces son denominados chaqueta o camisa externa del cilindro.

### **4. Válvulas**

Las válvulas del compresor son una forma de válvula cheque o retención. El gas fluye en una sola dirección a través de la válvula. La válvula de succión abre durante la carrera de admisión tan pronto como la presión del interior del cilindro es menor que la presión en la línea de succión. Cuando el pistón comienza su carrera de compresión, la presión interna del cilindro excede la presión de la línea

de succión y la cierra la válvula de succión. Cuando la presión excede la presión la presión de la línea de descarga, la válvula de descarga abre.

Las válvulas de succión y descarga son del mismo tipo. En efecto, una válvula puede servir en cualquier lado del cilindro, admisión o descarga. El recorrido o posición de la válvula sirviendo en la descarga es hacia afuera, es decir, externa, en comparación a la válvula de admisión.

Las válvulas sellan en su asiento contra un empaque metálico. Un retenedor o silla centra la válvula en su asiento. Unos tornillos de quijada o plato cobertor aseguran la válvula contra el empaque.

### **5. Empaquetadura**

La empaquetadura sirve para sellar la presión dentro del cilindro respecto a la presión externa o atmosférica. Está contenida en la caja de empaques o prensa estopas. La caja contiene subdivisiones. Cada subdivisión sirve de contención a los anillos de empaque.

El número de anillos de la empaquetadura depende de la diferencia de presión entre el lado interno del cilindro y la presión externa o atmosférica. Más números de anillos son necesarios en los cilindros de alta presión. La empaquetadura continuamente roza contra la barra del pistón, creando fricción y calor.

- **PRINCIPIOS DE COMPRESIÓN**

El flujo de gas a través del lado compresor de una máquina es necesario distinguirlo cuando dos o más cilindros funcionan en paralelo o en serie. En la Batería Monal los cilindros funcionan en serie, cuando el gas descargado por una

etapa de compresión requiere que su presión sea aumentada fluye a una siguiente etapa.

- **Efectos de la Presión sobre el volumen del gas**

El propósito de un compresor es incrementar la presión del gas. La presión del gas aumenta al ser reducido su volumen inicial. En otras palabras, al reducirle el volumen inicial de un gas su presión aumenta.

Sí el volumen de gas en un cilindro compresor es reducido al desplazarse el pistón la mitad del recorrido, el volumen de gas queda reducido a la mitad. El mismo peso de gas es contenido por el cilindro antes y después de la compresión pero su volumen quedo reducido a la mitad. En otras palabras, sí el volumen de un gas es reducido a la mitad, su presión se duplica. Para aumentar la presión a un gas basta con reducirle el volumen. Sin embargo, cuando el gas es comprimido, su temperatura sube. La cantidad en que la temperatura sube está relacionada con la cantidad de compresión. Entre más se comprima el gas, mayor es el aumento de la temperatura.

- **Efecto de la Temperatura sobre la Presión**

El efecto de incrementar la temperatura del gas es incrementar la presión del mismo. La presión absoluta del gas se duplica cuando la temperatura absoluta del mismo se dobla.

- **Funcionamiento de un cilindro compresor**

La unidad compresora es una máquina de transferencia de energía. La energía consumida por el motor de fuerza es transferida al gas en el interior de los cilindros compresores en la forma de presión y temperatura. El motor de fuerza de

combustión interna utiliza gas combustible por lo tanto consume a energía liberada durante la combustión del gas.

El propósito principal del cilindro compresor es elevar la presión del gas. La energía de presión recibida por el gas equivale a la energía cedida por el combustible en el motor.

Un compresor tipo pistón tiene dos carreras. La carrera de entrada o succión en la cual el gas a la presión de succión entra al cilindro compresor; y una carrera de compresión en la cual el gas es comprimido y fluye afuera del cilindro.

Un cilindro compresor es de doble efecto o acción cuando comprime gas por los dos extremos del pistón. En cada extremo se cumple un ciclo. Las válvulas instaladas en el Cilindro permiten la compresión en los dos extremos o caras del pistón. La carrera de compresión en u lado del pistón representa la carrera de entrada o succión del otro lado.

La capacidad de un cilindro compresor depende de su desplazamiento. El desplazamiento sencillamente es el volumen que el pistón desplaza en la medida que se mueve de un extremo a otro del cilindro. El desplazamiento total de un cilindro compresor equivale al volumen real del gas que puede ser manejado por aquel a las condiciones de succión. No es el volumen a condiciones de presión y temperatura estándar.

#### - **Eficiencia Volumétrica**

El desplazamiento de un cilindro compresor representa la máxima cantidad de gas que idealmente el cilindro podría comprimir basado en la velocidad del pistón, diámetro, carrera y el doble efecto. El desplazamiento debe ser multiplicado por la

eficiencia volumétrica, expresada como fracción para obtener la cantidad real de gas comprimido.

La eficiencia volumétrica depende del escape de gas que presenten las válvulas del cilindro compresor para mantener óptima la eficiencia volumétrica. Las tolerancias disponibles en bolsillos de volumen muerto sí existen pueden ser variadas modificando la eficiencia volumétrica.

Puesto que el tamaño del pistón y la carrera son fijos para un cilindro dado, la capacidad de gas puede ser variada cambiando la velocidad. Esto no cambia la eficiencia volumétrica pero sí cambia el desplazamiento.

Como se anotó anteriormente, el volumen real sirve para determinar el desplazamiento de un cilindro. Sí se desea determinar el volumen a condiciones estándar a partir del volumen del desplazamiento entonces es necesario hacer la conversión aplicando las leyes de los gases.

#### **7.1.2.2. Operación**

El gas proveniente del Scrubber entra al cabezal de 6" y luego de 12", de succión de los compresores AJAX de la unidad de compresión.

El gas de carga fluye a través de los purificadores, cabezal de succión y de los cilindros de los compresores, los cuales elevan la presión en dos etapas de compresión para entregarlo a la deshidratadora de glicol y luego despacharlo seco hacia los pozos inyectores de gas (WAG) ó al Centro de Generación El Monal. La unidad compresora es de tipo recíprocante horizontal integral.

La máquina dispone de gobernador el cual permite regular la velocidad de acuerdo con la carga actuando sobre la válvula de gas combustible.

El sistema de refrigeración utiliza agua del sistema de agua industrial. Dada la característica de funcionamiento de los cilindros, compresión y de fuerza, la temperatura del agua difiere en los dos lados de la máquina, creándose un sistema de circulación inducido por la diferencia de densidad entre el agua fría y el agua caliente ahorrando la potencia requerida para la bomba de recirculación de agua.

A continuación se describe las etapas de operación de la compresión de gas con los compresores Ajax. *Ver*

*Figura 12. Recorrido del gas en un compresor AJAX de efecto simple de dos etapas*

1. Gas húmedo que viene del Scrubber de la batería a 40-60 psi y a una temperatura aproximada de 80-110 °F.
2. **Purificador o Scrubbers de succión Primera Etapa:** Su función es retener condensados y líquidos que traiga el gas; posee un controlador de nivel de líquido que manda una señal a la válvula de control para desplazar los líquidos retenidos y enviarlos al Tambor de tea Alta.
3. **Bombona o Bomba de Aspiración de la Primera Etapa:** En ella se encuentran los sensores de temperatura y presión de succión de la primera etapa que van al tablero de control.
4. **Camisa y cilindro de compresión Primera Etapa:** En este sitio el gas es comprimido de 38 PSI a 150 PSI aproximadamente, la temperatura del gas por consiguiente aumenta de 80°F a 134°F aproximadamente. El diafragma muestra su sistema de lubricación y enfriamiento.

5. **Bombona o botella volumétrica de descarga de la Primera Etapa:** En ella se encuentran los sensores de temperatura y presión de descarga de la primera etapa, que van al tablero de control.
6. **Conducción de gas comprimido de la Primera Etapa:** Por allí fluye el gas comprimido de la primera etapa a 150 PSI y 134 °F de temperatura hacia el enfriador.
7. **Enfriador Primera Etapa:** En este sitio el gas comprimido de la primera etapa es enfriado por el refrigerante (agua) y el ventilador para la transferencia de calor.
8. **Conducción de gas comprimido y enfriado de la primera etapa:** Por este sitio el gas ha perdido 30°F de temperatura y 2 PSI de presión debido a su paso por el enfriador.
9. **Purificador de segunda etapa o separador interetápico:** Este posee controlador de nivel de líquido, válvula de control para drenar condensados de gas, que se recuperan y dan al sepertín de prueba.
10. **Conducción de gas seco:** El gas seco pasa a una temperatura de 120 °F y una presión de 148 PSI; hacia la bombona de succión de la segunda etapa.
11. **Bombona o botella volumétrica de succión de la segunda etapa:** En ella se encuentran los sensores de presión y temperatura de la succión de segunda etapa, y que van al tablero de control.
12. **Corte transversal el cilindro y pistón de la segunda etapa:** En esta sección el gas sufre su segunda etapa de compresión, aumentando su

presión de 148 psi a 400 psi aproximadamente y por consiguiente su temperatura de 120 °F a 234°F.

**13. Bombona o botella volumétrica de descarga de la segunda etapa:**

En este sitio se encuentran los sensores de presión y temperatura del gas de descarga de la segunda etapa y que va al tablero de control.

**14. Conducción del gas comprimido y caliente:**

El gas fluye después de salir de su segunda etapa hacia el enfriador con una temperatura de 234°F y una presión de 400 psi.

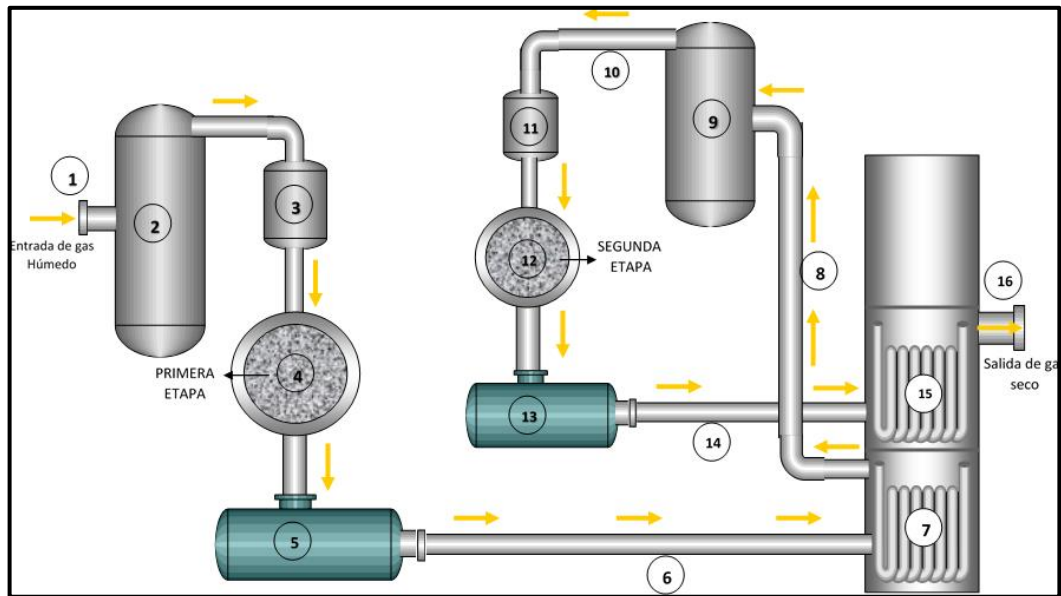
**15. Enfriador de la segunda etapa:**

Aquí el gas comprimido de segunda etapa pasa con aproximadamente 30-40°F debido a la acción del refrigerante y al ventilador que transfieren calor.

**16. Gas Comprimido:**

Después que el gas ha sido comprimido y enfriado, para ser llevado a la planta de glicol y luego para su consumo.

**Figura 12. Recorrido del gas en un compresor AJAX de efecto simple de dos etapas**



### Alistamiento de pruebas y chequeos

La siguiente es una lista de pruebas y chequeos que deben efectuarse en forma conveniente y práctica antes de la puesta en marcha del sistema de gas de consumo interno después de la construcción, una reparación o de un tiempo largo de haber estado fuera de servicio.

- a) Comprobar que la construcción o reparación ha sido concluida completamente y a satisfacción.
- b) Revisar que el área de cada equipo del sistema de almacenamiento esté libre de objetos utilizados en la construcción o reparación, que los pisos estén libres de grasas, aceites o cualquier tipo de deshecho.
- c) Con la lista de platinas ciegas realizadas durante la reparación, revisar que sean retiradas y las bridas cerradas con sus empaques. Verificar que los “ochos” hayan quedado en posición abierto,
- d) Revisar que los instrumentos y válvulas de control estén en servicio, debidamente calibrados y que los puntos de control han sido probados y que se dispone de aire de suministro.

- e) Tramitar la autorización para iniciar la operación, firmando la lista de chequeo de cada uno de los equipos que conforman este sistema.

### **7.1.3. Compresión de gas de inyección wag**

El sistema de compresión de gas de inyección WAG consta de dos compresores WAG modelo JKG/2 No. De serie F-15694 con los siguientes elementos:

1. Unidad de compresión Ariel con motor eléctrico Siemens PE.21 Plus, enfriador y equipo auxiliar montada sobre patín.
2. Medidor de flujo tipo Vortex en la línea de succión del compresor
3. Tablero de instrumentos “Murphy”, montado sobre el patín
4. Tablero de control –PLC e interfase de operador
5. Transformador de alimentación principal
6. Tablero de arrancadores / selectores
7. Variador de velocidad – Frecuencia

### **Fotografía 13. Compresor de Gas de Inyección WAG**



Las unidades están instaladas en serie con la planta deshidratadora y los compresores de gas existentes, es decir, que recibe el gas seco, eleva su presión y lo inyecta en los pozos del proyecto WAG asignados previamente.

El flujo a inyectar se mide en la línea de entrada a la unidad en Pies Cúbicos estándar por día (SCFD).

La alimentación de energía para los motores eléctricos que componen la unidad compresora se obtiene de la red de 34.5 KV de la batería.

Los equipos 5, 6 y 7 de la lista anterior se encuentran instalados en una caseta montada sobre patín, localizada frente al área de compresores.

En el tablero de arrancadores (MCC) se encuentran los mandos para los motores del ventilador del enfriador, la bomba de prelubricación y la bomba de agua de enfriamiento. Además contiene los selectores para operación manual o automática.

En el tablero del variador de velocidad (REDA) se encuentra el controlador de dicho variador, el cual comanda el arranque y la velocidad del motor principal del compresor. En este controlador el operador puede ingresar el valor de la frecuencia deseada para una velocidad dada del compresor. Además permite ver el registro histórico de eventos relacionados con arranques, paradas y cambios o movimientos efectuados en dicho controlador.

**Tabla 19. Condiciones de operación de los compresores WAG**

Condición de Operación	Valor
Presión de succión Mínima	700 Psig
Presión de succión Máxima	1000 Psig
Temperatura del gas de entrada	110 °F
Presión Máxima de descarga	2200 Psig
Temperatura Descarga	251 °F
Flujo	2.9 – 4.0 MMSCFD
Frecuencia	60 Hz

#### **7.1.4. Gas remanente a tea**

El gas que se dirige a la tea se distribuye a un tambor de tea Nock Out Drum, con el fin de realizar la separación de gas y condensados.

El tambor depurador es utilizado para prevenir los riesgos asociados con las gotas de líquido incendiadas que producen quemadura al escaparse de la tea. Es importante que el diámetro del depurador sea suficiente para proporcionar la separación del líquido presente.

Las siguientes líneas de gas llegan al tambor de Tea:

1. Cabezal de venteo de tanques, bota de gas de Gun Barrel y Gun Barrels por medio de línea de 8”.
2. Descarga de las válvulas de seguridad de Separadores, Scrubber y FWKO’s
3. Condensados del Scrubber, Unidad deshidratadora
4. Válvulas de seguridad de la unidad deshidratadora y compresores de gas
5. Drenaje trampa lanzadora

El gas proveniente de los equipos anteriormente descritos fluye al tambor separador de la tea, donde los líquidos se separan. El gas sale por la parte superior del Separador y entra a la tea. Los líquidos separados se envían a los Gun Barrels, por medio de electro bombas que operan automáticamente con interruptores por alto y bajo nivel. La línea de 8” entre el tambor y la tea es inclinada para que los condensados drenen hacia el Separador.

#### Alistamiento de pruebas y chequeos

La siguiente es una lista de pruebas y chequeos que deben efectuarse en forma conveniente y práctica antes de la puesta en marcha del sistema de relevo a tea, después de la construcción, una reparación o de un tiempo largo de haber estado fuera de servicio.

- a) Comprobar que la construcción o reparación ha sido concluida completamente y a satisfacción.

- b) Revisar que el área del sistema de relevo a tea esté libre de objetos utilizados en la construcción o reparación, que los pisos estén libres de grasas, aceites o cualquier tipo de deshecho.
- c) Con la lista de platinas ciegas realizadas durante la reparación, revisar que sean retiradas y las bridas cerradas con sus empaques. Verificar que los “ochos” hayan quedado en posición abierto,
- d) Revisar los tableros de control y comprobar que disponen de los puntos de ajuste o control y que todos los sistemas de protección tienen sus respectivos puntos de parada o corte
- e) Revisar la lubricación, rotación o desplazamiento de los equipos mecánicos, en particular bombas
- f) Revisar que los instrumentos y válvulas de control estén en servicio, debidamente calibrados y que los puntos de control han sido probados y que se dispone de aire de suministro.
- g) Asegurarse que en las conexiones de los diferentes equipos con el múltiple hasta el tambor y la tea, no existe posibilidad de entrada de aire por efecto del tiro
- h) Todas las válvulas de corte antes y después de las válvulas de seguridad PSV deben estar en posición abierta
- i) En conjunto, el Operador y el Supervisor deben evaluar el Análisis de Seguridad en el Trabajo (AST) y garantizar la seguridad de la puesta en marcha del sistema de recepción.

**Fotografía 14. Tambores de Tea (Nock Out Drum)**



#### 7.1.5. Tea

Un sistema de tea, particularmente arriba en la antorcha debe mantenerse con una llama estable capaz de quemar todos los vapores de hidrocarburos expulsados durante una falla operacional de las facilidades de procesamiento de petróleo crudo y gas. Adicionalmente, el gas deberá estar suficientemente depurado de gotas de líquido antes de entrar a la tea, el humo debe ser eliminado mediante la inyección de aire en el anillo de turbulencia, y la antorcha debe estar localizada bastante lejos de las instalaciones de proceso.

Una de las principales características de la tea son sus dimensiones de diámetro y altura. El diámetro adecuado es aquel que permite operar con la llama estable evitando que un descargue de todo el gas de la planta ocasione un problema de explosión. La tea está provista con una boquilla de estabilización, un piloto y un eliminador de aire. La boquilla proporciona una zona de baja presión, la cual asegura tanto la ignición completa de los gases de desecho como la estabilidad de la llama a altas velocidades de salida. El piloto ofrece una buena estabilidad con bajo consumo de gas (5 psi).

La boquilla está equipada con un protector de brisa que rodea la sección superior del quemador. En la medida en que el viento sopla alrededor de la boquilla se crea una zona de baja presión en el lado inferior del protector de la brisa, el cual lanza la llama hacia abajo, causando que los gases se quemen sobre la boquilla. El propósito de este protector es resguardar la boquilla del impacto de la llama, aumentando la vida útil de la boquilla. El eliminador de aire evita la entrada de aire al interior de la tea. Es un elemento de sello que se fundamenta en la velocidad. Consiste en una boquilla de recobro de velocidad montada sobre la boquilla de la tea. Esta boquilla bloquea el ingreso de aire por delante de la pared de la boquilla de la tea. Además el eliminador de aire posee un sello molecular que garantiza un contenido de aire de 0 % al interior de la tea.

### **Fotografía 15. Tea**



## **8. PLANTA DESHIDRATADORA DE GLICOL**

### **8.1. INFORMACIÓN TÉCNICA**

La deshidratación del gas se define como la remoción del agua en forma de vapor que se encuentra asociada con el gas desde el yacimiento. Este proceso es necesario para asegurar una operación eficiente en las líneas de transporte de gas y se puede realizar mediante el uso de un desecante de glicol. La remoción del vapor de agua previene la formación de hidratos del gas, disminuye la corrosión

en las tuberías y mejora la eficiencia en las mismas, ya que reduce la acumulación de líquidos en las partes bajas de la línea, cumpliendo con las especificaciones del contenido de agua para su utilización en la generación de energía eléctrica y como gas domiciliario.

La deshidratación del gas mediante glicol es un proceso de separación física por difusión denominado absorción y que utiliza como agente desecante una solución líquida de glicol, el cual se recupera (regeneración) por aplicación de calor y luego se reutiliza en un sistema cerrado.

### **Fotografía 16. Planta deshidratadora de glicol**



#### **8.1.1. Fundamentos de la deshidratación con glicol**

##### **8.1.1.1. Contenido de humedad del gas**

El gas contiene humedad al igual que el aire contiene humedad. El contenido de humedad del gas es expresado en libras de agua por millón de pies cúbicos estándar. El contenido de humedad dependerá de la temperatura y presión del gas; en la medida que la presión aumenta, el contenido de humedad baja. Pero sí

la temperatura en la cabeza de los pozos productores aumenta, el contenido de humedad también sube.

La cantidad de humedad que debe ser removida del gas principalmente depende de la temperatura más baja a la cual el gas será expuesto en las redes de distribución para el uso final. Debido a la alta presión del gas comprimido cuando llega a expandirse, esto es deprimirse la temperatura baja considerablemente.

#### **8.1.1.2. Punto de rocío**

Puesto que el propósito de la planta de glicol es remover la humedad de la corriente de gas, el rendimiento de la planta es medido determinando la cantidad de humedad en el gas de salida de la torre contactora. El contenido de humedad es a menudo determinado por un instrumento que mide el punto de rocío del gas.

El punto de rocío es la temperatura a la cual la humedad se condensará en el gas. La humedad relativa del gas a su temperatura del punto de rocío es 100%. En otras palabras, si el gas conteniendo vapor de agua es enfriado hasta el punto que algo de la humedad pasa a líquido, la temperatura a la cual el líquido empieza a formarse es el punto de rocío.

La cantidad de vapor de agua contenido en el gas a su punto de rocío dependerá de la presión del gas. Las figuras indican la cantidad de humedad que el gas contiene a varias temperaturas y presiones. Cuando el gas está en su punto de rocío, el contenido de agua será aquel mostrado por las curvas.

La temperatura del punto de rocío dependerá de la presión a la cual es necesario entregarlo a las redes de distribución de gas combustible e inyección.

#### **8.1.1.3. Formación de hidratos**

Los hidratos son una mezcla de apariencia de hielo, de hidrocarburos livianos y agua, que pueden formarse a temperaturas tan altas como 80°F dependiendo de la presión. Puede taponar líneas, válvulas, tubos de intercambiadores de calor y aún vasijas.

Los hidratos pueden ser eliminados mediante la inyección de metanol o glicol, incrementando la temperatura o disminuyendo la presión. Sin embargo, lo mejor es prevenir la formación de hidratos, operando la planta con cuidado.

#### **8.1.1.4. Características del glicol**

El glicol es el nombre del líquido usado para remover el vapor de agua del gas. Existen varios glicoles. El trietilenglicol TEG es el comúnmente usado por su alta eficiencia. El dietilenglicol DEG también puede ser usado pero es menos eficiente que el TEG.

El glicol, producto químico de uso particular en la planta, es tóxico por ingestión. 100 cm<sup>3</sup> son letales. Es combustible, su punto de inflamación es 240°F en caso del DEG. Temperatura de autoignición 775 F. No es volátil a condiciones ambientales. Es soluble en agua, alcohol o éter. Sabor dulce y de consistencia de jarabe. Incoloro y de apariencia clara.

#### **8.1.1.5. Flujo y concentración del glicol**

La cantidad de agua removida del gas depende en gran parte de la tasa de flujo o cantidad por unidad de tiempo de glicol a la torre contactora. La planta de glicol usualmente maneja de 2 a 5 galones de glicol por libra de agua a remover del gas.

La cantidad de glicol es igual a la cantidad de agua remover diariamente multiplicada por la tasa de flujo de glicol por libra de agua.

La concentración de glicol es el medio final para controlar la cantidad de humedad a remover del gas. La concentración del glicol pobre que entra a la torre contactora usualmente varía entre 98 y 99% en peso, en caso de trietilenglicol. La porción remanente es agua.

La concentración de glicol dependerá de la temperatura del gas húmedo que entra a la torre contactora y del punto de rocío del gas de salida.

## **8.2. OPERACIÓN**

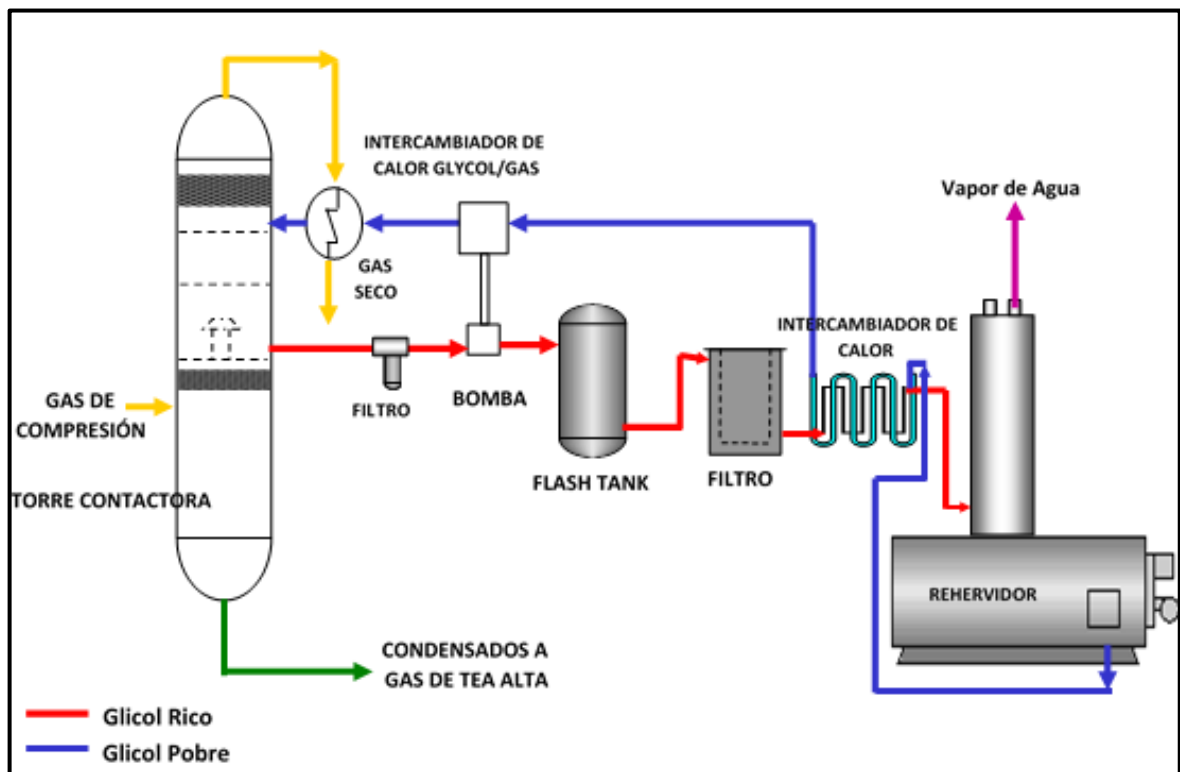
La Batería Monal cuenta con dos plantas deshidratadoras de gas las cuales tienen una capacidad de 7.0 MMSCFD de gas cada una y un contenido máximo de agua después de tratado el gas de 6.0 lbs/MMPCSD.

El gas procedente de la descarga de la unidad de compresión entra por una línea de 3" por el fondo de la torre contactora. Ascende por el interior de la torre en contracorriente con el glicol y sale por el tope de la torre a una presión de 620 Psig y 114 °F hacia el cabezal de distribución de transferencia de gas al Centro de Generación y gas de inyección del WAG.

El glicol rico en agua (salida del gas) se acumula en el fondo de la torre contactora y sale a través de la válvula reguladora de nivel LCV-01-1. Fluye hacia el flash tank, con el objeto de eliminar los hidrocarburos que contenga por arrastre de la torre contactora, pasa por un filtro y luego entra al intercambiador de calor glicol – glicol. En este intercambiador el glicol rico en agua gana temperatura y entra como carga por la parte media de la torre destiladora del rehervidor.

El glicol regenerado (glicol pobre en agua) sale de la zona de calentamiento del rehervidor y pasa a través del intercambiador glicol – glicol. En este intercambiador el glicol cede calor, bajando su temperatura y lo succionan la bomba de glicol pobre, las cuales lo impulsan a través del filtro hacia la parte superior de la torre contactora para que descienda en contracorriente con el gas húmedo a deshidratar.

**Figura 13. Diagrama de procesos de la planta de glicol**



### 8.3. MONITOREO Y CONTROL DE LA OPERACIÓN

Una vez alcanzada la operación estable, todo lo referente a la planta de glicol, equipos e instrumentos son monitoreados en los intervalos requeridos y establecidos. Las lecturas son registradas en forma precisa. Todas las desviaciones de los puntos de ajuste arriba señaladas deben ser investigadas y

confirmadas; interpretadas y evaluadas en una forma también precisa. Acciones adecuadas se deben tomar para corregir o reportar las desviaciones.

#### **8.4. PUNTOS DE CONTROL**

A continuación se detallan los puntos sobre los cuales se debe hacer seguimiento a la operación:

- Chequeo de niveles en todas las vasijas y ajustar los puntos de control en caso necesario.
- Chequear las caídas de presión a través del filtro de carbón activado y reemplazar el lecho si es requerido.
- Chequear la temperatura del glicol pobre saliendo de los intercambiadores de glicol rico / glicol pobre para verificar que la tasa apropiada de transferencia de calor esté sucediendo.
- Chequear el flujo de glicol a la torre contactora (3 – 5 GAL, TEG/ lb agua removida).
- Chequear la presión del tambor vaporizador de glicol que remueve hidrocarburos que lo contaminen.
- verificar que la temperatura del glicol entrando a la contactora supere la temperatura del gas entrando a deshidratar, en un máximo de 10 °F.
- Revisar la temperatura del glicol en el rehervidor y ajustarla si es necesario. Max. 400 °F
- Comprobar el nivel en el tambor de balance y suministrar glicol si se requiere.

- Realizar el análisis de la humedad (Dew Point) en los gases a la salida de la torre contactora, dependiendo de los resultados, ajustar la circulación a la concentración del glicol. Punto de rocío de 0 °F
- Revisar el flujo de gas de carga a las torres controladoras, si es modificado, aumentado o disminuido, incrementar o disminuir (según el caso) la circulación del glicol a través de la torre, considerando la relevación establecida para que haya una adecuada absorción de humedad.
- Revisar la temperatura en el gas de entrada a las torres contactoras y calcular el contenido de agua a remover, ajustar la concentración o el flujo de glicol si es necesario.

## **8.5. EQUIPOS DE LA PLANTA DESHIDRATADORA DE GAS**

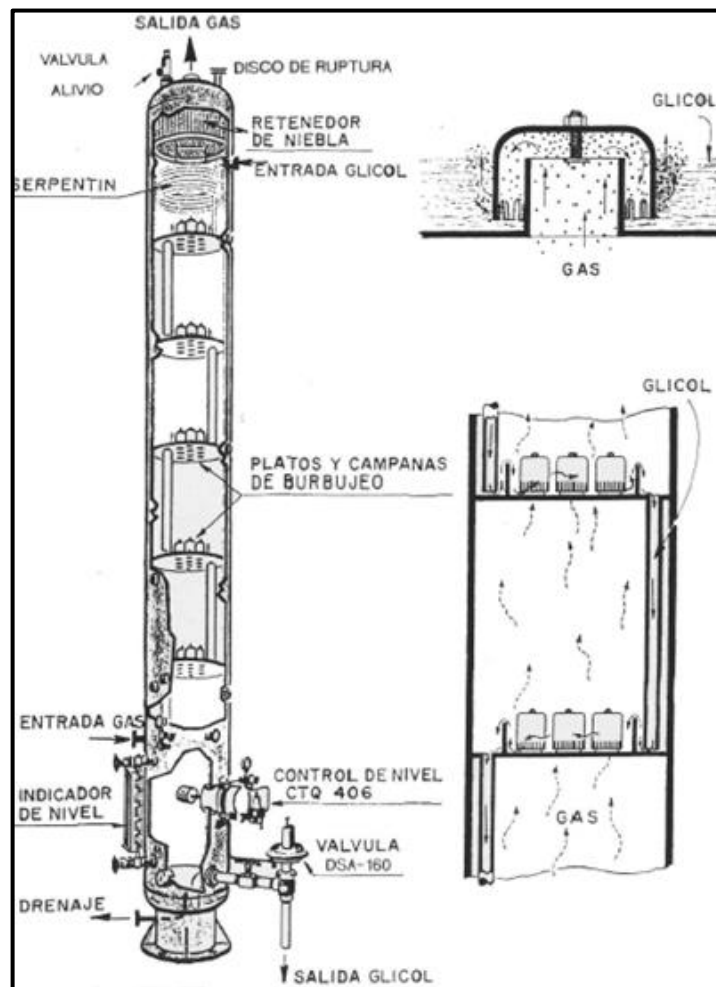
### **8.5.1. Torre contactora**

La torre de contacto está constituida interiormente por una serie de platos con campanas de burbujeo, un serpentín y un retenedor de niebla. Los elementos de control y seguridad consisten en: un control automático de nivel del glicol que actúa sobre una válvula operada a diafragma, un indicador de nivel de vidrio, termómetro, manómetro y una válvula de seguridad ubicada en la parte superior del recipiente.

El gas a tratar entra por la conexión inferior y sale deshidratado por la conexión superior. El glicol entra a la torre por la conexión superior, pasa a través del serpentín, desciende por los distintos platos de burbujeo y se colecta en la parte inferior cuyo nivel es controlado. El gas en su recorrido ascendente pasa por los platos de burbujeo llenos con glicol donde se produce el contacto íntimo.

El gas cede su vapor de agua al glicol, pasa a través del intercambiador de calor (serpentin) para enfriar el glicol y a través del rompeniebla ubicado en la parte superior de la torre. El rompeniebla retiene las pequeñas gotas de líquido que pueden ser arrastradas por el flujo de gas. El glicol húmedo cuando alcanza un determinado nivel sale de la torre y circula hacia la planta deshidratadora de glicol desplazado por la presión de operación de la torre.

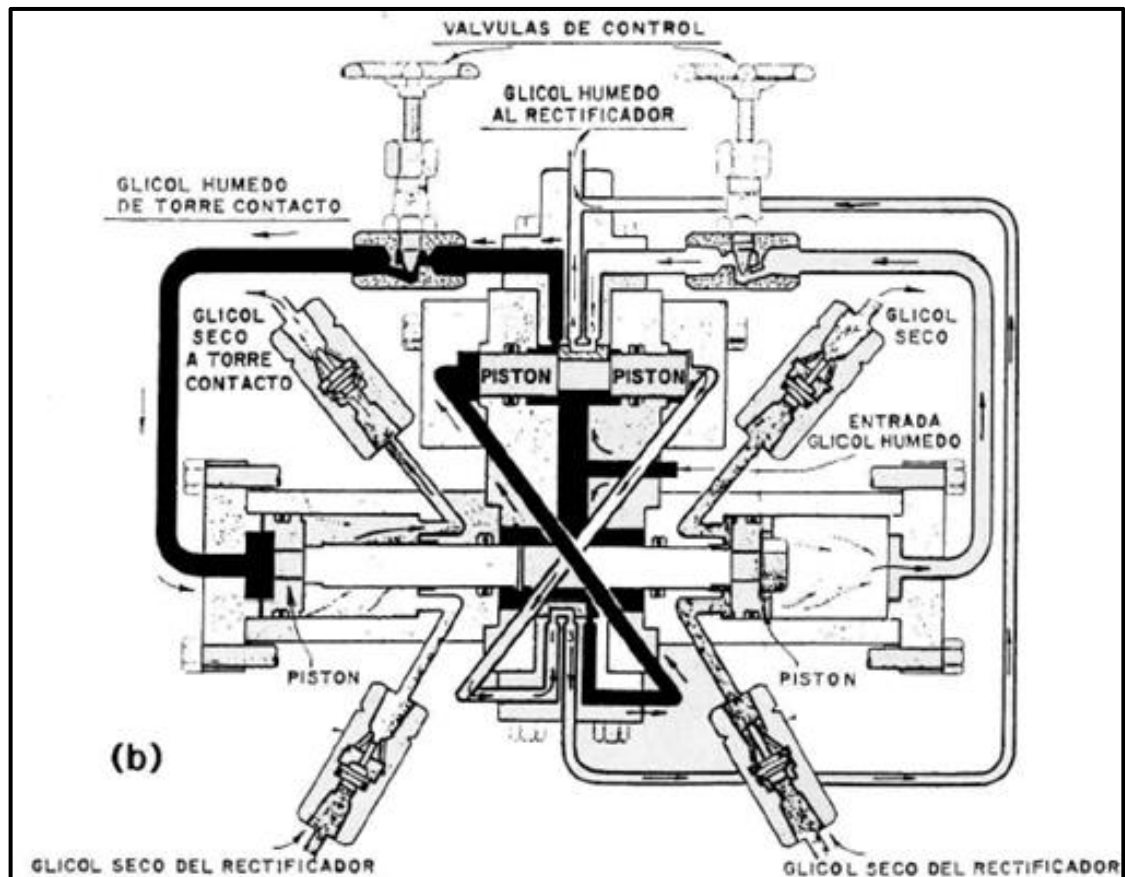
**Figura 14. Esquema general de la torre de contacto**



### 8.5.2. Bombas

La Bomba utilizada en la Batería Monal para la planta de Glicol es del tipo alternativa, de desplazamiento positivo de doble efecto con dos pistones solidarios a un vástago que efectúan el bombeo de glicol seco a la torre de contacto impulsados por el glicol húmedo que proviene de la torre. En la figura se muestra el circuito de glicol motriz y el detalle de succión e impulsión de glicol seco. Las válvulas manuales de regulación permiten variar el caudal circulante del fluido motor (glicol húmedo) con lo que variamos en igual proporción el caudal de glicol seco que circula por la torre de contacto.

**Figura 15. Bomba de doble efecto operado con glicol**



### 8.5.3. Filtros

Su objeto es retener toda suciedad que pudiese arrastrar el glicol. Cuando se observa un aumento progresivo de la presión es indicio de que los elementos filtrantes están sucios, por lo tanto se deberán reemplazar en lo posible antes que se produzca la apertura de la válvula de alivio.

Para reemplazar los elementos filtrantes se cierran las válvulas de entrada y salida del glicol, se descarga la presión del filtro a través de la válvula de drenaje y luego se quitan los bulones de la tapa.

## 9. SISTEMA DE AIRE

La función del sistema de aire consiste en suministrar aire arranque (tipo industrial) e instrumentos (seco) a las diferentes áreas que componen este sistema, permitiendo la estabilidad de los procesos de operación y enmarcado dentro de los estándares de seguridad y ambiente establecidos en las políticas de ECOPETROL.S.A.

### Fotografía 17. Sistema de aire industrial Batería Monal



#### 9.1. SISTEMA DE AIRE INDUSTRIAL (ARRANQUE)

El sistema de aire de arranque se compone de los siguientes elementos:

- Un (1) Compresor Rotorcomp suministrado por Puska
- Un (1) Tanque Pulmón de Aire
- Dos (2) Filtros de secado de aire para el Tanque Pulmón.

Esta unidad está conectada a la malla a tierra que presentaba el área antes de su instalación, su montaje está soportado sobre una base en concreto. Eléctricamente la unidad posee un brake en el cuarto de control del equipo para dejar la unidad en apagado automático o manual.

El equipo presenta varios sistemas de alarma, los cuales se pueden identificar en el display ubicado en el tablero de control local. Al cuarto de control de operaciones llega la señal de: Baja Presión en el Sistema, indicando que el equipo no ha podido arrancar y alta temperatura de aceite, indicando que el equipo tiene bloqueado su sistema de ventilación o falla su operación normal. La Presión de arranque del compresor es de 100 psi y la presión de apagado es de 160 psi.

El compresor trabaja con aceite Rando HD-46, su compresión la realiza en la misma cavidad del aceite, esta mezcla presurizada es pasada por un separador y un filtro de aceite, luego los dos fluidos en líneas separadas llegan a un intercambiador de calor donde liberan su energía a través del aire que reciben del ventilador. El aceite retorna al compresor y el aire pasa al set de torres de secado con el fin de retirar la humedad y luego al tanque pulmón cuya función es almacenar el aire para luego enviarlo al arranque de los compresores de gas.

El sistema presurizado está protegido a la salida del compresor y en el acumulador por dos (2) válvulas tipo PSV 1" con setting 265 x 235 Psi.

Adicionalmente, presenta en el acumulador un indicador de presión 0-300 Psi e indicador de temperatura 0-300°F.

Posteriormente, el aire es transportado a través de una tubería de 3" sch std en una longitud aproximada de 200 m y se entrega en 2" sch Std RD a un tanque pulmón en el área de compresores, donde en forma manual se le controla la

humedad a través del drenaje y condición de presión por medio de un manómetro 0-300 Psi.

A la entrada del acumulador de compresores de Gas el back flow es controlado a través de una válvula cheque 2"-800. Una vez, el aire a pasado por el acumulador ubicado en el área de compresores de gas se distribuye hacia la red de arranque de los compresores 1 al 5.

## **9.2. SISTEMA DE AIRE PARA INSTRUMENTACIÓN**

El sistema de aire para instrumentos, se compone de los siguientes elementos:

- Dos (2) Compresores Ingersoll Rand.
- Un (1) Tanque Pulmón de Aire.
- Dos (2) Torres de secado de aire para el Tanque Pulmón.

Estas unidades están conectadas a la malla a tierra que presentaba el área antes de su instalación, su montaje esta soportado sobre una base en concreto. El sistema de aire instrumentos se compone de una red con capacidad para suministrar aire hacia la batería Monal. El área de Back Pressure y deshidratadoras, el área de instrumentación de los compresores de gas, el área de reductoras, scrubbers y Generación y a la vez, presenta posibilidad de interconectarse con el sistema de PIA. La Presión de arranque del compresor es de 140 psi y la presión de apagado es de 160 psi.

Eléctricamente la unidad posee un brake en el cuarto de control ubicado al frente de la unidad LACT. Dentro del skid, en el tablero de control del equipo hay sistemas para dejar la unidad en apagado, automático o manual.

El equipo presenta varios sistemas de alarma, al cuarto de control de operaciones llega la señal de: Baja presión en el sistema indicando que el equipo no puede arrancar y alta presión en el sistema indicando que el equipo tiene falla por operación manual.

El sistema presurizado está protegido a la salida del compresor y en el tanque pulmón por dos (2) válvulas tipo PSV 1" Marca Tecval con setting 200 x 195 psi.

Adicionalmente el tanque pulmón presenta un indicador de presión de 0-200 psi e indicador de temperatura 0-300 °F.

Posteriormente, el aire es transportado a través de tubería de 2" y se le retira la humedad a través de los filtros de secado.

El aire seco se distribuye por medio de una red de suministro de aire a los diferentes instrumentos de control, válvulas de shut Down, bombas dosificadoras de química.

### **Fotografía 18. Sistema de aire instrumentos Batería Monal**








### 9.3. EQUIPOS E INSTRUMENTACIÓN COMPRESORES DE AIRE

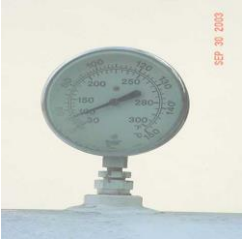
Tabla 20. Equipos e instrumentación compresores de aire

Accesorios	Ilustración
<p>Motor eléctrico</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Marca: SIEMENS. REF. 430704 HP: 12</li> <li>- HZ: 60 . VOL: 220 – 400. RPM: 1750</li> </ul>	
<p>Compresor de aire</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Marca: INGERSOLL – RAND</li> <li>- Model. 430704</li> <li>- Serie: 30T607188</li> <li>- RPM: 1750</li> </ul>	

Accesorios	Ilustración
<p>Válvula de seguridad</p>	
<p>Sensor de temperatura</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Marca</li> <li>- Su función es apagar el motor del compresor cuando la temperatura es mayor a la establecida.</li> </ul>	
<p>Indicador de temperatura</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Marca: ASHCROFT</li> <li>- Rango de 0 – 300 °F</li> <li>- No indica la temperatura de operación de los compresores.</li> </ul>	
<p>Manifold de regulación de aire</p> <p>Sirve para poder tener un brazo disponible para hacer mantenimiento o reparación de las válvulas reguladoras.</p>	
<p>Válvula reguladora de presión</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Marca: Fisher. TYPE 627 R. orificio ½"</li> <li>- Trim: SST.</li> <li>- Sirve para controlar la presión hacia la torre de secado.</li> </ul>	
<p>BY – PASS</p> <p>Es utilizado para la reparación de las líneas o taponamiento y evitar una emergencia en la batería por falta de aire.</p>	

Accesorios	Ilustración
<p>Unidad de secado Es utilizado para retirar la humedad al aire y quede aire seco.</p>	
<p>Controles secador</p>	
<p>Filtros - Marca: INGERSOLL – RAND</p>	
<p>Filtro</p>	
<p>Válvula Solenoide - Marca: UNI-D. Model US-20 NPT - HZ: 50-60/110 V. Diámetro ¼ “ - Presión: 0.5 Kg/cm3 a 15 Kg/cm3.</p>	

Accesorios	Ilustración
<p>Tanque almacenamiento de aire</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Presión de diseño: 250 PSI</li> <li>- Temperatura de diseño: 100°C.</li> <li>- Capacidad: 2.7 m<sup>3</sup></li> <li>- Es el pulmón principal el cual esta acondicionado con sistemas de alarmas para ayudarnos a tomar acción de forma oportuna cuando se tenga baja presión.</li> </ul>	
<p>Válvula de seguridad TK</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Marca: ANDERSSON GREENWOD</li> <li>- REF. PSV-151B. Presión: 200 PSI</li> <li>- Es el equipo de salvaguarda del tanque de almacenamiento de aire comprimido</li> </ul>	
<p>Interruptores TK</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- APAGADO Alto 160 PSI / Bajo 125 PSI</li> <li>- ARRANQUE Alto 160 PSI / Bajo 135 PSI</li> <li>- ALARMA Bajo 120 PSI</li> <li>- Sirven para arrancar y parar los motores de los compresores.</li> </ul>	
<p>Indicador de presión</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Marca: ASHCROFT</li> <li>- Rango 0 – 200 PSI</li> <li>- Nos indica la presión de operación en la vasija.</li> </ul>	

Accesorios	Ilustración
<p>Indicador de temperatura</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Marca: SIEMENS</li><li>- Rango 0 – 150 °C</li><li>- Nos indica la temperatura de operación de la vasija.</li></ul>	

## 10. SISTEMA DE AGUA DE PRODUCCIÓN

### 10.1. INFORMACIÓN TÉCNICA

El proceso de separación por flotación está basado en la inyección de aire atmosférico (o gas) utilizando agua como fluido motriz. En este proceso, el contacto gas-agua se realiza mediante boquillas inyectoras, simulando un proceso Flotación por Aire Disuelto (DAF), pero con ventajas de un proceso de Flotación por Aire Inducido (IAF), especialmente en lo referente a la economía del proceso.

El funcionamiento del sistema consiste en recircular parte del agua por tratar. Se debe utilizar un sistema de bombeo para enviar el fluido a un vénturi abierto a la atmósfera. Al producirse el cambio de velocidad dentro del vénturi, se produce un vacío que induce el aire hacia la salida del mismo, mezclándolo con el agua en forma de microburbujas. Esta corriente puede entonces ser distribuida por un arreglo de tubería dentro del tanque de transferencia para producir la flotación. Este sistema es muy eficiente debido al gran incremento en el área interfacial como consecuencia de la generación de una alta cantidad de microburbujas, de tamaño promedio entre 150 y 250  $\mu\text{m}$ . Es un sistema flexible que permite, haciendo algunos ajustes en su configuración, cumplir funciones adicionales como despojo de sustancias contaminantes, homogeneización, neutralización, aireación, tratamiento químico/biológico para reducir DQO, procesos necesarios para el tratamiento integral de aguas residuales.

La energía que se requiere debe ser suministrada por un sistema de bombeo de baja presión (máximo 50 psig), que idealmente debería instalarse a un costado de la celda de flotación. El sistema de difusión utiliza solamente la energía del fluido motriz (agua) para formar la mezcla gas-agua. Los materiales de construcción de estos difusores son de alta resistencia a la corrosión y no contienen partes

móviles, lo que hace que su eficiencia se mantenga por largos periodos de tiempo con muy bajos costos de mantenimiento.

**Fotografía 19. Skimming Tank M-ABJ-3000-2 (izquierda) y Skimming Tank M-ABJ-5000-1 (derecha)**



## 10.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El agua de producción se separa en los Gun Barrel y en los FWKOs y se envía a los Skimming tanks M-ABJ-3000-2, M-ABJ-5000-1, que pueden operar de forma simultánea. Estos tanques sirven de carga para las cinco (5) bombas electrocentrífugas de transferencia a la PIA con capacidad de 30 000 BWPD cada una. Es importante observar en la operación del tanque que el agua a la salida vaya libre de aceite (Menor de 30 ppm).

Los Skimming Tanks están provistos de:

- Una conexión de entrada de 8", para recibir el agua proveniente de los FWKOS 1 y 2, y una conexión de 12" de los Gun Barrels 1 y 2.

- Una conexión de salida de 20" que se comunica a las bombas de transferencia de agua que bombean PIA Monal.
- Un Desnatador flotante el cual vierte las 24 Horas la nata de crudo separada y la vierte al skimmer.
- Una línea de entrada de gas de 2" que sirve como gas Blanket.
- Una válvula de presión y vacío (PVV) que lo protege tanto por alta presión como por vacío. La sobrepresión puede ocasionarse por vaporización de componentes livianos y/o durante el llenado debido al confinamiento de vapores a medida que sube el nivel de crudo en el tanque. El vacío puede ocasionarse durante la desocupación del tanque cuando se bombea al oleoducto, entonces la válvula permite la entrada de aire atmosférico si la presión del gas de cobertura es baja.
- Un transmisor por alto y bajo nivel, conectado al sistema Delta V en la caseta del operador.
- Un Manhole para realizar el mantenimiento al tanque.
- Medidor de Flujo
- Líneas a tierra.

Los Skimming Tanks 3000-2 y 5000-2 disponen de internos que les permite realizar las operaciones de desnate mejorado con flotación de gas (sistema STAGE) y la recolección de nata en forma continua mediante un desnatador flotante. Además, cuentan con la instrumentación que les permite operar en forma segura y eficiente en la función de mantener el nivel y controlar la operación de encendido y apagado de las bombas de transferencia, poseen alarma de nivel alto-alto, alto, bajo y bajo-bajo (Datos registrados en el Delta V). Poseen línea de

drenaje de 3" al Skimmer, y una línea de 6" para rebose del tanque cuando se requiere y va directamente al skimmer.

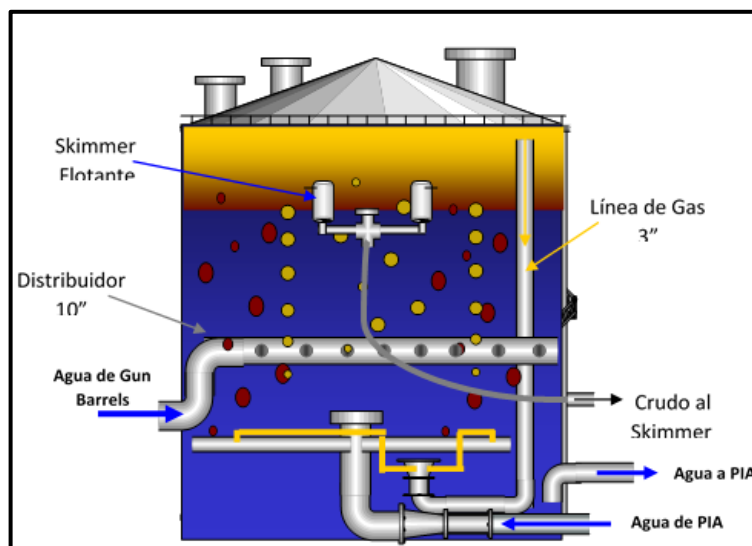
Las siguientes son las condiciones de diseño para los Skimming tanks de la batería Monal:

- Flujo de carga: 2000 gpm
- Caudal de recirculación: 200 gpm
- Contenido de hidrocarburos: 66 ppm

Para estas condiciones se tiene: Gas inyectado total: 10 SCF/min, Boquillas inyectoras: 4

Los tanques tienen su respectiva tabla de aforo, de donde se puede conocer con exactitud el volumen de agua almacenada, la tabla de aforo da el volumen en barriles y la altura debe darse en metros, centímetros y milímetros.

**Figura 16. Diagrama de Skimming Tank Batería Monal**



### 10.3. EQUIPOS E INSTRUMENTACIÓN DE LOS SKIMMING TANKS

Tabla 21. Equipos e instrumentación de los Skimming Tanks

Accesorios	Ilustración
<p>Válvula de presión de vacío.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- MARCA GROTH.</li> <li>- Diámetro: 6" X 150 lb – RF</li> <li>- Presión: 3.5" H2O.</li> <li>- Vacío: 3.5" H2O.</li> <li>- La función principal de esta válvula es evitar el colapso o ruptura del tanque.</li> <li>- Se debe hacer mantenimiento cada seis meses.</li> </ul>	
<p>Manhold Superior</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Su función principal es para desgasificar y permitir ventilación cuando está en mantenimiento.</li> </ul>	
<p>Manhold Inferior</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Su función principal es permitir el acceso para su mantenimiento.</li> </ul>	
<p>Válvula de drenaje</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- DIÁMETRO 4" ANSI 150.</li> <li>- Se utiliza para terminar de desocupar el tanque en caso mantenimiento.</li> </ul>	

Accesorios	Ilustración
<p>Salida del agua</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Succión de Bombas.</li> <li>- Válvula mariposa con Bridas ANSI 150.</li> <li>- Temperatura 100° F</li> <li>- Presión 215 PSI.</li> </ul>	
<p>Desnate TK</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Diámetro 3" ANSI 150.</li> <li>- Está conectado internamente con manguera al desnatador flotante.</li> </ul>	
<p>Transmisor de Nivel.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- REF. 115ILTSEA0A12D-M1</li> <li>- Presión: 285 PSI.</li> <li>- Su principal función es sensor el nivel dentro de la vasija y transmitir esta señal al cuarto de control. Se debe hacer mantenimiento cada año.</li> </ul>	
<p>Entrada de agua STAGE</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 2 válvulas de 6" ANSI 150</li> <li>- 1 Filtro de 6" ANSI 150.</li> <li>- Esta agua entra de la descarga de las bombas de transferencia e internamente se mezcla con gas por medio de un tubo venturi creando burbujas las cuales hacen que las partículas de aceite floten.</li> </ul>	
<p>Gas Blanket</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Válvula de Presión PR</li> <li>- Opera a 3.5 ONZAS de presión.</li> <li>- Esta válvula opera para mantener una presión constante y una capa de gas para evitar oxigenación del agua..Se debe hacer mantenimiento cada seis meses.</li> </ul>	

Accesorios	Ilustración
<p>Tapa del desnatador flotante</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Se utiliza para hacer la inspección y hacer mantenimiento al desnatador.</li> </ul>	
<p>Entrada de FWKO</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- DIÁMETRO 8" Fibra de Vidrio</li> <li>- Máxima Presión 250 PSI</li> <li>- Se utiliza para recibir el agua proveniente del FWKO.</li> </ul>	
<p>Línea a Tierra.</p>	
<p>By – Pass de entrada de los GB</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- DIÁMETRO 16" SHC 40</li> <li>- Válvula mariposa con bridas ANSI 150.</li> <li>- Se utiliza cuando se saca de servicio el tanque y conecta directamente a la succión de las bombas.</li> </ul>	
<p>Entrada de GB 1 y 2</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- DIÁMETRO 16" ANSI 150.</li> <li>- Se utiliza para recibir el agua asociada de los dos gun Barrels.</li> </ul>	

#### 10.4. BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE AGUA

El equipo de transferencia está compuesto por cinco (5) bombas centrífugas marca Ingersoll DR de 34 0000 BWPD cada una, acopladas a motores eléctricos

de 75 y 150 HP a 3550 rpm. Las bombas succionan por una línea de 6" y descargan a una línea de 4".

### **Fotografía 20. Bombas de Transferencia de agua Batería Monal**



El agua bombeada por las electrobombas pasa a través de un medidor de flujo tipo magnético. Las bombas disponen de alarmas de alta-alta presión de descarga de 150 psi, alta presión 135 psi y baja presión de succión 30 psi, que puede generarse por bloqueo de la línea de transferencia o por cierre de válvulas cuando se presenta un Shut-Down en la PIA, la bomba No.4 dispone de un variador de velocidad para controlar la rata de bombeo.

Cuando los dos tanques funcionen simultáneamente, el nivel tomado por el PLC para sus cálculos es del tanque M-ABJ-3000-2; en los otros dos escenarios se tomará el nivel respectivo de cada tanque. Se instalará un selector de tres posiciones en el panel de Control de las Bombas para que el operador seleccione entre el Tanque ABJ-3000-2 en operación, ABJ-5000-1 en operación o ambos en operación, según haya alineado las válvulas de cada tanque.

El operador de la PIA puede saber que tanque se encuentra en operación a través del Scada. La operación de transferencia de agua requiere la atención permanente del operador de producción y normalmente se opera con tres (3) bombas, que transfiere a una rata máxima de 110.000 BPD, que es medido a través de un medidor de flujo magnético el cual registra y totaliza a las 24 horas.


La secuencia de arranque es la siguiente:

- NIVEL 1: 21 Pies. No. 01
- NIVEL 2: 24 Pies. No. 02
- NIVEL 3: 27 Pies. No. 03

La bomba No. 3 Reemplaza a la 1 y 2. La bomba 4 Variable.

#### 10.4.1. Equipos e instrumentación

**Tabla 22. Equipos e Instrumentación**

Accesorios	Ilustración
<p>Indicador de Presión Están ubicados en la succión y descarga de las bombas para indicarnos las respectivas presiones de operación</p>	

Accesorios	Ilustración
<p>Medidor de flujo MIO 911/E</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Serie: 310504 E 01</li> <li>- Marca: SIEMENS</li> <li>- Presión Máx.: 10 Bar.</li> <li>- Temperatura Max: 130 °C</li> <li>- Conexión 12"</li> <li>- Registra el volumen de agua bombeado diariamente.</li> </ul>	
<p>Tubería</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Diámetro 12" X SCH 40</li> <li>- Es la línea de conducción desde la batería hasta PIA</li> </ul>	
<p>Bomba – Dresser Pumps</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Marca Ingersoll</li> <li>- Tamaño 6 x 4 x 8</li> <li>- Flujo 8500 BWPD</li> </ul>	
<p>MOTOR</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Potencia 75 HP</li> <li>- Marca US Electrical</li> <li>- RPM 3550</li> <li>- Temperatura 40°</li> <li>- Altura Máxima 1000 MSNM</li> <li>- Voltaje: 460 V / Amperaje 88 A.</li> </ul>	
<p>ARRANCADOR MANUAL. En caso de emergencia se puede utilizar el sistema manual de operación.</p>	

## **11. INSTRUMENTACIÓN**

La instrumentación en diferentes procesos industriales (petróleo) tiene como finalidad controlar y mantener constante algunas magnitudes, tales como presión, caudal, nivel, temperatura, pH, conductividad, velocidad, humedad, punto de rocío, entre otras. Usando diferentes instrumentos de medición y control que permiten el mantenimiento y la regulación de estas constantes en condiciones más idóneas que las que el propio operador podría realizar.

### **11.1. GENERALIDADES**

Todas las operaciones de producción petrolera dependen de la medida y el control de determinadas variables de los procesos que ocurren desde la salida de los fluidos de los pozos hasta la llegada de sus productos al mercado que los consume.

En realidad el control de los procesos se clasifica como una de las operaciones más importantes de la actividad industrial.

Procesos continuos son aquellos que no se llevan a cabo por tandas o cochadas. Las etapas o fases del proceso suceden en forma tal que no ocurre aumento de inventario sino que se desarrollan en forma permanente sobre la materia prima que se alimenta o carga a las vasijas o unidades.

El proceso estacionario es aquel que se realiza una vez las condiciones de operación se han normalizado.

### **11.2. CLASES DE INSTRUMENTOS**

Se consideran dos clasificaciones básicas:

### 11.2.1. En función del instrumento

De acuerdo a la función se obtienen las formas siguientes:

**Instrumentos ciegos:** No tienen indicación visible de la variable. Son ciegos los instrumentos de alarma tales como presóstatos y termóstatos (interruptores de presión y temperatura respectivamente). Estos poseen en la escala exterior un índice de selección de la variable para ajustar el punto de disparo.

**Instrumentos indicadores:** Dispone de un índice y de una escala graduada en la que puede leerse el valor de la variable. Según la amplitud de la escala puede ser concéntricas y excéntricas, los hay también digitales que muestran la variable en forma numérica con dígitos.

**Instrumentos registradores:** Registran con trazo continuo o a punto la variable y pueden ser circulares, gráfico rectangular o alargado, según sea la forma del gráfico.

**Elementos primarios:** Están en contacto con la variable y utilizan o absorben energía del medio controlado, para dar al sistema de medición una indicación en respuesta a la variación de la variable controlada. Su efecto producido puede ser un cambio de presión, posición, medida eléctrica, etc.

**Instrumentos trasmisores:** Captan la variable del proceso a través del elemento primario y la transmiten a distancia en forma de señal neumática o eléctrica.

**Instrumentos transductores:** Reciben una señal de entrada en función de una o más cantidades físicas y la convierten modificada o no a una señal de salida.

**Instrumentos convertidores:** Son aparatos que reciben una señal de entrada neumática o eléctrica procedente de un instrumento y después de modificarla envían la resultante en forma de señal de salida estándar.

**Instrumentos receptores:** Reciben las señales procedentes de los transmisores y los indican o registran. Los receptores controladores envían otra señal de salida normalizada a los vapores ya indicados (neumática: 3-15 psi, eléctrica: 4-20 mA).

**Instrumentos controladores:** Compara la variable controlada (presión, nivel y temperatura) con un valor deseado y ejercen una acción correctiva de acuerdo con la desviación.

**Instrumento final de control:** Recibe la señal del controlador y modifica la variable a controlar, generalmente suelen ser válvulas neumáticas.

### **11.2.2. En función de la variable del proceso**

De acuerdo con la variable del proceso, los instrumentos se dividen en instrumentos de caudal, nivel, presión, temperatura, densidad y peso específico, humedad y punto de rocío, viscosidad, pH, posición, velocidad, conductividad, frecuencia, fuerza, turbidez, etc.

Un instrumento de medida puede ser:

**Neumático:** Cuyo elemento de medida es de presión adaptado al campo de medida correspondiente.

**Mecánico:** Se divide en:

- Elementos primarios de medida directa, que miden la presión comparándola con la ejercida por un líquido de densidad o alturas conocidas.
- Elementos primarios elásticos, que se forman por la presión interna del fluido que contienen.

**Electromecánico:** Utilizan un elemento mecánico elástico combinado con un transductor eléctrico que genera la señal eléctrica correspondiente.

### 11.2.3. Tipos de acción de regulación automática

Los tipos principales son:

- **Dos posiciones:** Abierto o cerrado
- **Posición proporcional (banda proporcional):** Se usa cuando no es conveniente para el proceso que la válvula se mueva siguiendo ciclos y es preferible emplear un tipo de regulación, tomando su posición desde completamente cerrada a su posición completamente abierta.
- **Proporcional más reposición:** Es por ejemplo cuando la posición final de la válvula no guarda ninguna relación con la temperatura del proceso, moviéndose con una rapidez proporcional a la magnitud de la observación, es decir, que hay dos tipos de acción que se suman: Velocidad del movimiento de la válvula proporcional a la desviación con respecto al punto de regulación y otra con relación a la rapidez de la variación de esta desviación; esto produce una gran estabilidad en el proceso.

### 11.3. MEDIDOR DE FLUJO TIPO CORIOLIS

El equipo Coriolis es un instrumento de medida de flujo para líquidos o gases, que utiliza como variable principal la medición de masa, la cual por ser una magnitud fundamental de medida no deriva sus unidades de medición de ninguna otra fuente, lo que la hace una propiedad ideal para ser medida. En la batería Monal se encuentra ubicado en el separador de pruebas 101.

Las mediciones directas de masa, en este caso de flujo másico, evitan los cálculos complejos que surgen de la obtención de la masa a partir del volumen, puesto que la masa se mide directamente y no cambia.

Con el equipo Coriolis se miden principalmente 3 variables:

- Flujo masico
- Densidad
- Temperatura

El equipo consta de tres unidades independientes a saber:

- El sensor de medición de flujo
- La unidad transmisora de señales de Flujo (RFT)
- EL computador de Aceite Neto (NOC)

El equipo en conjunto permite que se lleve a cabo un monitoreo en tiempo real de la tasa de producción y del corte de agua.

El medidor funciona aplicando la segunda ley de Newton: fuerza es igual a Masa por aceleración y es un caso similar a un sistema masa-resorte, mediante dicha ley se determina la cantidad de masa fluyendo a través del sensor.

Con el equipo de medición se obtienen dos parámetros fundamentales: la masa, la cual es calculada por la RFT utilizando el principio de Coriolis y la densidad la cual es calculada por el NOC utilizando el periodo de vibración de los tubos del sensor con los fluidos de prueba y sus correspondientes constantes de calibración. El medidor se vale de dos parámetros fundamentales: la densidad del agua y la densidad del aceite, de la confiabilidad de estos datos depende en gran parte la exactitud en las medidas.

El corte de agua se calcula por comparación de la densidad de la emulsión y las densidades referencia agua y aceite.

### Fotografía 21. Equipo de medición de flujo coriolis



### **11.3.1. Sensor de medición de flujo másico**

El sensor de medición de flujo masico consiste en un par de tubos de acero que se hacen vibrar por medio de bobinas electromagnéticas, colocadas en el centro de curvatura de los tubos. Posee dos bobinas sensoras a los lados de los tubos, que envían sus correspondientes señales a procesadores que las interpretan y las reportan por medio de un tablero tipo digital colocado en el computador de aceite Neto (NOC).

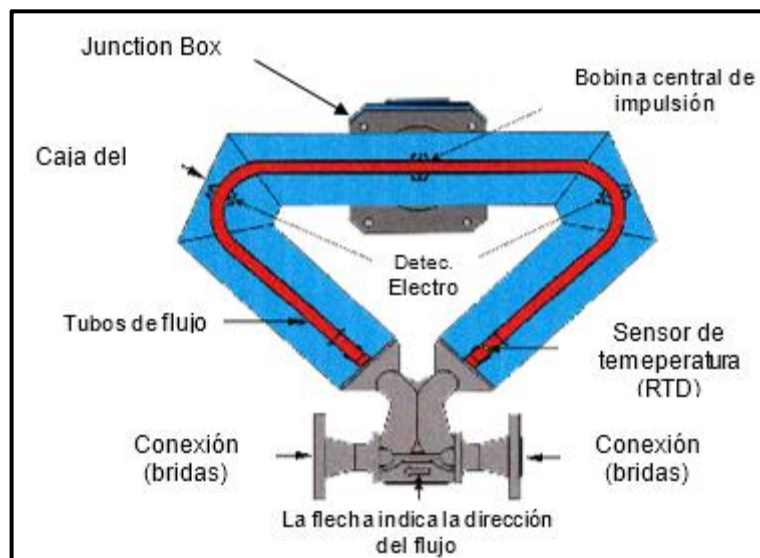
Los tubos de flujo se hacen vibrar a su frecuencia natural por medio de una bobina inducida electro magnéticamente que se encuentra localizada en el centro de curvatura de los tubos.

A medida que el flujo fluye a través de los tubos del sensor, es forzado a seguir el movimiento vertical de los tubos en vibración (tomando como referencia el sensor en posición horizontal). Cuando el tubo se mueve hacia arriba (durante la mitad del ciclo), el fluido sé resiste a seguir hacia arriba y genera una fuerza de oposición a este movimiento. A la salida, aun durante el ascenso del tubo, el fluido ejerce la fuerza también hacia arriba. El conjunto de estas fuerzas hace que el tubo se deforme. El efecto cuando el tubo se mueve hacia abajo es completamente análogo. Este efecto de deformación es lo que se denomina el efecto de Coriolis.

La deformación ocasionada en este proceso es directamente proporcional a la tasa de flujo masico. La velocidad de deformación del tubo es medida por dos detectores electromagnéticos de velocidad localizados a cada lado del tubo sensor. Los detectores envían esta información a la unidad electrónica (RFT) donde es procesada y convertida en un voltaje proporcional a la tasa de flujo masico. A condiciones de flujo cero no existe deformación del tubo y ambos lados se encontraran en el punto medio simultáneamente. Cualquier diferencia entre las medidas de los detectores indica flujo.

Los tubos del sensor están montados y asegurados en un extremo y libres en el otro por lo cual se pueden asimilar a un sistema Masa-Resorte, cuyo comportamiento físico ya establecido y para el cual se puede obtener relación directa entre la densidad y la frecuencia de vibración. Es de esta forma que los tubos sensores trabajan como densímetros. La masa total estará compuesta de dos partes: la masa del tubo, que es constante para un sensor dado, y la masa del fluido en el tubo. La masa del fluido en el tubo será igual al producto de la densidad por el volumen del tubo, siendo este último constante para un tamaño del sensor dado.

**Figura 17. Partes de un sensor de coriolis**



El tamaño y la forma pueden diferenciar, pero ciertos componentes son comunes a todos los sensores de flujo tipo coriolis. Los componentes más comunes son:

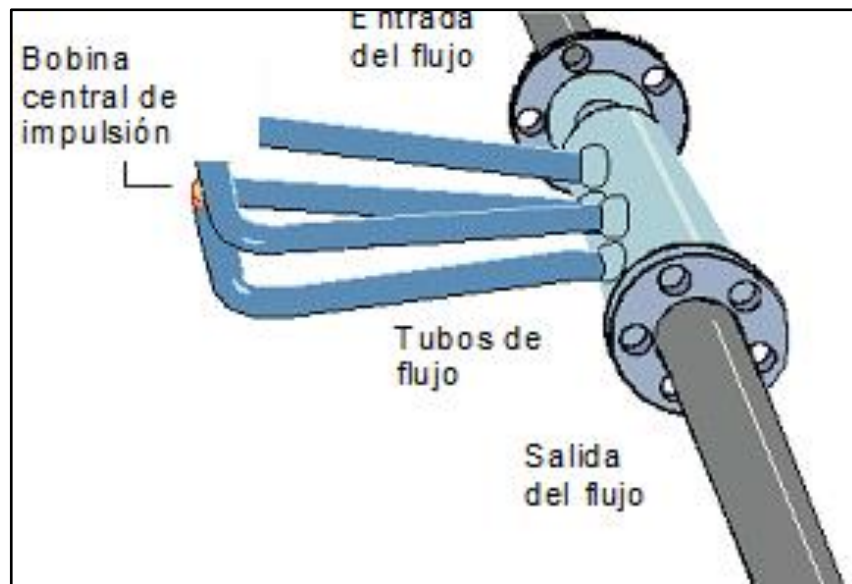
- **Tubos de flujo:** Son dos tubos de acero 316L soldados a los múltiples. Están diseñados para oscilar a su frecuencia natural. Teóricamente son idénticos, es decir poseen las mismas características físicas y químicas.
- **Bobina central de impulsión:** Bobina de Inducción electromagnética que hace que los tubos de flujo vibren a la frecuencia natural (medición de densidad).
- **Detectores electromagnéticos:** Bobinas de Inducción electromagnética detectoras de velocidad que miden la deformación del tubo cuando es sometido a flujo (medición de flujo másico).
- **Sensor de Temperatura RTD:** El sensor de temperatura RTD (Resistance Thermal Detector) es una resistencia de platino cuyo valor es directamente proporcional a la temperatura a la que está sometida. EL detector de temperatura resistivo se encuentra en la parte superior de uno de los tubos y su principal objetivo es convertir la señal de temperatura a un voltaje que cambia linealmente con la temperatura).
- **Conexión (bridas):** La conexión del sensor a la línea de flujo se hace por medio de bridas, que van soldadas al múltiple del sensor.
- **Manifold:** Se encuentra a continuación de cada brida y tiene como función dividir el fluido en dos partes a la entrada y combinarlos nuevamente a la salida. El múltiple va soldado a las bridas de conexión.

- **Junction Box:** Punto en el que el cableado del sensor, de los detectores electromagnéticos y la RTD se unen con los cables que van hacia la unidad transmisora de señales de flujo (RFT).
- **Caja del Sensor:** Un encerramiento es necesario para proteger los elementos electrónicos y el cableado de corrosión externa.

#### 11.3.1.1. Principio de operación de medición de flujo

- **Vibración del Tubo:** El fluido del proceso entra al sensor donde se reparte dentro de los dos tubos de flujo. Durante esta operación se energiza la bobina central de impulsión que hace vibrar los tubos hacia arriba y hacia abajo en oposición uno del otro.

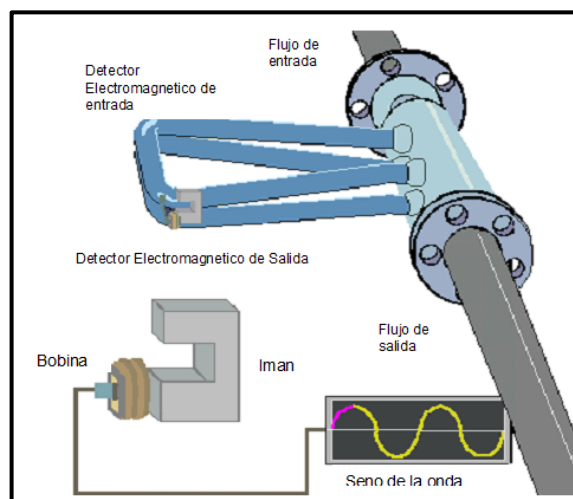
**Figura 18. Esquema de vibración del tubo**



- **Generación de la Señal:** El imán y los montajes de bobina se montan en los tubos de flujo, las bobinas de alambre se montan en las piernas laterales de un tubo de flujo y los imanes se montan en las piernas laterales

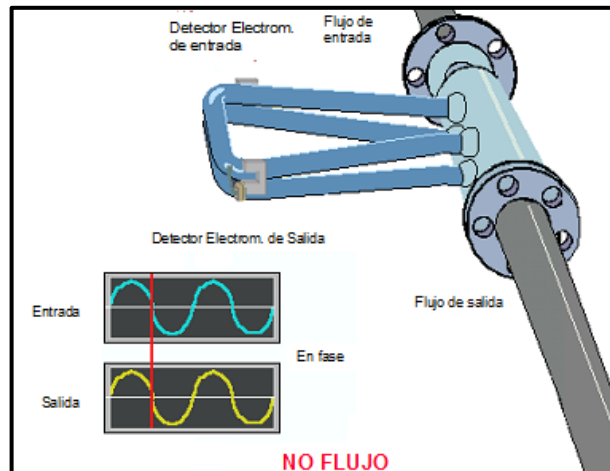
del otro tubo de flujo. Cada bobina se mueve a través del campo magnético uniforme del imán adyacente. El voltaje generado de cada bobina del colector crea una onda. Debido a que los imanes se montan en un tubo, y las bobinas en el tubo de oposición, las ondas generadas representan el movimiento de un tubo concierne al otro.

**Figura 19. Esquema de generación de la señal**



- **Movimiento del tubo sin Flujo:** Los tubos oscilan en oposición uno del otro, mientras uno se mueve hacia abajo el otro se mueve hacia arriba. Los dos detectores electromagnéticos el de la entrada y el de la salida, generan la onda continuamente cuando están oscilando los tubos. Cuando hay flujo nulo las ondas están en fase.

**Figura 20. Esquema del movimiento del tubo sin flujo**



Cuando no hay flujo a través de los tubos no hay efecto Coriolis y las ondas están en Fase.

### 11.3.1.2. Principio de operación de medición de densidad

Los tubos del medidor están montados firmemente en un extremo, dejándose libres en el lado de la “U”. Este diseño puede considerarse como el arreglo mecánico de un resorte.

La relación entre la masa y la frecuencia natural es la base para la medición de densidad, para entender esta relación, considere el sistema del resorte y de la masa: Mientras que la masa aumenta, la frecuencia natural del sistema disminuye; Mientras que la masa disminuye, la frecuencia natural del sistema aumenta.

El resorte se hace vibrar a su frecuencia de resonancia, la que es función primordialmente de la masa del conjunto. Se usa una bobina impulsora, y un circuito de retroalimentación para llegar a dicha frecuencia de resonancia. Otros factores a considerar son la geometría del conjunto y el material de construcción. La masa del conjunto está formada por la masa del tubo y la masa del fluido dentro del tubo. Dado que la masa del tubo es constante para un sensor determinado, y la masa del fluido es el producto de la densidad por el volumen

(también constante del sensor), la frecuencia de oscilación es proporcional a la densidad del fluido.

En el sensor Coriolis los tubos de flujo corresponden al resorte y la masa del fluido más la masa del tubo corresponden a la masa en el extremo del resorte.

Durante la operación, la bobina de impulsión energizada por el transmisor de flujo hace que los tubos oscilen en su frecuencia natural: Mientras que la masa del fluido aumenta, la frecuencia natural del sistema disminuye; Mientras que la masa del fluido disminuye, la frecuencia natural del sistema aumenta.

Usando los mismos detectores de velocidad empleados para determinar el flujo másico, se dispone de una señal eléctrica que representa la frecuencia de vibración en condiciones de resonancia del sistema. Se emplea un bulbo de resistencia RTD, para compensar los cambios en el módulo de elasticidad del material del tubo, cuando la determinación de la frecuencia de oscilación se hace a una temperatura diferente de la temperatura a la cual se calibro el sistema. La densidad es definida como masa por unidad de volumen o masa dividida en volumen.

El volumen del fluido contenido en el tubo de flujo permanece constante. Es decir que la única manera para que la masa cambie es que la densidad cambie. Debido a esta relación entre la masa y la densidad, la frecuencia natural de los tubos indica no solo la masa del fluido contenido sino también la densidad. La densidad del fluido se deriva de la frecuencia de oscilación del sensor.

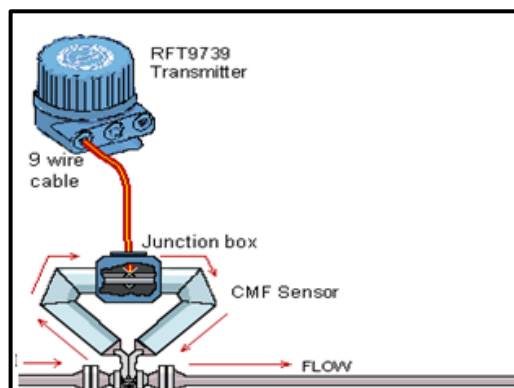
Se determina continuamente el periodo y temperatura en el tubo del sensor. La densidad se calcula usando una relación lineal entre el periodo al cuadrado y la densidad, considerando las constantes de calibración, y se produce una salida que representa la densidad del fluido.

La frecuencia es medida en ciclos por segundo. Puesto que es más fácil medir el tiempo de los ciclos que contarlos, El transmisor computa la densidad utilizando el periodo, el número de microsegundos por ciclo. El periodo es inversamente relacionado con la frecuencia.

### 11.3.2. Unidad transmisora de señales de flujo (RFT)

La RFT está compuesta por una serie de tarjetas electrónicas que conforman un microprocesador, el cual en conjunto con el sensor forma un equipo de medición de flujo masico y monitoreo de densidad independiente al NOC. El sensor es instalado a la RFT por medio de los cables que provienen del interior del sensor, el cableado del sensor está clasificado por un código de colores, para cada color hay una conexión en los “jumpers” de entrada de la RFT. A través de estos cables la RFT recibe las señales provenientes del sensor, las cuales interpreta y envía al NOC por medio de los “jumpers” de salida.

**Figura 21. Transmisor de señales de flujo (RTF)**



### 11.3.3. El computador de aceite neto (NOC)

El computador de aceite neto es un microprocesador que utiliza el principio de coriolis para obtener medidas en tiempo real de corte de agua, flujo volumétrico de aceite neto y flujo neto de agua.

El NOC determina el corte de agua por comparación entre la densidad de la emulsión medida por él, la cual surge de la señal enviada por la bobina central del sensor y las densidades del aceite y el agua que son datos de entrada al equipo.

EL NOC recibe una señal de flujo másico enviado desde la RFT, y una señal del periodo de vibración enviada desde el sensor. Luego, con las constantes de calibración, se calcula la densidad de la emulsión, con ella y las densidades del agua y el aceite se calcula el corte de agua. Con los valores de flujo masico y densidad, el NOC hace los cálculos correspondientes y reporta los resultados por medio de una pantalla digital.

**Figura 22. Computador de aceite neto (NOC)**



#### **11.4. MEDIDOR DE FLUJO TIPO VORTEX**

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

$$V = k \times f$$

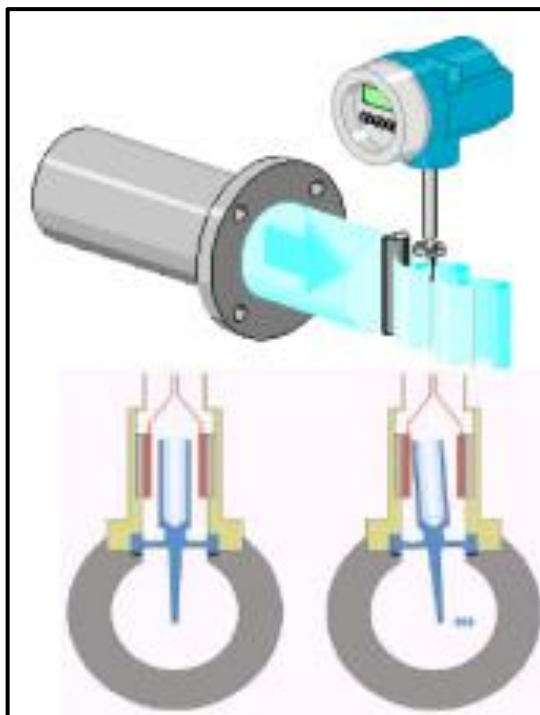
Donde:

V: velocidad del fluido

k: constante de proporcionalidad

f: frecuencia de producción de remolinos

**Figura 23. Medidor de flujo tipo vortex**



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 Vortex:
- Elevada Rangeability.
- 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.

Los remolinos de vórtice (efecto de torbellino) es un fenómeno de flujo común que causan a los puentes el colapso y que las líneas telefónicas canten.

La inestabilidad del campo de flujo después de dividir este en dos trayectorias alrededor de un objeto causa que los vértices o torbellinos se desvíen de los lados alternos del objeto a una frecuencia lineal proporcional a la velocidad de flujo. Si la presión sinusoidal aproximada a los cambios de velocidad creados por los vórtices en movimiento en el fluido son detectados, la tasa de flujo puede ser determinada.

La relación entre la velocidad en la tubería y la frecuencia de esos remolinos es lineal e independiente de la densidad del fluido en un rango de 20:1 ó 30:1.

El factor K o factor del medidor, es el mismo para líquidos, gases (vapores) y fluidos criogénicos haciendo que este mecanismo sea ideal para todo propósito de medición de flujo. Los medidores vortex son ampliamente utilizados para servicios de vapor de agua, gas natural y flujo de líquidos.

La construcción de dicho mecanismo permite el paso de suciedad en la corriente a ser medida sin alterar el valor reportado. La frecuencia de salida es más baja para la misma tasa de flujo que en los medidores de turbina y el aparato vortex no presenta problemas de desboque o partes en movimiento.

La información teórica y experimental indica que el factor de calibración a números de Reynolds moderados no es sensitivo con la misma agudeza o cambios dimensionales que los medidores de orificio.

Existen en el mercado medidores vortex para líneas desde ½ pulgada hasta 16 pulgadas.

El uso de medidores vortex se ha incrementado en la industria debido a su alto rango de precisión y la insensibilidad relativa a las propiedades del fluido.

La norma ANSI/ Standard / ASME MFC-6M cubre los lineamientos de diseño para aplicaciones en servicios de gas. Líquido y vapor. En la batería Monal este tipo de medidor se encuentra ubicado en las siguientes líneas de gas: líneas de salida del scrubber, líneas de llegada al compresor de anulares, en la línea de descarga de los compresores de gas, en la línea de consumo de motores de compresores de gas, en la línea de descarga de los compresores de alta para el WAG.

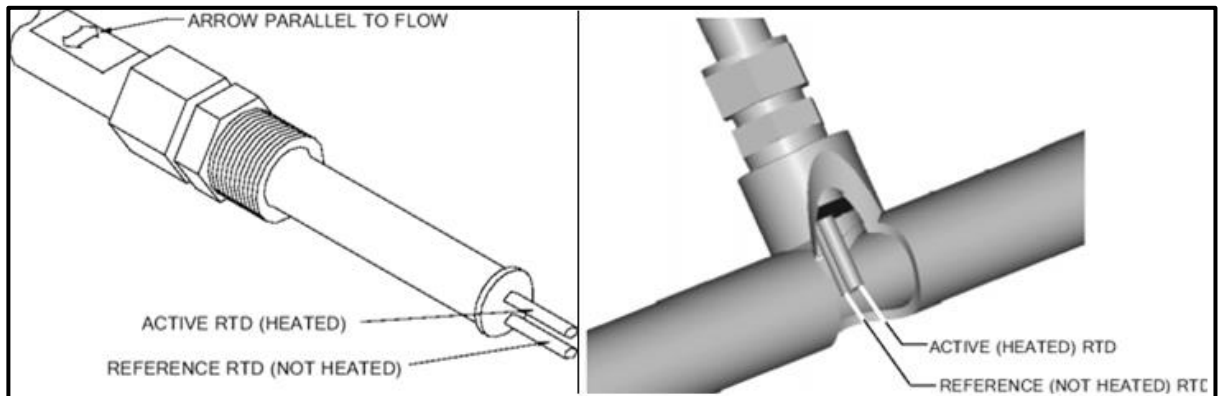
### **11.5. MEDIDOR DE FLUJO TIPO DISPERSIÓN TÉRMICA**

Los sensores tipo dispersión térmica se utilizan para medición de flujo de aire o gas. Estos sensores constan principalmente de un elemento de flujo y un transmisor de flujo.

El principio de operación es: Un calentador produce una diferencial de temperatura entre dos RTD's (Resistance Temperature Detectors) por calentamiento de una de las RTD's. Entra mayor sea el flujo, más rápido se enfriara la RTD calentada y causara un cambio proporcional en el diferencial de temperatura entre las RTD. El transmisor de flujo convierte el diferencial de temperatura en un valor de caudal.

El sensor está compuesto por dos termocuplas insertadas en el proceso de flujo, una RTD se calienta mientras que la otra RTD no. En la Batería se encuentra instalado en la línea de gas a Tea.

#### **Figura 24. Sensor tipo dispersión térmica**

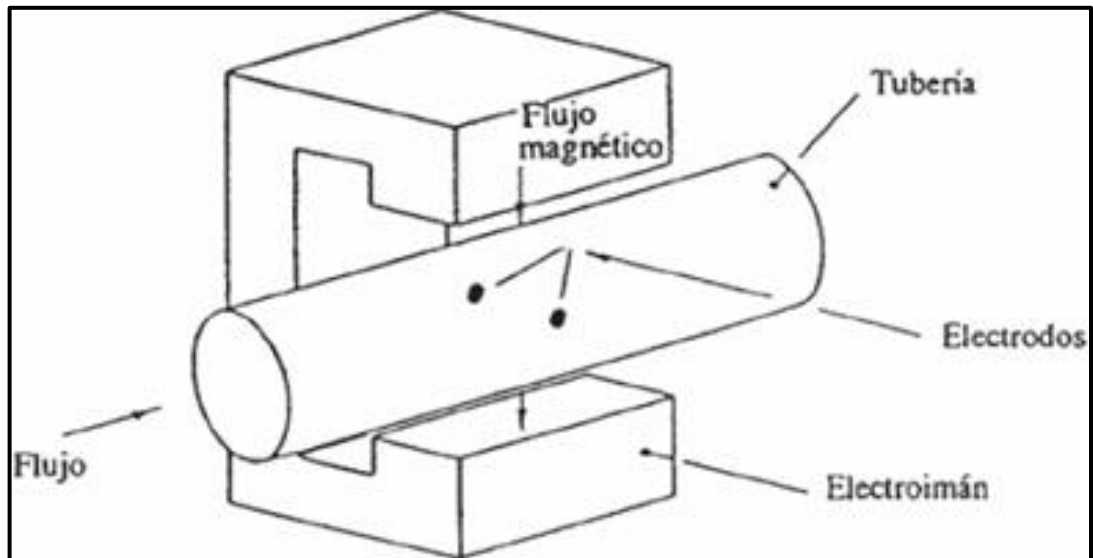


## 11.6. MEDIDOR DE FLUJO MAGNÉTICO

Basados en principios de inducción magnética, el medidor de flujo magnético provee medidores de flujo sin obstrucción que esencialmente promedia la velocidad en el área de la tubería. Los fluidos a ser medidos deben tener una conductividad mínima de  $2\mu\text{S}/\text{cm}$  para ser medidos. Un voltaje es generado por el medidor de flujo que es perpendicular a la dirección de flujo y al campo magnético y es detectado por dos electrodos montados en un diámetro de pared de tubería no conductora.

El Medidor Magnético de Caudal está basado en la Ley de Faraday, la ley de Faraday establece que la tensión inducida a través de cualquier conductor, al moverse éste perpendicularmente a través de un campo magnético, es proporcional a la velocidad del conductor.

**Figura 25. Elementos de un medidor electromagnético**



### 11.7. MEDIDOR DE PRESIÓN DIFERENCIAL

En el medidor magnético de caudal, el conductor es el líquido y es la señal generada. Esta señal es sensada por dos electrodos diametralmente opuestos. El caudal es directamente proporcional a la velocidad del fluido a través del medidor.

La señal de milivoltios de bajo nivel es proporcional a la velocidad promedio del oleoducto y por esta razón los medidores de flujo magnético se acomodan idealmente para todos los fluidos conductores que operan tanto en régimen de flujo turbulento. Los principios de funcionamiento lo convierten en un aparato de medición de flujo volumétrico verdadero.

El medidor de flujo electromagnético está basado en las Leyes de Faraday de inducción magnética cuando el fluido conductor pasa a través de un campo magnético (Ver figura 15), se genera un voltaje en los ángulos derechos de los vectores del campo magnético y la velocidad. Esta señal de voltaje es la suma individual de los voltajes diferentes a través de la sección de tubería.

La conductividad del fluido es la única característica propia del líquido que limita el empleo del medidor magnético.

El medidor puede montarse inclinado u horizontal siempre que se mantenga la tubería llena de líquido durante la medición.

Los fluidos que contienen partículas magnéticas en suspensión pueden medirse con un medidor magnético de caudal, siempre que las partículas estén en suspensión homogénea al pasar a través del elemento. En la Bateria se encuentra ubicado en la línea de salida de Agua a la Planta de Inyección de agua Monal.

Principales Características del Caudalímetro Magnético:

- Rangeability: 30:1
- Elevada exactitud.
- Puede medir caudales en ambos sentidos.
- Se utiliza generalmente para medición de agua. No puede emplearse para la medición de gases y petróleo ya que éstos tienen conductividad eléctrica baja.
- La pérdida de carga es baja, siendo equivalente a la producida en un tramo de cañería del mismo diámetro ( $\Delta P$  prácticamente nulo).
- La señal de salida es prácticamente lineal. Sin obstrucciones.
- La energía disipada por la bobina genera calentamientos locales en el medidor.

- Requiere tramos de cañerías rectos aguas arriba y aguas abajo de la medición.
- Error 0.2 – 2 % aprox.

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.

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. Se basa en la aplicación del teorema de Bernoulli. En la batería Monal se encuentra ubicado en la línea de salida de gas consumo.

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 la toma se realiza según la figura a continuación, pudiendo ser: en las bridas, en la vena contraída, y en la tubería.

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 el caño en el que va instalada. Su exactitud es muy superior a la de los otros tipos de orificios.

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

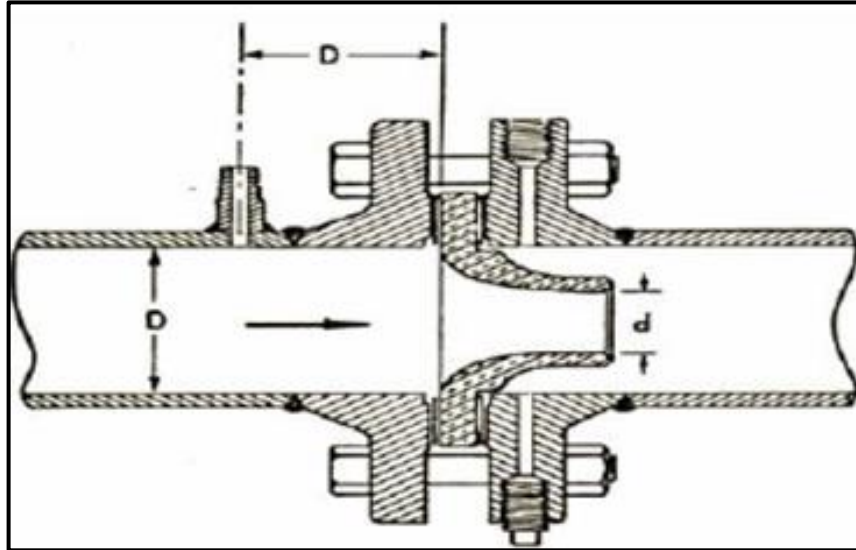
Segmentados: es un orificio cuya forma geométrica es un segmento circular tangente en un punto a la circunferencia de la cañería. Su aplicación está en el manipuleo de fluidos barrosos, y su ventaja radica en que no acumula sólidos aguas arriba de la placa.

Principales Características de la placa orificio:

- Rangeability: 3:1
- Requiere tramos de cañerías 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.

**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.

**Figura 26. Tobera**

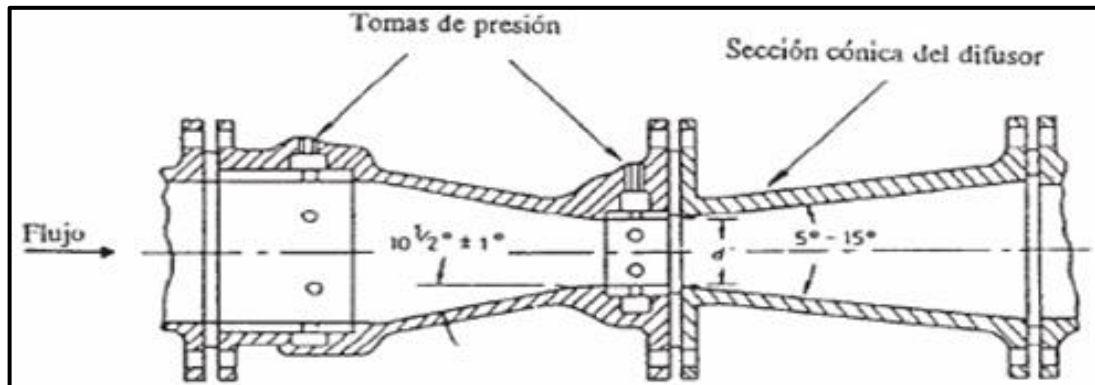


Principales Características de la Tobera:

- 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.

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

**Figura 27. 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.

**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 cañerías 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:

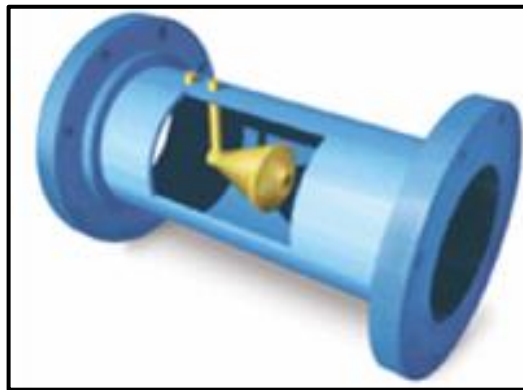
- Tiene mayor precisión que el Tubo de Pitot.
- Precisión del orden del 1 – 3 % aproximadamente.
- Tiene bajo costo inicial.
- Tiene baja pérdida de carga.
- Se utiliza para la medición de pequeños o grandes caudales de líquidos y de gases.

**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 rangeability y requiere poco mantenimiento.

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.

**Figura 28. V-Cone**



El instrumento acondiciona totalmente el fluido y lo homogeniza antes de realizar la medición. Requiere tramos rectos menores a otros caudalímetros. En la Batería Monal se encuentra ubicado en el separador M-MBD-103.

Principales Características del V – Cone:

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

## 11.8. MEDIDORES DE FLUJO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Los medidores de desplazamiento positivo miden el 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. La precisión depende de los huelgos o espacios libres entre las partes móviles y las fijas y aumentan con la calidad de la mecanización y con el tamaño del instrumento.

En los medidores de desplazamiento positivo del tipo rotativo, los mecanismos denominados válvulas rotativas giran excéntricamente rozando con las paredes de una cámara circular y transportan el líquido en forma incremental de la entrada a la salida.

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 de 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.

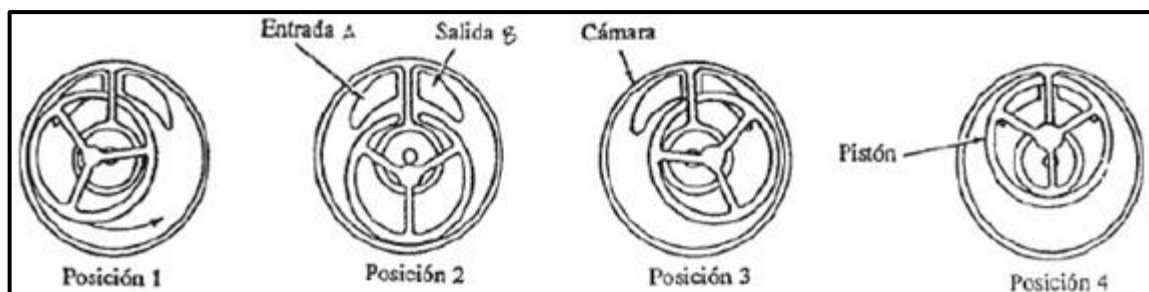
- Requiere mantenimiento por poseer partes rotantes.
- La caída de presión es considerable.
- Error considerable, aproximadamente 0.5 – 2 %

Existen cuatro tipos básicos de medidores:

**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.

**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.

**Figura 29. Etapas de funcionamiento de un medidor de pistón**



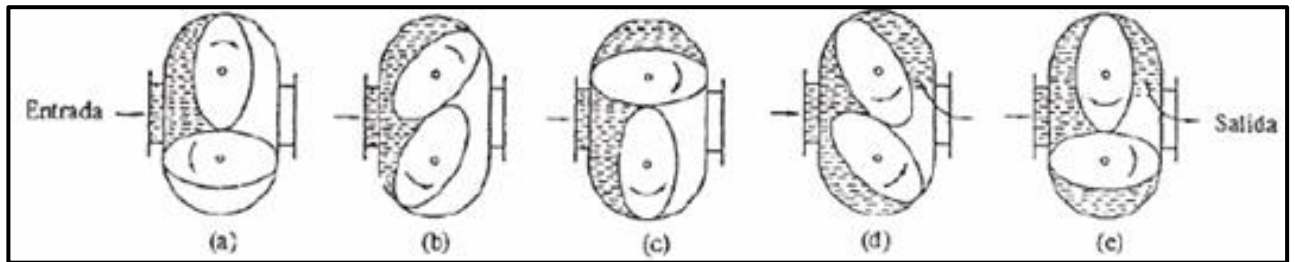
En la figura se muestra una sección transversal de un medidor de pistón oscilante, observando las cuatro etapas de su ciclo de funcionamiento.

**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.

Los medidores rotativos tienen válvulas rotativas que giran excéntricamente rozando con las paredes de una cámara circular y transportan el líquido en forma incremental de la entrada a la salida. Se emplean mucho en la industria petroquímica para la medida de crudos y de gasolinas con intervalos de medida que van de unos pocos l.p.m. de líquidos limpios de baja viscosidad hasta 64.000 l.p.m. de crudos viscosos. Hay varios tipos de medidores rotativos, siendo los más empleados los helicoidales y los ovals.

El medidor oval, dispone de dos ruedas ovals que engranan entre sí y tienen un movimiento de giro debido a la presión diferencial creada por el flujo de líquido. La acción del líquido actúa de forma alternativa sobre cada una de las ruedas, dando lugar a un giro suave de un par prácticamente constante. Tanto la cámara de medida como las ruedas están mecanizadas con gran precisión, con el fin de conseguir que el deslizamiento entre ellas se produzca con el mínimo rozamiento, sin que se formen bolsas o espacios muertos y desplazando la misma cantidad de líquido en cada rotación. La principal ventaja de estos medidores es que la medida realizada es prácticamente independiente de variaciones en la densidad y en la viscosidad del líquido.

**Figura 30. Medidor de rueda oval**



El medidor helicoidal tiene un funcionamiento parecido al oval.

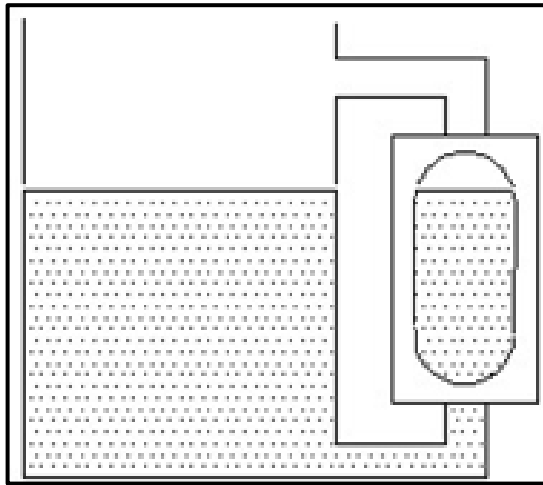
**Medidor de paredes deformables:** está formado por una envoltura a presión con orificios de entrada y salida que contiene el grupo medidor formado por cuatro cámaras de medición. Su precisión es del orden del 0.3 % aproximadamente.

## 11.9. MEDIDORES DE NIVEL

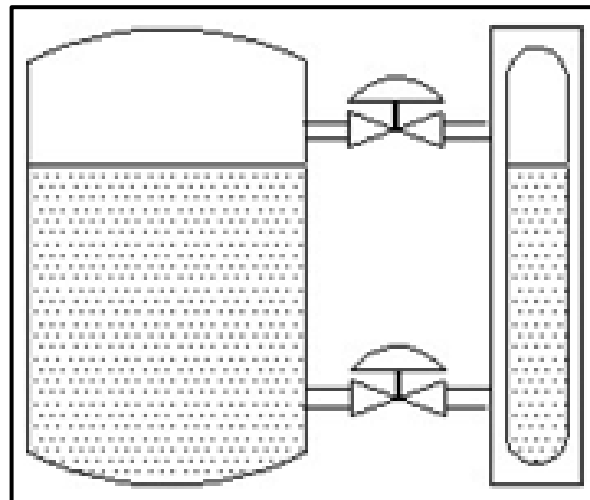
### 11.9.1. Método de columna de vidrio

Existe otro método de medición de niveles que es muy sencillo denominado "Método de Columna de Vidrio", éste método se usa para depósitos abiertos y cerrados normalmente la mirilla es de vidrio y mide el nivel de líquidos en forma visual aún con fluctuaciones existe un operador que controla el nivel del líquido dentro de los límites escogidos según la aplicación, un depósito alto y angosto permite realizar mediciones más exactas con respecto al volumen de los depósitos más bajos y anchos.

**Figura 31. Columna de vidrio en recipiente abierto**



**Figura 32. Columna de vidrio de recipiente cerrado**



El nivel de cristal consiste en un tubo de vidrio con sus extremos conectados a bloques metálicos y cerrados por prensaestopas que están al tanque generalmente mediante tres válvulas, dos de cierre de seguridad en los extremos del tubo para impedir el escape del líquido en caso de rotura del cristal y una purga.

El nivel de cristal normal se emplea para presiones hasta de  $7 \text{ kg/cm}^2$ . A presiones más elevadas el cristal es grueso, de sección rectangular y está protegida por una armadura metálica. La lectura del nivel se efectúa con un cristal a reflexión o bien por transparencia.

En el primer caso, el vidrio en contacto con el líquido está provisto de ranuras longitudinales que actúan como prismas de reflexión indicando la zona del líquido con un color oscuro casi negro y la zona superior en contacto con el vapor de color claro.

En la lectura por transparencia empleada para apreciar el color, características las interfaces del líquido, éste está contenido entre dos placas de vidrio planas y paralelas que permiten ver directamente el nivel, mejorándose la apreciación visual al acoplar una lámpara de iluminación al sistema.

Para mayor seguridad, las válvulas de cierre incorporan una pequeña bola que actúa de retención en caso de rotura del vidrio.

Los niveles de vidrio son susceptibles de ensuciarse por las características del líquido que miden, impidiendo que el nivel pueda apreciarse claramente. Entre los líquidos que presentan este inconveniente figuran el caramelo y los líquidos pegajosos.

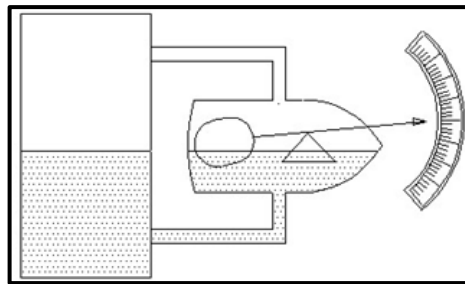
El nivel de vidrio permite sólo una indicación local, si bien pueden emplearse espejos para lectura a distancias limitadas o bien utilizar cámaras de televisión para mayores distancias de transmisión.

Su ventaja principal es la gran seguridad que ofrece en la lectura del nivel del líquido pudiendo controlar con ellos la lectura de los otros tipos de aparatos de nivel.

### 11.9.2. Medición de nivel por flotadores

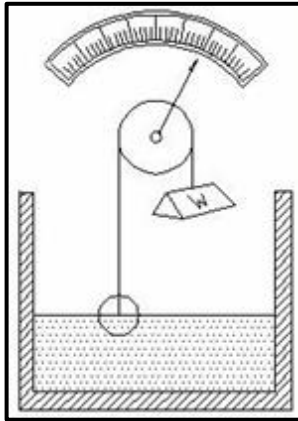
Cuando se necesita una indicación o un registro de la medición se usan métodos que tengan flotador y cinta, en depósitos cerrados al vacío o bajo presión, que se deben tener sellados, se usan flotadores con brazo de torsión, flotadores de jaula y flotadores magnéticos, acoplados a dispositivos hidráulicos, el flotador se debe construir de tal forma que flote dentro del líquido a medir, esto significa que la densidad del flotador debe ser menor a la del líquido que lo sostiene.

**Figura 33. Medición con flotador y palanca**



Este método de medición utiliza un cuerpo hueco (flotador) el cual flota sobre la superficie del líquido variando su posición de acuerdo a los cambios de nivel, el flotador actúa sobre un indicador por medio de palancas, su rango está limitado por la dimensión del brazo de las palancas.

**Figura 34. Medición con flotador y cinta**



En este caso el flotador actúa al mecanismo indicador por medio de una cinta que se enrolla sobre un carrete cilíndrico, un contrapeso mantiene tensa la cinta, usando este método el rango de medición ya no es una limitante, las limitaciones en una medición de nivel con flotador y cinta, palancas o cadenas son según las variaciones del nivel que se va a medir en el depósito o en la columna hidrostática en particular, para controlar el nivel en forma remota se montan relevadores que funcionen como pilotos sobre el eje giratorio que lleva la cadena o la cinta, se debe utilizar un contrapeso para mantener tensa la cadena o la cinta, conforme el flotador se eleva o desciende con el nivel del medio que se está midiendo, la rotación del eje se transforma en indicaciones por medios neumáticos, hidráulicos, eléctricos o electrónicos para usarse en equipos remotos, para convertir el movimiento angular en una señal medible, los flotadores se sujetan a una rueda dentada que hace girar el eje, el rango máximo de nivel es el rango multiplicado por dos, es decir, el doble de la longitud del brazo para un arco de 180 desde el nivel vacío hasta el nivel lleno, para mediciones prácticas el arco que describa el brazo no debe sobrepasar los 60 para obtener una respuesta lineal satisfactoria en la medición.

Los instrumentos de flotador consisten en un flotador situado en el seno del líquido y conectado al exterior del tanque indicando directamente el nivel. La conexión puede ser directa, magnética o hidráulica.

El flotador conectado directamente está unido por un cable que desliza en un juego de poleas a un índice exterior que señala sobre una escala graduada. Es el modelo más antiguo y el más utilizado en tanques de gran capacidad tales como los de fuel-oil. Tiene el inconveniente de que las partes están expuestas al fluido y pueden romperse y de que el tanque no puede estar sometido a presión. Además, el flotador debe mantenerse limpio.

El flotador acoplado magnéticamente desliza exteriormente a lo largo de un tubo guía sellado, situado verticalmente en el interior del tanque. Dentro del tubo, una pieza magnética sigue al flotador en su movimiento y mediante un cable y un juego de poleas arrastra el índice de un instrumento situado en la parte superior del tanque. El instrumento puede además ser un transmisor neumático o eléctrico.

En tanques pequeños, el flotador puede adaptarse para actuar magnéticamente sobre un transmisor neumático o eléctrico dispuesto en el exterior del tanque permitiendo así un control de nivel; una aplicación típica la constituye el control de nivel de una caldera de pequeña capacidad de producción de vapor.

El flotador acoplado hidráulicamente actúa en su movimiento sobre un fuelle de tal modo, que varía la presión de un circuito hidráulico y señala a distancia en el receptor el nivel correspondiente. Permite distancias de transmisión de hasta 75 metros y puede emplearse en tanques cerrados. Sin embargo, requiere una instalación y calibración complicadas y posee partes móviles en el interior del tanque.

Hay que señalar que en estos instrumentos, el flotador puede tener formas muy variadas y estar formado por materiales muy diversos según sea el tipo de fluido.

Los instrumentos de flotador tienen una precisión de  $\pm 0,5$  %. Son adecuados en la medida de niveles en tanques abiertos y cerrados a presión o al vacío, y son

independientes del peso específico del líquido. Por otro lado, el flotador puede agarrarse en el tubo guía por un eventual depósito de los sólidos o cristales que el líquido pueda contener y además los tubos guía muy largos pueden dañarse ante olas bruscas en la superficie del líquido o ante la caída violenta del líquido en el tanque.

### **11.9.3. Método del tubo burbuja**

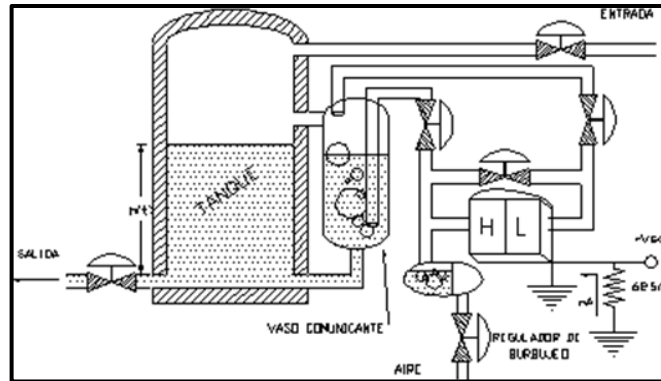
Los sistemas de burbujeo o de purga continua, realizan la medición de nivel midiendo la presión requerida para que un flujo constante de aire venza la presión hidrostática de un líquido, al salir el aire lo hace a manera de burbujeo, de ahí el nombre del sistema.

"La presión en el tubo es igual a la presión hidrostática causada por el nivel, si se mide la presión dentro del tubo se obtiene la medición del nivel", este método se puede utilizar en recipientes abiertos o cerrados, la entrada del manómetro se monta por encima del nivel máximo del recipiente para que los sedimentos no se acumulen en el tubo de conexión.

**Tanque Abierto:** Este sistema de medición de tipo burbuja emplea un tubo sumergido en el líquido y a través de él, se hace burbujear aire mediante un rotámetro con un regulador de caudal incorporado, la presión del aire en la tubería equivale a la presión hidrostática ejercida por la columna del líquido, la presión de aire en la tubería se mide mediante un transmisor de presión que puede calcularse para distancias de hasta 200 metros.

### **Tanques Cerrados**

**Figura 35. Método de burbujeo para tanques cerrados**



"La presión en el interior del tubo es igual a la presión hidrostática causada por el nivel, si se mide la presión del tubo, se obtiene la medición del nivel", se sumerge un tubo dentro de un líquido cuyo nivel se desea medir, luego se le suministra un flujo constante de gas en la forma en que se muestra en la figura (en este caso aire), la presión de gas en el extremo del tubo sumergido es la misma que la presión hidrostática a esa altura, el gas excedente abandona el tubo escapando como burbujas a través del líquido, esta presión se mide con un transmisor de presión diferencial, la corriente de aire es mantenida constante por un regulador, de esta manera se obtiene una indicación correcta incluso en los casos en los cuales el nivel es variable e intranquilo ó cuando el líquido es altamente viscoso.

Para calibrar al transmisor, por la toma de alta presión se coloca la señal de presión para el rango correspondiente al 100% de nivel, estando la toma de baja al aire libre, y para calibrar el 0% debe de haber presiones iguales en la tomas alta y la baja presión del transmisor.

La fuente de aire debe de ser de una presión mayor que la del nivel máximo a detectar, debe de usarse aire seco, además hay que prevenir fugas de aire en las conexiones y amarres de todos los tubos utilizados, las tuberías no deben de estar obstruidas, se debe cuidar lo mismo con las tuberías del vaso comunicante, la presión del aire en la tubería que se mide con el transmisor de presión diferencial se puede colocar hasta distancias de más de 200 metros.

El medidor de tipo burbujeo emplea un tubo sumergido en el líquido a cuyo través se hace burbujear aire mediante un rotámetro con un regulador de caudal incorporado. La presión del aire en la tubería equivale a la presión hidrostática ejercida por la columna del líquido, es decir, el nivel.

El regulador de caudal permite mantener un caudal de aire constante a través del líquido independientemente del nivel (es normal un caudal de 150 New-lts/h); si no existiera, habría una gran diferencia en los caudales de aire necesarios desde el nivel mínimo al máximo, con el inconveniente de un gasto de aire indebido.

La tubería empleada suele ser de  $\frac{1}{2}$ " de diámetro, con el extremo biselado para una fácil formación de las burbujas de aire.

Una tubería de menor diámetro tipo capilar reduciría el tiempo de respuesta pero produciría un error en la medida provocado por la pérdida de carga en el tubo.

La presión de aire en la tubería, es decir, el nivel, se mide mediante un manómetro de fuelles cuyo campo de medida corresponde a la presión máxima ejercida por el líquido.

El manómetro receptor puede colocarse hasta distancias de 200 metros.

El sistema puede emplearse también en tanques cerrados con dos juegos rotámetro-regulador y con las señales de aire conectadas a un transmisor de presión diferencial. Como es lógico, la presión del aire de purga debe ser superior a la presión interna del tanque.

Señalemos que no solo puede utilizarse aire sino también otros tipos de gases e incluso líquido como fluido de purga y que el tubo debe tener una longitud

adecuada para evitar que las variaciones bruscas del nivel introduzcan en su interior una cierta columna de líquido que retarde el paso del aire y falsee momentáneamente la lectura.

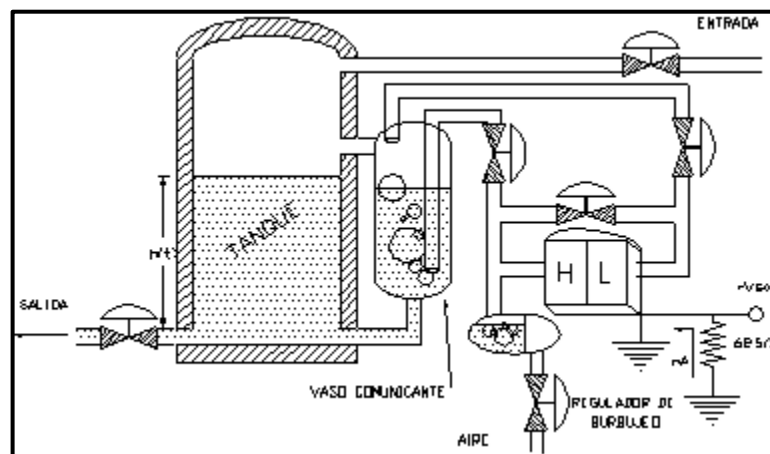
El método de burbujeo es simple y da buen resultado, en particular, en el caso de líquidos muy corrosivos o con sólidos en suspensión y en emulsiones.

No se recomienda su empleo cuando el fluido de purga perjudica al líquido y para fluidos altamente viscosos donde las burbujas formadas del aire o del gas de purga presentan el riesgo de no separarse rápidamente del tubo. Desde el punto de vista de mantenimiento, es muy útil situar una T con un tapón en la parte superior del tubo para su limpieza periódica.

#### 11.9.4. Método de presión diferencial

Este método es el más común en la medición de nivel para tanques abiertos o cerrados.

Figura 36. Método de presión diferencial



Las tomas de presión diferencial; se hacen, una en la parte inferior, otra en la parte superior, siempre y cuando se trate de tanques cerrados sometidos a presión, cuando es para tanques abiertos la toma de baja presión se ventea a la atmósfera

Para calibrar el transmisor por la toma de alta presión se coloca la señal de presión para el rango del span (100 %), estando la toma de baja presión al aire libre, se acciona el ajuste del span hasta leer 20 mA en el multímetro, para calibrar el cero (0.0 %), debe haber presiones iguales en las tomas de alta y baja presión del transmisor, se acciona el ajuste del cero hasta que en el multímetro se lean 4 mA.

Para calibrar del span 100% se igualan las presiones cerrando las tomas de alta y baja presión y abriendo la válvula igualadora la lectura del instrumento debe ser el 100% (20 mA).

Para la calibración del 0% se cierran las tomas que van al tanque y se quitan los tapones inmediatamente después se cierra la válvula igualadora del transmisor y las tomas de baja y alta presión se abren, la lectura del instrumento es el 0% (4 mA), "Cuidar de no vaciar la tubería".

El medidor de presión diferencial consiste en un diafragma en contacto con el líquido del tanque, que mide la presión hidrostática en un punto del fondo del tanque. En un tanque abierto esta presión es proporcional a la altura del líquido en ese punto y a su peso específico. Es decir:

$$P = H\gamma g$$

En la que:

P = Presión

H = altura de líquido sobre el instrumento

$\gamma$  = densidad del líquido

$$g = 9,8 \text{ m/s}^2$$

El diafragma forma parte de un transmisor neumático, electrónico o digital de presión diferencial semejante a los transmisores de caudal de diafragma.

En el tipo más utilizado, el diafragma está fijado en una brida que se monta rasante al tanque para permitir sin dificultades la medida de nivel de fluidos, tales como pasta de papel y líquidos con sólidos en suspensión, pudiendo incluso ser de montaje saliente para que el diafragma enrascarse completamente con las paredes interiores del tanque tal como ocurre en el caso de líquidos extremadamente viscosos en que no puede admitirse ningún recodo.

Hay que señalar que el nivel cero del líquido se seleccionan en un eje a la altura del diafragma. Si el instrumento se calibra en el tanque, el 0 % del aparato debe comprobarse con el nivel más bajo en el borde inferior del diafragma (entre el borde inferior y el superior del diafragma la señal de salida no ésta en proporción directa al nivel).

Otro tipo es el manómetro diferencial, y que en su funcionamiento equivale al transmisor de diafragma.

En el caso de que el tanque esté cerrado y bajo presión, hay que corregir la indicación del aparato para la presión ejercida sobre el líquido debiendo señalar que la lectura será muy poco precisa, si la presión es grande.

Se suele conectar un tubo en la parte superior del tanque y medir la diferencia de presiones entre la toma inferior y superior, utilizando transmisores de presión diferencial de diafragma.

Cuando los gases o vapores encima del líquido son condensables, la línea desde la toma superior se llena gradualmente con el condensado hasta llenar todo el tubo, en cuyo caso la tubería a la derecha del transmisor, tendrá mayor presión que la tubería izquierda, y por lo tanto, habrá que cambiar las conexiones del instrumento ya que éste indicará bajo cuando el nivel sea alto y viceversa:

El instrumento tendrá que estar graduado a la inversa, es decir, indicar 0 % a 3 psi y 100 % a 15 psi en un transmisor neumático, o bien señalar 0 % a 4 mA y 100 % a 20 mA en un transductor de señal de salida 4-20 miliamperios en corriente continua.

Para corregir este inconveniente se utiliza un muelle llamado de supresión que está aplicado a la barra de equilibrio de fuerzas del transmisor y que produce una fuerza igual a la diferencia entre el nivel máximo y el mínimo. Como es natural, puede ajustarse la tensión del muelle para cada caso particular.

Algunos fluidos presentan el riesgo de depósito de cristales o de sólidos en la superficie del diafragma. En tal caso cabe la solución de emplear un diafragma recubierto de teflón para reducir el depósito gradual del producto.

No obstante, como el movimiento del diafragma es muy pequeño y se considera el sólido algo flexible, continúa aplicándose la presión del fluido a todo el diafragma; sin embargo, si parte del diafragma queda rígido, el instrumento marcará de forma errática o permanente menos nivel del real.

Este inconveniente se resuelve empleando un transmisor de presión diferencial con membranas de sello que responde a la presión transmitida en lugar de la fuerza creada por el líquido sobre la membrana.

En tanques cerrados y a presión con líquido de vapor condensable existe el riesgo de obturación de la línea de compensación, en particular si el fluido no es limpio.

Para evitarlo puede purgarse la línea con líquido o gas, método que no se recomienda por los problemas de mantenimiento y la posible pérdida de precisión que presenta, o bien emplear un transmisor de presión diferencial unido con dos capilares o dos diafragmas conectados en las partes inferior y superior del tanque. Es importante que los dos diafragmas estén a la misma temperatura para evitar los errores en la medida que se presentarían por causa de las distintas dilataciones del fluido contenido en el tubo capilar.

Si el tanque es elevado y el medidor se sitúa a un nivel muy inferior, la columna de líquido que va desde el nivel mínimo al medidor, es mucho mayor que la propia variación de nivel, por lo cual, la apreciación del mismo se hace sobre una parte muy pequeña, de la escala.

Para corregir este inconveniente se utiliza un muelle llamado de elevación que en forma similar al de supresión está ampliado a la barra de equilibrio de fuerzas del transmisor y produce una fuerza que se ajusta igual a la de la columna de líquido citada.

El medidor de presión diferencial puede emplearse también en la medida de interfaces. La amplitud de la medida vendrá dada por la diferencia de presiones sobre el diafragma del elemento, primero con el tanque lleno del líquido más denso y después con el líquido menos denso.

La precisión de los instrumentos de presión diferencial es de  $\pm 0,5$  % en los neumáticos,  $\pm 0,2$  % a  $\pm 0,3$  % en los electrónicos, y de  $\pm 0,15$  % en los <inteligentes> con señal de salida de 4 – 20 mA c.c. y de  $\pm 0,1$  % en los que se emplean en tanques abiertos y cerrados a presión y a vacío, no tienen partes móviles dentro del tanque, son de fácil limpieza, son precisos y confiables,

admiten temperaturas del fluido hasta 120° C y no son influidos por las fluctuaciones de presión.

Sin embargo, en tanques cerrados presentan el inconveniente de la posible condensación de los vapores del tanque en el tubo de conexión al instrumento; este inconveniente se elimina fácilmente con el resorte de supresión descrito.

Hay que señalar que el material del diafragma debe ser el adecuado para resistir la corrosión del fluido (existen materiales de acero inoxidable 316, monel, tantalio, hastelloy B, inoxidable recubierto de teflón).

#### **11.10. LAZOS DE CONTROL**

El lazo de regulación o control típico se compone del proceso, del instrumento de transmisión, del controlador y del elemento final de control. El proceso ha sido desarrollado para tratar o transformar el material mediante una serie de operaciones específicas y reviste formas muy diversas. El transmisor capta la variable del proceso y la envía bajo una forma eléctrica, neumática, hidráulica o mecánica.

El controlador permite al proceso cumplir su objetivo y realiza dos funciones esenciales:

- Compara la variable medida con la referencia o deseada (punto de ajuste) para determinar el error.
- Mediante circuitos especiales estabiliza el lazo de control.

El elemento final de control actúa sobre la variable del proceso que hace evolucionar la variable controlada. El análisis dinámico del proceso estudia la

variable controlada del proceso con relación a todas las variables restantes y considera las perturbaciones que puedan producirse.

## **11.11. VÁLVULAS AUTOMÁTICAS POR ACCIÓN NEUMÁTICA**

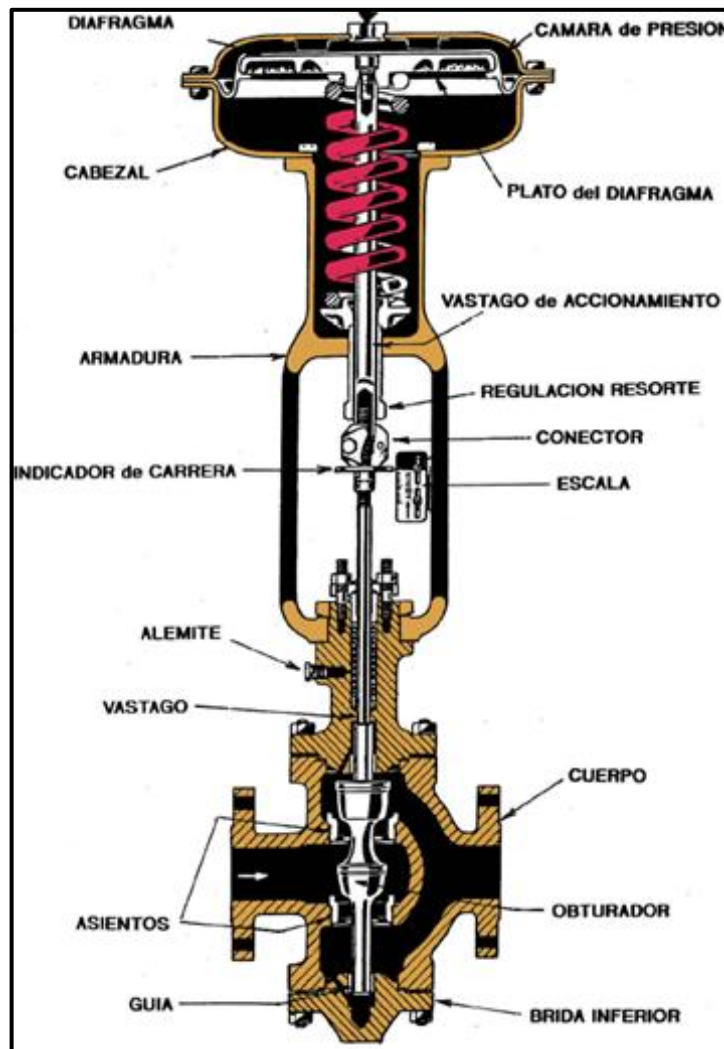
### **11.11.1. Válvulas de descarga**

El funcionamiento de abrir o cerrar en estos tipos de válvula se consigue mediante una señal de gas que recibe en la cámara superior o inferior del diafragma y en base a ello existe una clasificación de tipo general a saber.

**Normalmente abiertas, PC:** Indica que la válvula permanece abierta mientras no reciba señal de gas o aire que la haga cerrar parcial o completamente para que el flujo a través de ella disminuya o se corte totalmente.

**Normalmente cerrada, PO:** La válvula permanecerá cerrada si no recibe la señal de gas o aire para que abra. En ambos casos la señal de gas o aire se origina en un control de nivel que se encuentra aislado en el cuerpo de la vasija, de donde sale el líquido que se desea controlar.

### **Figura 37. Válvula operada a diafragma**



### Funcionamiento

La válvula consiste de un vástago que lleva en el extremo inferior un disco que encaja en el asiento de la caja de la válvula, sellando cualquier flujo de líquido a través de ella. Cuando la señal neumática controlada por el flotador-regulador (control de nivel) acciona el diafragma superior, situado por encima del vástago, lo hacia abajo para separar el disco del asiento, dando paso al flujo de líquido a través de la válvula.

Opuesto al movimiento del diafragma hay un resorte equilibrador que hace cerrar la válvula cuando la presión de la señal cae por debajo de la presión de diseño del

resorte. El diafragma inferior encima de la caja, impide el paso del líquido que descarga la válvula hacia su sistema motor. El sistema motor tiene un respiradero para aliviar cualquier presión acumulada en él y que pudiera impedir su funcionamiento normal.

#### **11.11.2. Válvula de acción mecánica**

Este tipo de válvula, lo mismo que las otras ya vistas, controlan la salida del líquido del recipiente para mantener un nivel deseado, pero la señal que ellas reciban para actuar no es la señal de gas, si no la presión que le da la columna de líquido almacenado dentro del recipiente.

La válvula se instala en la tubería por donde sale el crudo del recipiente, haciéndole también una conexión de gas (del contenido de la vasija). La válvula posee una palanca que por uno de sus extremos acciona el asiento de la misma a través del vástago y en su otro extremo lleva incorporada una pesa metálica, la cual se puede deslizar sobre la palanca para variar el efecto de torque.

#### **Funcionamiento**

Por debajo del diafragma principal se tendrá una fuerza de empuje hacia arriba que tratará de abrir la válvula. Esta fuerza de empuje la suministra el peso de la columna de crudo, más la presión de gas a que se encuentra sometido el recipiente. Con el suministro de gas por la parte superior de la válvula, estamos contrarrestando el empuje hacia arriba suministrado también por el mismo gas, es decir, el empuje neto hacia arriba sólo será ejercido por la columna de crudo. Ahora bien, el movimiento de la palanca con la pesa tratará de cerrar la válvula. En esta forma la pesa se correrá al punto preciso para que la válvula permanezca cerrada mientras el nivel de líquido en la vasija sea el nivel mínimo que se desea

mantener. A medida que el nivel continúa subiendo irá ejerciendo más presión por la parte inferior del diafragma principal, hasta llegar al punto que es superior el efecto del contrapeso que mantiene cerrada la válvula. Conseguida esta citación, la válvula abre y deja pasar crudo. Cuando el nivel de líquido dentro de la vasija vuelve a su punto mínimo sucede lo contrario y la válvula volverá a cerrar.

Por lo anterior las fallas más comunes que pueden suceder en este tipo de válvulas son: Porosidad o ruptura de los diafragmas, daños en el asiento de la válvula y descompensación del contrapeso.

### **11.11.3. Válvula de seguridad**

Tiene por objeto proteger la vasija de una presión superior a la de diseño y por tanto están calibradas para dispararse a una presión inferior a la de diseño de la vasija.

Generalmente son válvulas de resorte de tal manera que cuando la presión en el separador excede la presión de diseño del resorte, éste cede, permitiendo el alivio de la presión. Normalmente estas válvulas quedan siendo necesario cerrarlas mediante la manija que tienen en la parte superior e instalarles un pin o clavo de los huecos de la guía del resorte.

## **12. SISTEMA CONTRAINCENDIO**

### **12.1. GENERALIDADES**

El sistema contraincendio de la Batería Monal es un sistema automatizado compuesto por una bomba centrífuga y un motor de ACPM, con un tanque de espuma fluoroproteínica con capacidad de 800 gal. El sistema está conectado al embalse ubicado en la sede administrativa San Francisco, y cuenta con una red contra incendio que permite aplicar espuma al 3% al área de tanques de almacenamiento y agua en todos los otros sectores de la instalación.

Para diseñar el sistema se tuvieron en cuenta los diferentes tipos de fuego que se pueden presentar en cada una de las áreas que conforman la batería, como son:

**Fotografía 22. Caseta de control del sistema contraincendio Batería Monal**



**12.1.1. Zona de tratamiento**

Esta zona comprende las áreas de Manifold, Separadores, Scrubber y FWKOs.

Se deben tener en cuenta dos situaciones diferentes de presencia de fuego:

- a. Presencia de fuego en los skids propios de los equipos mencionados o en los cárcamos de las bases de concreto y en general en las cajas de paso e inspección de la red de aguas aceitosas de dicha zona. Este fuego puede combatirse en dichos sitios específicos en forma rápida utilizando los extintores portátiles.
- b. Presencia de fuego en varios sitios (indeterminados), ocasionado por explosión de alguno de los equipos de tratamiento.

Este fuego debe combatirse utilizando chorro de agua en forma de niebla.

Por las anteriores razones se tendió una línea para suplir el agua requerida; en la zona de Manifold se cuenta con un hidrante de salida de 4" y 2 de 2 ½" y con dos hidrantes de salida de 1 ½", en la zona de separadores existen dos mangueras de 100 pies de longitud, con boquilla de chorro graduable (Diam 2 ½" y 1 ½") y en la zona de FWKOs dos monitores de agua con boquilla tipo Jumbo graduable (Diam 2 ½") y con dos hidrantes de salida de 4" y 2 de 2 ½" . Así mismo, existen extintores necesarios y de capacidad suficiente para combatir fuegos en skids y cárcamos.

#### **12.1.2. Zona de tanques**

Se seleccionó el sistema de cámaras de espuma para combatir fuego en tanques, usando monitores de agua para enfriamiento. De la red de espuma se instalaron monitores de espuma para combatir fuego en cada dique en caso de que se presente y se utilizarán únicamente en caso de que la cámara de espuma se pierda o se dañe por la acción del calor, es decir, si se va a operar un monitor de espuma, se debe sacar de servicio la cámara de espuma; en caso de presentarse fuego en el tanque y en el dique simultáneamente, se debe operar primordialmente la cámara, en ningún caso podrá operarse al mismo tiempo la cámara y el monitor por razones de capacidad del tanque proporcionador.

En la parte de afuera del dique existe un manifold de válvula para operar manualmente la cámara de espuma y el monitor de espuma (Back up de cámara).

#### **12.1.3. Zona del skimmer**

Existe una red de agua en donde se instalaron dos mangueras (cada una con acceso diferente) para colaborar en el ataque del fuego, utilizando agua con chorro de niebla mediante boquilla graduable (Diam 1 ½”). Se dejaron extintores adecuados para apagar incendio tanto en la piscina como en los motores eléctricos de las bombas del Skimmer.

#### **12.1.4. Zona de máquinas**

Debido a la gran cantidad de equipo eléctrico que se encuentra en esta zona (motores eléctricos, generadores y tableros de control), solo se ataca el fuego con extintores portátiles y manuales adecuados para equipo eléctrico.

#### **12.1.5. Caseta de control del sistema contra incendio**

Se ubicaron los siguientes equipos básicos con sus respectivos accesorios de interconexión y control.

- Un equipo presurizador
- Bomba contra incendio
- Un tanque proporcionador de espuma
- Un tanque de combustible de ACPM para motor de la bomba.

### **12.2. SUMINISTRO DE AGUA**

El suministro de agua para el Sistema Contra Incendio de la Batería Monal se provee del embalse ubicado en el área administrativa el cual tiene una capacidad de almacenamiento de 30.000 barriles aproximadamente, el cual será llenado periódicamente con agua suministrada por los pozos subterráneos de Babillas y Arenas.

### 12.3. ESPUMAS CONTRAINCENDIO

La espuma recomendada seleccionada para combatir incendios en tanques de almacenamiento de crudo, fue la espuma fluoroproteínica ANSUL al 3%. Es un líquido concentrado espumante que utiliza surfactantes fluorinados para producir una espuma de baja expansión, la cual forma una película acuosa que suprime la generación de vapores cuando se extiende sobre una superficie de hidrocarburos. Este tipo de espuma utiliza una base proteínica y aditivos estabilizadores e inhibidores que evitan su congelamiento, la corrosión y la descomposición bacteriana; su contenido de flúor le confiere un mayor desplazamiento y el concentrado se utiliza normalmente mezclado con agua en proporciones del 3% al 6%.

Todos los equipos y accesorios especiales fueron diseñados para utilizar espumas fluoroproteínicas al 3% por lo que se recomienda no utilizar productos diferentes, a menos que se les efectúen los cambios respectivos.

**Tabla 23. Inventario de equipos contra incendio en la batería monal**

<b>EQUIPO</b>	<b>CANTIDAD</b>
Extintor rodante de polvo químico seco de 150 lbs	8
Extintor rodante de CO2 de 30 lbs	2
Extintor manual de polvo químico seco	10
Extintor manual de CO2	1
Monitor de agua	10
Monitor de espuma	4
Hidrante tipo 1: 1 Salida de 4½” y 2 de 2 ½”	5
Hidrante tipo 2: 1 Salida de 1½”	4

EQUIPO	CANTIDAD
Cámara de espuma	2

## 12.4. COMPONENTES DEL SISTEMA

### 12.4.1. Equipo presurizador

Tiene la función de mantener la red de agua presurizada a una presión seleccionada (arranque 110 psig – parada 135 psig), de tal forma que en el evento de presentarse una conflagración, la respuesta del sistema será casi inmediata.

El equipo está compuesto básicamente por los siguientes elementos:

- Motor eléctrico
- Bomba multietapas

Este equipo se encuentra acoplado y montado sobre un patín estructural y opera básicamente de la siguiente forma:

Al estar este sistema conectado simultáneamente a la succión y descarga de la red principal de agua, censa constantemente las variaciones de presión que allí se presenten por cualquier motivo; en caso de que el sistema pierda presión y alcance los 110 psig, automáticamente el equipo arrancará y elevará la presión en la red de descarga hasta alcanzar 135 psig, presión a la cual se apagará automáticamente el equipo.

### 12.4.2. Equipo de bombeo (bomba principal)

Este equipo tiene la función de suministrar el agua requerida para enfriamiento y formación de espuma para combatir incendios en las baterías y en general para cualquier actividad en donde se requiera agua a presión.

Este equipo está compuesto básicamente por los siguientes elementos:

- Motor
- Tanque de combustible (ACPM)
- Bomba principal
- Tablero de control
- Válvula de seguridad del sistema

Este equipo se encuentra acoplado y montado sobre un patín estructural y opera básicamente de la siguiente forma:

El tablero de control sensa cualquier caída de presión en la línea de descarga por debajo de 90 psig ocasionada por la apertura de una o varias válvulas para operar: Los monitores y mangueras de agua, el sistema proporcionador de espuma y/o los hidrantes del sistema, arranca automáticamente el motor y la bomba principal, la cual se encargará de mantener un flujo constante de agua (2500 Gpm) a la presión de operación seleccionada (150 psi).

Cualquier aumento de la presión en el sistema (mayor a 150 psig), lo detectará la válvula de seguridad del sistema, la cual comenzará a abrir automáticamente para descargar el agua remanente al tanque 5000 bbl de capacidad y recircularla nuevamente.

#### **12.4.3. Tanque proporcionador de espuma**

Tiene la función de almacenar el concentrado de espuma y en caso de requerirse, proporcionarlo adecuadamente (3%) y agua (97%) para suministrar a presión dicha solución de espuma a las cámaras de espuma de los tanques.

Sus componentes básicos son los siguientes:

- Tanque de membrana
- Proporcionador

Este sistema está conectado a la red de descarga de agua, la cual se hace pasar a través del proporcionador (Venturi), ubicado a un costado del tanque de membrana, venturi que crea una cámara de baja presión para permitir el paso del concentrado de espuma (3%), cuya mezcla resultante es la solución de espuma, la cual es enviada hacia las cámaras de los tanques.

En este sistema se utiliza una línea alterna para suministrar agua a presión del tanque de membrana, la cual se encargará de presionar dicha membrana y así forzará a salir el concentrado de espuma hacia el proporcionador.

El diseño de las redes de espuma consiste en un cabezal de 6" tendido a lo largo de la batería, del cual se derivan en cada tanque. Se requiere que el Operador una vez determine el sitio de la conflagración opere manualmente la válvula respectiva en el tanque y a continuación opere manualmente las válvulas del sistema proporcionador de espuma ubicadas en las casetas de control del Sistema Contra Incendio en la batería.

#### **12.4.4. Cámaras de espuma**

Están ubicadas en la parte alta de cada tanque 20.000-1 y 3000-1; por intermedio de una platina de orificio instalada en la entrada se crea una cámara de baja presión para permitir el acceso de aire de la atmósfera, el cual aportará el oxígeno

requerido para combinarse con la solución de espuma que viene por la respectiva línea y así formar la espuma propiamente dicha.

#### **12.4.5. Monitores y boquillas para aplicación de espuma**

Por cada tanque existente hay un monitor de espuma con su respectiva boquilla (Diámetros 2 ½" y 1 ½"), como sistema alternativo a las cámaras espumadoras instaladas.

En cualquier evento solo se podrá utilizar uno de los dos sistemas, por razones de capacidad del tanque de membrana, siendo preferible la utilización de la cámara espumadora hasta que sea posible.

#### **12.4.6. Monitores y boquillas para aplicación de agua**

Se puede aplicar agua para enfriamiento desde tres monitores diferentes. Existen monitores con boquillas para cada FWKO, tanques y Gun Barrels, sitios considerados críticos en el evento de presentarse una explosión. Las boquillas tienen un diámetro de 2 ½" son de tipo graduable.

#### **12.4.7. Mangueras para aplicación de agua**

Seleccionadas para dar apoyo en la zona de tratamiento (2) y en el skimmer (2), el tamaño de las boquillas es de 1 ½".

#### **12.4.8. Hidrantes**

La batería cuenta con un sistema de hidrantes tipo tráfico con siete (7) y tipo fijo hay cuatro (4) conectados a la red de agua a presión y a las redes de agua de suministro (líneas de succión provenientes del tanque de 5000 barriles), con los

cuales se puede abastecer el carro de bomberos y prestar apoyo en caso de que se requiera.

#### **12.4.9. Extintores**

##### **12.4.9.1. Polvo químico seco**

Varios químicos secos principalmente de naturaleza inorgánica se usan en extintores de mano o móviles usando anhídrido carbónico CO<sub>2</sub> o nitrógeno como medio de arrastre. El uso de instalaciones fijas de químico seco requiere mantenimiento cuidadoso por las posibilidades de taponamiento de las tuberías.

Los extintores de químico seco no se usan en incendios de gas por los riesgos de explosión. El químico seco no produce una atmósfera inerte durable puesto que su sedimentación es rápida. Sin embargo producen el control rápido de un incendio especialmente en sitios y con líquidos inflamables donde la espuma no es recomendada.

Como los químicos secos no conducen la corriente eléctrica son útiles en incendios de equipos eléctricos. Es un material corrosivo por lo tanto el equipo sobre el cual se utilice químico seco debe ser sometido a limpieza después del incidente.

Los equipos secos básicos son bicarbonatos sulfato/fosfato amónico y polvos para incendios de metales; el químico seco de bicarbonato de potasio tiene partículas de mayor tamaño que penetran fácilmente en el área incendiada y por lo tanto son más efectivos. Sin embargo es higroscópico y fácilmente tapona tuberías. El sulfato/fosfato amónico es de uso amplio multipropósito para diferentes tipos de incendios.

En las instalaciones se cuenta con extintores de polvo químico seco rodantes, tipo satélite, manuales y portátiles y con un extintor solkaflam 123.

#### **12.4.9.2. Anhídrido Carbónico – CO<sub>2</sub>**

El bióxido de carbono gaseoso es 1.5 veces más pesado que el aire, es un gas inerte y extingue el fuego al reducir la concentración de oxígeno, los vapores del líquido inflamable o ambos. La fase vapor del bióxido de carbono no debe ser menor que 99.5 por ciento de CO<sub>2</sub>, sin detección de olor ni sabor. El contenido de agua de la fase líquida no debe ser mayor de 50 ppm, así mismo el contenido de aceite no debe ser mayor a 10 ppm en peso.

El gas se almacena en estado líquido a presión elevada, al descargarse se solidifica parcialmente en forma de copos blancos, por lo que a los extintores que lo contienen se les llama de "Nieve Carbónica". Apaga principalmente por sofocación desplazando el oxígeno del aire y produce un cierto enfriamiento. Puede producir ASFIXIA. Se emplea para apagar fuegos sólidos y líquidos, CLASE B y C. Este tipo de extintores, no son conductores de la electricidad y rebajarán la temperatura del incendio, hasta bajarla por debajo del punto de inflamación del combustible. En las instalaciones se cuenta con extintores de CO<sub>2</sub> portátiles.

### **13. SISTEMA DE DRENAJES**

El sistema de drenajes lo conforman dos subsistemas que funcionan independientemente, el de aguas aceitosas y el de aguas lluvias.

**Figura 38. Sistema de drenaje de aguas lluvias**



### **13.1. DRENAJE DE AGUAS ACEITOSAS**

Las aguas aceitosas que fluyen desde diferentes sitios del proceso de producción, se reciben en el separador API o Skimmer. A continuación hay un listado de procedencias:

1. Cabezales de recepción y bombas de química.
2. Depurador de gas.
3. Tanque de almacenamiento de crudo y Gun Barrels.
4. Bombas de transferencia de crudo y trampa de lanzamiento.
5. Laboratorio de crudos de la batería Monal.
6. Cajillas de tomamuestras de los Gun Barrels, FWKOS

7. Compresores y FWKOs.
8. Descargue de fluidos externos

### 13.1.1. Skimmer

El skimmer de la Batería Monal opera como tanque sumidero el cual recibe todos los fluidos industriales de desecho generados en la Batería y en los pozos, para reciclarlos a través de su incorporación al procesamiento del crudo que se lleva a cabo en las instalaciones.

Debido a que en algunos casos la composición de los fluidos descargados afecta la tratabilidad del crudo y la calidad final del petróleo separado se fijó los estándares mínimos de calidad exigidos en las Baterías para la recepción de los fluidos en los skimmer. Con la estandarización del manejo se pretende reducir el volumen y mejorar la calidad de los desechos descargados a los skimmer.

**Figura 39. Vista general del skimmer Batería Monal**



El skimmer consta de un sumidero, un cargadero de agua y crudo, una válvula de 6" para drenar las aguas lluvias y dos bombas electrocentrifugas para retornar las

aguas aceitosas hacia los Gun Barrels. Las bombas electrosumergibles tienen un magnetrol que dan el arranque y apagado de las bombas, a la vez tiene alarma por alto nivel de fluido que lo registra el Delta V. Adicionalmente el skimmer tiene dos filtros, uno ubicado en la descarga de las bombas y otro en el sitio de descargue de fluidos externos.

### **13.2. DRENAJES DE AGUAS LLUVIAS**

El sistema de drenajes de aguas lluviosas está constituido por canales de desagüe y tuberías enterradas, que reciben las aguas lluvias de los muros de contención, caseta del sistema contra incendio, caseta del operador, FWKOS, separadores, manifold, bombas de transferencia y recirculación, generadores, compresores de aire que drenan a una caja a través de una tubería de 14" de donde sale al exterior a dos trampas de aceite hasta llegar a la quebrada San Francisco a través de una línea de 25" y 36".

Otra parte integrada por los compresores de gas, planta deshidratadora drena al exterior a una cuneta de agua lluvias por medio de una tubería de 12".

### **13.3. OPERACIÓN**

El flujo del sistema de drenajes de aguas aceitosas es automático y los de aguas lluvias son de forma manual y temporal.

El sistema de aguas aceitosas va al separador API o Skimmer. Este Skimmer está provisto de bombas para recuperar el crudo y transferirlo a la entrada de los Gun Barrel para su proceso. La operación de estas bombas es automática a través de interruptores de alto y bajo nivel.

Las cajas de recolección de los muros de contención están provistas de válvulas con seguros que permiten controlar la evacuación de derrames de crudo o aguas

aceitosas. En el caso de lluvia el operador debe accionar las compuertas y válvulas de las cajas localizadas cerca de los muros de contención para ser evacuadas a través de tuberías al exterior de la facilidad de producción. El manejo de aguas lluvias debe ser cuidadoso para evitar la contaminación del río o fuentes receptoras. La limpieza o reparación de cajas de aguas lluvias debe ser coordinada para épocas de poca lluvia y preferiblemente verano.

### **13.3.1. Alistamiento**

La siguiente es una lista de verificaciones que deben realizarse antes de la puesta en marcha del sistema de drenajes, después de la construcción, una reparación, y/o después de un tiempo largo de haber estado fuera de servicio:

1. Comprobar que la construcción o reparación ha sido concluida completamente y a satisfacción.
2. Revisar que el área del sistema de drenajes esté libre de objetos utilizados en la construcción o reparación, que los pisos estén libres de grasas, aceites o cualquier tipo de desecho.
3. Verificar o realizar la limpieza de líneas y equipos conectados al sistema para retirar residuos de construcción o reparación.
4. Tramitar la autorización para iniciar la operación, firmando la lista de chequeo de cada uno de los equipos que conforman este sistema.

### **13.3.2. inicio de la operación**

El procedimiento general que debe seguirse para la puesta en marcha de este sistema es el siguiente:

1. Establecer flujo desde el múltiple colector hasta el separador API

2. La bomba debe estar lista para entregar a las botas de gas
3. Drenar la línea de descarga de la bomba del separador API para mantenerla libre de aire
4. Al hacer un drenaje la corriente empieza a acumularse y por medio del interruptor de alto y bajo nivel la bomba arranca o para según corresponda.
5. Monitoree el sistema para asegurar una operación confiable

A partir de éste momento, el sistema de drenajes se encuentra listo para recibir las corrientes que descargan al múltiple desde diferentes sitios del proceso.

### **13.3.3. Monitoreo de la operación**

Una vez la operación sea normalizada, es aconsejable mantener un monitoreo permanente al sistema, para asegurar una operación confiable. Algunos puntos importantes a monitorear son los siguientes:

1. Hacer seguimiento a la existencia de residuos en los drenajes de las vasijas
2. Observar que los embudos de drenaje y otras conexiones estén limpias y sin obstrucciones
3. Al drenar equipos calientes evitar contacto con corrientes frías para que no se generen vaporizaciones
4. Ver que el flujo del respectivo drenaje sea normal
5. Verificar que las arrancadas y paradas así como la presión de la bomba sean normales

## 14. SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

El sistema general Asociación Palermo está conectado al Circuito Monal, el cual cuenta con una protección de corta circuito general del sistema.

El sistema cuenta con tres cortacircuitos de corte en la red principal, lo que quiere decir que el sistema está dividido en tres sistemas principales.

Cada circuito lo componen varios sistemas, el circuito en la conexión con la red principal está protegido por un cortacircuito, y cada sistema tiene una protección antes del pararrayos y después del pararrayos, para la protección del transformador y todos los equipos que dependan de este sistema.

Al primer sistema principal, están conectadas las dos subestaciones, el área administrativa y Batería Monal, el circuito que alimenta las subestaciones posee unos cortacircuitos de protección primaria y el sistema que alimenta a las dos subestaciones, tiene unos cortacircuitos de protección exclusiva para las subestaciones antes de los pararrayos. Cada subestación tiene su propia protección de cortacircuitos después de los pararrayos.

Cada Subestación posee en la entrada un seccionador fusible antes del transformador, y después del transformador, para la protección del transformador posee un breaker totalizador de protección de la subestación en el lado de baja tensión de 460 V.

Todos los sistemas poseen pararrayos, La Batería Monal cuenta con un sistema de suministro de energía eléctrica que permite asegurar la operación de la facilidad, para ello cuenta con un suministro de 460 Voltios AC desde el Centro de Generación Monal y una planta de emergencia de energía eléctrica que opera de forma automática en caso de presentarse una falla en el Centro de Generación.

La energía eléctrica es utilizada para:

- Control de Válvulas controladas por Selenoides
- Bombas de Químicas Eléctricas
- Compresores de Aire
- Bombas de Transferencia de Agua, crudo y recirculación
- Bombas Jockey del Sistema Contra Incendio.
- Medidores de flujo
- Instrumentación de equipos con señal análoga
- Sistemas de mando y control
- PLC y UPS
- Alumbrado

La Batería dispone de servicios de energía eléctrica con las características que se aprecian a continuación:

**Tabla 24. Características principales del sistema de energía**

	<b>Equipo de proceso y alumbrado de emergencia</b>	<b>Alumbrado de áreas industriales y servicios generales</b>
<b>Tensión</b>	480 Vac $\pm$ 10%	208/120 Vac $\pm$ 10 %
<b>Frecuencia</b>	60 Hz $\pm$ 5%	60 Hz $\pm$ 5%

El sistema para suministro de energía eléctrica a los diversos equipos y servicios de la Estación está compuesto por:

1. Una Subestación eléctrica que cuenta con un transformador de 630 KVA que recibe energía proveniente del centro de Generación Monal y al Sistema Interconectado Nacional.
2. Un Centro de Control de Motores o M.C.C., que recibe las acometidas de la Subestación y del Generador.
3. Un tablero de generadores desde donde se efectúa el control del generador así como un "Panel de Protección" para el motor a gas.
4. Un motogenerador a gas de emergencia K-19, 750 KVA, para servicio, durante las fallas de la Central de Generación, suministrando energía general a toda la batería.
5. Un Centro de Control de Motores o M.C.C que contiene las acometidas a los motores de las bombas y equipos de proceso, al Tablero de Válvulas y a los transformadores auxiliares.
6. Un transformador de 20 Kva, que atienden a los tableros de servicios generales a 208V.
7. Una UPS "on line" de 16 Kva, a 208-120 Vac, a 70 Amp con banco de baterías.

Un conjunto de tableros de distribución a 208 Vac que protegen las acometidas a los sistemas de alumbrado y fuerza

## **14.1. IMPORTACIÓN DE ENERGÍA**

El Campo San Francisco es actualmente autosuficiente en la producción de energía eléctrica mediante la Planta de Generación Monal de 19 MW, utilizando el gas que se produce en el campo.

También se dispone de un sistema de respaldo que garantiza el continuo y permanente suministro de energía y evita la suspensión de las operaciones petroleras temporal o indefinidamente. El sistema de respaldo lo conforman la Subestación Eléctrica Tenay y sus líneas de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN), localizada en el K1+500 vía al Campo San Francisco, predio la Perdiz, cerca de la estación de bombeo Tenay y a 170 m de la línea de 115 KV de la Electrificadora del Huila. También se cuenta con la línea de 34.5 KV que interconecta la Planta de Generación Monal con la Estación de Bombeo Tenay y el Campo Balcón, esta línea pasa por la Subestación Tenay desde donde arranca la nueva línea en 34.5 KV que se interconecta con la Planta de Generación Monal.

El Centro de Generación realiza la interconexión al SIN con el Campo San Francisco, mediante la apertura de uno de los circuitos a 115 KV PRADO-BOTE, de propiedad de Electrohuila, la cual se ubica al frente del pórtico a 115 KV de la Subestación. Por el nivel de 34.5 KV se hace la interconexión al sistema de autogeneración de Monal en el Campo San Francisco.

La energía utilizada para el funcionamiento de la Batería Monal es suministrada desde el centro de generación que la conduce por una línea de 34.5 KV hasta el transformador de 630 KVA ubicado en la Batería que la baja hasta 480V.

## 14.2. GENERACIÓN DE ENERGÍA

Cuando el suministro de energía por parte de la Estación Monal falla, la Batería cuenta con un Sistema de Generación que tiene la capacidad de cubrir los requerimientos de energía en operación normal. Para esto se cuenta con un Generador de emergencia con motor Diesel marca Cummins K-19.

**Figura 40. Generador de emergencia a diésel K-19**



La energía suministrada desde el Centro de Generación de 34.5 KVA llega a la subestación reductora donde existe un transformador que reduce a 460 Voltios AC y de allí pasa a un transformador que la convierte a 220 VAC. La energía suministrada pasa por un sistema de filtros armónicos que permite mejorar el factor de potencia y con ello mejora la calidad de energía.

Cuando el suministro de energía desde la Estación Monal es interrumpido automáticamente entra en operación el Generador de Emergencia K-19 que suministra energía a los sistemas vitales de la Batería mientras retorna

condiciones normales de energía por la red suministrada por el centro de Generación.

La UPS tiene como función mantener el suministro de energía en forma ininterrumpida y en condiciones normales a los sistemas de importancia primordial tales como el sistema de medición, sistemas de instrumentación y sistemas de comunicaciones instalados en la Estación, recibe energía a 480V sí bien sirve a cargas de 208V/120V.

## 15. SISTEMA DE MANDO Y CONTROL

### 15.1. CONCEPTOS BÁSICOS DE CONTROL

Existen algunos algoritmos y herramientas que permiten al ingeniero de configuración desarrollar una estrategia o algoritmo para el correcto funcionamiento del proceso con las cuales finalmente es posible que operadores e ingenieros de mantenimiento maximicen la operación. A continuación se presentan los conceptos de control relacionados con estas herramientas cuyo manejo está estrechamente ligado con la operación del proceso desde la interface gráfica.

#### 15.1.1. Lazos PID

El algoritmo PID es una herramienta flexible y poderosa, que permite controlar una amplia gama de procesos usando varias estrategias en un solo algoritmo.

El control de lazo cerrado toma la diferencia entre el “**Setpoint (SP)**” o punto deseado y la variable actual **PV** (“**Process Variable**”) y calcula una señal de salida de control utilizando un algoritmo PID (Proporcional Integral Derivativo) el cual utiliza una ecuación estándar.

La parte proporcional del algoritmo responde inmediatamente a los cambios sucedidos de la PV o del SP, la magnitud de esta respuesta depende únicamente del parámetro de **ganancia (P)** el cual estipula cuanto debe cambiar el algoritmo en respuesta de un cambio del SP o de la PV. Un lazo PID con solo el parámetro P activo responderá solo a los cambios de la PV y del SP con un error constante. Entre mayor sea el parámetro de **ganancia (P)** mayor será la respuesta del control a los cambios en las variables del sistema.

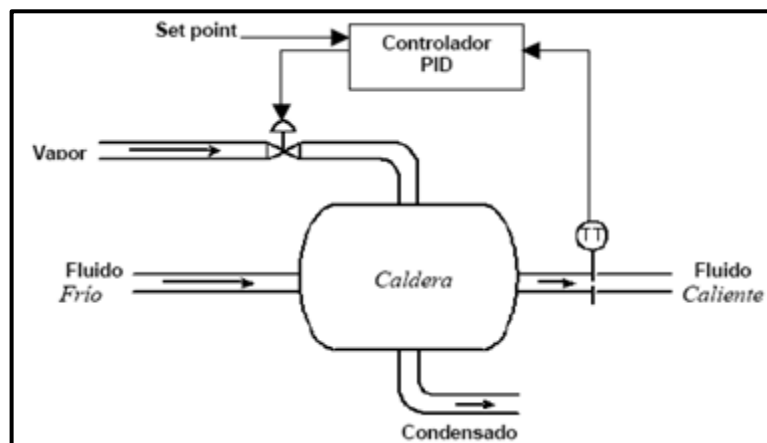
El control Integral elimina el error en el tiempo existente en un lazo PID, esta integra el error medido (Diferencia entre **PV** y **SP**) y modifica la salida de control para que este se reduzca, hasta que entre dentro del rango aceptable de error (también configurable), la relación entre la magnitud de cambio de la salida y el error es configurable en el parámetro **RESET** del PID. Entre menor sea el parámetro **RESET** mayor será la acción del control integral.

El término Derivativo (**RATE**) aplica una corrección basada en la rata de cambio del error, el cual es comúnmente usado donde se necesita una muy rápida acción del controlador.

### 15.1.2. PID simple

Para ilustrar mejor el funcionamiento de un PID utilizaremos un ejemplo sencillo, una caldera que debe elevar la temperatura de un fluido así:

**Figura 41. Lazo de control PID simple**



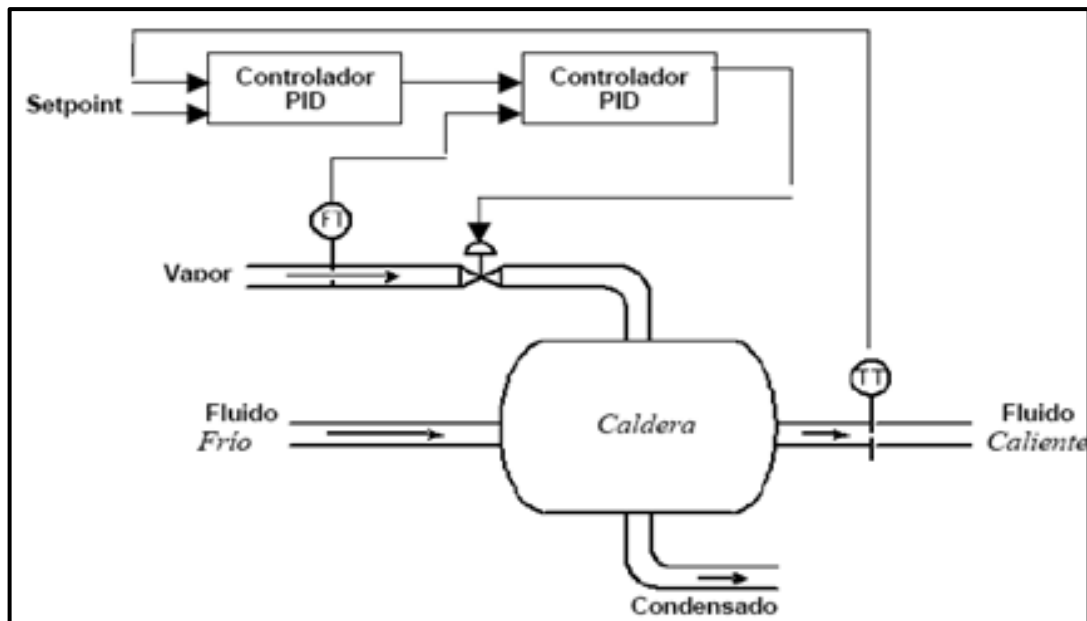
La temperatura  $T$  de salida depende de la cantidad de vapor que entre a la caldera (Tomemos flujo del fluido constante), de allí que para elevar la temperatura del fluido se debe aumentar la cantidad vapor a la caldera y viceversa.

De esta manera el controlador PID mide la temperatura de salida, la compara con el punto deseado (Setpoint) y ejecuta el algoritmo PID para saber si debe cerrar, abrir o mantener la salida (Apertura de la válvula).

### 15.1.3. PID en cascada

Algunos problemas pueden surgir si el flujo de vapor si disminuye y aparecerán perturbaciones en la temperatura de salida debido al tiempo muerto entre el cambio de flujo de vapor y la reacción del controlador. Para esto se puede utilizar dos PIDS uno como maestro del otro, así:

Figura 42. Lazo de control PID en cascada

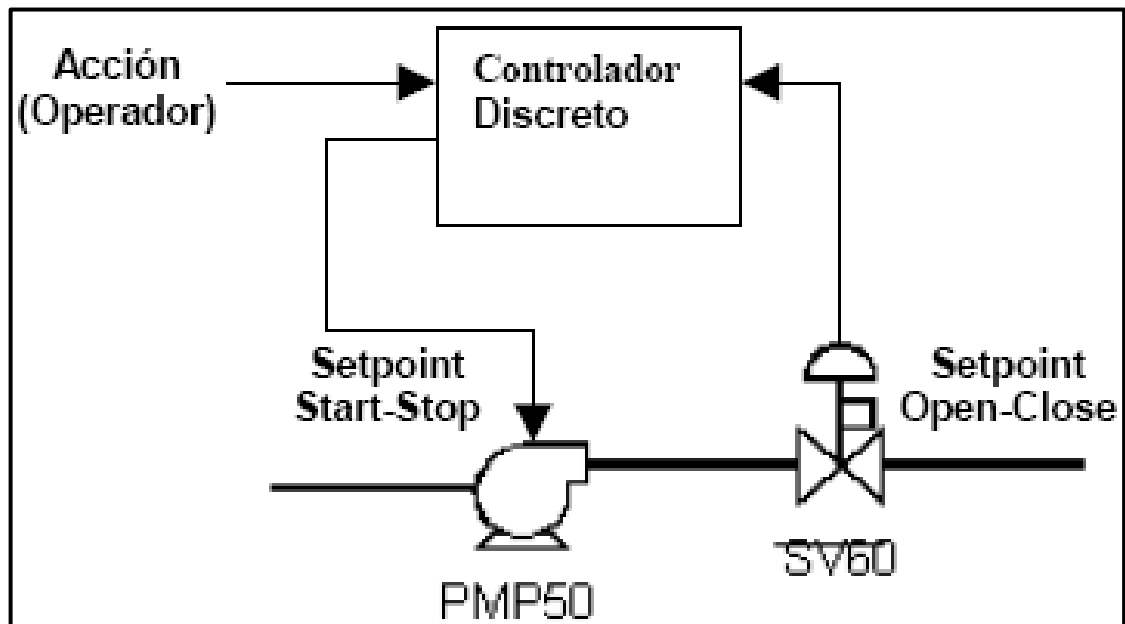


De esta manera la salida del lazo maestro de temperatura es utilizada como el Setpoint del lazo de control de flujo en la válvula. De esta manera la temperatura de salida será menos propensa a cambios debido a variaciones de flujo en el vapor de la caldera.

#### 15.1.4. Control discreto

Para control de operaciones discretas, es decir de dos estados, prendido apagado (ON – OFF), existe el control discreto que permite por medio de varias operaciones lógicas generar uno o más estados deseados dependiendo del estado actual de una o más variables. Caso típico un motor y una válvula así:

**Figura 43. Lazo de control discreto**



En donde el controlador revisa la condición de la válvula antes de ejecutar la acción requerida por el operador. En este caso el controlador se comporta como

una compuerta AND entre la válvula y la bomba y la acción del operador, para obtener como resultado el estado deseado de la válvula y la bomba (Setpoint).

## **15.2. DESCRIPCIÓN ESTRUCTURAL**

El sistema Delta V busca supervisar y/o controlar todas las señales provenientes de los equipos instalados en la Batería Monal.

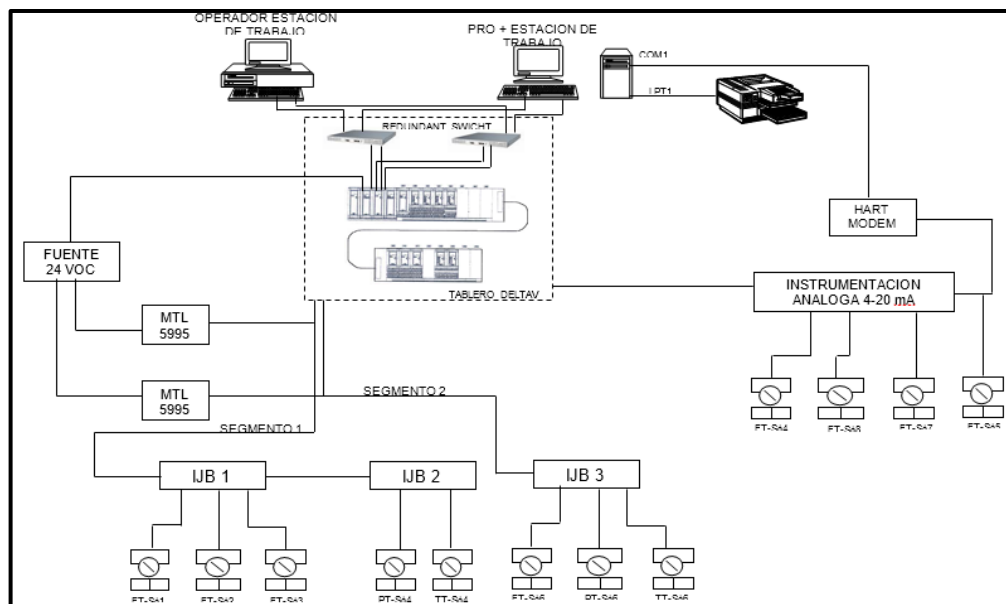
El Hardware del Delta V posee los siguientes componentes:

- Dos computadores Dell Optillex, Windows XP.
- Dos Switch de comunicación, Marca 3Com, velocidad 10/100 Mbps.
- Dos controladores M5 Plus.
- Dos Fuentes de Alimentación a los Controladores 12/24 DC/DC
- Una Fuente de Alimentación AC/DC Bula MacNectek de 110VAC/24 VCD, 20.
- Tres tarjetas de Entradas Análogas AI Card, 8 Ch, 4-20 mA, Hart, Series 2
- Una Tarjeta de Salida Análoga AO Card, 8 Ch., 4-20 mA, Hart, Series 2
- Tres Tarjetas de Entradas Digitales DI Card, 32 Ch, High Density.
- Dos Tarjetas de Salidas Digitales DO Card, 8 Ch., 24 VDC.
- Una Tarjeta FieldBus H1 Card, Series 2, 2 Ports.
- Dos Acondicionadores de Potencia FieldBus MTL-5995.

Figura 44. Hardware del sistema delta V Batería Monal



Figura 45. Arquitectura del Delta V



El Sistema Delta V cuenta con dos fuentes que alimentan eléctricamente al PLC y a los instrumentos de control que están en la facilidad; además cuenta con dos controladores M5 que es donde se encuentra el lenguaje de programación y en donde se programa el direccionamiento de cada una de las señales de los módulos de entrada y salida.

En el control de la instrumentación se manejan dos protocolos de comunicación distinta:

**HART:**

Protocolo de comunicación de señal análoga pero que a la vez reciben la comunicación de señales digitales. El sistema Delta V de la Batería Monal cuenta con tres módulos de entrada Análoga y un módulo de salida análoga de 420 mA que va a los instrumentos de control.

**FieldBus:**

Protocolo de comunicación digital. En el sistema Delta V de la batería Monal existe un módulo H1 Card para instrumentación Fieldbus, que es utilizado para la medición de gas de la Batería.

Para manejar las entradas y salidas de señales discretas On/Off que es lo referente a switches, el sistema delta V posee tres módulos discretos de entrada y dos módulos discretos de salida de 24 VDC.

La interfase del operador cuenta con dos computadores Dell Optillex, Windows XP, con el fin de poder ver todo lo que estamos controlando y manipulando, estos computadores están conectados a una red local mediante un cable primario que

me comunica con el PLC y de esta forma poder visualizar las variables controladas y manipuladas. Éstas variables se pueden medir o graficar en una interfaz gráfica amigable para el operador.

### **15.3. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE**

Delta V es un sistema de automatización que ofrece un software y hardware de fácil uso para control avanzado de las Baterías. La comunicación entre el controlador y la estación de trabajo se realiza mediante una conexión IP a través de la red local, la cual se puede implementar con mecanismos que evitan la pérdida de comunicación.

Delta V opérate les da a los operadores una visión intuitiva del proceso con acceso fácil de un click para reportes y caratulas de alarmas, tendencias, navegación de despliegue de graficos y opciones de ayuda en línea. Delta V Diagnostics extiende el diagnostico no solo a los componentes del sistema, sino que va mas alla alcanzando ciber seguridad y monitoreo de dispositivos inteligentes y maquinaria, aumentando de esta forma el tiempo de actividad de los procesos y reduciendo a la vez cierres inesperados <sup>†</sup>

#### **15.3.1. Operación general del software**

##### **15.3.1.1. Botones de operación**

Los botones que aparecen en la parte superior izquierda del área del operador y son estándar para todos los gráficos creados con la plantilla de gráficos principal.

---

<sup>†</sup> Tomado de internet <http://www2.emersonprocess.com/es-es/brands/deltav/differentiators/Pages/SystemOverview.aspx>

Tabla 25. Botones de Operación

Icono	Descripción	Icono	Descripción
	Muestra la carátula de control asociada con el modulo de control ligado. Este da información de los parámetros mas importantes del modulo de control.		Dar click en este botón para ir a la aplicación de interface de operador para Batch en DeltaV.
	Muestra el gráfico de detalle asociado con el modulo de control ligado. Este da información de casi toda la información de sintonización y diagnostico.		Dar click en este botón para dar inicio a la aplicación del estudio de recetas para Batch en DeltaV.
	Reemplaza el gráfico de control actual por el gráfico configurado como primario para el modulo de control ligado.		Dar click en este botón para cambiar el tiempo del sistema DeltaV.
	Dar click en este botón para salir de la aplicación Operator Interface.		Dar click en este botón para abrir la ayuda de la interface de operador.
	Dar click en este botón para imprimir la ventana principal del gráfico, en la impresora configurada por defecto		Dar click en este botón para habilitar o deshabilitar el sonido de la sirena. También puede ser usada como una prueba de sonido.
	Dar click en este botón para observar el directorio de gráficos.		Este botón muestra el numero de alarmas asociadas con el proceso Batch. Seleccione la interface de operador de Batch para navegar en las alarmas. Esto no se hace visible si la interface de operador de Batch no esta abierta.
	Dar click en este botón para observar el directorio de tendencias.		Habilita o deshabilita el acceso al gráfico de carátula de control de un modulo.
	Dar un click en este botón para abrir el directorio de gráficos y seleccionar alguno para reemplazarlo por el actual.		Habilita o deshabilita el acceso al gráfico de control primario de un modulo.
	Dar click en este botón para mostrar la ventana principal del ultimo gráfico abierto.		Este botón muestra el numero de avisos de confirmación en espera de un Batch. Seleccione la interface de operador de Batch para confirmar estos avisos. Esto no se hace visible si la interface de operador de Batch no esta abierta.
	Dar click en este botón para ir al gráfico principal de resumen del proceso.		Este botón muestra es estado de la red de comunicaciones y con un click da acceso directo a la aplicación de diagnóstico de DeltaV. 1 (Primaria) y 2 (Secundaria). Verde: bien, Rojo: con problemas, Transparente: No configurada
	Dar click en este botón para ir a la ventana de dialogo de cambio de usuario DeltaV.		
	Dar click en este botón para dar inicio a la aplicación Flexlock.		
	Dar un click en este botón para iniciar la aplicación de diagnostico.		
	Dar click en este botón para dar inicio a la aplicación del explorador de DeltaV		Este botón abre un gráfico del estado del nodo de la red. Cuando el fondo es intermitente quiere decir que el estado de alarma no ha sido reconocido.
	Dar click en este botón para ir a la aplicación del estudio de control de DeltaV.		Estos símbolos indican la prioridad mas alta del estado del nodo. (1) Mala integración. (2) No hay configuración. (3) No hay comunicación.
	Dar click en este botón para ir a la aplicación de tendencias e históricas y eventos en DeltaV.		
	Dar click en este botón para ir a la aplicación de tendencias históricas y eventos en Batch para DeltaV.		

### 15.3.1.2. Faceplates y despliegues de detalle

Para abrir un Faceplate o un despliegue de detalle para un módulo usando el botón en la parte superior izquierda, primero un link o enlace del módulo debe ser seleccionado, luego presione el botón:



*Botón Faceplate*



*Botón despliegue de detalles*

El Faceplate permite el acceso a los más importantes parámetros de configuración del módulo. El despliegue de detalle provee acceso a los parámetros de ajuste y diagnóstico. La librería de módulos DeltaV tiene preconfigurados, según la necesidad un Faceplate, un despliegue de detalle y un gráfico de tendencias en tiempo real.

Si el módulo no tiene un link seleccionable, usted puede escoger el módulo dando un clic sobre el botón de Faceplate o detalle sobre la barra de herramientas principal, una caja de diálogo se abre permitiendo ingresar el nombre del módulo, se abre el Faceplate o despliegue de detalle adecuado y el nombre del módulo es adicionado a la lista histórica de módulos, que es similar al histórico de despliegues. Éste le permite seleccionar para cualquier módulo listado, el Faceplate, el despliegue de detalle, o el despliegue de control primario, así como con el histórico de despliegues, el histórico de módulos puede ser predefinido y bloqueado para evitar su modificación usando el archivo UserSettings.

Para abrir un Faceplate o un despliegue de detalle:

1. Dé un clic en un link del módulo deseado. Note que en la parte superior del Faceplate aparece el nombre del módulo deseado.

Figura 46. Faceplate





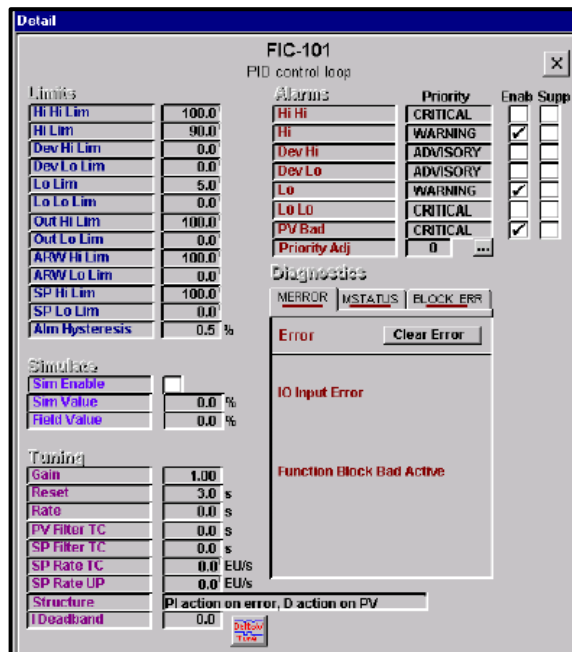
1. En la parte inferior del Faceplate, note que bajo el botón de despliegue de detalle aparece una línea azul intermitente, en caso de aparecer, esto indica que hay un problema con el módulo (por ejemplo que una falla de entrada/salida).
2. Puede cambiar el modo de trabajo del módulo dando un clic sobre el botón de **AUTO** en el Faceplate.
3. También puede cambiar el Setpoint moviendo el slider (triángulo Blanco). El botón de tendencia  en la base del Faceplate permite observar el comportamiento de las variables del módulo configuradas en el histórico.
4. Puede invocar el despliegue de detalle dando clic sobre el botón en la base del Faceplate  . En este despliegue, si se tienen los permisos suficientes, el operador puede ajustar parámetros (Por ejemplo los parámetros del lazo PID), cambiar los límites de alarma, o habilitar e inhabilitar las mismas.
5. Tanto el Faceplate como el despliegue de detalle, pueden ser cerrados dando un clic sobre el botón en la parte superior derecha.

Figura 47. Despliegue de detalle del Faceplate



### 15.3.1.3. Alarmas en deltav

La mayor parte de los operadores inter-actúan con las alarmas. La interface de operación de DeltaV proporciona un gran número de características que ayudan a trabajar con alarmas. Usando estas características se puede realizar:

- Reconocimiento de alarmas.
- Visualización en tiempo real del resumen de alarmas
- Realizar filtrado de los datos de alarmas.
- Acceso de display de proceso o de detalle de un módulo de control que muestran el resumen del estado de parámetros de alarmas.

### 15.3.1.3.1. Menú de alarmas en deltav

Cuando ocurre una alarma de un módulo de control relacionado con el proceso aparecerá el nombre en el menú de alarmas en la parte inferior de la interface de operador.

El anunciador de alarmas es la sección inferior de la pantalla principal de la interface de operación. Esta proporciona botones de monitoreo para las 5 más importantes alarmas por la estación de trabajo de un determinado usuario. Para estaciones de trabajo con monitor dual se muestran las 10 alarmas más importantes lo que proporciona al operador tener presente primero que todo las alarmas más importantes. La prioridad de las alarmas junto con el estado determina la importancia de la alarma para el operador.

También hay una información adicional cerca del botón de la alarma (referirse a la siguiente) que se puede ver con el botón derecho del Mouse.

**Figura 48. Información adicional del botón de alarma**



- **Características del menú de alarmas**

Características del menú de alarmas de la interface de operador:

- Alarmas mostradas aparecen con prioridad.
- CRITICA, AVISO, CONSULTA
- Incluidas en la lista de mayor prioridad.

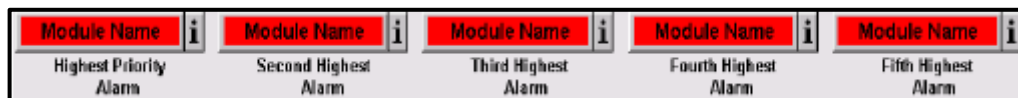
- De una a cinco alarmas aparecen en la barra de alarmas
- Pueden causar una alarma audible en la Estación de trabajo y generan registros de alarma en el registro de eventos.

A continuación se presenta la forma en la cual se jerarquizan las alarmas en DeltaV:

Las alarmas no reconocidas son más importantes que las alarmas reconocidas. Alarmas con el mismo status de reconocimiento. Las alarmas de prioridad CRÍTICA son más importantes que las de AVISO, las cuales a su vez son más importantes que las de CONSULTA.


Alarmas con igual prioridad. Las MÁS RECIENTES (tiempo de registro) son más importantes que las alarmas MENOS RECIENTES.


**Figura 49. Prioridad de las alarmas**




Seleccionando el botón derecho de la alarma muestra información adicional del evento en la parte inferior de la barra de alarmas. El operador puede dar click en el botón de la alarma para ir al gráfico configurado como primario para el módulo de control alarmado.

- **Reconocimiento de alarmas.**

Para reconocer alarmas en DeltaV usted puede: Dar click en este  botón ubicado en la parte inferior derecha para reconocer todas las alarmas del gráfico principal. Dar click en el botón de alarmas en el gráfico del Faceplate de control para reconocer todas las alarmas relacionadas con ese modulo. Este Faceplate aparece automáticamente con un click sobre el anunciador inferior de alarmas donde aparecen las 5 más importantes.

Dar click en este botón  ubicado en la parte inferior derecha para silenciar la sirena si las alarmas tienen configurado el sonido, ahora, esto no reconoce las alarmas.

Adicionalmente la interface de operador entrega al usuario un sumario de alarmas donde está toda la información de cada una de las alarmas. Para ir al gráfico del sumario de alarmas el operador puede dar click en el botón que está ubicado en la

ventana de herramientas de la interface de operador. 

#### **15.3.1.4. Históricos y eventos**

La aplicación History Collection es la función que define los parámetros a ser monitoreados y grabados en el sistema de históricos de DeltaV.

- **Acceso de datos históricos.**

Una vez se definen los datos que se quieren historiar y el sistema está habilitado para esta función se debe crear la tendencia para mostrar la gráfica y eventos de las variables deseadas. Hay tres tipos de documentos que se pueden crear y configurar en la aplicación Process History:

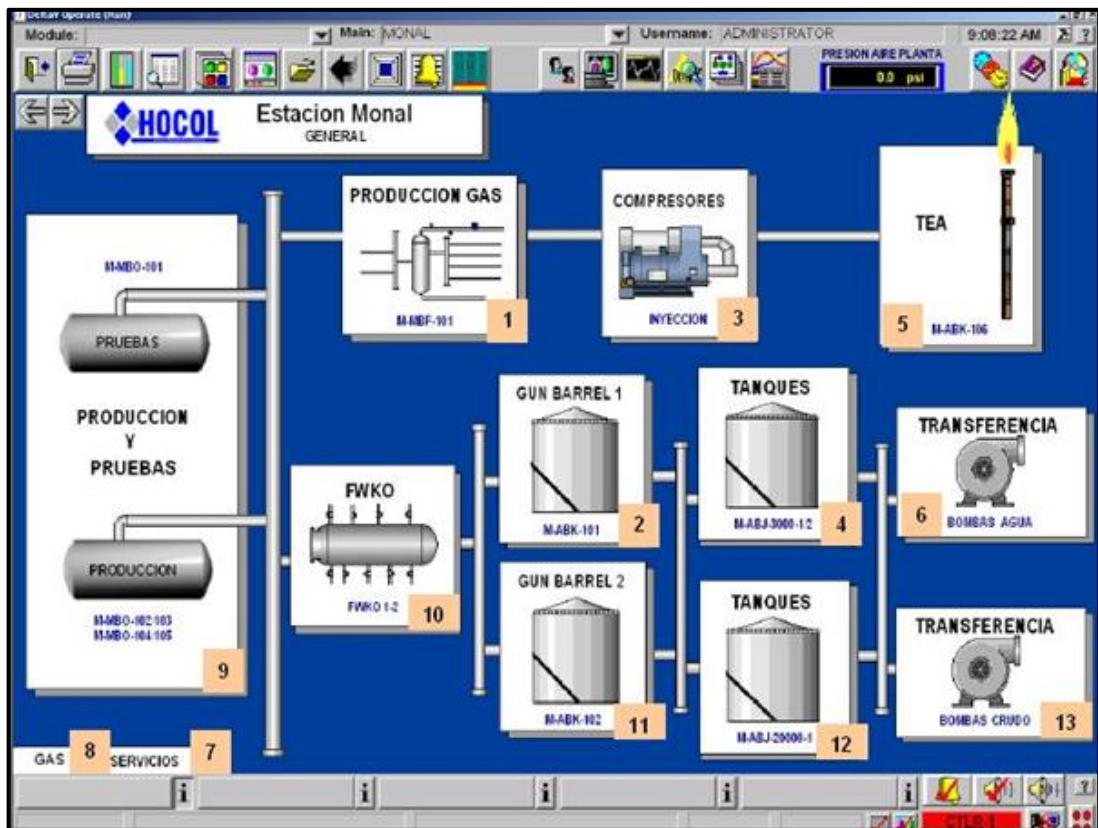
- E +Chart — muestra tendencias sobre una gráfica y eventos históricos sobre una hoja de datos.
- Chart — muestra solo tendencias sobre una gráfica.
- Event — muestra solo eventos históricos sobre una hoja de datos.

### **15.3.2. Funcionamiento de las pantallas**

#### **15.3.2.1. Pantalla general**

Desde este despliegue se tiene acceso con un solo clic del mouse a los gráficos de operación del sistema de alarmas y de medición de gas de la batería Satélite. La pantalla general se divide en trece (13) sectores en los cuales se puede tener acceso a cualquier sector de la planta como se lista a continuación (*Ver Figura 50*):

#### **Figura 50. Pantalla general Batería Monal**



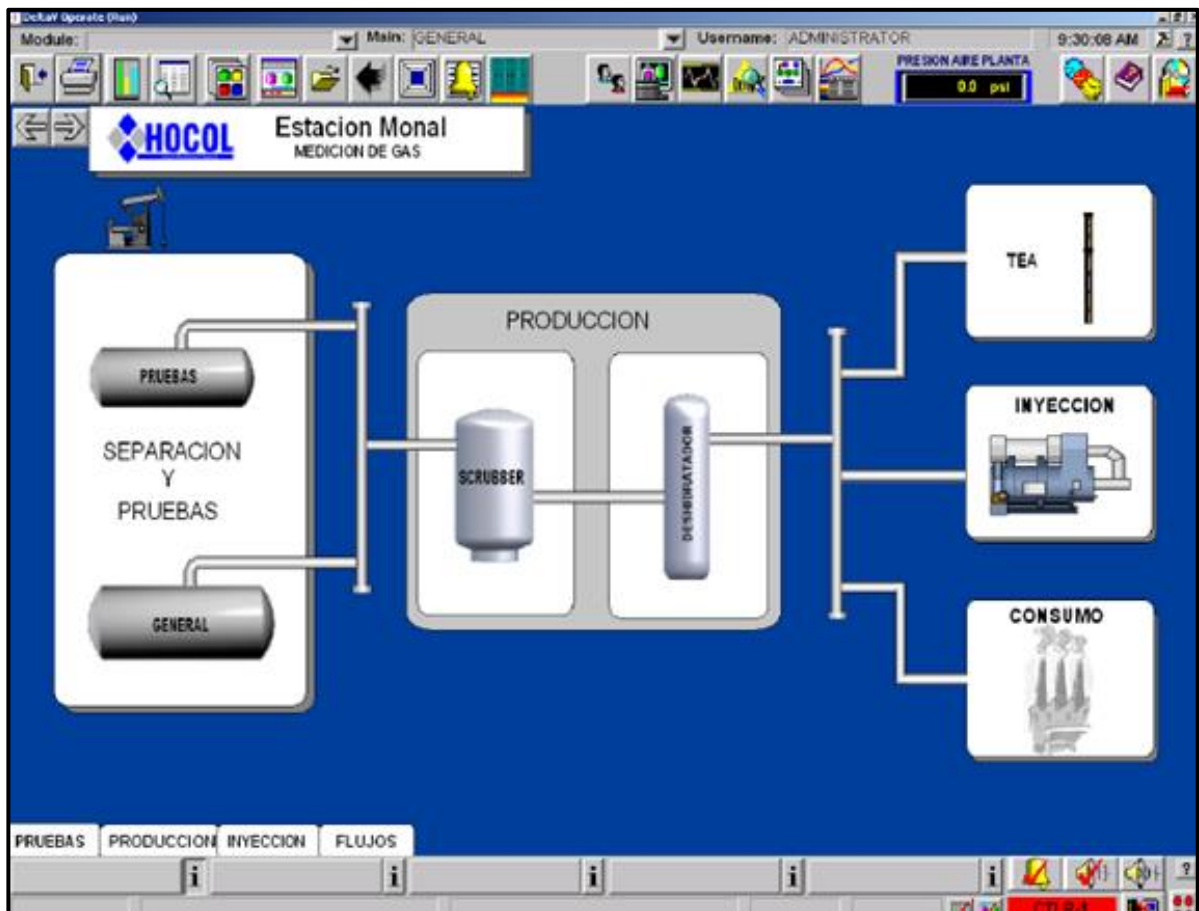
1. **Producción y Pruebas:** Estado de los separadores de pruebas y producción.
2. **Pantalla de producción de gas:** Este despliegue es una representación esquemática del sistema de gas de la batería, y en ella se pueden monitorear los diferentes puntos de medición de gas.
3. **Compresores:** Muestra el estado actual de los compresores de inyección en el campo.
4. **Tea:** Estado del separador a Tea y condiciones de operación de las bombas correspondientes a este.
5. **FWKO 1-2:** Estado de los FWKO's con sus respectivas alarmas.

6. **Tanque de Gun Barrel 1:** Representación del comportamiento del Tanque de Gun Barrel N.1
7. **Tanque de Agua y Pruebas M-ABJ-3000-1-2:** Nivel de los Tanques 3000-1-2
8. **Bombas de transferencia de Agua:** Estado de las bombas de transferencia de agua e indicación de flujo y presión
9. **Tanque de Gun Barrel 2:** Representación del comportamiento del Tanque de Gun Barrel N.2
10. **Tanque de Almacenamiento de Crudo Limpio M-ABJ-20000-1:** Indicación de Nivel del tanque 20000-1
11. **Bombas de Transferencia de Crudo:** Estado de las Bombas de Transferencia de Crudo.
12. **Servicios:** Esta es la representación de todos los servicios de la planta tales como compresores de aire de instrumentación y skimmer.
13. **Gas:** Menú General del Sistema de medición de Gas.

#### **15.3.2.2. Pantalla “medición sistemas de gas”**

Desde este despliegue se tiene acceso con un solo clic del mouse a los gráficos de operación del sistema de medición y balance de gas de la batería como sigue:

#### **Figura 51. Pantalla medición de gas**



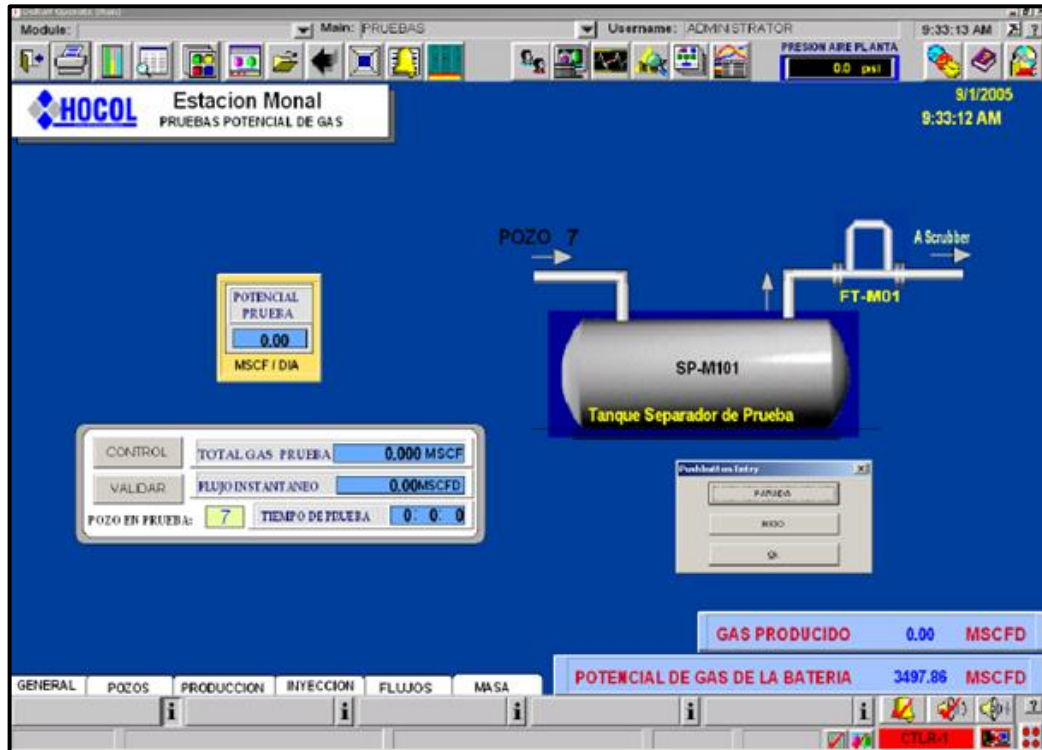
- Clic sobre el “Machine” lleva al grafico de Pozos,
- Clic sobre el área blanca de separación y pruebas lleva al grafico de Pruebas Pozos,
- Clic sobre el área gris lleva al grafico de Pozos.

Sí se desea se puede acceder a estas pantallas y a la de flujos dando clic en el acceso correspondiente ubicado en la esquina inferior izquierda.

### 15.3.2.3. Pantalla “pruebas potencial de gas”

Desde esta pantalla se hacen las pruebas de los pozos.

Figura 52. Pantalla pruebas potencial de gas Batería Monal



En esta pantalla aparece el separador de prueba con una “Faceplate” para el control de la misma, en ella se despliegan los siguientes datos:

- **Gas Totalizado:** Muestra el volumen corregido de gas acumulado durante la prueba en unidades de miles de pies cúbicos.
- **Flujo Instantáneo:** El flujo ya corregido que actualmente está fluyendo por el medidor masico Coriolis FT-B01, en miles de pies cúbicos día.
- **Tiempo de Prueba:** El tiempo transcurrido desde que se dio inicio a la prueba, HH:MM:SS.

- **Control:** Este botón abre un cuadro de comando con las opciones: INICIO para iniciar la prueba, PARADA para terminarla y O.K. para cerrar el cuadro.
- **Validar:** Este botón abre un cuadro de comando con las opciones: APROBAR para validar la prueba, o descartar para desecharla, O.K. cierra el cuadro.
- **Pozo en prueba:** En esta casilla operador ingresa el número del pozo que va a probar, esta casilla solo puede modificarse cuando no hay una prueba corriendo.

También en esta pantalla se tiene el resultado de la prueba en el cuadro "POTENCIAL DE PRUEBA" que es el volumen corregido para condiciones estándar de gas del pozo y ponderado para 24 horas, las unidades en este caso son miles de pies cúbicos estándar por día (MSCFD).

El procedimiento para probar el potencial de gas de un pozo es el siguiente:

Advertencia: El pozo a probar debe estar fluyendo por el separador de prueba previamente para realizar este procedimiento.

1. Dar clic en el comando "POZOS" ubicado en la parte inferior izquierda de la pantalla esto nos lleva la pantalla de POZOS (ver

*En los cuadros de comando color gris el, se ve el nombre del pozo en negro o en gris dependiendo de si el pozo está activo o inactivo, es decir si está o no aportando gas a la batería, la activación de un pozo implica que el potencial de prueba se suma al de los demás pozos activos para generar un potencial estimado de la batería real es decir teniendo en cuenta solo los pozos que realmente están*

en producción en el momento y poder establecer una comparación al final del día del gas medido con los medidores de producción a la salida de los Scrubbers, para que esta comparación resulte válida se debe estar atento a desactivar o activar un pozo según el reporte que reciba del estado del pozo.


Figura 53), donde el operador encuentra un listado con los nombres de los pozos de la batería.

2. Tomar nota del número al que corresponde este pozo en la lista y devolverse a la pantalla de pruebas usando el comando "PRUEBAS" en el módulo de control de prueba se ubica con el mouse en la casilla amarilla (POZO EN PRUEBA) e ingresar el número correspondiente al pozo que se va a probar, en la línea de entrada al separador aparecerá el número del pozo confirmando que está listo para ser probado.

3. Oprimir el comando "CONTROL" y dar clic en "INICIO" en el cuadro de comando que aparece, esto iniciará la prueba y poniendo en ceros el "Totalizador de Pruebas", el "Tiempo de Prueba", y el Potencial de Prueba y empezando el conteo.

4. Transcurrido el tiempo de prueba especificado para el pozo esta se puede parar en cualquier momento aunque el pozo aun este pasando por el separador de pruebas, para esto dar clic en el comando "CONTROL" y luego en "PARADA" esto detendrá la prueba Mostrando el resultado de "POTENCIAL DE PRUEBA".

5. Si el procedimiento de prueba fue exitoso desde el punto de vista de la operación, entonces el operador puede usar el comando "VALIDAR" para aprobar los datos, con esto tanto el Potencial así como la fecha y el tiempo de prueba serán transferidos a la pantalla "POZOS" en la posición correspondiente al pozo que se probó, en caso contrario el operador puede descartar la prueba.

El comportamiento de la prueba puede ser monitoreado gráficamente dando clic en el dato de flujo instantáneo para abrir el faceplate del medidor y luego clic en la aplicación de tendencias en el icono  que muestra la tendencia histórica de las pruebas.

#### **15.3.2.4. Pantalla “pozos producción”**

Esta Pantalla muestra una tabla con información de las características del gas de cada pozo a saber: peso molecular (MW) y Compresibilidad base (Z\_Base), estas características pueden ser modificadas de acuerdo a la cromatografía más actualizada que se tenga, para esto basta con hacer doble clic sobre el dato que se quiere modificar ingresar el nuevo valor y confirmar con el comando “Enter” desde el teclado.

También en esta tabla quedan almacenados el potencial medido en la última prueba hecha al pozo, la fecha de esta prueba y el tiempo que duro el pozo en prueba. En la columna de “NOTAS” se puede ingresar texto que contenga notas relativas al pozo, la columna de Gas Lift sirve para ingresar el valor de gas lift del pozo para que el sistema reste este valor del potencial de la prueba.

En los cuadros de comando color gris el, se ve el nombre del pozo en negro o en gris dependiendo de si el pozo está activo o inactivo, es decir si está o no aportando gas a la batería, la activación de un pozo implica que el potencial de prueba se suma al de los demás pozos activos para generar un potencial estimado de la batería real es decir teniendo en cuenta solo los pozos que realmente están en producción en el momento y poder establecer una comparación al final del día del gas medido con los medidores de producción a la salida de los Scrubbers, para que esta comparación resulte valida se debe estar atento a desactivar o activar un pozo según el reporte que reciba del estado del pozo.

Figura 53. Pantalla de pozos producción Batería Monal

POZO	MW	Z_BASE	FECHA ULTIMO CAMBIO DE GAS	POTENCIAL MSCFD	ULTIMA PRUEBA FECHA	ULTIMA PRUEBA TEMPER	NOTAS
1. SFRA0001	22.370	0.9970	1 11 2004	14.67	26 / 2 2003	5 51 13	
2. SFRA0004	22.370	0.9971	1 11 2004	105.26	0 / 0 0 0 0 0		
3. SFRA0011	22.370	0.9970	1 11 2004	593.50	0 / 0 0 0 0 0		
4. SFRA0013	22.370	0.9970	1 11 2004	36.59	0 / 0 0 0 0 0		
5. SFRA0014	22.370	0.9970	1 11 2004	16.85	0 / 0 0 0 0 0		
6. SFRA0024	22.370	0.9970	1 11 2004	20.98	0 / 0 0 0 0 0		
7. SFRA0025	22.370	0.9970	1 11 2004	167.83	0 / 0 0 0 0 0		
8. SFRA0026	22.370	0.9970	1 11 2004	53.02	0 / 0 0 0 0 0		
9. SFRA0027	22.370	0.9970	1 11 2004	8.07	0 / 0 0 0 0 0		
10. SFRA0028	22.370	0.9970	1 11 2004	0.00	0 / 0 0 0 0 0		
11. SFRA0030	22.370	0.9970	1 11 2004	172.62	0 / 0 0 0 0 0		
12. SFRA0033	22.370	0.9970	1 11 2004	49.77	0 / 0 0 0 0 0		
13. SFRA0034	22.370	0.9970	1 11 2004	6.30	0 / 0 0 0 0 0		
14. SFRA0040	22.370	0.9970	1 11 2004	6.15	0 / 0 0 0 0 0		
15. SFRA0042	22.370	0.9970	1 11 2004	438.96	0 / 0 0 0 0 0		
16. SFRA0057	22.370	0.9970	1 11 2004	4.34	0 / 0 0 0 0 0		

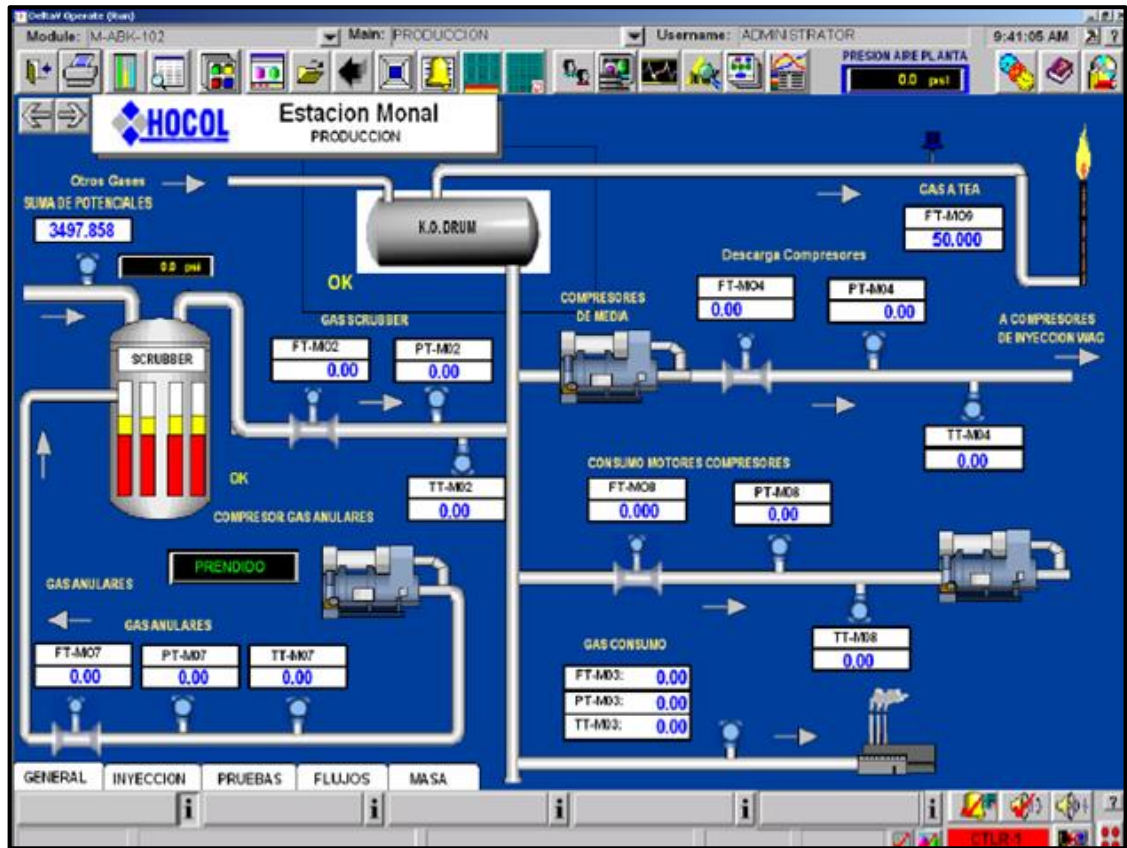
Para activar un pozo se hace clic en el nombre del pozo para que aparezca un cuadro de dialogo que contiene una casilla que si se selecciona activa el pozo y si se deja en blanco lo inactivara.

### 15.3.2.5. Pantalla “producción”

Esta pantalla es una representación esquemática del sistema de gas de la batería, y en ella se pueden monitorear los diferentes puntos de medición de gas.

Los flujos que aparecen están ya corregidos por presión (psi) y temperatura (°F) y su unidad es miles de pies cúbicos estándar por día (MSCFD).

Figura 54. Pantalla de producción



Para tener acceso al “faceplate” de cada variable se debe dar clic al dato numérico correspondiente. Hay que tener en cuenta que cuando desde un “faceplate” se llama la tendencia histórica de los flujos medidos con medidores “Vortex” esta grafica el flujo bruto (no compensado) en las unidades del instrumento, para ver el comportamiento histórico del flujo compensado se debe abrir la carta histórica configurada para esto (ver “Tendencias Historicas” más adelante).

En el cuadro “Flujo Scrubbers” se tiene la suma de los flujos instantáneos de los medidores de los Scrubbers lo que equivale a la producción instantánea de la batería. Adicionalmente en esta pantalla se puede ver el estado del compresor de Gas Anulares (Apagado o Prendido) con su respectiva señalización de alarma.

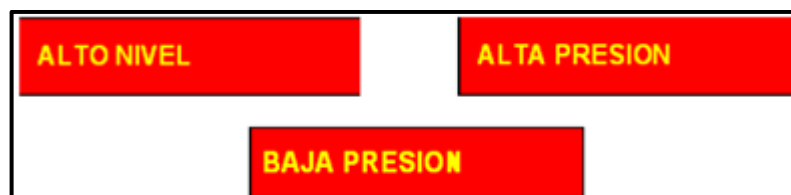
Para ver el comportamiento del SCRUBER, se tienen alarmas por:

1. Alta presión Scrubber
2. Alto Nivel Scrubber
3. Baja presión Scrubber

Cuando se Indica un condición anormal en el proceso se señala rojo y amarillo de lo contrario.

Como se puede observar cuando sucede algún evento este se señala tanto en banner de alarmas , faceplate , se accionan tanto las sirenas externas e internas del cuarto de control y el cuadro rojo con el aviso adentro donde este indica la alarma de mayor prioridad cuando esta ocurra más de una al mismo tiempo.

**Figura 55. Avisos de alarmas en el scrubber**



Si todo se encuentra en condiciones normales aparecerá la palabra “OK” sin el recuadro rojo.

Desde esta pantalla se puede también acceder directamente a las pantallas de “Pruebas”, y “flujos” y separador de gas a tea.

### 15.3.2.6. Pantalla “balance de gas”

En esta pantalla se tiene un resumen de las mediciones de gas así como un punto de vista general para realizar el balance de gas, está compuesta por tres columnas principales:

- **FLUJO:** El flujo instantáneo en miles de pies cúbicos día.
- **FLUJO HOY:** Es el volumen de gas acumulado desde la hora de corte hasta el momento en el respectivo punto de medición.
- **FLUJO AYER:** Es el acumulado durante las 24 horas previas a la hora de corte, en el respectivo punto de medición.

Descripción de los puntos de medición:

- **Suma Pozos:** es la suma de los potenciales de las pruebas de los pozos que se encuentren activados.
- **Gas Producido:** es la suma del gas medido a la salida de los dos Scrubbers.
- **Suma Producción:** Es la suma del gas medido en los brazos en los que se distribuye el gas después de los Scrubbers, a saber: Gas Consumo, Gas Descarga de Compresores, Gas de Alta a Tea y Gas de Baja a Tea.
- **Presiones y las temperaturas:** Son los valores instantáneos de estas variables en los puntos de medición donde se está haciendo medición de estas variables.

Figura 56. Pantalla de balance de gas

	FLUJO MSCFD	FLUJO HOY MSCF	FLUJO AYER MSCF	PRESION PSI	TEMPERATURA oF
GAS ANULARES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
POTENCIAL GAS POZOS ACTIVOS	3497.86	254.04	0.00		
SUMA GAS POZOS	3497.86	254.00	0.00		
GAS DESCARGA WAG I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GAS DESCARGA WAG II	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SUMA INYECCION	0.00	0.00	0.00		
GAS MOTORES COMP.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	VOLUMEN MSCFD	VOLUMEN HOY MSCF	VOLUMEN AYER MSCF		
GAS CONSUMO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GAS A TEA	25.99	1.89	0.00		
GAS COMPRES MEDIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GAS USADO	25.99	1.89	0.00		
GAS PRODUCIDO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
OTROS GASES	13.00	0.94	0.00		

También se encuentran dos casillas donde se puede ingresar el valor del gas condensado y del gas de anulares con el siguiente efecto:

- **Condensado Ayer:** Este valor será descontado del total de la Producción de Ayer.
- **Anulares Ayer:** Este valor será descontado del acumulado de ayer de la Tea Alta.

### 15.3.2.7. Pantalla “balance de masa”

En esta pantalla se tiene un resumen de las mediciones de masa, las cuales son derivadas de los cálculos de flujo de gas ,así como un punto de vista general para

realizar el balance de masa, que al igual que la pantalla de flujos está compuesta por tres columnas principales:

- **MASA:** El flujo instantáneo en miles de pies cúbicos día.
- **MASA HOY:** Es el volumen de gas acumulado desde la hora de corte hasta el momento en el respectivo punto de medición.
- **MASA AYER:** Es el acumulado durante las 24 horas previas a la hora de corte, en el respectivo punto de medición.

**Figura 57. Pantalla balance de masa Batería Monal**

	MASA MLb	MASA HOY MLb	MASA AYER MLb
GAS CONSUMO	0.00	0.00	0.00
GAS A TEA	21.26	2.09	0.00
GAS COMPRES MEDIA	0.00	0.00	0.00
GAS CONDENSADOS	-21.26	-2.09	0.00
GAS PRODUCIDO	0.00	0.00	0.00

MEDIDAS INSTANTANEAS MLb			
FLUIDO CONSUMO	0.00	AGUA CONSUMO	0.00
FLUIDO TEA	21.30	AGUA TEA	0.04
FLUIDO COMPRES MEDIA	0.00	AGUA COMPRES MEDIA	0.00
FLUIDO CONDENSADOS	-21.30	AGUA CONDENSADOS	-0.04
FLUIDO SCRUBBER	0.00	AGUA SCRUBBER	0.00

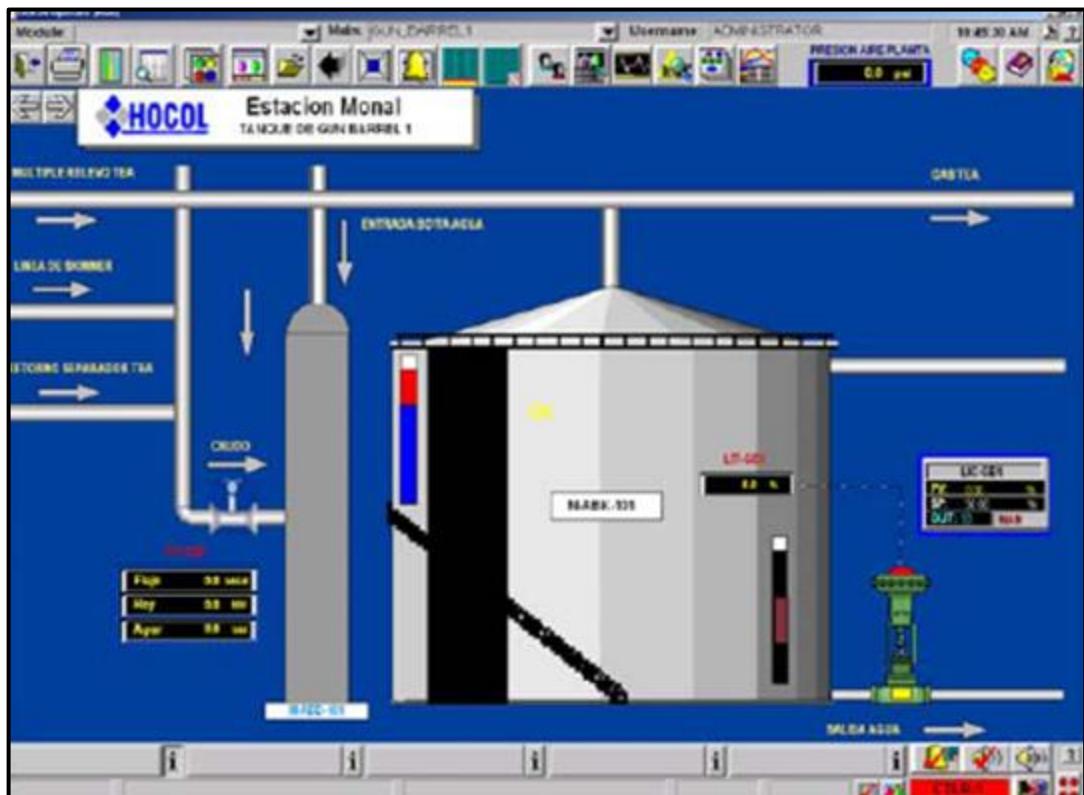
Para modificar los datos de cromatografía, los cuales tienen incidencia en estos cálculos. Se debe presionar en el en título ubicado en la parte superior y de esta

forma aparece un faceplate donde se ingresan los datos de cromatografía y los datos suministrados por el laboratorio.

### 15.3.2.8. Pantalla “tanques de gun barrel”

Actualmente la batería Monal cuenta con dos tanques de Gun Barrel ambos tanques cuentan con control de nivel de interfaz en donde se controla el grado de apertura de válvula, dependiendo el nivel actual en el transmisor de nivel. Este control es de tipo (Proporcional integral y derivativo. A continuación se muestran los esquemáticos de cada tanque, se describirá como operar el control de los mismos y los avisos de alarma correspondientes a cada uno.

Figura 58. Pantalla Tanque de Gun Barrel – 1



- En la parte inferior derecha hay un recuadro donde se aparece el tag del Módulo de control.
- El despliegue de control le permite manipular la variable de proceso, cambiar el setpoint, poner el sistema de manual a automático y tener acceso a los históricos de comportamiento de la variable que se está controlando el control se muestra a continuación.
- También se Indica el grado de apertura de la válvula como se muestra a continuación:

**Figura 59. Grado de apertura de la válvula**

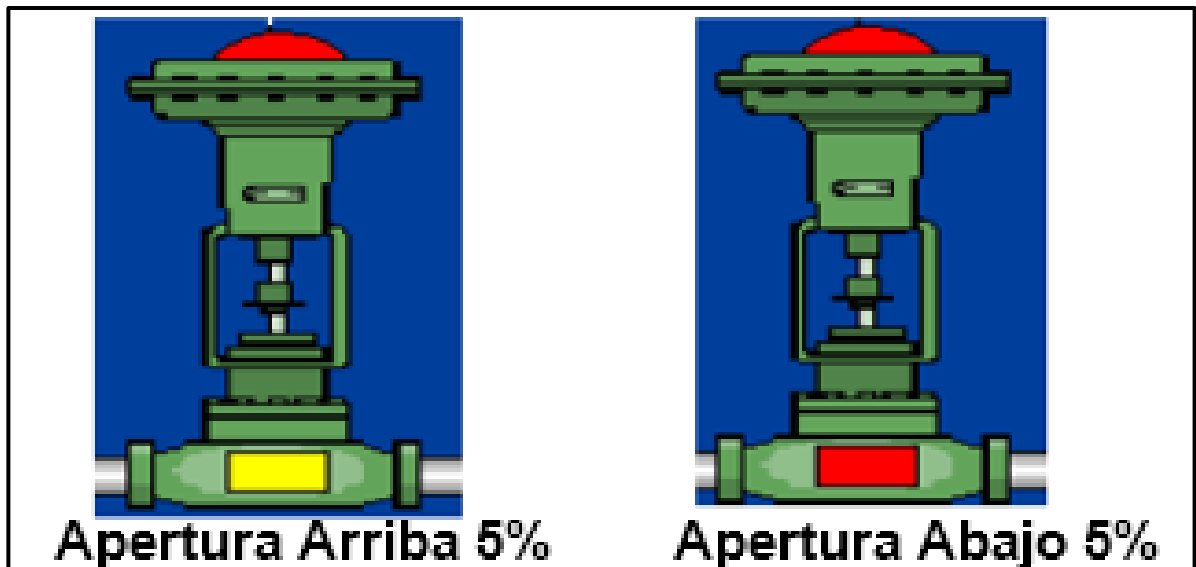
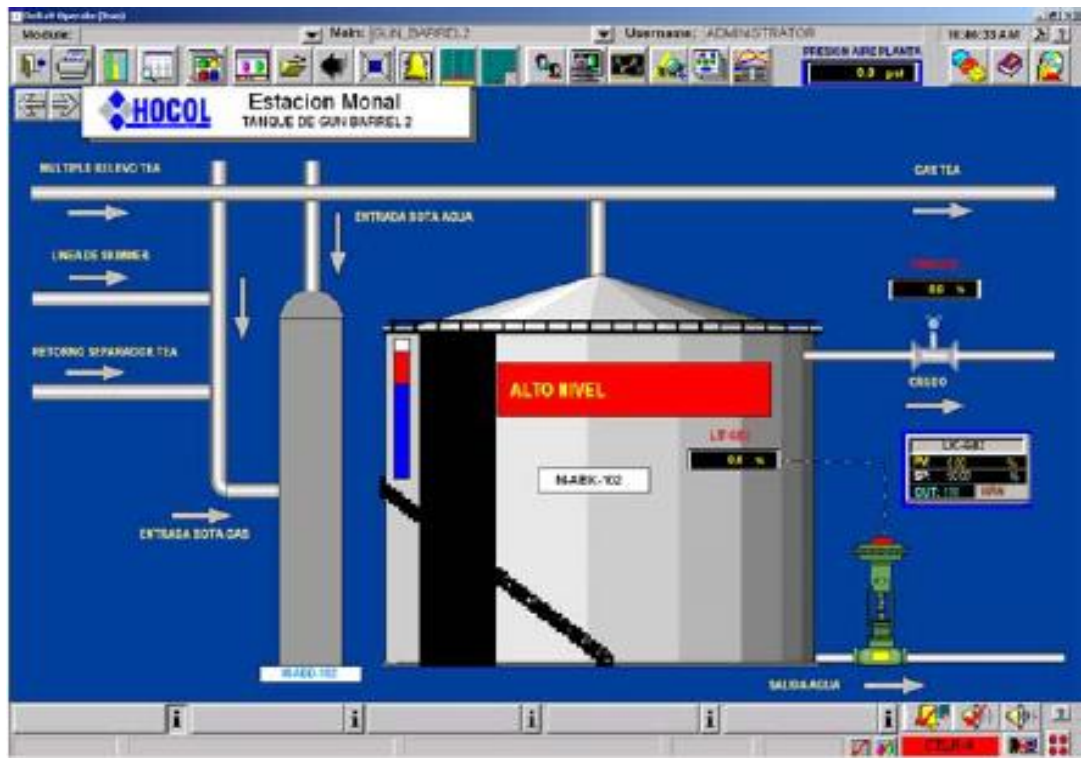
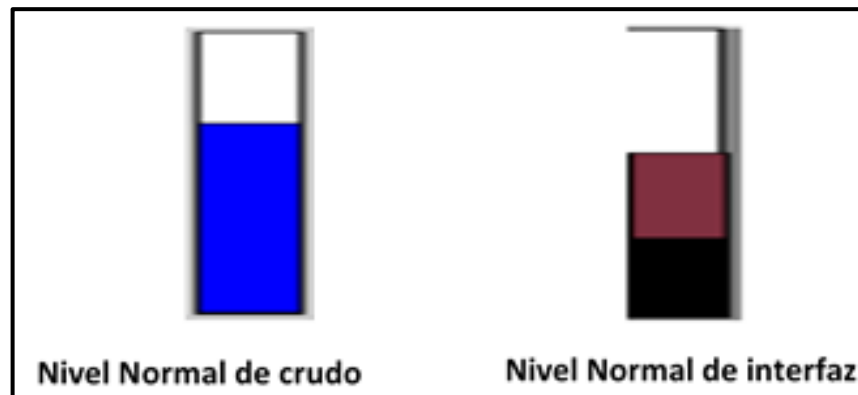


Figura 60. Pantalla Tanque de Gun Barrel - 2



- Alarmas de Nivel. Cada Tanque de Gun Barrel Tiene una indicación por alto Nivel de Crudo y en el caso del tanque N.1 por alto o bajo nivel de interfaz. Al igual que todas las alarmas a aparecerá su indicación mediante un recuadro de color rojo y amarillo, en el banner, su respectivo faceplate e indicación local. Si las condiciones del sistema son normales aparecerá un aviso con la palabra “OK” sin el cuadro rojo.
- Condiciones Normales. Cada tanque de Gun barrel tiene una indicación por Nivel Normal de Crudo y Nivel Normal de interfaz.

**Figura 61. Condiciones normales de nivel en Gun Barrel**



- Condiciones Anormales. Cada tanque de Gun barrel tiene una indicación por Alto Nivel de Crudo y Alto Nivel de interfaz y Bajo Nivel de interfaz.

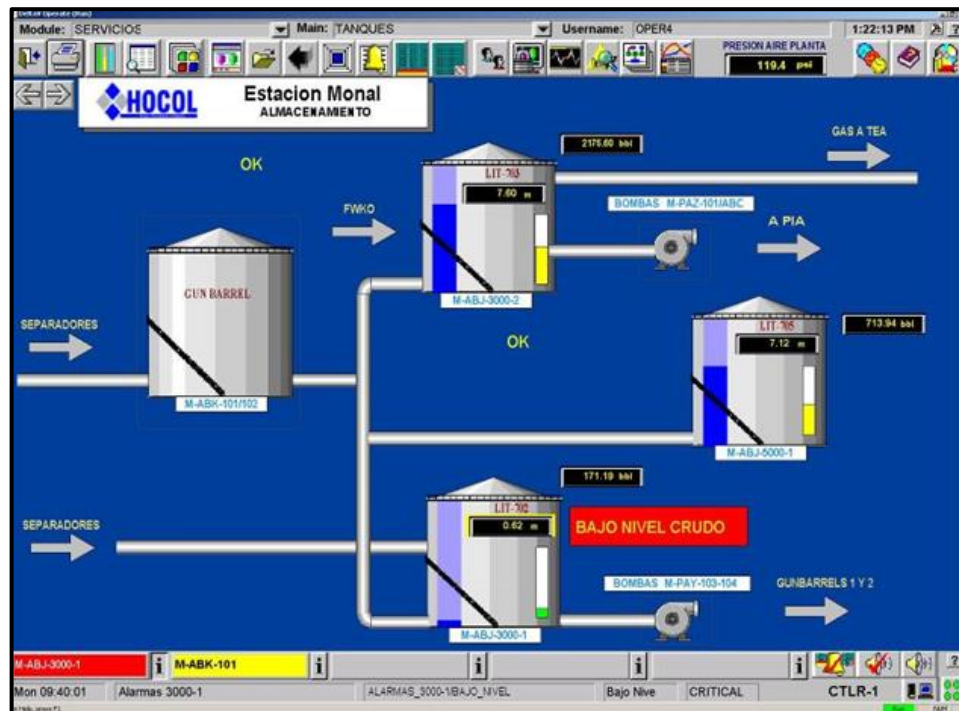
**Figura 62. Condiciones anormales de nivel en Gun Barrel**



#### **15.3.2.9. Pantalla “tanque de agua y pruebas crudo 3000-1-2”**

En esta pantalla se ve los niveles actuales tanto de crudo y agua, y sus respectivas equivalencias en barriles según el aforo entregado.

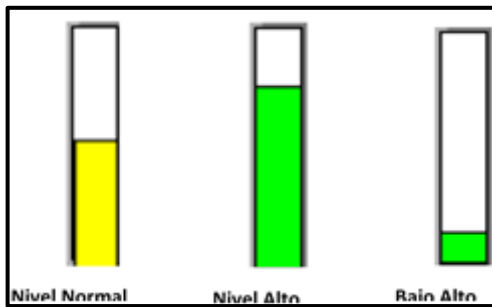
Figura 63. Pantalla tanque de agua y pruebas 3000-1-2



Desde esta pantalla se puede acceder a las bombas tanto de transferencia de crudo como de agua haciendo clic en la bombas M-PAZ-101/ABC y M-PAY-103-104.

- **Alarmas:**

Figura 64. Alarmas para los Tanques de Pruebas y de agua



- **Avisos de Alarma:**

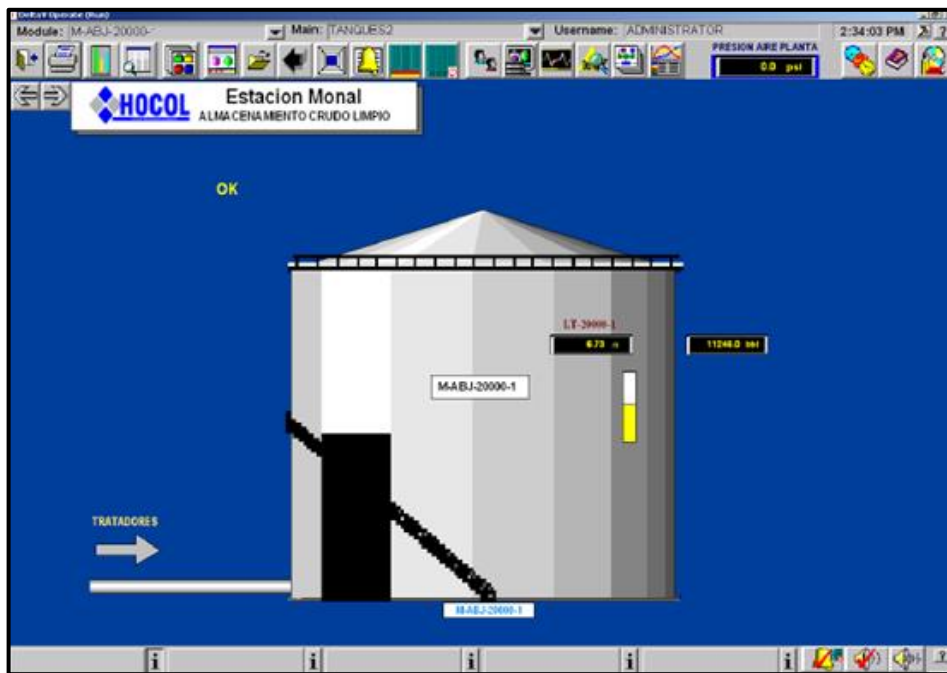
Los Avisos de alarmas que se presentan son por Alto Nivel de Crudo y Bajo Nivel de Crudo.

Lo anterior se aplica para los tanques de pruebas y de agua. Si las condiciones de operación son adecuadas aparecerá la palabra “OK” sin el recuadro rojo.

#### **15.3.2.10. Pantalla “tanque de agua almacenamiento de crudo 20000-1”**

En esta pantalla se muestra el nivel crudo almacenado, su aforo en barriles y sus alarmas por alto y por bajo nivel, de la misma forma que los tanques 3000-1 y 3000-2. Las alarmas que se presentan son por Alto Nivel de Crudo y Bajo Nivel de Crudo.

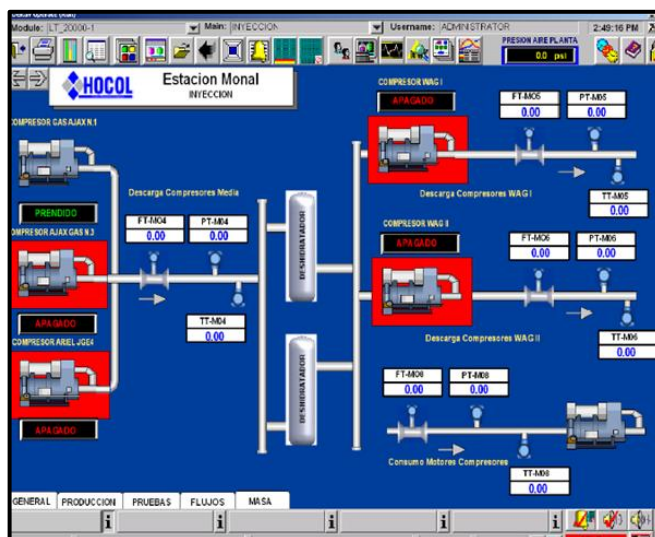
**Figura 65. Pantalla tanque de almacenamiento de crudo 20000-1**



### 15.3.2.11. Pantalla “inyección”

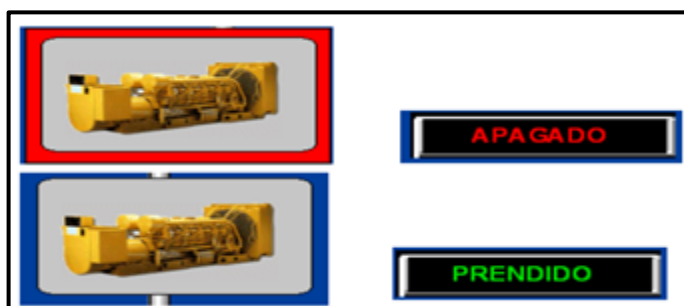
Este es el despliegue correspondiente al estado de los compresores de inyección al igual que el compresor de gas anulares. Correspondiente a compresor AJAX1, AJAX2, ARIEL JGE 4, WAG I, WAG II.

**Figura 66. Pantalla compresores de inyección**



El estado de encendido y apagado de los compresores de inyección se muestra de la siguiente forma:

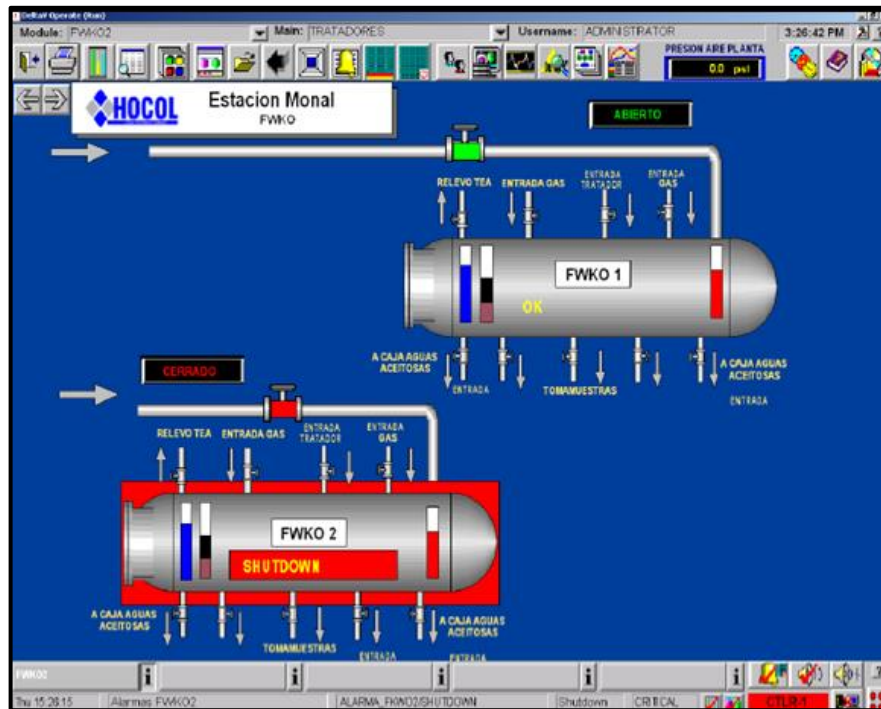
**Figura 67. Estado de los compresores de inyección**



### 15.3.2.12. Pantalla “Free Water K.O Drum (FMKO)”

En esta pantalla se muestra la situación actual de cada uno de los FWKO's con sus respectivas alarmas de presión, nivel de aceite, nivel total de crudo y estado de la válvula de entrada en cada dispositivo.

**Figura 68. Pantalla FWKO'S**

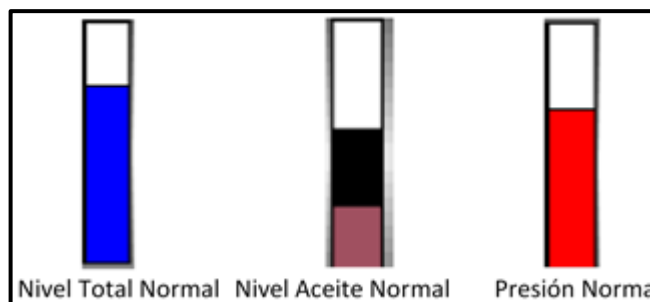


Cuando hay alguna condición de alarma el contorno del dispositivo se pone en rojo y a su vez aparece el aviso de la alarma actual con un cuadro rojo que lo resalta como se ve en la figura anterior.

Las condiciones normales y de alarma se indican de la siguiente manera:

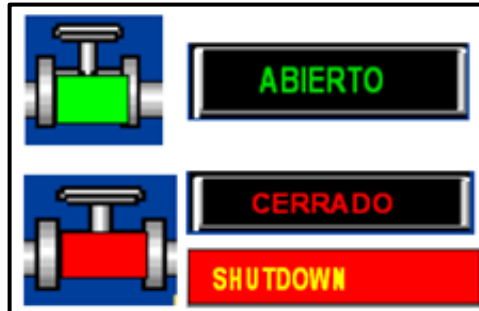
Condiciones Normales de Operación:

**Figura 69. Condiciones Normales de operación de los FWKOS's**



Condiciones de las Válvulas:

**Figura 70. Condiciones de las válvulas de los FWKO'S**



Condiciones anormales de operación:

**Figura 71. Condiciones anormales de operación de los FWKO's.**

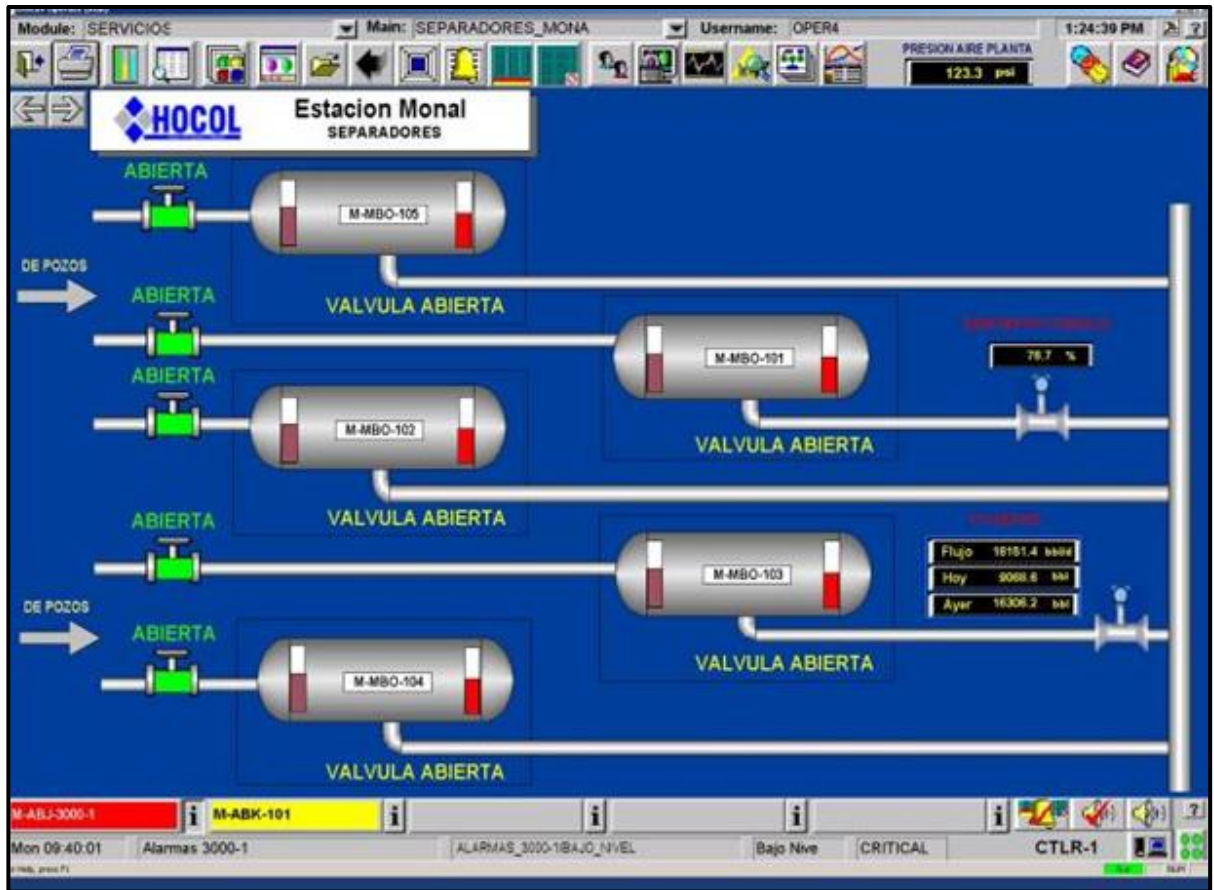


**15.3.2.13. Pantalla “separadores de producción y pruebas”**

Este despliegue muestra el estado de cada separador de pruebas y producción, en cuanto sus variables de nivel, presión y estado de la válvula de entrada de emulsión.

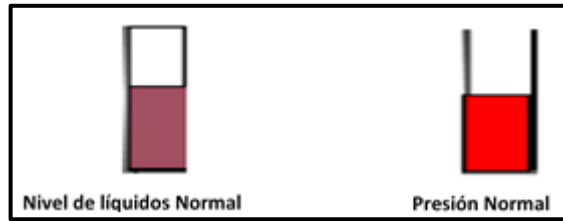
En el caso de los separadores 101 y 103, se encuentran medidores de BSW y flujo a la salida de cada uno respectivamente. Donde para el caso del separador 103 se totaliza el flujo acumulado del día y el flujo de ayer hasta las 12:00 a.m.

**Figura 72. Pantalla de los separadores de producción y pruebas**



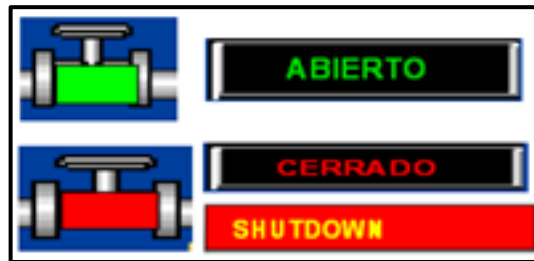
Condiciones Normales de operación:

**Figura 73. Condiciones normales de los separadores**



Condiciones de las Válvulas:

**Figura 74. Condiciones de las válvulas de los separadores**



Condiciones anormales de operación:

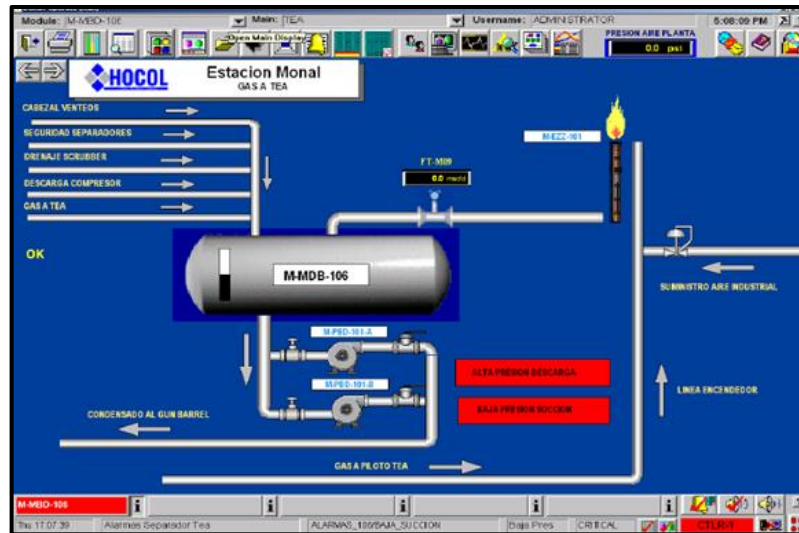
**Figura 75. Condiciones anormales de los separadores**



**15.3.2.14. Pantalla “separador a tea (K. O Drum)”**

En este despliegue se muestra el estado del separador a tea, donde se monitorea el nivel de crudo presente en el separador, el estado de las bombas y el flujo de gas a tea.

**Figura 76. Pantalla de gas de separador a tea**



Alarmas de alta presión descarga y baja presión succión.

**Figura 77. Alarmas y condiciones de operación del gas de separador a tea**



**15.3.2.15. Pantalla “bombas tranferencia de agua”**

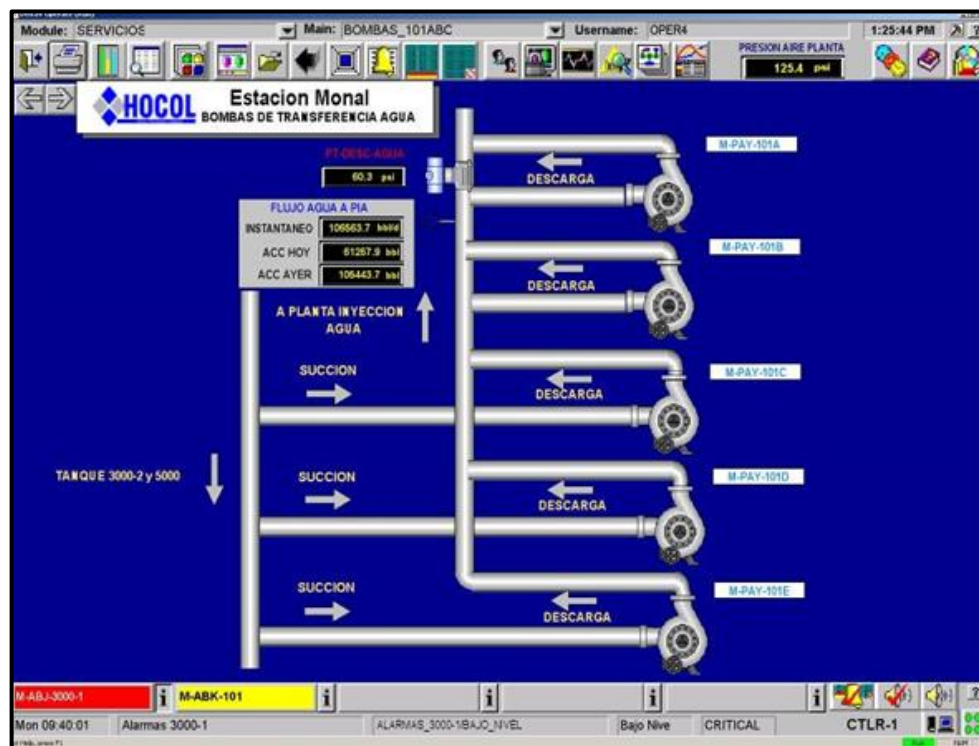
Este despliegue muestra el estado de las 5 bombas de transferencia de agua, mostrando el flujo de agua, presión a la planta de inyección de agua, alta presión descarga y baja presión succión.

Condiciones anormales de operación son las siguientes:

- PSL-PSH Bombas de Transferencia Agua

Adicionalmente a estas condiciones cuando ocurre la alarma la tubería respectiva cambia su contorno a rojo.

**Figura 78. Pantalla de bombas de transferencia de agua**



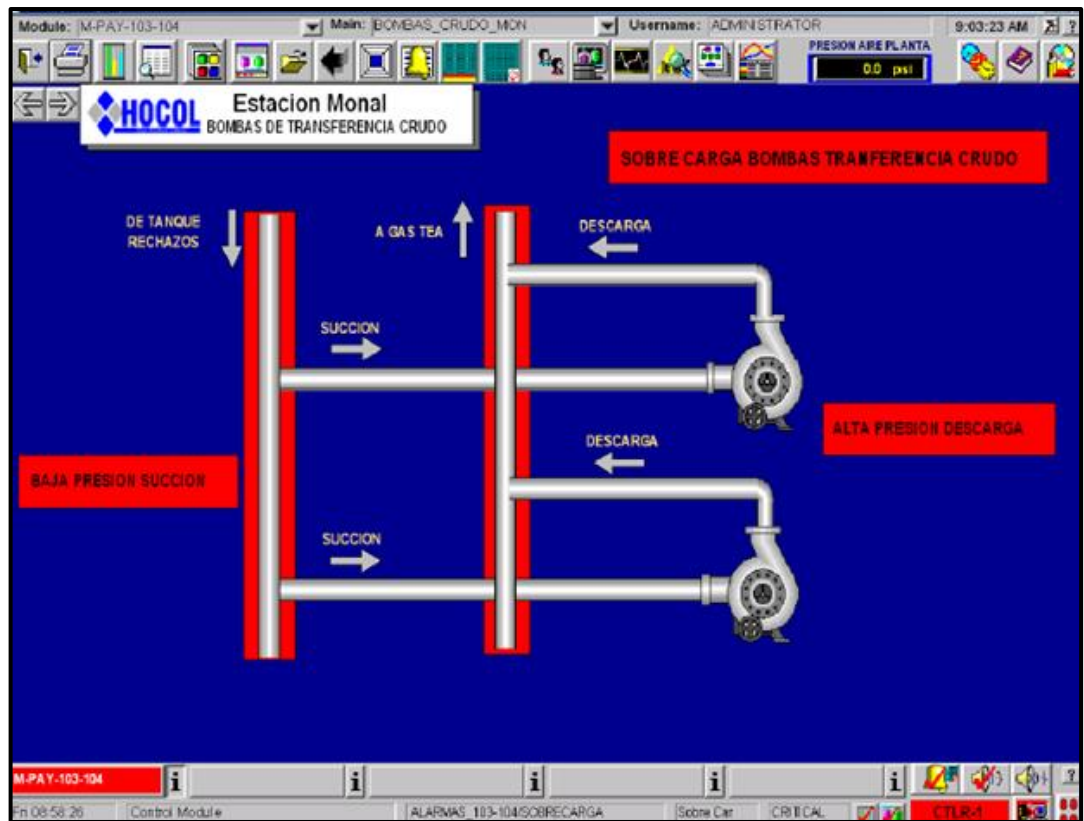
### 15.3.2.16. Pantalla “bombas transferencia de crudo”

Condiciones anormales de operación son las siguientes:

- Sobrecarga Bombas de Transferencia Crudo
- Baja presión Succión
- Alta presión descarga

Adicionalmente a estas condiciones cuando ocurre la alarma la tubería respectiva cambia su contorno a rojo.

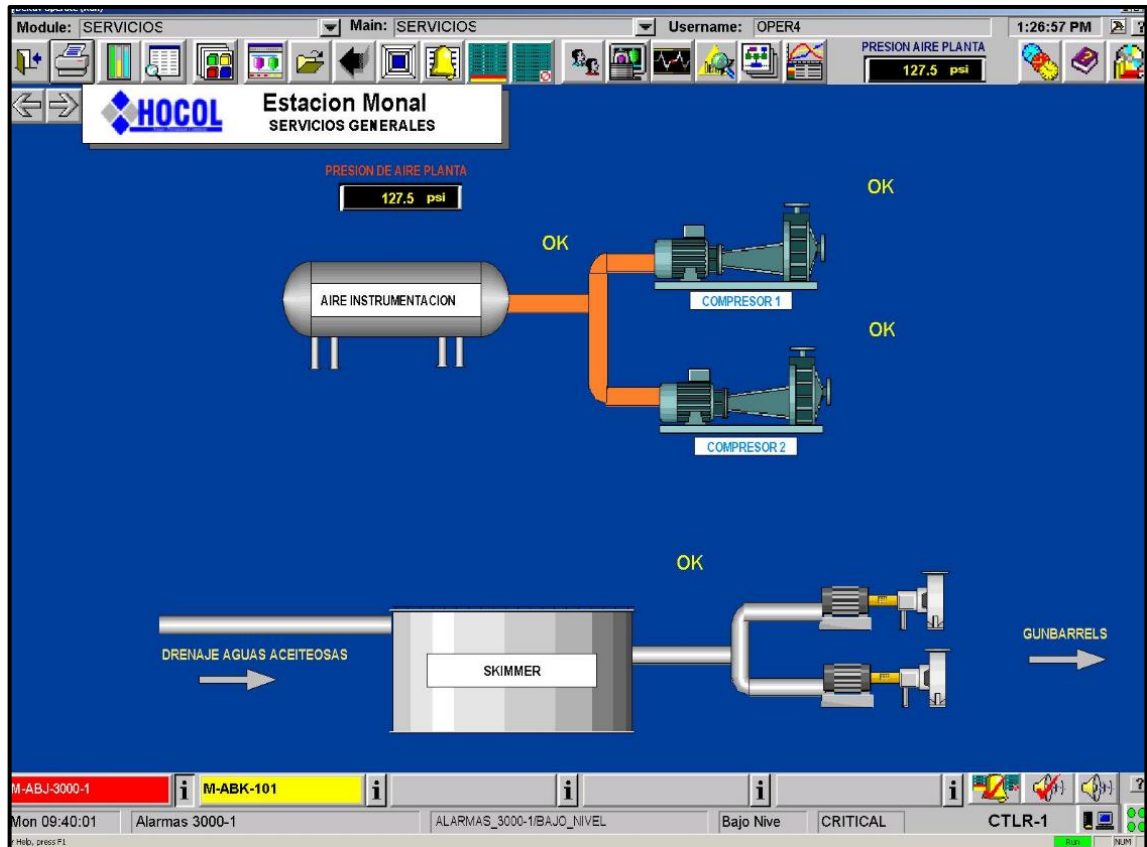
**Figura 79. Pantalla bombas de transferencia de crudo**



### 15.3.2.17. Pantalla “servicios generales”

Esta muestra el estado de los servicios generales de la planta, tales como el estado de los compresores de aire industrial, alarmas por alta y baja presión sistema de aire industrial.

**Figura 80. Pantalla de servicios adicionales**



Condiciones anormales de operación:

- Alto nivel Skimmer
- Falla Compresor 1
- Falla Compresor 2

- Baja presión aire de instrumentación
- Interruptor Abierto

## 16. CONCLUSIONES

- Se evidencia las falencias que existen en algunos de los principales equipos en cuanto a la tecnología que poseen ya que o son demasiado antiguos o están siendo mal operados.
- Al revisar la información de cada equipo y los factores relevantes en los procesos, se evidenciaron algunas malas prácticas que se vienen realizando producto de la falta de conocimiento e información.
- Con el desarrollo de los manuales de operación y consolidación de información de los equipos, se plantea un plan de entrenamiento a personal operativo basado en traspaso de conocimiento tanto de forma teórica como practica en la planta.
- En el desarrollo de las actividades necesarias para la implementación de los manuales de procedimiento se evidencio la dispersión que existe en la información, ya que si bien existen los archivos no existe una compilación de la misma.

- El conocimiento adquirido sobre las operaciones permite resolver problemas rutinarios y corregir las malas prácticas en las que se puede incurrir producto de la complejidad de la operación.

## BIBLIOGRAFÍA

CABARCAS, Manuel Facultad de ingenierías Fisico – Químicas. Escuela de ingeniería de Petroleos

DESCRIPCION DEL SISTEMA DELTA V, operación y mantenimiento [En línea]  
[Fecha de consulta: 10 de febrero de 2016] disponible

<http://www2.emersonprocess.com/eses/brands/deltav/differentiators/Pages/SystemOverview.aspx>

MONTAÑO, Agustin. Administración de la producción. México. Trillas, 1998, p: 315.