

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO



FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA

PROYECTO DE GRADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO EN  
INGENIERÍA ELECTRÓNICA

**“Determinación Objetiva de los Beneficios y Alcances de las  
Soluciones Tecnológicas en Tiempo Real aplicadas a la  
producción de petróleo en el Ecuador”**

FRANCISCO ALEJANDRO GARCÉS ARGUELLO  
FERNANDO AUGUSTO RUALES BASTIDAS

QUITO – ECUADOR

2005

# ***CERTIFICACIÓN***

*Certifico que el presente proyecto de grado para la obtención del título de Ingeniería Electrónica fue realizado en su totalidad por los señores Francisco Alejandro Garcés Arguello y Fernando Augusto Ruales Bastidas bajo nuestra dirección.*

---

*Sr. Ing. Hugo Ortiz*  
***DIRECTOR***

---

*Sr. Ing. Rodolfo Gordillo*  
***CODIRECTOR***

# ***AGRADECIMIENTO***

*Agradecemos de manera especial a las empresas Occidental Exploration and Production Company y Schlumberger Surencó S.A. y a su personal, que colaboraron de manera desinteresada en la elaboración de este proyecto.*

*A todas las personas que en el transcurso de nuestra vida estudiantil nos brindaron su apoyo.*

# ***DEDICATORIA***

*A nuestros padres y hermanos, por todo su apoyo.*

# ***PRÓLOGO***

*El presente proyecto trata sobre la tecnología en tiempo real aplicada en los procesos de producción en la industria del petróleo. Específicamente se analizan los sistemas multisensores Phoenix y Medidores Multifásicos como ejemplos de estas tecnologías, empleadas dentro de la empresa Occidental Exploration and Production Company.*

*El proyecto inicia con un reconocimiento técnico de las tecnologías y su forma de aplicación en los procesos. Se elabora una descripción detallada de su estructura y funcionamiento.*

*Posteriormente se hace un reconocimiento de la situación actual de estos sistemas en el campo de producción Eden-Yuturi, con el fin de determinar los niveles de aprovechamiento del sistema multisensor Phoenix y evaluar el desempeño de los Medidores Multifásicos dentro del campo de producción.*

*A continuación se detectan los problemas que alteran el normal funcionamiento de los Medidores Multifásicos dentro del campo de producción Eden-Yuturi y se proponen soluciones para mejorar el desempeño de los mismos. Con respecto a los sistemas multisensores Phoenix, se evaluó su nivel de uso en base a sus características tanto de Software como de Hardware.*

*Finalmente se elaboran conclusiones y recomendaciones que proporcionan parámetros importantes a ser considerados en las soluciones de los problemas detectados durante la elaboración de este proyecto.*

## ÍNDICE POR TEMAS

CAPÍTULO I.....	13
INTRODUCCIÓN.....	13
1. Determinación del proyecto .....	13
1.1 Resumen .....	13
1.2 Introducción.....	13
1.3 Planteamiento del problema .....	15
2. Objetivos.....	15
2.1 Objetivos generales .....	15
2.2 Objetivos específicos.....	15
CAPÍTULO II.....	17
ANTECEDENTES.....	17
2.1 Procesos de producción en la industria petrolera .....	17
2.1.1 Exploración.....	17
2.1.2 Perforación .....	17
2.1.3 Instalación de la tubería de revestimiento .....	19
2.1.4 Cementación .....	19
2.1.5 Completación de un pozo .....	20
2.1.5.1 Completación de agujero abierto.....	20
2.1.5.2 Completación convencional perforada.....	20
2.1.5.3 Completación de exclusión de arena.....	20
2.1.5.4 Completación de múltiples zonas.....	20
2.1.6 Producción .....	21
2.2 Elementos básicos de un pozo de producción de petróleo .....	22
2.2.1 Revestimiento .....	22
2.2.1.1 Revestimiento conductor .....	23
2.2.1.2 Revestimiento de superficie.....	23
2.2.1.3 Revestimiento intermedio.....	23
2.2.1.4 Liner Strings.....	23
2.2.1.5 Revestimiento de producción .....	24
2.2.2 Tubería de producción.....	24
2.2.3 Empacadura de producción .....	24
2.2.4 Cabeza de pozo.....	24
2.2.4.1 Cabeza del tubo de revestimiento.....	25
2.2.4.2 Cabeza del tubo de producción.....	25
2.2.5 Árbol de navidad .....	25
2.3 Levantamiento y tratamiento del pozo .....	26
CAPÍTULO III.....	27
TECNOLOGÍAS EN TIEMPO REAL .....	27
3.1 Introducción.....	27
3.2 Correcciones en tiempo real .....	28
3.3 Control activo de calidad de adquisición de datos .....	28
3.4 Características de las soluciones tecnológicas en tiempo real.....	29
3.5 Medidor de flujo multifásico tecnología vx .....	30
3.6 Sistemas multisensores phoenix.....	30
CAPÍTULO IV.....	31
MEDIDORES MULTIFÁSICOS.....	31
4.1 Introducción .....	31

4.2	Definiciones.....	31
4.2.1	Terminología relacionada al flujo multifásico: .....	31
4.2.2	Términos relacionados a metrología: .....	33
4.3	Fundamentos.....	34
4.3.1	Medición multifásica .....	34
4.3.1.1	Flujo multifásico.....	35
4.3.1.1.1	Regímenes de flujo verticales.....	38
4.3.1.1.2	Regímenes de flujo horizontales.....	39
4.4	Propiedades de presión volumen y temperatura (pvt).....	40
4.5	Aplicaciones de los medidores multifásicos.....	42
4.5.1	Pruebas de pozo .....	42
4.5.1.1	Pruebas convencionales de pozo. ....	42
4.5.1.2	Pruebas de pozo realizadas por medidores multifásicos. ....	43
4.5.1.3	Monitoreo continuo del comportamiento del pozo.....	43
4.5.2	Medición de la producción .....	44
4.5.2.1	Métodos convencionales de medición.....	45
4.5.2.2	Medición de producción con medidores multifásicos.....	45
4.5.2.3	Comparación de los medidores multifásicos con métodos convencionales....	45
4.6	Clasificación de los medidores multifásicos .....	46
4.6.1	Medidores de separación .....	46
4.6.2	Separación del flujo total.....	47
4.6.3	Separación en línea de prueba .....	47
4.6.4	Medidores en línea .....	48
4.6.5	Otras categorías de medidores.....	49
4.7	Incertidumbre en las mediciones .....	50
4.8	Medidor multifásico schlumberger (tecnología vx) .....	50
4.8.1	Descripción general .....	50
4.8.2	Descripción mecánica del medidor multifásico.....	51
4.8.2.1	Unidad Vénturi. ....	51
4.8.2.2	Caja de conexiones. ....	51
4.8.2.3	Transmisor de presión diferencial (DP). ....	51
4.8.2.4	Transmisor de presión de línea (PT). ....	52
4.8.2.5	Transmisor de temperatura (TT).....	52
4.8.2.6	Fuente radioactiva y su cubierta.....	52
4.8.2.7	Detector radiactivo y su cubierta.....	52
4.8.2.8	T ciega .....	53
4.8.2.9	Fuente radioactiva .....	54
4.8.2.9.1	Introducción.....	54
4.8.2.9.2	Fuente de Bario.....	54
4.8.2.9.2.1	Radiación externa.....	54
4.8.3	Instrumentación medidor multifásico.....	55
4.8.3.1	Transmisores.....	55
4.8.3.1.1	Computadora de adquisición de datos y Caja de conexiones.....	56
4.8.3.1.1.1	Especificaciones generales de la computadora de adquisición de datos.....	57
4.8.3.1.2	Transmisor de presión diferencial .....	57
4.8.3.1.3	Transmisor de presión .....	58
4.8.3.1.4	Transmisor de temperatura .....	58
4.8.4	Principio de medición.....	59
4.8.4.1	Cálculo del porcentaje de cada fase en el fluido. ....	60

4.8.4.2 Concepto del triángulo de solución.....	64
4.8.5 Principio vénturi.....	66
4.8.6 Toma de referencias del medidor.....	68
4.8.6.1 Toma de referencias en vacío.....	69
4.8.6.2 Toma de referencias con fluidos.....	69
4.8.7 Interfase serial.....	69
4.8.7.1 Introducción.....	69
4.8.7.2 Interfaz serial.....	70
4.8.7.3 Formato de datos.....	70
4.8.7.4 Peticiones de Modbus.....	71
4.8.7.4.1 Fecha y Hora.....	71
4.8.7.4.2 Establecimiento de fecha y hora.....	71
4.8.7.4.3 Obtención de fecha y hora.....	72
4.8.7.4.4 Relaciones de flujo y fracciones.....	73
4.8.7.4.5 Alarmas.....	74
4.8.7.4.6 Razones de flujo y fracciones en el área de registros 4X.....	75
4.8.7.4.7 Reseteo de valores acumulados.....	76
4.8.7.4.8 Pozos múltiples.....	77
4.8.7.4.9 Establecimiento de pozo activo.....	77
4.8.7.4.10 Lectura de un pozo activo.....	78
4.8.7.5 Configuración del puerto serial.....	79
4.8.7.5.1 Archivo ‘MODBUS.cfn’.....	79
4.8.7.5.2 Actualización del archivo “Modbus.cfn”.....	79
4.9 Manual de usuario del software service computer.....	80
4.9.1 Introducción.....	80
4.10 Ventajas y desventajas del medidor multifásico.....	81
4.10.1 Ventajas.....	81
4.10.2 Desventajas.....	81
CAPÍTULO V.....	82
SISTEMAS MULTISENORES PHOENIX.....	82
5.1 Sistemas de bombeo electrosumergible (esp).....	82
5.1.1 Componentes del sistema de bombeo electrosumergible.....	82
5.1.1.1 Bomba.....	83
5.1.1.2 Sección de Entrada o Intake.....	83
5.1.1.3 Motor.....	84
5.1.1.4 Protector.....	84
5.1.1.5 Cable de Potencia.....	84
5.2 Sistema multisensor phoenix.....	85
5.2.1 Panel de Superficie.....	85
5.2.1.1 Características.....	85
5.2.1.2 Alimentación.....	87
5.2.1.3 Memoria.....	87
5.2.1.4 Salidas Estándar.....	87
5.2.1.5 Entradas Estándar.....	88
5.2.1.6 Salidas de Alarmas y TRIPs.....	88
5.2.1.6.1 Protecciones de Alarmas y TRIPs.....	88
5.2.1.6.2 Definición del umbral de Alarmas y TRIP.....	89
5.2.1.7 Salidas Analógicas.....	90
5.2.1.8 Selección del tipo de salida.....	91
5.2.1.9 Escalamiento de las salidas.....	92

5.2.1.10 Entradas Analógicas.....	93
5.2.1.11 Archivo de eventos almacenados y memoria.....	95
5.2.1.12 Función de muestreo rápido.....	97
5.2.1.13 Comunicación entre el sensor de fondo y el panel de superficie.....	97
5.2.2 Configuración del Panel de Superficie.....	98
5.2.2.1 Clave de ingreso.....	98
5.2.2.2 Menú de Configuración (setup menu).....	98
5.2.2.3 Menú de Parámetros.....	99
5.2.2.3.1 Entradas Analógicas.....	100
5.2.2.3.2 Salidas Analógicas.....	101
5.2.2.4 Configuración del Panel.....	101
5.2.3 Puerto MODBUS.....	103
5.2.3.1 Indicadores de Estado.....	103
5.2.3.2 Configuración MODBUS.....	103
5.2.3.3 Implementación del Protocolo MODBUS.....	104
5.2.3.3.1 Definición maestro esclavo.....	104
5.2.3.3.2 Códigos de función usados.....	104
5.2.3.3.3 Flujo de información.....	104
5.2.3.3.4 Direcciones de registros.....	105
5.2.3.4 Información del pozo en formato de 48 bits.....	106
5.2.3.4.1 Parámetros medidos.....	107
5.2.4 Bobina de choque de superficie.....	108
5.2.4.1 Introducción.....	108
5.2.4.2 Selección de choke adecuado.....	110
5.2.4.2.1 Choke de fase en estrella.....	110
5.2.4.2.2 Choke de tres fases.....	111
5.2.5 Pruebas del ISP (Panel integrado de superficie).....	111
5.2.6 Herramienta multisensora de fondo.....	112
5.2.6.1 Introducción.....	112
5.2.6.2 Especificaciones.....	113
5.2.6.3 Precisión de los sensores.....	114
5.2.6.4 Conexión.....	114
5.2.6.5 Protección y monitoreo.....	115
5.2.6.5.1 Termocuplas de temperatura del motor.....	116
5.2.6.5.2 Protección de los equipos de bombeo sumergibles (ESP).....	116
5.2.6.5.2.1 Temperatura elevada de motor.....	116
5.2.6.5.2.1.1 Causas.....	116
5.2.6.5.2.1.2 Posibles efectos en la producción.....	117
5.2.6.5.2.1.2.1 Operación fuera del rango de diseño de la ESP.....	117
5.2.6.5.2.1.2.2 Efectos en el pozo.....	117
5.2.6.5.2.1.3 Parámetros de protección del ISP.....	118
5.2.6.5.2.2 Temperatura elevada de intake.....	119
5.2.6.5.2.2.1 Causas.....	119
5.2.6.5.2.2.2 Posibles efectos en la producción.....	119
5.2.6.5.2.2.2.2 Efectos en el pozo.....	119
5.2.6.5.2.2.3 Parámetros de protección del ISP.....	120
5.2.6.5.2.3 Baja razón de flujo de fondo.....	121
5.2.6.5.2.3.1 Causas.....	121
5.2.6.5.2.3.2 Posibles efectos en el sistema de producción.....	121
5.2.6.5.2.3.2.1 Efectos en la ESP.....	121

5.2.6.5.2.3.2.2 Efectos en el pozo.....	122
5.2.6.5.2.3.3 Parámetros de protección del ISP.....	122
5.2.6.5.2.4 Alta razón de flujo de fondo.....	123
5.2.6.5.2.4.1 Causas.....	123
5.2.6.5.2.4.2 Posibles efectos en el sistema de producción.....	124
5.2.6.5.2.4.2.1 Efectos en la ESP.....	124
5.2.6.5.2.4.2.2 Efectos en el pozo.....	124
5.2.6.5.2.4.3 Parámetros de protección del ISP.....	125
5.2.6.5.2.5 Baja presión de intake.....	125
5.2.6.5.2.5.1 Causas.....	125
5.2.6.5.2.5.2 Posibles efectos en el sistema de producción.....	125
5.2.6.5.2.5.2.1 Efectos en la ESP.....	125
5.2.6.5.2.5.2.2 Efectos en el pozo.....	126
5.2.6.5.2.5.3 Parámetros de protección del ISP.....	126
5.2.6.5.2.6 Alta presión de intake.....	127
5.2.6.5.2.6.1 Causas.....	127
5.2.6.5.2.6.2 Posibles efectos en la producción.....	127
5.2.6.5.2.6.2.1 Operación fuera del rango de diseño de la ESP.....	127
5.2.6.5.2.6.2.2 Efectos en el pozo.....	128
5.2.6.5.2.6.3 Parámetros de protección del ISP.....	128
5.2.6.5.2.7 Baja presión de descarga.....	130
5.2.6.5.2.7.1 Causas.....	130
5.2.6.5.2.7.2 Posibles efectos en la producción.....	130
5.2.6.5.2.7.2.1 Efectos en la ESP.....	130
5.2.6.5.2.7.2.2 Efectos en el pozo.....	130
5.2.6.5.2.7.3 Parámetros de protección del ISP.....	131
5.2.6.5.2.8 Alta presión de descarga.....	132
5.2.6.5.2.8.1 Causas.....	132
5.2.6.5.2.8.2 Posibles efectos en la producción.....	132
5.2.6.5.2.8.2.1 Operación fuera del rango de diseño de la ESP.....	132
5.2.6.5.2.8.2.2 Efectos en el pozo.....	133
5.2.6.5.2.8.3 Parámetros de protección del ISP.....	133
5.2.6.5.2.9 Alta vibración.....	134
5.2.6.5.2.9.1 Causas.....	135
5.2.6.5.2.9.2 Posibles efectos en el sistema de producción.....	135
5.2.6.5.2.9.2.1 Efectos en la ESP.....	135
5.2.6.5.2.9.2.2 Efectos en el pozo.....	135
5.2.6.5.2.9.3 Parámetros de protección del ISP.....	136
5.2.6.5.2.10 Fuga elevada de corriente.....	136
5.2.6.5.2.10.1 Causas.....	136
5.2.6.5.2.10.2 Posibles efectos en la producción.....	137
5.2.6.5.2.10.2.1 Operación debajo de los rangos de diseño de la ESP.....	137
5.2.6.5.2.10.2.2 Efectos en el pozo.....	138
5.2.6.5.2.10.3 Parámetros de protección del ISP.....	138
5.3 Ventajas y desventajas del sistema phoenix.....	139
5.3.1 Ventajas.....	139
5.3.2 Desventajas.....	139
CAPÍTULO VI.....	140
EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LAS TECNOLOGÍAS EN TIEMPO REAL..	140
6.1 Procesos de producción en occidental.....	140

6.1.1 Producción .....	141
6.1.2 Separación .....	141
6.1.3 Transporte.....	141
6.2 Medidores multifásicos .....	143
6.2.1 Instalaciones físicas de los medidores multifásicos .....	143
6.2.2 Instalaciones de comunicaciones.....	143
6.2.3 Información proporcionada por el medidor multifásico (MPFM).....	145
6.3 Sistemas phoenix.....	148
6.3.1 Instalaciones físicas de los multisensores en el campo .....	148
6.3.1.1 Entradas y salidas analógicas.....	151
6.3.2 Instalaciones de comunicación.....	151
6.3.3 Información proporcionada por el sistema multisensor Phoenix .....	154
6.4 Niveles actuales de aceptación de las soluciones en tiempo real prestadas por schlumberger surenco s.a. a occidental .....	158
6.5 Comparación de los resultados obtenidos en la investigación con las expectativas de schlumberger surenco s.a.....	161
6.6 Determinación de los niveles de aprovechamiento de las soluciones en tiempo real en las aplicaciones de occidental.....	162
6.6.1 Hardware .....	163
6.6.1.1 Salidas digitales.....	163
6.6.1.2 Salidas y entradas analógicas.....	164
6.6.2 Manejo de información.....	164
6.6.2.1 Información Proporcionada.....	164
6.6.2.2 Almacenamiento de la información.....	164
6.6.2.3 Comunicación.....	165
CAPÍTULO VII.....	166
SOLUCIONES DE INGENIERÍA.....	166
7.1 Introducción.....	166
7.1.1 Problemas de medición.....	166
7.1.2 Problemas en la administración y el manejo del medidor .....	166
7.2 Planteamiento de soluciones.....	167
7.2.1 Efecto de la arena en la medición del MPFM .....	167
7.2.1.1 Introducción.....	167
7.2.1.2 Inyección de arena.....	168
7.2.1.2.1 Análisis del comportamiento de los medidores multifásicos ante la presencia de arena.....	168
7.2.1.2.1.1 Resumen.....	168
7.2.1.2.1.2 Antecedentes.....	168
7.2.1.2.1.3 Objetivos.....	169
7.2.1.2.1.4 Procedimiento.....	169
7.2.1.2.1.5 Resultados 05/04/2005 .....	171
7.2.1.2.1.6 Resultados 06/04/2005 .....	172
7.2.1.2.1.6 Conclusiones.....	173
7.2.2 Modelo de cálculos matemáticos usado para cuantificar las fracciones de fluido en el medidor multifásico .....	173
7.2.2.1 Cálculo del error.....	175
Conclusión.....	184
7.2.3 Comportamiento del BSW en los pozos del PAD F.....	184
7.2.3.1 Análisis de la información.....	188
7.2.3.2 Conclusiones.....	188

7.2.4 Cambios en las características del fluido.....	189
7.2.4.1 Efectos de los cambios de salinidad.....	189
7.2.4.2 Análisis de la variación de la salinidad de los pozos en base a los datos de laboratorio.....	190
7.2.5 Cambios en las condiciones del reservorio.....	196
7.2.5.1 Conclusiones.....	197
7.2.6 Comportamiento del medidor multifásico ante una completación inteligente.....	198
7.2.7 Toma de referencias del medidor.....	198
7.2.7.1 Observaciones y recomendaciones.....	199
7.2.8 Análisis comparativo entre producción real y producción estimada por datos de laboratorio y medidor multifásico.....	200
7.2.8.1 Conclusiones.....	204
CAPÍTULO VIII.....	205
CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS DE LOS SISTEMAS.....	205
8.1 Introducción.....	205
8.2 Beneficios económicos aportados por las tecnologías en tiempo real.....	205
8.2.1 Medidor Multifásico.....	205
8.2.1.1 Características económicas de un separador de pruebas.....	205
8.2.1.2 Características económicas de un medidor multifásico.....	206
8.2.2 Sistemas de monitoreo Phoenix.....	208
CAPITULO IX.....	209
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	209
9.1 Conclusiones.....	209
9.2 Recomendaciones.....	212
BIBLIOGRFÍA.....	213
Anexo A.....	215
Anexo B.....	217
Anexo C.....	219
Anexo D.....	221
Anexo E.....	227
Anexo E (II).....	229
Anexo F.....	231
Anexo G.....	252
Anexo H.....	264
Anexo I.....	273
INDICE DE TABLAS.....	275
INDICE DE FIGURAS.....	277
INDICE DE ECUACIONES.....	280
GLOSARIO.....	281

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1. DETERMINACIÓN DEL PROYECTO

#### 1.1 Resumen

El propósito del presente trabajo es realizar un estudio de ingeniería aplicado a la solución de problemas operativos de los usuarios de la tecnología de Schlumberger. Se plantea estudiar la transmisión de información en tiempo real con el fin de optimizar la producción y los procesos de producción de la operadora. En aquellas soluciones donde existan experiencias de campo se analizará el nivel de éxito alcanzado, se determinarán criterios de evaluación objetivos (benchmarking) y se cuantificará el beneficio en cada caso. Entre los objetivos de este proyecto consta identificar y proponer alternativas para mejorar el nivel de aceptación del usuario. Se elaborará un estudio del nivel de aceptación y conformidad en el caso de una operadora hacia las soluciones tecnológicas proporcionadas por Schlumberger, específicamente en Medidores Multifásicos y sistemas Phoenix. En todos los casos los objetivos se cumplirán mediante experiencias de campo.

#### 1.2 Introducción

Las soluciones en tiempo real presentan un importante atractivo en la industria en general y en particular en la del petróleo debido a su requerimiento de tecnología de punta para cumplir con sus metas de eficiencia con bajo o nulo impacto ambiental. Los proyectos de monitoreo y optimización en tiempo real han resultado en incrementos substanciales en la producción de petróleo por pozo al minimizar los tiempos no productivos de los equipos de levantamiento artificial. Se ha podido además identificar condiciones de riesgo para las unidades de bombeo electro-sumergibles instaladas en los pozos, las cuales de no ser

---

atendidas oportunamente hubieran resultado en la pérdida de la unidad, incurriendo en un importante costo de reemplazo y pérdidas por diferir la producción. El monitoreo remoto permanente combinado con el análisis y conocimiento del yacimiento ha posibilitado identificar oportunidades para el incremento de producción al facilitar a los expertos evaluar un considerable número de pozos de manera efectiva y rápida. Existen además una serie de beneficios intangibles importantes aportados por la nueva tecnología como el poder acceder de forma inmediata a los datos del pozo, eliminar la necesidad tanto de mantener personal en tareas repetitivas como de recorrer los pozos únicamente para verificar el normal funcionamiento de los equipos e instalaciones de producción. Similarmente, en el área de medición y control de la producción, es posible tener control en tiempo real mediante la nueva generación de medidores multifásicos de flujo con tecnología Vx<sup>(1)</sup>, lo cual incorpora un nuevo concepto en la ingeniería de producción como es el control de la producción de manera remota, que no sería factible sin el aporte de la ingeniería electrónica, la que ha venido a revolucionar la industria en general.

Sin embargo, los beneficios de esta tecnología todavía no se materializan de manera efectiva en el país, por una serie de causas que son motivo de este estudio. Se adelanta que algunas razones tienen relación con el ambiente regulador de la actividad hidrocarburífera, mientras que otras con razones de idiosincrasia de la comunidad técnica propias de nuestro medio. Tecnologías como el medidor multifásico y el monitoreo remoto permanente no son necesariamente evolutivas sino más bien revolucionarias, las cuales típicamente requieren de un proceso de aceptación más amplio. Estos sistemas desafían el desarrollo evolutivo de la tecnología por lo que presentan el “reto del cambio” para el usuario potencial.

En el ámbito personal, con este trabajo investigativo se propone una forma diferente de preparar una tesis para la obtención del Título de Ingeniero Electrónico, al trabajar en un caso de la industria actual lo que requiere un esfuerzo en equipo en donde se llega a sobreponer tareas cumplidas por ingenieros de diferentes especializaciones con el fin de sacar un producto de calidad.

---

1. Vx es una marca registrada de Schlumberger

### **1.3 Planteamiento del problema**

Es evidente que la aceptación de las soluciones tecnológicas en tiempo real no ha tenido la misma acogida en nuestro país que en otras partes del mundo con condiciones similares a las nuestras, este proyecto pretende encontrar vías que permitan identificar soluciones para este problema. Por otro lado el interés de la Operadora es el de optimizar los niveles de rendimiento de las tecnologías proporcionadas por Schlumberger a la vez de colaborar para el mejoramiento de los niveles de calidad en la prestación de servicios. De lo expuesto se manifiesta que el problema objeto de estudio queda formulado de la siguiente forma:

¿Cómo mejorar los niveles de aceptación de las tecnologías en tiempo real prestadas por Schlumberger, e incrementar el rendimiento y conformidad con los servicios recibidos por parte de la/las Operadoras en el País?

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1 Objetivos generales**

- Diagnosticar la aceptación de la Operadora hacia las soluciones en tiempo real.
- Plantear soluciones de ingeniería para mejorar los niveles de aceptación de las soluciones en tiempo real.

### **2.2 Objetivos específicos**

- Aprender acerca de los procesos de producción de la industria petrolera nacional.
  - Conocer acerca de la tecnología en tiempo real.
  - Determinar ventajas y desventajas de las soluciones tecnológicas en tiempo real.
  - Identificar el nivel de aceptación de las soluciones en tiempo real por parte de la Operadora escogida como muestreo.
  - Determinar los niveles de rendimiento de las tecnologías en tiempo real proporcionadas por Schlumberger a la Operadora.
  - Definir las causas por las cuales estas tecnologías no han alcanzado los niveles de éxito esperados.
-

- Cuantificar de manera objetiva los beneficios económicos aportados por las tecnologías en tiempo real.
  - Investigar las limitaciones regulatorias para una mejor acogida de esta tecnología
  - Proponer soluciones de ingeniería para mejorar los niveles de aceptación.
  - Fundamentar la investigación realizada en este proyecto.
-

## CAPÍTULO II

### ANTECEDENTES

#### 2.1 PROCESOS DE PRODUCCIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA

##### 2.1.1 Exploración <sup>(2)</sup>

La exploración se inicia con la búsqueda de una estructura geológica capaz de almacenar el hidrocarburo, es decir un tipo de yacimiento que sea lo suficientemente porosa como para almacenar una cantidad considerable de petróleo. Estas estructuras deben ser aisladas por capas de roca impermeable que cubre la roca reservorio. Este análisis se realiza por medio de estudios cartográficos del lugar y sondeos geológicos. Los sondeos geológicos se realizan por medio de técnicas de prospección sísmica, que estudian la reflexión y refracción de las ondas sonoras a través de la corteza terrestre y arrojan datos sobre la estructura e interrelación de las distintas capas geológicas subterráneas. Esta técnica consiste en producir vibraciones sísmicas de frecuencia determinada llamadas ondas de corte que atraviesan las capas de la corteza con el fin determinar la estructura de las capas subterráneas. Una red de geófonos <sup>(3)</sup> o medidores sísmicos miden el tiempo de regreso de las ondas y determinan el tipo de roca que han atravesado de acuerdo al tiempo de retardo de cada onda.

##### 2.1.2 Perforación <sup>(4)</sup>

No existe ningún análisis que determine de forma certera la presencia de petróleo en una formación, la única forma es perforar un pozos hasta las formaciones que indican los mapas sísmicos. Para la perforación de los pozos el método rotatorio es el más utilizado y en su proceso se requiere de una torre y tubería que se van enroscando a medida que avanza la perforación. En este tipo de perforación, una torre sostiene la sarta de perforación que está formada por una serie de tubos acoplados. Esta sarta gira al estar unida al banco

---

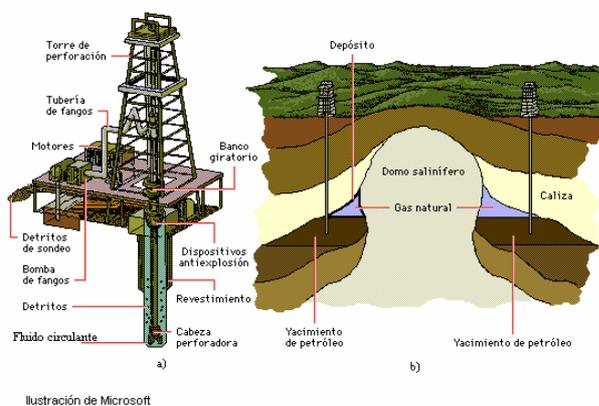
2. Información obtenida de la página [www.ingenieroambiental.com](http://www.ingenieroambiental.com)

3. Geófono: aparato usado en geología para adquirir una onda sísmica de frecuencia acústica

4. Información obtenida de la página [www.ingenieroambiental.com](http://www.ingenieroambiental.com)

giratorio situado en la mesa de la torre. La potencia de giro puede variar desde unos 200 HP hasta 2000 HP dependiendo del equipo de perforación. La broca de perforación llamada barrena se halla ubicada en el extremo de la sarta de perforación.

Mientras se perfora se inyecta un líquido denominado lodo de perforación por el interior de los tubos a altas presiones, el cual sale por unos orificios que tiene la barrena y regresa a la superficie por el espacio existente entre las paredes del pozo y la tubería de perforación. Esta circulación de lodo, a más de enfriar y lubricar la barrena, retira del fondo del pozo los trozos de roca triturados. El lodo cuando está convenientemente preparado también cumple otras funciones como la de evitar que los pedazos de roca cortados caigan al fondo, pues podrían atascar la barrena. También evita que las paredes del pozo se derrumben a lo largo de grandes zonas. La presión a la que es inyectado el lodo de perforación evita que el petróleo y el gas se escapen cuando llegan a ser liberados por la barrena en el interior del pozo mientras la perforación va ejecutándose con lo que se logra mantener bajo control el pozo hasta el momento de completarlo.



**Figura 2. 1 a) Torre de perforación de petróleo. b) Yacimiento de petróleo**

En la ilustración 2.1. a, bajo el banco giratorio, se ubican una serie de tuberías que son empleadas en la torre de perforación rotatoria, llamadas sarta de perforación, para acceder al yacimiento de petróleo. El banco giratorio hace girar la sarta que está sostenida por la torre. A medida que el taladro penetra en la roca, un fluido similar al fango retira los detritos de perforación. En la ilustración 2.1 b se muestra también un yacimiento atrapado entre una capa de roca no porosa y un domo salino.

### 2.1.3 Instalación de la tubería de revestimiento <sup>(5)</sup>

Luego de terminada cada etapa de perforación del pozo se baja la tubería de revestimiento hasta el fondo, para evitar que las paredes del pozo se desmoronen y se produzcan surgencias de petróleo, agua o gas. Para ello se introducen en el pozo tubos que se van enroscando sucesivamente hasta alcanzar la profundidad deseada. Esta tubería es fijada a las paredes del pozo mediante un proceso llamado cementación y consiste en la inyección de cemento con características especiales a través del “casing”, el cemento llena el espacio entre las paredes del pozo y la tubería revestidora fijando solidamente toda la columna. Los tipos de revestimiento utilizados dependen de las características del pozo tales como diámetros, presiones y temperaturas.

### 2.1.4 Cementación <sup>(6)</sup>

Una vez se ha introducido en el pozo la tubería revestidora, ésta se halla rodeada y llena del lodo de perforación. Para cementarla se introduce, primero en la parte superior de la tubería, un artefacto llamado tapón inferior y en seguida se atornilla el cabezal de cementación. A través de este cabezal se bombea la lechada de cemento que es una mezcla de cemento puro, agua y químicos de tratamiento, esta lechada baja por la tubería empujando al mismo tiempo el tapón inferior. El objetivo de este tapón es evitar la contaminación del cemento con el lodo que lo separa. Cuando ha sido bombeada la cantidad de cemento líquido calculado, se inserta un nuevo tapón llamado tapón superior. Se instala nuevamente el cabezal y entonces se bombea lodo dentro de la tubería revestidora para desplazar la columna de cemento hacia abajo.

Cuando el tapón inferior choca con un dispositivo llamado cuello flotador, ubicado cerca del fondo de la tubería revestidora, mediante presión se hace que el cemento líquido atraviese el tapón y también que salga por el fondo de la tubería y ascienda por el espacio anular entre la tubería revestidora y las paredes del pozo. Cuando el tapón superior se superpone al tapón inferior, se forma un solo obstáculo al movimiento de los líquidos y se para el equipo de bombeo en la superficie. El cemento llena un pequeño espacio en el fondo de la tubería y el espacio anular entre la tubería revestidora y las paredes del pozo, en una longitud que depende de la cantidad de cemento usada. Se deja fraguar entre 48 a 72 horas.

---

5. Información obtenida de la página [www.br-energy.com/completion.html](http://www.br-energy.com/completion.html)

6. Información obtenida de la página [www.br-energy.com/completion.html](http://www.br-energy.com/completion.html)

### 2.1.5 Completación de un pozo <sup>(7)</sup>

Por terminación de un pozo se entiende el período que va desde el momento en que culmina la perforación hasta la instalación en el pozo del equipo que lo pondrá a producir. En esencia, la terminación consiste en decidir, dadas las características de la formación, la forma de hacer llegar a producir los hidrocarburos a superficie. Existen algunos tipos de completaciones, entre ellas se mencionan las siguientes:

**2.1.5.1 Completación de agujero abierto.** Es el tipo de completación permanente más básico y se usa en formaciones en las cuales es muy difícil excavar. Consiste en simplemente descender la tubería hacia la formación petrolífera dejando el extremo de la tubería abierta sin ningún otro filtro protector.

**2.1.5.2 Completación convencional perforada.** Consiste en perforar el revestimiento de producción descrito en la sección anterior para permitir el paso de la formación de los fluidos desde la formación hacia el pozo. El procedimiento para perforar el extremo de la tubería involucra el uso de explosivos diseñados para hacer pequeños agujeros a través de la tubería, cemento o cualquier otra barrera entre la formación y el pozo. En el pasado se usaba el torpedeamiento que consiste en hacer descender dentro del pozo un cable eléctrico con un aparejo especial que contiene balas de acero con explosivos que se disparan eléctricamente y penetran a través de la tubería revestidora y el cemento, hasta las areniscas petrolíferas.

**2.1.5.3 Completación de exclusión de arena.** Es una completación permanente usada en yacimientos en donde la formación tiene grandes cantidades de arena libre. Se pretende evitar que la arena se filtre en la tubería de producción y cause problemas de erosión y acumulación de sedimentos. Para ello se utilizan usualmente sistemas de filtrado los cuales también pueden ser usados en los dos tipos de completación anteriores.

**2.1.5.4 Completación de múltiples zonas.** Es un tipo de completación en la cual los hidrocarburos de dos o más formaciones atravesadas por pueden ser producidas

---

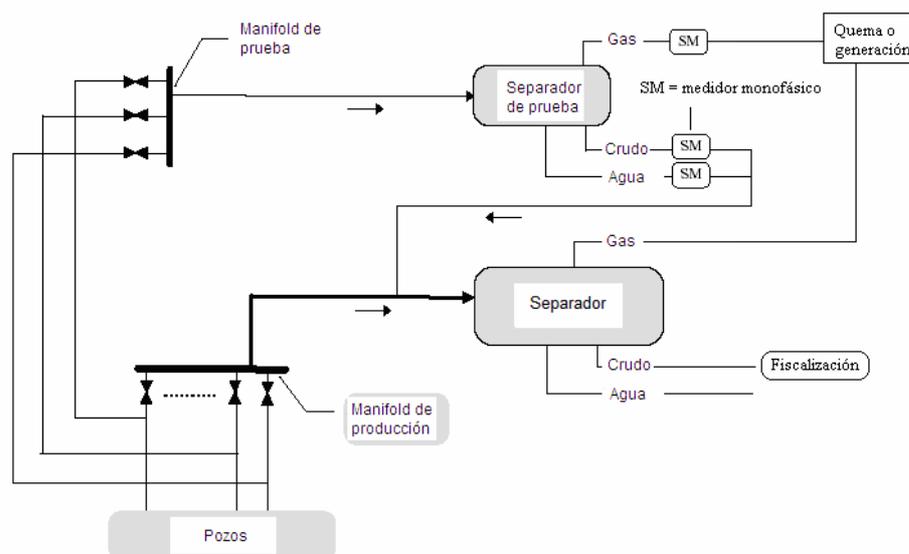
7. Información obtenida de la página [www.br-energy.com/completion.html](http://www.br-energy.com/completion.html)

simultáneamente. Sin embargo es complejo lograr una separación completa para la producción de los dos reservorios ya que las distintas formaciones pueden encontrarse muy cerca una de otra, produciendo filtraciones en el pozo. Cuando es necesario separar diferentes completaciones se utiliza elementos de sello resistentes (packers).

### 2.1.6 Producción <sup>(8)</sup>

El propósito de un sistema de producción es el extraer el fluido del yacimiento a la superficie y separarlo en sus tres fases: petróleo, gas y agua. El petróleo y gas son tratados para su transporte y venta mientras que el agua entra a un proceso de acondicionamiento para su posterior manejo. Los elementos mecánicos básicos de un sistema de producción son:

- El Pozo
- Líneas de flujo
- Manifold
- Separadores y equipo de procesamiento
- Instrumental de medición
- Depósitos de almacenamiento.



**Figura 2. 2 Sistema de producción básico**

En la ilustración 2.2 se muestra un sistema de producción simple con dos separadores, uno de producción y uno de prueba, instalados en paralelo.

## 2.2 ELEMENTOS BÁSICOS DE UN POZO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO <sup>(9)</sup>

En el esquema 2.3 mostrado a continuación se aprecia los elementos básicos de un pozo de flujo natural. Los elementos más relevantes incluyen (1) revestimiento de producción “production casing”, (2) el tubo de producción, (3) empacaduras de aislamiento, (4) cabeza de pozo y (5) árbol de navidad.

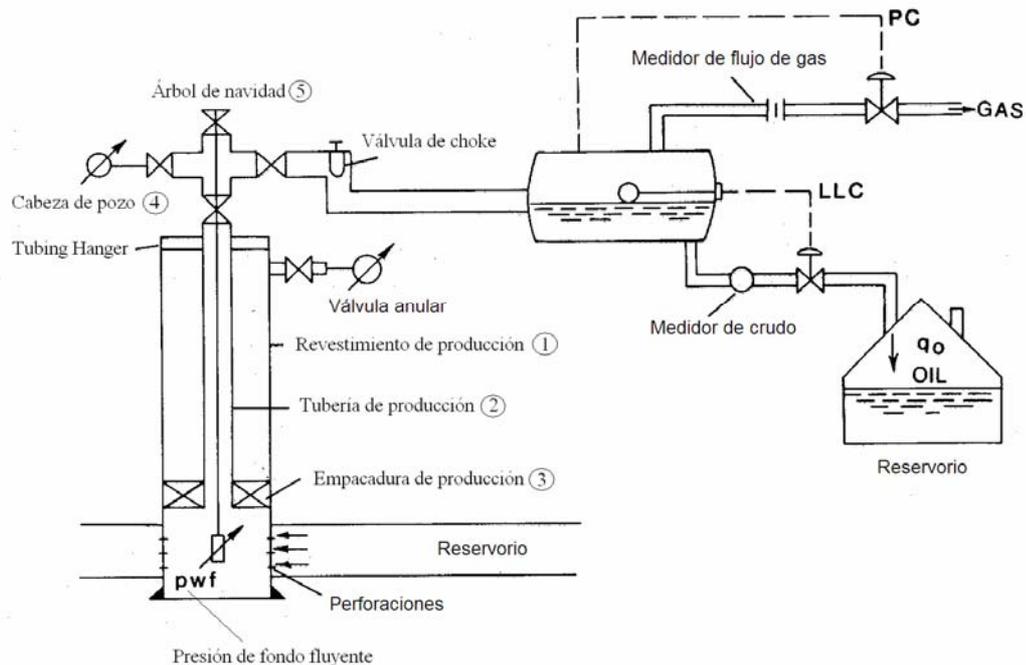


Figura 2. 3 Pozo de flujo natural

### 2.2.1 Revestimiento

El Revestimiento de un pozo es muy importante en la completación del mismo ya que a más de fortalecer el hoyo perforado permite que los hidrocarburos sean extraídos sin mezclarse con otro tipo de fluidos y materiales encontrados en las capas subterráneas. También permite al pozo ser sellado desde el tope y prevenir con esto que el pozo alcance niveles peligrosos de presión. Hay diferentes tipos y diámetros de tuberías de revestimiento en un mismo pozo y son:

- Revestimiento conductor
- Revestimiento de superficie
- Revestimiento intermedio
- Liner String

- Revestimiento de producción

**2.2.1.1 Revestimiento conductor.** Se instala al inicio, usualmente antes de la llegada del equipo de perforación. El hoyo para el revestimiento conductor es el más ancho y usualmente mide entre 7 a 15 metros de largo por 40 a 50cm de diámetro y es instalado para iniciar la perforación. El revestimiento conductor es cementado antes de que la perforación de inicio.

**2.2.1.2 Revestimiento de superficie.** Es el siguiente tipo de revestimiento a ser instalado variando entre 100 hasta 700 metros de profundidad y su diámetro es menor que el del revestimiento conductor. Su principal objetivo es el de proteger las fuentes de agua dulce o depósitos que se encuentren cerca de la superficie del pozo de posibles contaminantes con hidrocarburos. También ayuda a los lodos de perforación a encontrar una vía hacia la superficie y ayuda a proteger a la barrena en la perforación. Este revestimiento al igual que el anterior es cementado para sujetar la tubería y aislar los niveles freáticos superficiales, evitando la contaminación de fuentes de agua.

**2.2.1.3 Revestimiento intermedio.** Usualmente se trata del revestimiento de mayor longitud de un pozo, su propósito principal es minimizar los peligros que podrían causar las formaciones subterráneas a lo largo de la perforación, las cuales incluyen zonas de presiones anormales, formaciones subterráneas anómalas tales como depósitos de agua salina, etc. En muchas ocasiones cuando no se tiene constancia de tales formaciones anómalas el revestimiento intermedio es una seguridad para prevenir daños al pozo. Este revestimiento también es cementado al momento de su instalación para mejorar la protección.

**2.2.1.4 Liner Strings.** A veces se usan en lugar del revestimiento intermedio. Comúnmente se instalan desde el fondo de otro revestimiento hasta el área abierta del pozo. Sin embargo este tipo de revestimiento no es cementado y se suspende al revestimiento anterior. Este tipo de revestimiento es menos permanente que el intermedio.

---

**2.2.1.5 Revestimiento de producción.** Es instalado al final del pozo y es la sección más profunda del revestimiento de un pozo. Este es el revestimiento que proporciona un conducto desde la superficie del pozo hasta la formación de producción de petróleo. El diámetro del revestimiento de producción depende de muchos factores incluidos el equipo de levantamiento a ser usado, el número de sargas de completaciones requeridas y la posibilidad de profundizar el pozo en un momento posterior. Por ejemplo si se planea profundizar el pozo se debe considerar el ancho del revestimiento para que permita bajar un revestimiento adicional que proporcione las facilidades de extracción de hidrocarburos.

### **2.2.2 Tubería de producción**

Es la tubería por medio de la cual fluyen los hidrocarburos hacia la superficie en el proceso de la producción. Está formada por una serie de tubos enroscados uno a continuación de otro, que cuelgan del tubing hanger.

### **2.2.3 Empacadura de producción**

Es el elemento que en ciertas ocasiones se encarga de aislar la tubería de producción del espacio anular de la tubería de revestimiento. En completaciones donde se produce de más de una zona, este elemento es el encargado de aislar la producción de cada zona.

### **2.2.4 Cabeza de pozo**

La cabeza del pozo está formada por varias piezas instaladas en la entrada del pozo con el fin de regular y monitorear la extracción de petróleo. Esta unidad además evita el derramamiento de petróleo o gas natural fuera del pozo, previniendo además explosiones originadas por formaciones de alta presión. Formaciones caracterizadas por presiones altas, típicamente requieren cabezas de pozo que puedan resistir el escape de líquidos y gases. Las cabezas de pozos deben ser capaces de resistir presiones por encima de 2.000psi. La cabeza de pozo consiste en tres componentes: la cabeza del tubo de revestimiento, la cabeza del tubo de producción y el árbol de navidad.

---

**2.2.4.1 Cabeza del tubo de revestimiento.** La cabeza del tubo de revestimiento consiste en equipamientos pesados que provee un aislamiento entre el revestimiento de producción y la superficie. Este elemento sirve también para soportar el peso de la tubería de revestimiento de producción que se encuentra completamente introducida en el pozo. Esta pieza del equipamiento generalmente contiene mecanismos que aseguran el aislamiento entre la cabeza y la cobertura de producción.

**2.2.4.2 Cabeza del tubo de producción.** La cabeza del tubo de producción y el revestimiento de producción. La cabeza del tubo de producción esta diseñada para soportar el peso de la tubería, así como proveer conexiones para controlar el flujo de los fluidos del pozo con las instalaciones de superficie.

### 2.2.5 Árbol de navidad

El árbol de navidad es la pieza del equipamiento que calza en la parte superior del revestimiento de producción y la cabeza del tubo de producción. Este elemento contiene tubos y válvulas que sirven para controlar el flujo de producción. Por lo general este tiene varias ramas y su forma se asemeja a un árbol, por lo que se lo llama árbol de navidad. El árbol de navidad es la única parte visible de un pozo de producción y permite el monitoreo y control de la producción del pozo.

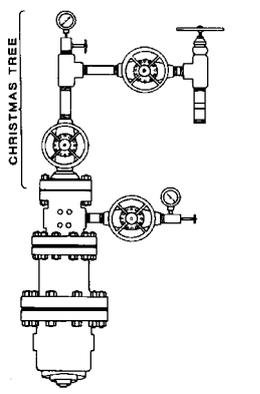


Figura 2. 4 Árbol de navidad

### **2.3 LEVANTAMIENTO Y TRATAMIENTO DEL POZO**

Una vez que un pozo se encuentra listo para la producción, el petróleo del yacimiento fluye por la tubería de producción debido a la diferencia de presión que existe en el yacimiento y el espacio dentro del pozo. Cuando la presión del reservorio es la suficiente para elevar el petróleo a la superficie, el pozo no necesita de ayuda para mantener el flujo de petróleo. La presión del gas disuelto en el petróleo es un factor muy importante en el flujo. Se dice que el pozo de esta manera produce por flujo natural.

Cuando la presión del yacimiento desciende, y la producción baja a un nivel antieconómico, entonces se debe ayudar al ascenso del petróleo mediante un medio artificial de producción. El método más usado en el país y el que será tratado en el temario de la tesis es el bombeo con equipo eléctrico sumergible.

*Bomba centrífuga con motor eléctrico sumergible.* Utiliza una bomba de paletas, accionada por un motor eléctrico. El conjunto se baja con la tubería de producción, y permite bombear grandes volúmenes.

---

## CAPÍTULO III

### TECNOLOGÍAS EN TIEMPO REAL <sup>(10)</sup>

#### 3.1 INTRODUCCIÓN

Las operaciones de producción están ganando en exactitud en lo referente a las primeras aproximaciones realizadas en los pozos gracias a la nueva tecnología que incorpora las mediciones a los sistemas integrados de producción en tiempo real. Esta tecnología también permite un modelamiento rápido en lo que respecta a las decisiones de inversión.

Para maximizar las inversiones económicas en producción, las compañías de petróleo y gas continuamente se esfuerzan en caracterizar la ubicación y extensión de las reservas. La introducción en 1995 de un sistema avanzado de registros basados en una plataforma integrada de sensores empleados en los procesos de producción, ha resultado en un cambio significativo en la capacidad de adquisición de datos, confiabilidad y eficiencia.

Usando la nueva tecnología, las herramientas de nueva generación proveen una caracterización mucho más completa de los reservorios in situ, abriendo un mundo nuevo de oportunidades para la localización e intervención de las reservas adicionales.

La evolución de la electrónica a provisto de mejor respuesta de las herramientas, mejor aplicación de las mismas en los pozos, mayor exactitud y correcciones en la evaluación en tiempo real, presentes en formatos claros y fáciles de interpretar ayudan a tomar decisiones más acertadas y con rapidez.

---

10. Información obtenida de la revista Oilfield Review, summer 1999, Schlumberger

Nuevas herramientas, métodos de calibración y técnicas de procesamiento, combinados con un sistema de control de calidad de adquisición de datos (data quality control) permite a los ingenieros monitorear las mediciones de las herramientas, monitorear las condiciones ambientales, validar los datos adquiridos y asegurarse de efectuar un análisis de alta calidad. En las operaciones, esto ahorra tiempo valioso al eliminar la necesidad de repetir pasos para la verificación de la adquisición de datos. Calibraciones más rápidas en los pozos, control de calidad, manejo ambiental, contribuyen a mejorar la eficiencia y a poner la información a ser evaluada en manos del operador de una manera más rápida. En la actualidad se puede notar un incremento en la eficiencia de las operaciones aún cuando las condiciones ambientales dificultan de manera gradual el proceso.

### **3.2 CORRECCIONES EN TIEMPO REAL**

Toda herramienta involucrada en el proceso de producción de petróleo sufre los efectos ambientales de una manera u otra, por eso las correcciones en tiempo real son esenciales para obtener información exacta en las manos del operador de manera eficiente. Algunos modelos son usados para predecir cada medición de acuerdo a la información acerca de las propiedades de la formación en estudio. Luego al comparar los resultados obtenidos con los de la predicción del modelo (proceso llamado inversión) se determinan las correcciones ambientales necesarias, tales como las efectuadas debido a la temperatura, presión, etc. Esta secuencia de pasos se realiza durante la adquisición de datos.

### **3.3 CONTROL ACTIVO DE CALIDAD DE ADQUISICIÓN DE DATOS**

Muchas preguntas surgen cuando las medidas parecen extrañas. Los datos generados pueden ser reales, pero ciertos parámetros de los fluidos de la formación tales como densidad de los fluidos, pueden parecer anormales. Esto lleva a considerar cuestiones tales como:

- Datos de entrada provenientes de formaciones inusuales
  - Fallas en el software
  - Calibración de la herramienta
  - Fallas en la herramienta
-

Un buen control de calidad de adquisición de los datos y la inclusión de las correcciones ambientales en tiempo real resuelve estas inquietudes al incluir los dos efectos en los datos obtenidos.

### **3.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS SOLUCIONES TECNOLÓGICAS EN TIEMPO REAL**

Entre las características de las soluciones en tiempo real se mencionan las siguientes:

- Nunca se tendrá una certeza total acerca de la información obtenida mediante los sensores, puesto que factores como errores en las comunicaciones o fallas en la calibración siempre estarán presentes.
- Se necesita una revisión y evaluación periódica de todo el sistema de adquisición y transmisión de datos para cerciorarse que la información obtenida sea la adecuada.
- El nivel de automatización que se alcanza con la implementación de estas tecnologías requiere de una gran inversión de tiempo y dinero.
- El nivel de automatización alcanzado gracias a la implementación de las tecnologías en tiempo real, mejora el manejo global de la producción al permitir tener acceso a la información necesaria en el momento requerido.
- Como resultado de la integración de la información se mejora el manejo de la producción.
- Los errores en el sistema se detectan de manera rápida.
- Se ahorran costos al eliminar procesos repetitivos.
- Permite un monitoreo en tiempo real de los problemas que de otra manera tomarían mucho tiempo en ser detectados y corregidos.
- Contribuyen a la automatización de algunos procesos en la producción.
- La precisión <sup>(11)</sup> de las mediciones automáticas es mayor que la del ojo humano, lo que aumenta la eficiencia al momento de procesar la información.
- Optimiza las inversiones económicas.

---

11. Precisión: medida de la repetibilidad de las mediciones

Entre los diversos tipos de tecnologías en tiempo real que se encuentran en el proceso de producción se mencionan los que van a ser estudiados en el documento:

- Medidor de flujo multifásicos
- Sistemas multisensores Phoenix

### **3.5 MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO TECNOLOGÍA V<sub>x</sub> <sup>(12)</sup>**

Este tipo de medidor se utiliza en el proceso de producción de petróleo y sirve para determinar las cantidades de petróleo, agua y gas provenientes de la formación. El principio de medición se basa en una fuente de energía nuclear (emisor) y un receptor de rayos gamma, con ello se evalúa el nivel de atenuación de energía debido al flujo multifásico (mezcla de petróleo, agua y gas) y se determina la cantidad de cada fase a una alta frecuencia de muestreo (45 Hz).

### **3.6 SISTEMAS MULTISENORES PHOENIX**

Este multisensor está ubicado en el fondo del pozo bajo el motor y se utiliza en el proceso de producción al igual que el anterior. Mediante estos multisensores se evalúan presiones y temperaturas tanto del fluido del pozo así como de las bombas. Estas mediciones proporcionan un diagnóstico de manera rápida y eficiente de las condiciones de operación del pozo en tiempo real que ayudan a tomar decisiones importantes en el momento en que se presentan los problemas.

---

12. Otros tipos de medidores multifásicos usan diferentes tipos de tecnología

## CAPÍTULO IV

### MEDIDORES MULTIFÁSICOS

#### 4.1 INTRODUCCIÓN <sup>(13)</sup>

La medición de flujo multifásico consiste en determinar la continua relación existente entre las distintas fases del fluido de un pozo (agua, aceite y gas) sin usar una separación previa y a condiciones de línea. La medición del flujo en la industria petrolera es una necesidad evidente. En este propósito se han empleado diversas tecnologías y los prototipos desarrollados han sido muy diversos en diseño y función. Solo en los últimos años la medición multifásica se ha convertido en una opción realista en la industria por lo que se espera que el número de usuarios de esta tecnología se incremente.

#### 4.2 DEFINICIONES <sup>(14)</sup>

Los términos definidos a continuación se han separado en dos categorías. Una sección define la terminología usada comúnmente que caracteriza el flujo multifásico. Otra sección define términos de metrología de utilidad en la caracterización de un medidor multifásico.

##### 4.2.1 Terminología relacionada al flujo multifásico:

*Emulsión:*

Mezcla coloidal de dos fluidos, el uno disperso en el otro a manera de finas gotas.

*Régimen de flujo:*

La geometría física presentada por un fluido multifásico en un conducto.

---

13. Información obtenida de Hand Book of Multiphase Metering, Schlumberger

14. Información obtenida de Hand Book of Multiphase Metering, Schlumberger

*Relación gas-líquido (GLR):*

Es la relación entre el volumen de gas producido, relativo al volumen total de líquido producido (petróleo y agua). Todos los volúmenes convertidos a condiciones estándar de presiones y temperaturas. Esto se muestra en la ecuación 4.1

$$GLR = \frac{Vol\_gas}{Vol\_total}$$

**Ecuación 4. 1 Relación gas líquido (GLR)**

*Relación gas-petróleo (GOR):*

Relación de flujo de volumen de gas, relativo al flujo de volumen de petróleo. Los dos convertidos a volúmenes en relaciones estándar de presión y temperatura.

*Fracción volumétrica de gas (GVF):*

Razón de flujo de volumen de gas, relativo a la razón de flujo de volumen multifásico a presión y temperatura en esa sección. La GVF se expresa normalmente como porcentaje.

*Hold-up:*

Relación del fluido líquido con respecto al fluido total.

*Fluido multifásico homogéneo:*

Flujo multifásico en el cual todas las fases son distribuidas de manera uniforme en el corte transversal del conducto cerrado. La composición es la misma en todos los puntos.

*Razón de flujo másico:*

La masa de fluido a través del corte transversal de un conducto por unidad de tiempo.

*Fluido Multifásico:*

Dos o más fases que fluyen simultáneamente a través de un conducto.

*Razón de flujo multifásico:*

La cantidad total de dos o tres fases de un flujo multifásico que fluye a través del corte transversal de un conducto por unidad de tiempo. La razón de flujo multifásico debe ser especificada como razón de flujo de volumen o razón de flujo másico multifásico.

*Velocidad de flujo multifásico:*

Velocidad de flujo de un fluido multifásico o razón de flujo volumétrico multifásico con respecto al corte transversal del tubo.

*Medidor de razón de flujo multifásico:*

Dispositivo para medir la razón de flujo de un fluido multifásico a través de un corte transversal de un conducto.

*Medidor multifásico:*

Dispositivo para medir las fracciones y flujos de petróleo, gas y agua de un fluido multifásico.

*Fase:*

Se refiere a uno de los constituyentes de una mezcla. En particular el término se refiere a petróleo, gas o agua en una mezcla de cualquiera de los tres.

*Corte de agua:*

La razón de flujo de volumen de agua relativa al total de la razón de flujo de volumen (petróleo y agua), las dos convertidas a volúmenes a presión y temperatura estándar. El corte de agua es normalmente expresado como porcentaje.

*Relación de agua en líquido (WLR):*

La razón de flujo de volumen de agua, relativa al total de la razón de flujo de volumen (agua y petróleo), a la presión y temperatura que prevalecen en dicha sección.

**4.2.2 Términos relacionados a metrología:***Exactitud:*

La cualidad que caracteriza la habilidad de un instrumento de medición para dar mediciones equivalentes al valor real de la cantidad medida. La expresión cuantitativa de este concepto puede ser expresada en términos de incertidumbre.

*Condiciones de uso:*

Condiciones que deben ser cumplidas para usar un instrumento de medida correctamente, considerando el diseño, construcción y propósito.

*Error de medida:*

Discrepancia entre el resultado de una medición y el valor real de la cantidad medida.

*Rango:*

El intervalo entre el valor más bajo y más alto medidos.

*Condiciones de referencia:*

Conjunto de rangos y valores que influyen y afectan al instrumento de medida.

---

*Repetibilidad:*

Expresión cuantitativa de la cercanía de los argumentos entre resultados de una medición sucesiva del mismo valor, llevada por el mismo método, el mismo observador, con los mismos instrumentos de medición, en la misma ubicación y en intervalos de tiempo apropiadamente cortos.

*Span:*

La diferencia algebraica entre el valor más bajo y el valor más alto especificado en el rango de operación del instrumento de medida.

*Incertidumbre de medición:*

Parte de la expresión del resultado de una medición que expresa el rango de valores entre los que el valor verdadero está estimado.

### 4.3 FUNDAMENTOS <sup>(15)</sup>

#### 4.3.1 Medición multifásica

Se entiende por flujo multifásico a aquel compuesto formado por más de una fase (petróleo, agua, gas). En un fluido multifásico el tipo de régimen de flujo dependerá de las cantidades relativas de gas y líquido, así como la presión y temperaturas de las fases. Una de las principales tareas en determinar la correlación de un fluido multifásico consiste en intentar predecir el tipo de fluido en el elemento diferencial de tubería por el que circula. Diferentes correlaciones caracterizarán los regímenes de flujo.

El estudio de los fluidos multifásicos para determinar sus propiedades y con ello tratar de correlacionar los datos de una manera útil toma mucho tiempo y se utiliza un sinnúmero de relaciones empíricas. Dependiendo del tipo de fluido presente en el tubo, la fricción se verá altamente afectada lo que ocasiona un cambio en el comportamiento del mismo. La diferencia de velocidad producida por esto se denomina “slip”<sup>(16)</sup> y es un factor importante a ser considerado en las correlaciones. Actualmente existen muchos tipos de correlaciones, pero se puede decir que ninguna es la mejor para todos los casos ya que cada una fue desarrollada bajo condiciones particulares y puede trabajar mejor en un cierto tipo de petróleo o una cierta composición de gas. Esto puede cambiar por el área geográfica o incluso en diferentes reservorios de un mismo campo. Es necesario anotar que los distintos

---

15. Información obtenida de Hand Book of Multiphase Metering, Schlumberger

16. Slip: diferencia de velocidades entre dos fases separadas dentro de una tubería

tipos de correlaciones están razonablemente cerca entre sí y que raramente pueden causar diferencias considerables (50% o más). Usualmente los resultados estarán en un rango del 10% entre diferentes tipos de correlaciones usadas.

Se debe considerar un término nuevo, el “Holdup”, que consiste en la relación entre el volumen de líquido total con respecto al volumen total del tubo (incluido el gas); esto se llama Holdup líquido y se muestra en la ecuación 4.2.

$$Holdup = \frac{L}{G + L}$$

**Ecuación 4. 2**

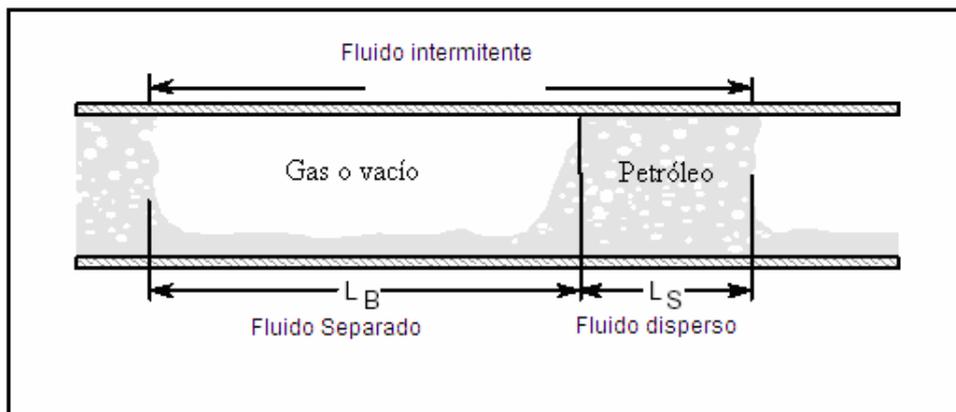
Una buena estimación del “Holdup” es crítica para determinar la densidad a ser usada en las correlaciones.

**4.3.1.1 Flujo multifásico.** El flujo multifásico es un fenómeno complejo, el cual es difícil de entender, predecir y modelar. Las características de los fluidos monofásicos tales como velocidad, turbulencia, etc., no son suficientes para describir la naturaleza de tales fluidos. Las estructuras de flujo son clasificadas en regímenes de flujo, cuyas características dependen de un número de parámetros. La distribución de las fases en el espacio y tiempo difiere para varios regímenes de flujo y usualmente no están bajo el control del diseñador u operador.

Los regímenes de flujo varían dependiendo de las condiciones de operación, propiedades del fluido, razón de flujo y orientación y geometría del tubo por el cual fluye. La transición entre diferentes regímenes de flujo puede ser un proceso gradual o espontáneo y no es fácil de determinar. La descripción de los regímenes de flujo es en cierto grado arbitraria y depende del observador y su interpretación. Los principales efectos involucrados en la formación de los diferentes regímenes de flujo son los efectos transientes, efectos geométricos, efectos hidrodinámicos y combinaciones de estos. Los

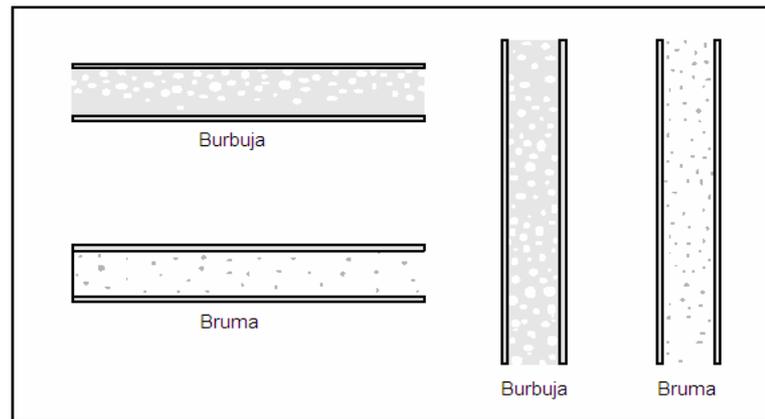
transientes ocurren como resultado de los cambios en las condiciones de frontera del sistema. Esto no tiene que ser confundido con la inestabilidad asociada a flujos intermitentes.

Los efectos geométricos ocurren debido a los cambios en la geometría de la tubería, inclinaciones, etc. En ausencia de estos dos fenómenos el régimen de estado permanente del fluido está enteramente determinado por las razones del fluido, propiedades, diámetro de la tubería. Tales regímenes de flujo son vistos como flujos en tuberías rectas y referidos como regímenes de flujos hidrodinámicos. Esto se encuentra típicamente en las cabezas de los pozos. Sin embargo todos los regímenes de flujo pueden ser agrupados en flujos dispersos, flujos separados o flujo intermitente que es la combinación de estos dos tal como se ve en la figura 4.1.



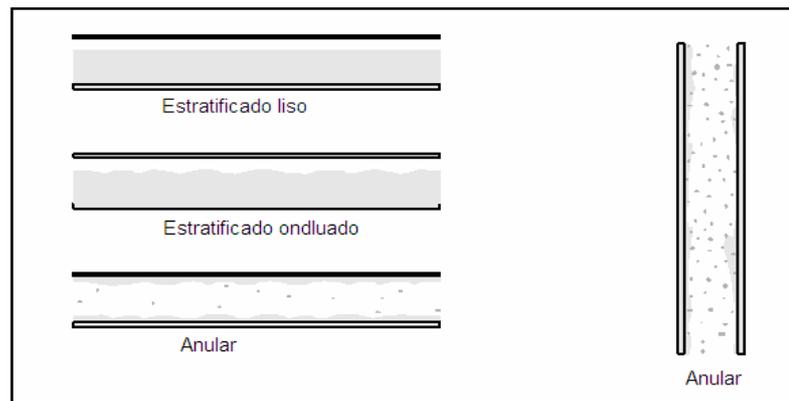
**Figura 4. 1 Régimen multifásico de flujo**

El flujo disperso se caracteriza por una distribución uniforme de la fase en las direcciones axial y radial. Ejemplos de este tipo de flujo son el burbujeante y brumoso mostrados en la figura 4.2.



**Figura 4. 2 Flujo disperso**

El flujo separado se caracteriza por una distribución no continua de las fases en la dirección radial y una distribución continua de fases en la dirección axial. Ejemplos de esta clase de flujos son el estratificado y anular mostrados en la figura 4.3.

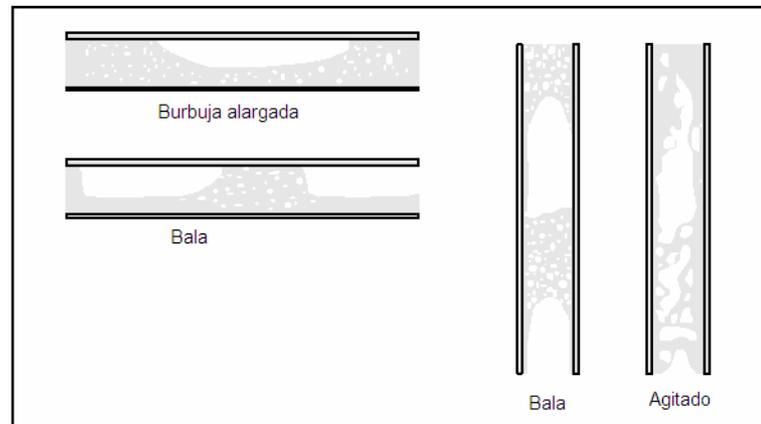


**Figura 4. 3 Flujo separado**

El flujo intermitente se caracteriza por ser no continuo en la dirección axial y por lo tanto exhibe comportamiento local inestable. Ejemplos de este flujo son de burbuja alargada, y agitado que se muestran en la figura 4.4.

Los regímenes de flujo mostrados en las figuras anteriores son todos hidrodinámicos de dos fases (gas y líquido). Los efectos causados por regímenes de flujo de interacciones

entre líquidos son significativamente menos pronunciados que aquellos producidos por interacciones entre gas y líquido.



**Figura 4. 4 Flujo intermitente**

En este contexto la porción líquido-líquido del fluido puede ser considerada como un flujo disperso. Sin embargo algunas propiedades de la mezcla líquido-líquido dependen de la razón volumétrica de los dos componentes.

**4.3.1.1.1 Regímenes de flujo verticales.** Todos los pozos de petróleo tienen flujos multifásicos a lo largo de su tubería. La presión al fondo del pozo baja a medida que sube el fluido a superficie, llegando a cierta profundidad a ser menor que la presión de punto de burbuja del petróleo, lo que produce una liberación del gas. Las diversas transiciones entre los regímenes de flujo en la tubería vertical de un pozo se ilustran en la figura 4.5 que muestra los diferentes regímenes de flujo hidrodinámico que pueden ocurrir en fluidos verticales multifásicos de líquido y gas.

En la tubería de producción es raro que más de dos o tres regímenes de flujo se presenten al mismo tiempo. Las transiciones de regímenes de flujo son dependientes de la velocidad de gas superficial y la velocidad del líquido superficial en un fluido multifásico vertical. Se debe notar también que las transiciones son función del diámetro de la tubería, tensión interfacial, densidad de fases, presión, temperatura.

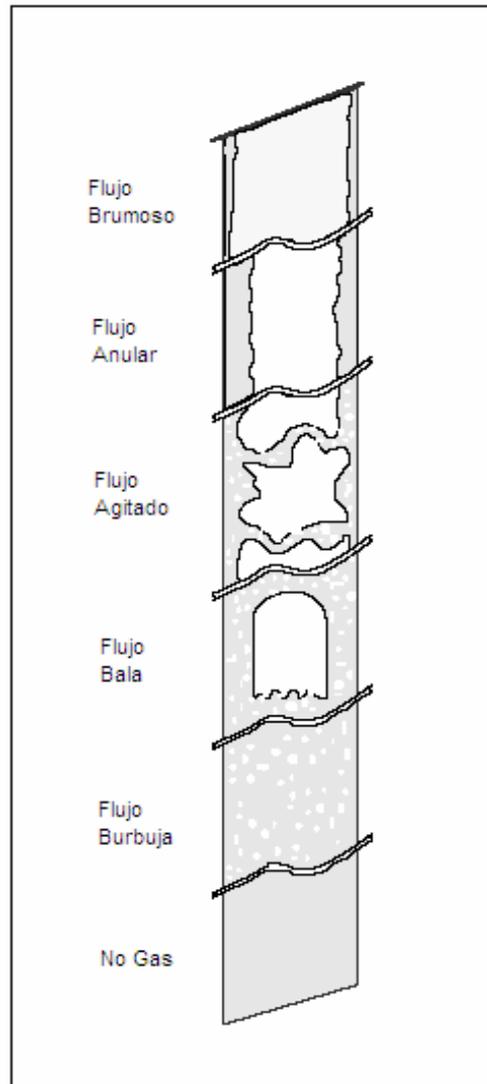


Figura 4. 5 Transición esquemática entre regímenes de flujo

**4.3.1.1.2 Regímenes de flujo horizontales.** En fluidos horizontales, las transiciones son función de factores tal como el diámetro de la tubería, tensión interfacial y densidad de las fases. Las transiciones son dependientes de la velocidad de gas superficial y la velocidad de líquido superficial en un fluido multifásico horizontal.

#### 4.4 PROPIEDADES DE PRESION VOLUMEN Y TEMPERATURA (PVT) <sup>(17)</sup>

Hasta ahora se ha hablado sobre las distintas composiciones de un fluido multifásico, pero es necesario tener una idea más clara sobre la manera como afectan a la producción; por ejemplo si se está produciendo solamente petróleo, esto puede tener efecto en los cálculos de las bombas. Una de las áreas de mayor interés es el gas libre puesto que las ESP (bombas Electrosumergibles) son buenas para bombear líquido pero muy malas compresoras.

El gas libre en el fluido producido toma espacio en el impulsor que de otra manera sería ocupado por líquido, esto reduce la eficiencia volumétrica. Puesto que el gas es tan liviano, el impulsor no puede impartir tanta fuerza centrífuga y la bomba no desarrolla la potencia que debería. El gas toma el espacio que estaba destinado para el fluido. Si el ojo del impulsor se llena completamente de gas la bomba se bloqueará (gas lock) y parará la producción, por lo que predecir la cantidad de gas libre es un factor importante.

El petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos con moléculas de diferentes tamaños. Las moléculas pequeñas tal como metano y etano son gases en condiciones de superficie pero pueden estar disueltas en forma líquida en condiciones de presión y temperatura de fondo. Si se toma un reservorio que inicialmente es completamente líquido y se baja la presión, los componentes más ligeros tal como el metano pueden ser liberados en forma de gas. La presión a la que se forma la primera burbuja de gas se llama presión de “punto de burbuja”. A menor presión, mayor será la cantidad de gas liberado, esto aumenta el porcentaje de gas. Mientras cambian la presión y temperatura, el volumen será afectado. Por ejemplo, si se quieren producir 100 barriles de petróleo en la superficie, se necesita producir más que eso en el reservorio, lo que implica que el dimensionamiento de la bomba tiene que ser mayor que el que sería para producir líquido solamente.

Otra consideración importante es que el gas libre, dependiendo de la temperatura y presión puede expandirse mucho en volumen, variando la cantidad original producida.

El factor de volumen de la formación (FVF) es la razón entre el volumen de petróleo al fondo del pozo con respecto al volumen en los tanques de almacenamiento de la superficie, esto se indica en la ecuación 4.3 mostrada a continuación

$$FVF = \frac{Vol\_reservorio}{Vol\_almac}$$

**Ecuación 4.3**

Este tipo de propiedades son importantes ya que tienen un gran impacto en la producción de los pozos y determinan si los pozos son económicamente rentables.

Desafortunadamente no siempre se dispone de toda esta información por lo que es necesario estimar algunos valores; esto se logra usando las correlaciones o tomando muestras del fondo del pozo para un análisis PVT (presión, volumen, temperatura). Ya que las propiedades de la mezcla petróleo-gas varían ampliamente, un modelo para un tipo de mezcla no puede ser tan exacto para otro.

Sin importar que tipo de modelo se seleccione, se necesita una correlación con el fin de aplicar el modelo a una situación determinada. Una correlación está basada en un gran muestreo de aceites con una gran variación de razones petróleo-gas, gravedades, etc. El resultado de esto es una expresión matemática usada para estimar propiedades que nos interesa conocer en base a otras conocidas.

Un ejemplo de esto es la correlación usada para predecir el punto de burbuja. Muchas correlaciones diferentes están disponibles y ninguna es mejor que otra, la selección de una de ellas depende del tipo de petróleo.

---

## 4.5 APLICACIONES DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS <sup>(18)</sup>

La necesidad de la medición multifásica aparece cuando es necesario medir el flujo del pozo sin necesidad de separación y a condiciones de línea. Algunas de las áreas en las que los medidores multifásicos pueden ser empleados se describen a continuación.

### 4.5.1 Pruebas de pozo

Los ingenieros de reservorios necesitan monitorear el comportamiento de cada pozo constantemente para optimizar la producción y el tiempo de vida de un campo en términos económicos. La incertidumbre de las mediciones obtenidas de las pruebas de pozo depende de un número de factores que difieren de pozo a pozo. Decisiones críticas de gran valor económico se toman en base a los resultados de las pruebas de pozo; por ejemplo: producir de uno u otro reservorio, perforación de nuevos pozos, reducción de la razón de producción del reservorio, etc.

**4.5.1.1 Pruebas convencionales de pozo.** La manera de realizar estas pruebas incluye el uso de separadores, mostrados en la figura 4.6, en los que la línea de producción de cada pozo se desvía hacia la línea de pruebas para realizar la medición de caudales.

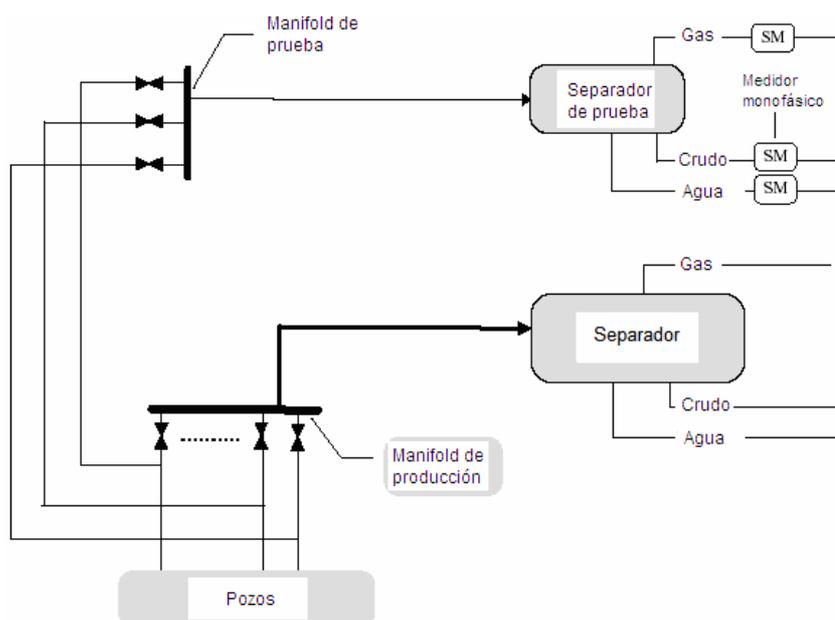


Figura 4. 6 Separador de primera etapa de producción y separador de prueba

El flujo del pozo que esta en pruebas es separado en dos o tres fases (petróleo, agua y gas). El flujo de cada fase es medido y muestreado, luego de lo cual la información de la prueba es correlacionada matemáticamente para calcular la contribución de cada pozo en el total de producción. La incertidumbre en las mediciones de los medidores de fase en un separador varía de pozo a pozo y en muchos casos es muy difícil de estimar. Esto se da principalmente por los problemas de calibración e inspección de dichos medidores. Por lo tanto el separador de pruebas bajo condiciones normales de operación puede abarcar una incertidumbre del orden del 5 %, en términos normales de operación, en cada lectura por fase de flujo de volumen. En general es difícil sugerir valores de incertidumbre para un medidor multifásico si es que debe reemplazar a un separador convencional.

**4.5.1.2 Pruebas de pozo realizadas por medidores multifásicos.** El medidor multifásico puede ser instalado como se muestra en la figura 4.7. A diferencia de la configuración de pruebas por separador, en esta configuración se emplea un solo elemento de medición haciendo de las mediciones más confiables.

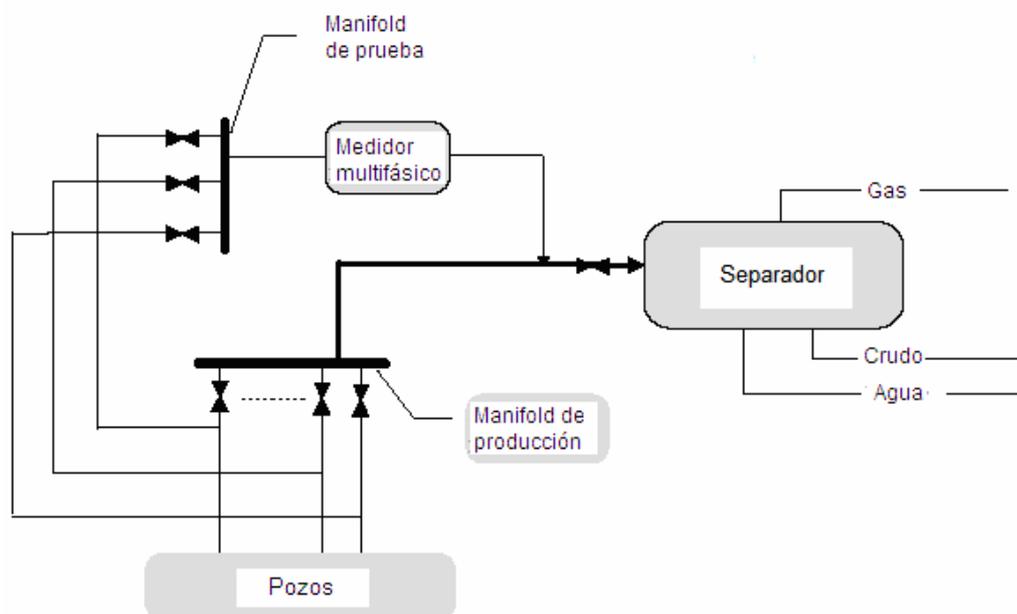
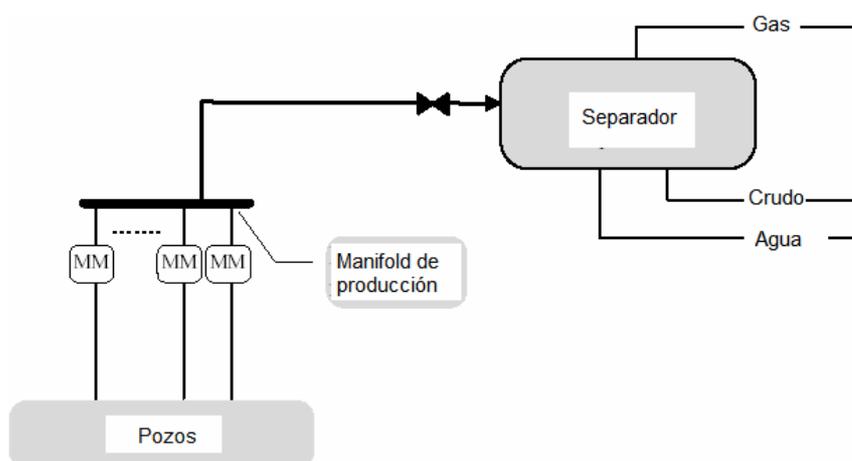


Figura 4. 7 Medidor multifásico reemplazando al separador de prueba y sus medidores

**4.5.1.3 Monitoreo continuo del comportamiento del pozo.** El monitoreo de pozos en esencia es un muestreo regular de los datos de desempeño del pozo. Un cambio en el

desempeño de uno o algunos pozos puede no ser detectado durante los períodos entre los que se han realizado las pruebas con pérdidas en producción. También se debe considerar que el desempeño estimado de cada pozo de producción será menos exacto que los resultados de las mediciones de las pruebas de pozos debido a factores como el almacenamiento inexacto de datos, gráficos inexactos del desempeño de los pozos, etc.

A medida que los medidores multifásicos se vuelven cada vez más versátiles, es posible instalarlos en la línea de flujo de los pozos individuales, como se muestra en la figura 4.8, para un monitoreo continuo, eliminando de esta manera algunas de las incertidumbres en los cálculos teóricos del desempeño del pozo.



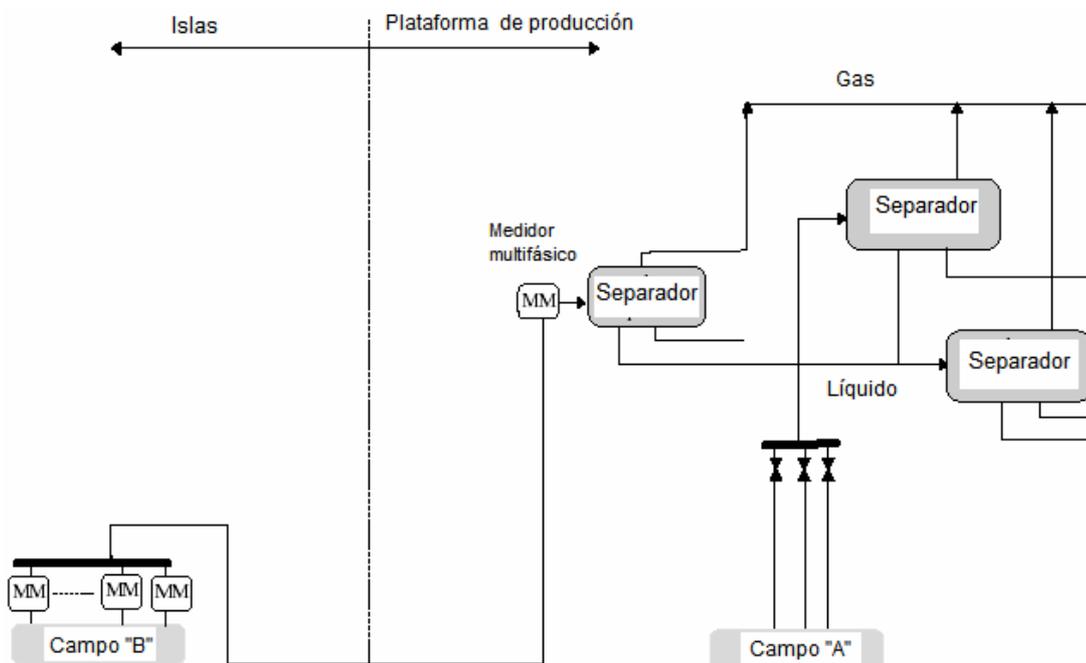
**Figura 4.8 Medidor multifásico en cada pozo**

#### 4.5.2 Medición de la producción

Cuando se usa una línea simple de tubería para transportar el flujo de más de un pozo, es necesario medir la producción de cada pozo de manera separada antes de entrar a la línea de producción de la planta, esto se da muchas veces por regulaciones gubernamentales de fiscalización y por el control que se tiene sobre la producción de cada pozo.

**4.5.2.1 Métodos convencionales de medición.** En un esquema convencional la producción se mide en flujos de una sola fase. La producción de los pozos individuales debe ser calculada como la suma teórica de la razón de producción de los pozos. Esto requiere que cada pozo sea dirigido al separador individual de prueba.

**4.5.2.2 Medición de producción con medidores multifásicos.** Este método elimina la necesidad de líneas adicionales para desviar agua y gas en la locación como se muestra en la figura 4.9, adicionalmente se elimina el gran espacio que ocupa un separador de prueba.



**Figura 4.9 Medidores multifásicos en el campo "B" para pruebas y producción**

**4.5.2.3 Comparación de los medidores multifásicos con métodos convencionales.** El método de medición por separación monofásica para pruebas de pozos y producción tiene las siguientes características:

- Mediante el separador de prueba se toman muestras de las fases del fluido de manera inmediata
- Se puede realizar un seguimiento de las mediciones monofásicas.
- No se presta para mediciones o monitoreo continuo.

- Las largas líneas de transporte desde los pozos hasta los separadores causan inestabilidad en el fluido, por lo que se requiere un largo período de estabilización en los separadores para obtener mediciones confiables.
- El separador de prueba, las líneas de prueba, los manifolds y sistemas de válvulas requieren de un alto costo de instalación y operación.

El método de medición multifásica para pruebas de pozos y producción tiene las siguientes características:

- Es posible una medición y monitoreo continuos
- Los costos de instalación y operación son menores comparados con aquellos del método de medición convencional.
- Se elimina la necesidad de un separador de prueba, líneas de prueba, manifold y válvulas.
- Dada la opción de una medición continua, la incertidumbre puede ser mas baja que en un sistema convencional.

#### **4.6 CLASIFICACIÓN DE LOS MEDIDORES MULTIFÁSICOS <sup>(19)</sup>**

Los medidores multifásicos pueden ser clasificados en diferentes categorías:

- Medidores de separación
- Medidores en línea
- Otros

##### **4.6.1 Medidores de separación**

Este tipo de medidores se caracterizan por realizar una separación completa o parcial del fluido multifásico, seguida de mediciones en línea de cada una de las tres fases. El separador de prueba que se encuentra en casi todas las plataformas de producción es básicamente un medidor de tres fases que separa las tres fases y lleva a cabo mediciones de petróleo, agua y gas. Este tipo de medición se observa en la figura 4.6.

### 4.6.2 Separación del flujo total

Este tipo de medidor se caracteriza por su separación del fluido multifásico, usualmente una separación parcial de gas y líquido. Luego el flujo de gas es medido usando un medidor de una fase con una buena tolerancia al acarreo de líquidos. La razón de líquido es medida usando un medidor de flujo líquido. La razón de agua en líquido puede ser determinada por un medidor de fracción de agua en línea como el que se muestra en la figura 4.10.

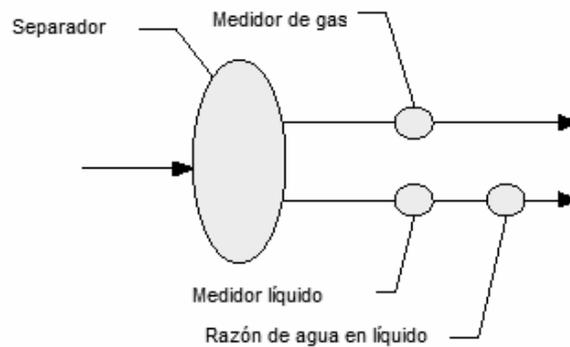
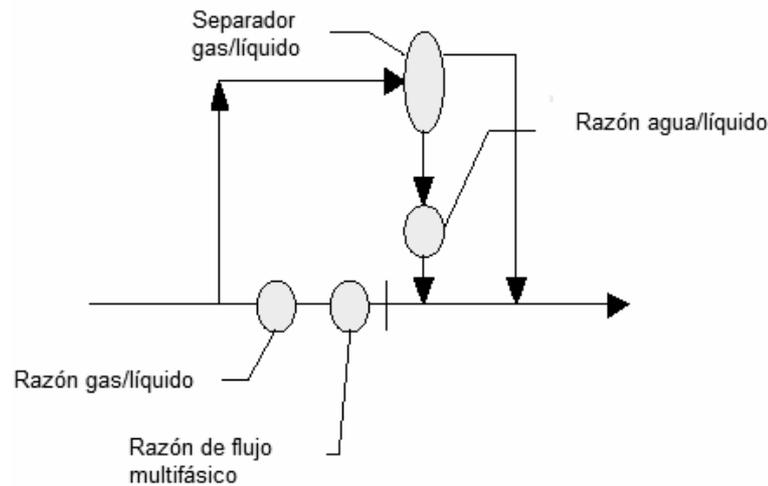


Figura 4. 10 Principio de un medidor separador

### 4.6.3 Separación en línea de prueba

Este tipo de medidor se caracteriza porque la separación no se realiza en el flujo multifásico total, sino en un by-pass del mismo. El fluido de prueba es típicamente separado en gas y líquido, en donde la relación de agua en líquido puede ser determinada usando un medidor de fracción de agua en línea. Las razones del flujo multifásico deben ser medidas en la línea principal. Un ejemplo de esto se tiene en la figura 4.11 mostrada a continuación.



**Figura 4. 11 Principio de medición multifásica con separación en línea de prueba**

En esta configuración se requieren tres mediciones para determinar la masa y el volumen de las tres fases:

*Razón gas/líquido (GLR):*

- Absorción gamma

*Razón de flujo multifásico:*

- Correlación cruzada por medio de señales radioactivas, acústicas o eléctricas
- Presión diferencial por medio de tubo venturi
- Turbina de desplazamiento positivo.

*Razón agua/líquido (WLR):*

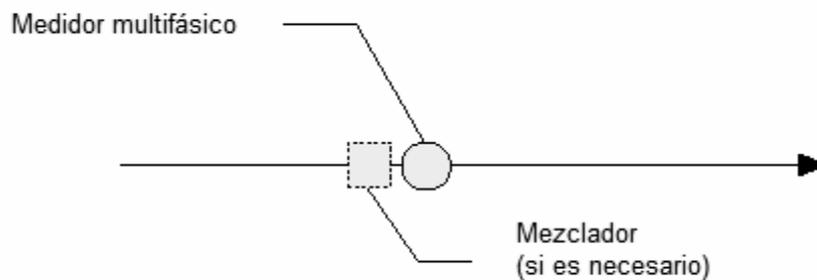
- Impedancia eléctrica.

#### 4.6.4 Medidores en línea

Se caracterizan por realizar una medición completa de las fracciones de las fases y razones de flujo en la línea de flujo multifásico, como se ve en la figura 4.12, sin ninguna separación del fluido. La razón de flujo volumétrico de cada fase se representa por la fracción de área multiplicada por la velocidad de cada fase. Esto implica que se necesitan medir o estimar como mínimo seis parámetros. Algunos medidores multifásicos asumen que dos o las tres fases viajan a la misma velocidad, reduciendo así el número de mediciones.

Los medidores en línea comúnmente emplean una combinación de dos o más de las siguientes técnicas de medición:

- Tecnología microonda
- Capacitancia
- Absorción Gamma
- Correlación cruzada por medio de señales radiactivas, acústicas o eléctricas
- Presión diferencial medida con un Venturi
- Turbina de desplazamiento positivo



**Figura 4. 12 Principio de un medidor multifásico en línea**

#### 4.6.5 Otras categorías de medidores

Incluyen técnicas de procesamiento avanzado de señales, estimación de fracciones de fase y razones de flujo por medio del análisis de señales variantes en el tiempo de sensores en la línea multifásica. Tales sensores pueden ser acústicos, de presión u otro tipo. El procesamiento de la señal puede ser realizado por redes neuronales u otros patrones de reconocimiento como procesamiento estadístico de señales. Existen también otros sistemas de medición multifásica que han sido desarrollados en base a programas de simulación de procesos combinando técnicas de estimación de parámetros. En lugar de predecir el estado del fluido en el punto de llegada, su presión y temperatura son medidas en ese punto e introducidas en el programa de simulación pudiendo de esta manera realizarse estimaciones de fracciones de fase y razones de flujo.

#### 4.7 INCERTIDUMBRE EN LAS MEDICIONES <sup>(20)</sup>

Las medidas del desempeño de los elementos de flujo representan la diferencia entre como un medidor ideal se comportaría y como se comporta en realidad. Esta especificación está dada en porcentajes de incertidumbre de razón de flujo volumétrico de petróleo, gas y agua. Sin embargo en muchos casos estas especificaciones pueden ser poco prácticas y no ajustables a una descripción del desempeño del medidor.

#### 4.8 MEDIDOR MULTIFÁSICO SCHLUMBERGER (TECNOLOGÍA Vx ®)

##### 4.8.1 Descripción general

El medidor multifásico Schlumberger, mostrado en la figura 4.13, es un medidor de tres fases dentro de los medidores radiactivos. Sus principales partes son una sección venturi, un sistema de alto desempeño de detección de fases y un modelo de flujo de tres fases. El medidor multifásico analizado es un sistema independiente de medición de línea, diseñado para medir el flujo de tres fases (petróleo, gas y agua), en donde se requiere como entradas únicamente las características del fluido para realizar la medición.

El medidor multifásico junto con la T ciega ubicada directamente en el ingreso del fluido proporciona exactitud y repetibilidad independientemente del régimen del flujo. La operación del medidor es definida por la máxima pérdida de presión permitida en el medidor y la diferencia de presión mínima que puede ser medida con la exactitud requerida.

Un medidor multifásico estándar comprende las siguientes partes:

- Una unidad venturi con una sección de medición incluida
- Sistema de medición de niveles de energía (fuente de Bario 133 y un detector contador de fotones )
- Transmisor de diferencial de presión
- Transmisor de presión
- Transmisor de temperatura
- Caja de conexiones con una computadora industrial de adquisición de datos

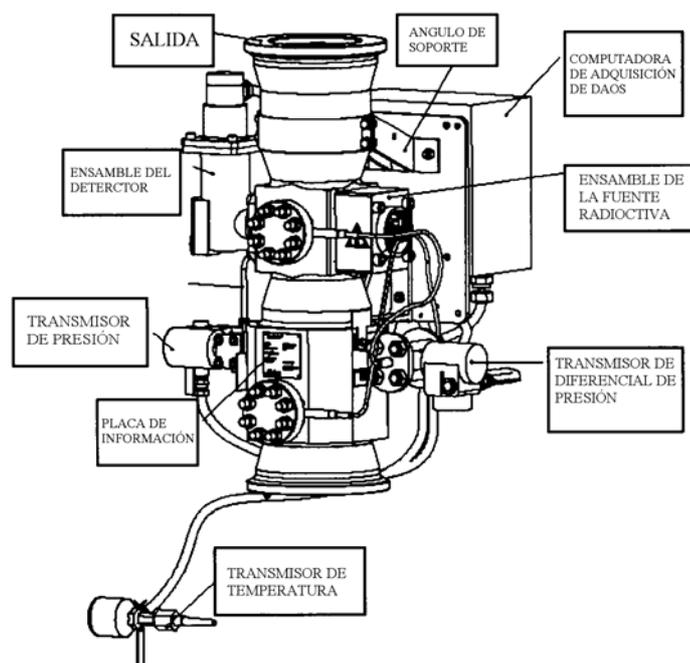


Figura 4. 13 Medidor multifásico Schlumberger

#### 4.8.2 Descripción mecánica del medidor multifásico <sup>(21)</sup>

**4.8.2.1 Unidad Vénturi.** El tubo vénturi posee dos barreras de presión llamadas ventanas, construidas de un material de baja atenuación. Estas ventanas son colocadas una en frente de la otra en la garganta del tubo, y la línea de vista entre las dos se conoce como camino de radiación.

**4.8.2.2 Caja de conexiones.** Esta caja posee una computadora destinada a la adquisición de los datos y procesamiento de la información. Sus siglas en Ingles son DAFC (data acquisition flow computer) y a ella se conectan la instrumentación, comunicación, y fuentes de poder a través de terminales dentro de la caja de conexiones.

**4.8.2.3 Transmisor de presión diferencial (DP).** El transmisor de presión diferencial consiste en la unidad transmisora y dos sellos remotos. Los sellos remotos del transmisor son conectados a los puntos de alta presión y baja presión del tubo vénturi usando membranas capilares flexibles en las paredes del tubo. La unidad transmisora esta unida al

21. Información obtenida del paper Description of the Phase Watcher Vx, # 6010-0148-D, Schlumberger

cuerpo del tubo venturi. Esta medición es usada por la computadora para calcular la velocidad del flujo.

**4.8.2.4 Transmisor de presión de línea (PT).** El transmisor de presión de línea esta instalado en la sección de medida del cuerpo del tubo venturi. El sensor del transmisor es conectado al proceso usando un tubo cuya entrada esta acoplada a la pared en la sección de medida del venturi. Es importante señalar que este tubo debe estar lleno de un fluido no compresible y no de fluido de producción para obtener mediciones confiables.

**4.8.2.5 Transmisor de temperatura (TT).** El transmisor de temperatura esta instalado en la T ciega, mostrada en la figura 4.15.

**4.8.2.6 Fuente radioactiva y su cubierta.** La cubierta de la fuente radioactiva, mostrada en la figura 4.14, se encuentra instalada en el exterior de la garganta del venturi. El propósito de esta cubierta es el de reducir la radiación externa desde la fuente hasta niveles permitidos por organismos reguladores. La fuente radioactiva consiste en un emisor de isótopos de Bario 133 encapsulado en una camisa de plomo recubierta con acero inoxidable. La manipulación de la fuente radioactiva demanda de personal capacitado en manejo de elementos radiactivos y su manipulación esta controlado por organismos reguladores, en este caso por la Comisión de Energía Atómica del Ecuador. Una placa de identificación está colocada en la cubierta de la fuente, que indica el número de serie de la fuente, fecha de fabricación e inicio de funcionamiento.

**4.8.2.7 Detector radiactivo y su cubierta.** El detector de isótopos esta ubicado en la pared exterior del tubo venturi, como se muestra en la figura 4.14, en sentido opuesto a la fuente. El detector esta ubicado dentro de la cubierta, la cual actúa como protección contra radiación proveniente de la fuente da Bario 133. La cobertura en la parte mas próxima al tubo venturi, es parte del cable que penetra el tubo hasta llegar a la ventana de recepción e incluye alambres para ser conectados en el contador de isótopos.

---

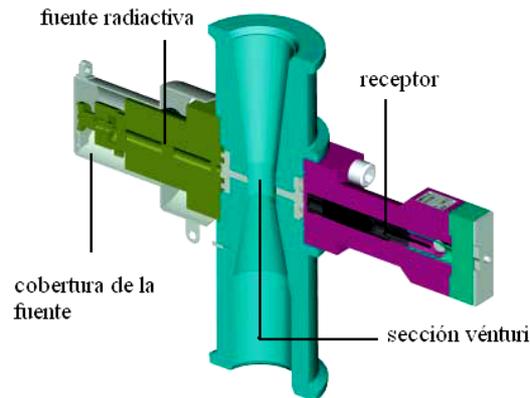


Figura 4. 14 Tubo venturi

**4.8.2.8 T ciega.** La T ciega debe ser colocada inmediatamente en la sección de entrada de flujo del tubo venturi, tal como se indica en la figura 4.15. Es un dispositivo encargado de mezclar el fluido de producción antes de pasar a ser medido. Debe ser fabricada de acuerdo con las características del medidor multifásico empleado. Permite al medidor multifásico ser inmune a los efectos ocasionados por los regímenes de flujo variable e impredecibles durante la medición. Estos flujos de regímenes variable son comunes en flujos multifásicos en la producción de petróleo. La T ciega además proporciona cualquier interacción con elementos de línea antes del medidor como son elementos de choque, válvulas, etc.

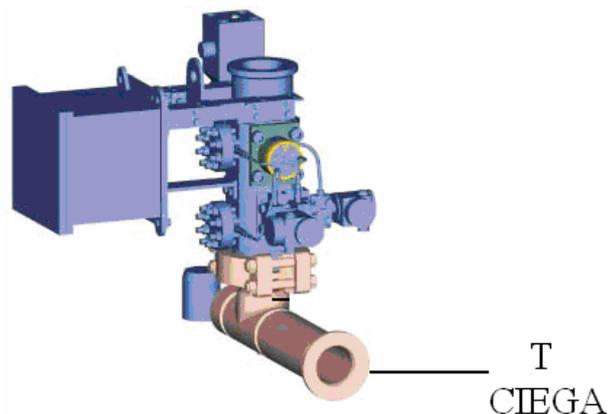


Figura 4. 15 T ciega

#### 4.8.2.9 Fuente radioactiva <sup>(22)</sup>

**4.8.2.9.1 Introducción.** La sección de medida del medidor multifásico contiene una fuente radioactiva de Bario 133 (<sup>133</sup>Ba) la cual es usada para la medición de fracciones volumétricas. A continuación se describe la fuente, su montaje en la sección de medida del tubo vénturi y su manipulación bajo condiciones normales.

**4.8.2.9.2 Fuente de Bario.** La fuente radioactiva es de Bario 133 con una energía de 370 MBq. Su actividad interna específica esta en el rango de 140 a 260 GBq / gram. La cubierta de la fuente cumple con normas de organismos reguladores con el fin de mantener la emisión externa en niveles permitidos. Esta cubierta posee una ventana de Berilio para la emisión de los isótopos hacia el receptor.

La fuente ha sido probada según normas ANSI clasificación 77C66435. Además cumple normas D.O.T. en su forma especial (IAEA especificaciones para el encapsulado de material radioactivo). Tanto la fuente como su encapsulado, son montadas en la sección de medición como se muestra en el anexo A. Una cubierta de acero es montada para asegurar la fuente cuando esta es instalada en el medidor. El encapsulado de la fuente, mostrado en la figura 4.16, nunca debe ser desarmado en el campo y debe ser realizado con personal capacitado en manejo de material radioactivo.



**Figura 4. 16 Encapsulado fuente radioactiva**

**4.8.2.9.2.1 Radiación externa.** Mediciones realizadas en la superficie de la sección de medida del medidor multifásico han arrojado resultados menores a 1μSv por hora.

---

22. Información obtenida del paper Barium Radioactive Source (IPL-Type), # 4001-0339-D, Schlumberger

### 4.8.3 Instrumentación medidor multifásico <sup>(23)</sup>

**4.8.3.1 Transmisores.** Dentro del medidor multifásico existen tres tipos de transmisores los cuales proporcionan información a la computadora central.

- PDT01: Transmisor de diferencial de presión Fuji FCX-A
- PT01: Transmisor de presión Fuji FCX-A
- TT01: Transmisor de temperatura de fluido en la T ciega Rosemount 644

En la figura 4.17 se muestra un diagrama de bloques de la instrumentación del medidor multifásico:

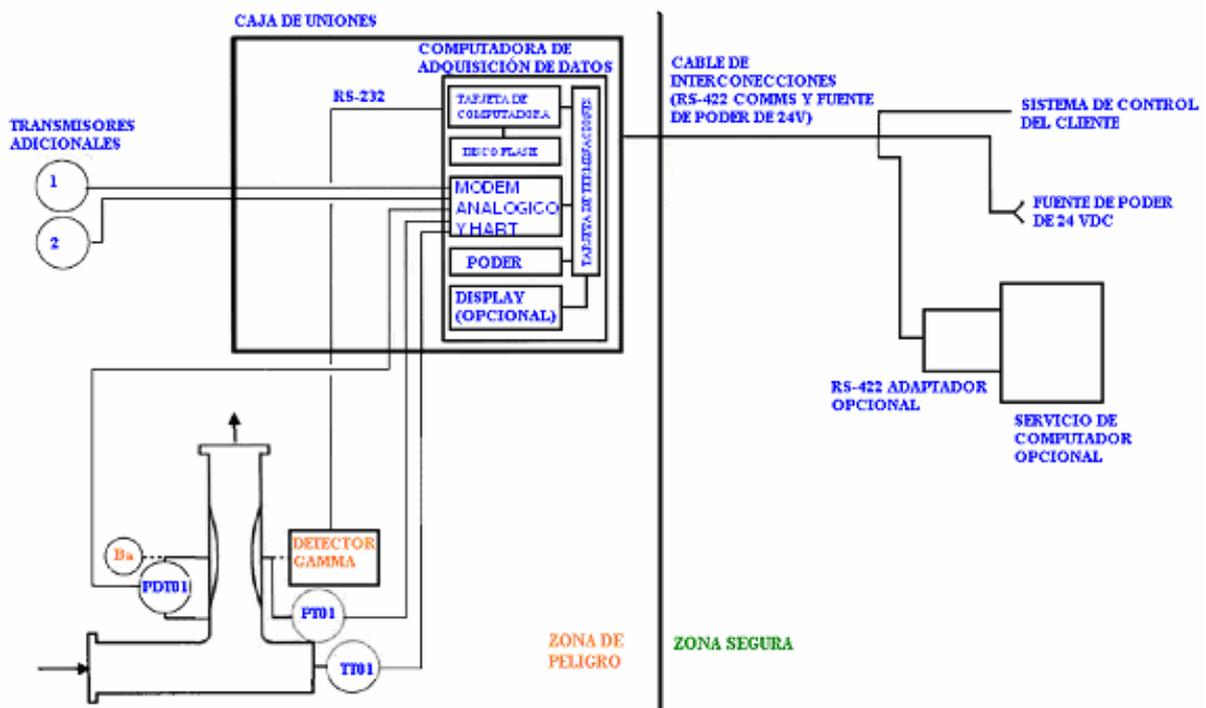


Figura 4. 17 Diagrama de bloques de la instrumentación del medidor multifásico

La computadora de adquisición de datos (DAFC) recibe todas las señales medidas por los transmisores y el detector de rayos Gamma.

**4.8.3.1.1 Computadora de adquisición de datos y Caja de conexiones.** Todos los instrumentos en el medidor multifásico son cableados a la computadora de adquisición de datos ubicada dentro de la caja de conexiones fijada en la estructura del tubo venturi. La DAFC es una computadora fija diseñada para ser usada en los medidores multifásicos. Su construcción esta calificada para trabajar en medios de altas temperaturas y vibraciones severas. A continuación se enlistan las principales mediciones que son adquiridas por la computadora de adquisición de datos:

- Atenuación de los rayos Gamma en la garganta del tubo venturi
- Presión diferencia a través del venturi
- Presión de línea
- Temperatura de línea
- Temperatura ambiental

La computadora de adquisición de datos esta compuesta por los siguientes elementos:

- Tarjeta principal de computadora
- Disco flash
- MODEM analógico y HART, tarjeta de entradas y salidas (I/O board) (ver Anexo D)
- Tarjeta de poder con conversores.
- Tarjeta Terminal
- Conector de la computadora de adquisición de datos

La computadora de adquisición de datos, durante su inicio automáticamente carga el programa de aplicación y comienza a medir. Después de encender la unidad se requiere de un tiempo para que se caliente el detector de rayos Gamma hasta un punto establecido para obtener mediciones confiables. Por lo que la información será presentada aproximadamente tres minutos después de iniciar la unidad.

---

#### 4.8.3.1.1.1 Especificaciones generales de la computadora de adquisición de datos.

ESPCIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
Procesador	AMD 5x86, 133MHz
Almacenamiento de información	8Mbytes DRAM dentro de la tarjeta, 32Mbytes IDE flash disk
Interfase Serial	Dos puertos RS-232 y dos puertos RS-422 opto aislados.
Interfase Paralela	IEEE 1284 puerto paralelo Bi direccional
Interfase CAN	Soporte de especificaciones CAN 2.0
Conexiones Varias	Disco flotante, ratón teclado, botón de RESET, etc.
Canales de entradas generales	12 canales de lazos de corriente (0–21mA), de ellos 8 canales con modulado HART, 4 canales de voltaje (0 – 5 VDC)
Salidas digitales	4 reles (NC/NO)

Tabla 4. 1 Especificaciones generales DAFC

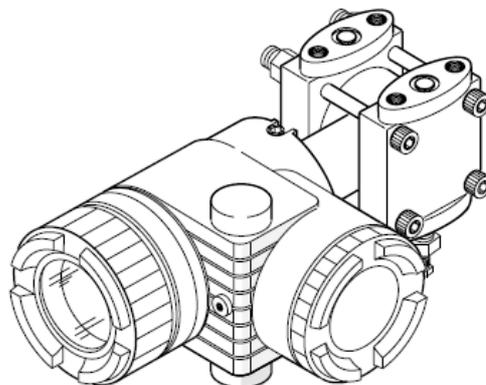
**4.8.3.1.2 Transmisor de presión diferencial.** <sup>(24)</sup> Un medidor de presión diferencial es usado para medir la presión diferencial a través de la sección vénturi. El medidor seleccionado debe ser capaz de manejar grandes presiones de entrada, y capaz de medir una presión diferencial por debajo de los 50 mbar con una alta presión estática. En la tabla 4.2 se muestran las especificaciones del transmisor de presión diferencial.

ESPECIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
Transmisor estándar	Fuji FCX-A
Límite de presión estática	860 barg
Conexión al proceso	Mediante un sistema de sello remoto y tubos capilares
Material de contacto con el proceso	Hasteloy C-276
Límite superior de medida	5000mbar DP
Span de calibración (FSO)	0 a 5000mbar
Exactitud	0.1 % FSO
Desviación	0.1%URL/ año (0.5mbar / año)
Señal	Comunicación HART con una señal modificada de 4 mA
Certificación para áreas de peligro	CENELEC ATEX dIIC T5/T6

Tabla 4. 2 Especificaciones del transmisor diferencial de presión

24. Información obtenida del paper Differential Pressure Transmitter, # 6009-0R70D, Schlumberger

**4.8.3.1.3 Transmisor de presión.**<sup>(25)</sup> Un transmisor de presión, como el que se muestra en la figura 4.18, es empleado para medir la presión de línea en la garganta del tubo venturi. En la tabla 4.3 se muestran las especificaciones del transmisor de presión.



**Figura 4. 18 Transmisor de presión**

ESPECIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
Transmisor estándar	Fuji FCX-A
Límite de presión estática	750 bar
Conexión al proceso	Tubo de desplazamiento de 3/8", autoclave de 9/16"
Material de contacto con el proceso	AISLI 316L
Límite superior de medida	500 bar
Span de calibración (FSO)	0 a 500 bar
Exactitud	0.1 % FSO
Desviación	0.1% URL/ año (0.5bar / año)
Señal	Comunicación HART con una señal modificada de 4 mA
Certificación para áreas de peligro	CENELEC ATEX dIIC T5/T6

**Tabla 4. 3 Especificaciones del transmisor de presión**

**4.8.3.1.4 Transmisor de temperatura.**<sup>(26)</sup> El transmisor de temperatura monitorea el promedio de temperatura del fluido. En la tabla 4.4 se muestran las especificaciones del transmisor de temperatura.

25. Información obtenida del paper Pressure Transmitter, # 6009-0128-D, Schlumberger

26. Información obtenida del paper Temperature Transmitter, # 6009-0129-D, Schlumberger

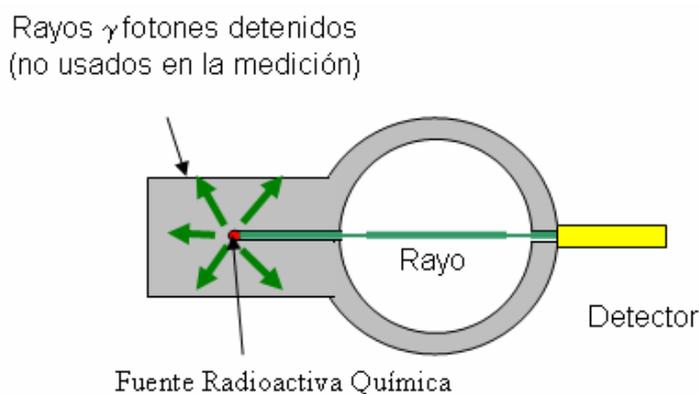
ESPECIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
Transmisor estándar	Fisher – Rosemount 644
Elemento de medición	Pt 100 , 4 hilos
Conexión al proceso	Adaptación en la T ciega, ½”- 14 NPT
Material de contacto con el proceso	AISLI 316L
Límite superior de medida (URL)	-200°C a 850°C
Span de calibración (FSO)	-20°C a 150°C
Exactitud	0.6 °C
Desviación	0.1 % o 0.1 °C / año
Señal	4 –20 mA con una señal superpuesta HART
Certificación para áreas de peligro	CENELEC ATEX dIIC T5/T6

**Tabla 4. 4 Especificaciones del transmisor de temperatura**

#### 4.8.4 Principio de medición <sup>(27)</sup>

El Medidor multifásico de Flujos Vx está diseñado para cuantificar el caudal, de flujo volumétrico de agua, petróleo y gas de un pozo productor a condiciones de LINEA mediante la ecuación 4.4. Las condiciones de flujo en línea se convierten a CONDICIONES ESTANDAR <sup>(28)</sup> a través de un paquete de software de correlaciones PVT.

El dispositivo realiza cuatro mediciones directas mediante sus transmisores: presión, presión diferencial, temperatura y atenuación de energía de rayos Gamma. Esta información será posteriormente empleada para el cálculo de las fracciones como del caudal del fluido multifásico.



**Figura 4. 19 Fuente radioactiva química**

27. Información obtenida del paper Description of the Phase Watcher Vx, # 6010-0148-D, Schlumberger

28. Condiciones estándar :Características que adopta el fluido a 1 atmósfera de presión y una temperatura de 60°F

Dos principios de la energía son usados dentro de los cálculos:

1. Atenuación de rayos gamma, la cual provee la densidad de la mezcla y los porcentajes de cada fase en la garganta venturi.
2. Una sección venturi, la cual ayuda a medir el caudal másico total ( $Q_{total}$ ), y el caudal volumétrico total, ( $q_{total}$ ).

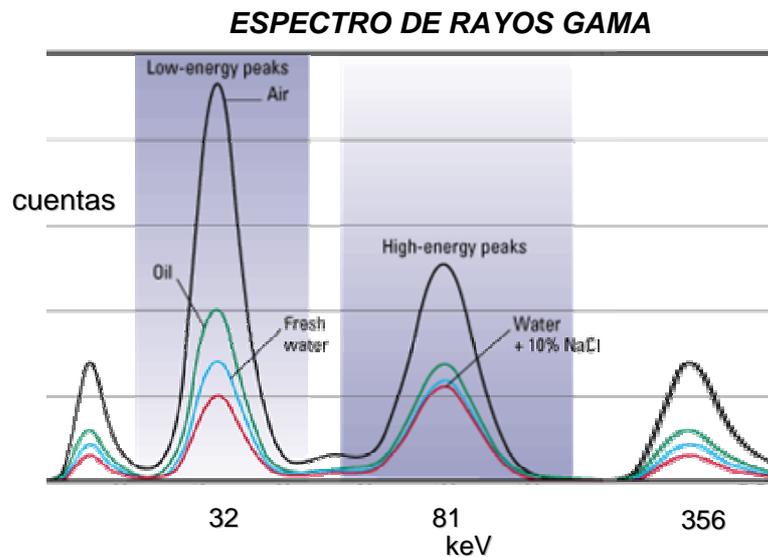
$$Q_{total} = q_{total\_vol} * \rho_{mezcla} = v * A * \rho_{mezcla}$$

**Ecuación 4. 4 Caudal**

Donde:

- $Q_{total}$  → Flujo másico  
 $q_{total\_vol}$  → Flujo volumétrico  
 $\rho_{mezcla}$  → Densidad de la mezcla  
 $v$  → Velocidad de la mezcla  
 $A$  → Área de la garganta venturi

**4.8.4.1 Cálculo del porcentaje de cada fase en el fluido.** La fuente radioactiva de Ba 133 emite un rayo de fotones colimado, mostrado en la figura 4.19, el cual es recibido por el detector. Los fotones recibidos son contados y clasificados en niveles de energía bajo, alto y muy alto (32keV, 81keV, 356 keV) a la frecuencia de 45 veces por segundo. La clasificación por niveles de energía se muestra en la figura 4.20.



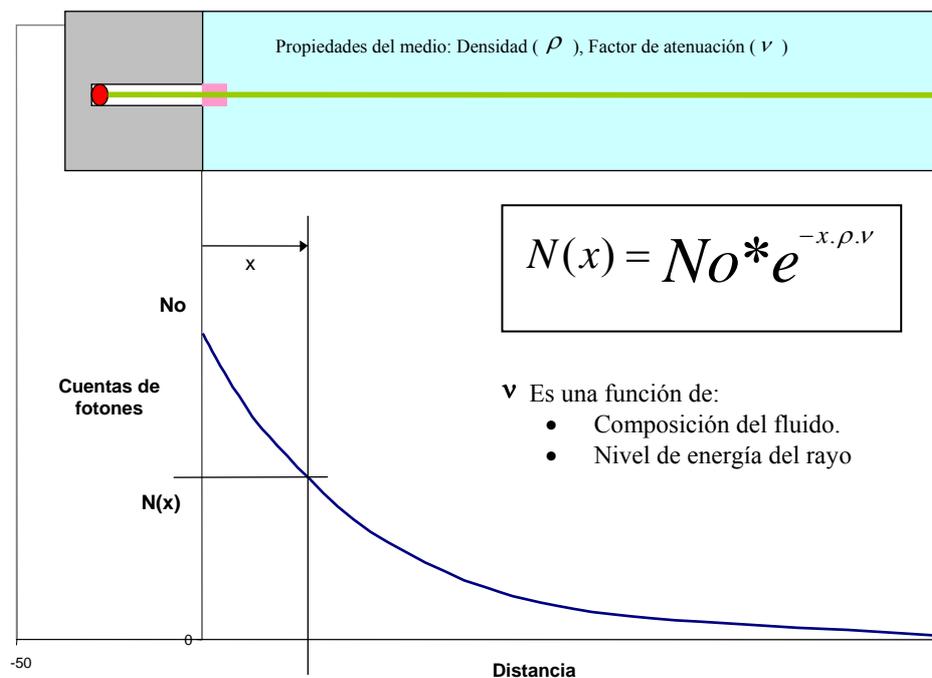
**Figura 4. 20 Espectro de energía**

El número de fotones o cuentas recibidas por el detector de rayos Gamma, cumple con la ecuación 4.5 mostrada a continuación:

$$N(x) = N_0 * e^{-x.\rho.v}$$

**Ecuación 4. 5 Número de cuentas del sensor**

El número de cuentas del sensor es una función de un número de cuentas obtenidas en vacío ( $N_0$ ), de la distancia existente entre el emisor y el receptor, de la densidad del fluido existente entre la emisión y recepción y del factor de atenuación del medio. Esto se observa en la figura 4.21



**Figura 4. 21 Curva de atenuación del número de cuentas**

Para un correcto funcionamiento del medidor, este debe ser referenciado con respecto a las características del fluido que va a ser censado. En primera instancia se determina el número de cuentas en vacío ( $N_0$ ) tanto en alta como en baja energía. Como se muestra en la ecuación 4.6.

$$N_o^{he=81keV} \text{ y } N_o^{le=32keV}$$

Ecuación 4. 6 Número de cuentas en alta y baja energía

Se toma una muestra pura de petróleo y agua y se la coloca entre el emisor y receptor. La computadora adquirirá las referencias necesarias para los diferentes fluidos. De esta forma, el factor de atenuación de cada fase es obtenido y este dependerá de las características de cada fase como se observa en la tabla 4.5.

FACTOR DE ATENUACIÓN	DEPENDENCIA
Factor de atenuación gas en alta y baja energía ( $V_{gas}^{he,le}$ )	Densidad, H2S, y CO2
Factor de atenuación petróleo en alta y baja energía ( $V_{oil}^{he,le}$ )	Sulfuros (% del peso)
Factor de atenuación agua en alta y baja energía ( $V_{water}^{he,le}$ )	C <sub>1</sub> <sup>-</sup> C <sub>a</sub> <sup>++</sup> B <sub>a</sub> <sup>++</sup> F <sub>e</sub> <sup>++</sup>

Tabla 4. 5 Dependencia del factor de atenuación

Una vez obtenido el número de cuentas en vacío ( $N_o$ ), y los factores de atenuación tanto para el agua como para el petróleo y el del gas mediante su cromatografía, el medidor se encuentra con las referencias necesarias para su funcionamiento. En el momento en que un flujo trifásico circula por el medidor, este obtiene un número de cuentas de fotones tanto en alta como en baja energía, las cuales están representadas en la ecuación 4.7, en donde  $OV$ ,  $WV$ ,  $GV$  corresponden a las fracciones dentro del fluido multifásico.

$$\begin{aligned}
 1. \quad N_{mez}^h &= N_o^h \cdot e^{-x(\rho_{oi} v_{oi}^h \underline{OV} + \rho_{wate} v_{wate}^h \underline{WV} + \rho_{ga} v_{ga}^h \underline{GV})} \\
 2. \quad N_{mez}^l &= N_o^l \cdot e^{-x(\rho_{oi} v_{oi}^l \underline{OV} + \rho_{wate} v_{wate}^l \underline{WV} + \rho_{ga} v_{ga}^l \underline{GV})}
 \end{aligned}$$

Ecuación 4. 7 Número de cuentas de la mezcla en alta y baja energía

Además se sabe que la densidad de la mezcla es igual al mostrado en la ecuación 4.8

$$\rho_{mix} = \alpha_{gas} \cdot \rho_{gas} + \alpha_{oil} \cdot \rho_{oil} + \alpha_{water} \cdot \rho_{water}$$

**Ecuación 4. 8 Densidad de la mezcla**

De aquí se obtiene un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas como el mostrado en el sistema de ecuaciones 4.9.

$$\left\{ \begin{array}{l} N_{le} = N_{o_{le}} e^{-d(\alpha_o \cdot v_{ole} \cdot \rho_o + \alpha_g \cdot v_{gle} \cdot \rho_g + \alpha_w \cdot v_{wle} \cdot \rho_w)} \\ N_{he} = N_{o_{he}} e^{-d(\alpha_o \cdot v_{ohe} \cdot \rho_o + \alpha_g \cdot v_{ghe} \cdot \rho_g + \alpha_w \cdot v_{whe} \cdot \rho_w)} \\ \alpha_o + \alpha_g + \alpha_w = 1 \end{array} \right.$$

**Ecuación 4. 9 Sistema de ecuaciones del medidor multifásico**

Trabajando estas ecuaciones matemáticamente se obtiene el sistema mostrado en la ecuación 4.10.

$$\left\{ \begin{array}{l} 1/d \text{Log}(N_{o_{le}} / N_{le}) = \alpha_o \cdot v_{ole} \cdot \rho_o + \alpha_g \cdot v_{gle} \cdot \rho_g + \alpha_w \cdot v_{wle} \cdot \rho_w \\ 1/d \text{Log}(N_{o_{he}} / N_{he}) = \alpha_o \cdot v_{ohe} \cdot \rho_o + \alpha_g \cdot v_{ghe} \cdot \rho_g + \alpha_w \cdot v_{whe} \cdot \rho_w \\ 1 = \alpha_o + \alpha_g + \alpha_w \end{array} \right.$$

**Ecuación 4. 10 Sistema de ecuaciones**

De esta forma se obtiene los porcentajes de cada fase en la garganta del tubo Vénturi.  $v_{ole}$  es el coeficiente de atenuación másica para baja energía de rayos gamma, sus unidades

son  $m^2/kg$  y es solo función de la composición del petróleo  $\rho_o$  es la densidad del petróleo (unidades:  $Kg./m^3$ ). El producto  $V_{ole} \cdot \rho_o$  es llamado atenuación lineal (unidad:  $1/m$ ).

**4.8.4.2 Concepto del triángulo de solución.** El triángulo de solución es un método gráfico para la obtención de las proporciones de agua gas y petróleo en el flujo multifásico. Se basa en la atenuación lineal de alta y baja energía para el flujo multifásico. Asumiendo que el flujo a través del medidor fuese solo gas se tiene que  $\alpha_o=0, \alpha_g=1, \alpha_w=0$ , y con ello la atenuación lineal en alta y baja energía para la fase de gas. De esta forma se puede definir el punto de referencia para la fase gas. Realizando el mismo procedimiento para la fase agua y petróleo se obtiene el triángulo de solución mostrado en la figura 4.22

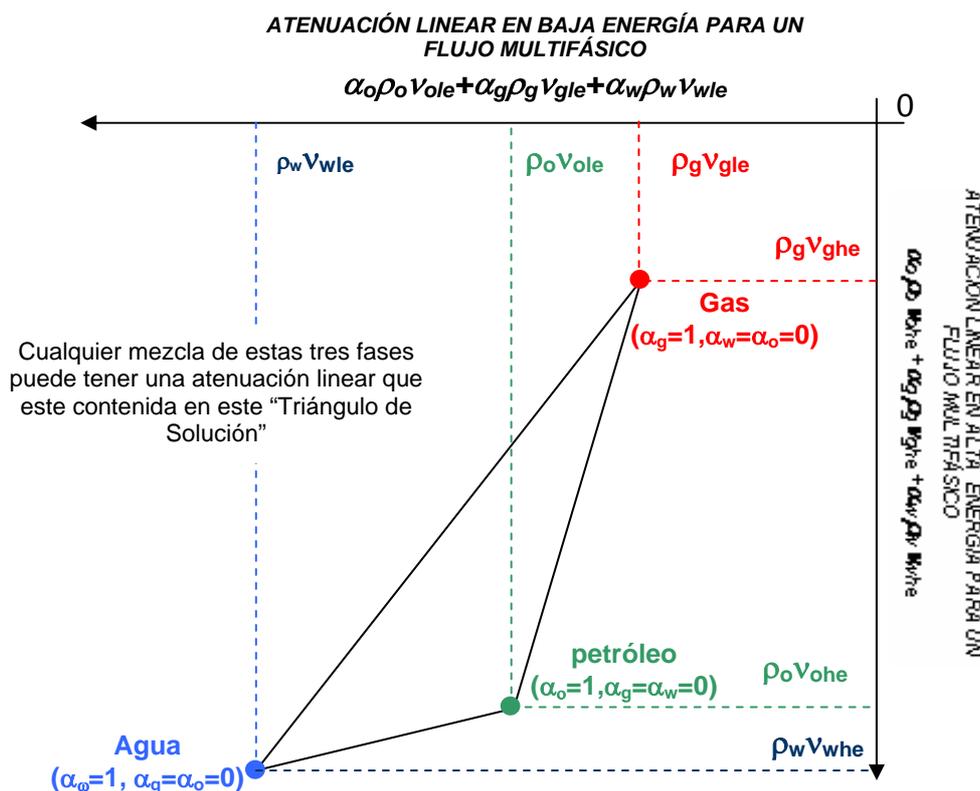


Figura 4. 22 Triángulo de solución

Un detector mide el número de fotones de rayos gamma en alta y baja energía de un haz colimado que viaja una distancia  $d$  a través de la mezcla trifásica. Esta característica del

detector determina un punto que representará la condición del fluido en el momento en que este atraviesa la garganta del venturi. Las expresiones  $1/d \text{Log}(N_{o_{le}}/N_{le})$  y  $1/d \text{Log}(N_{o_{he}}/N_{he})$  definen la posición del punto característico y cada una corresponde a un eje en el plano en el que se lo ubica. De esta forma superponiendo los ejes de atenuación lineal del triángulo de solución y los ejes definidos por las expresiones  $1/d \text{Log}(N_{o_{le}}/N_{le})$  y  $1/d \text{Log}(N_{o_{he}}/N_{he})$  que definen el punto característico se puede ver que dicho punto se encontrará siempre dentro del triángulo de solución debido a que las cuentas realizadas por el detector son funciones directas de la atenuación lineal.

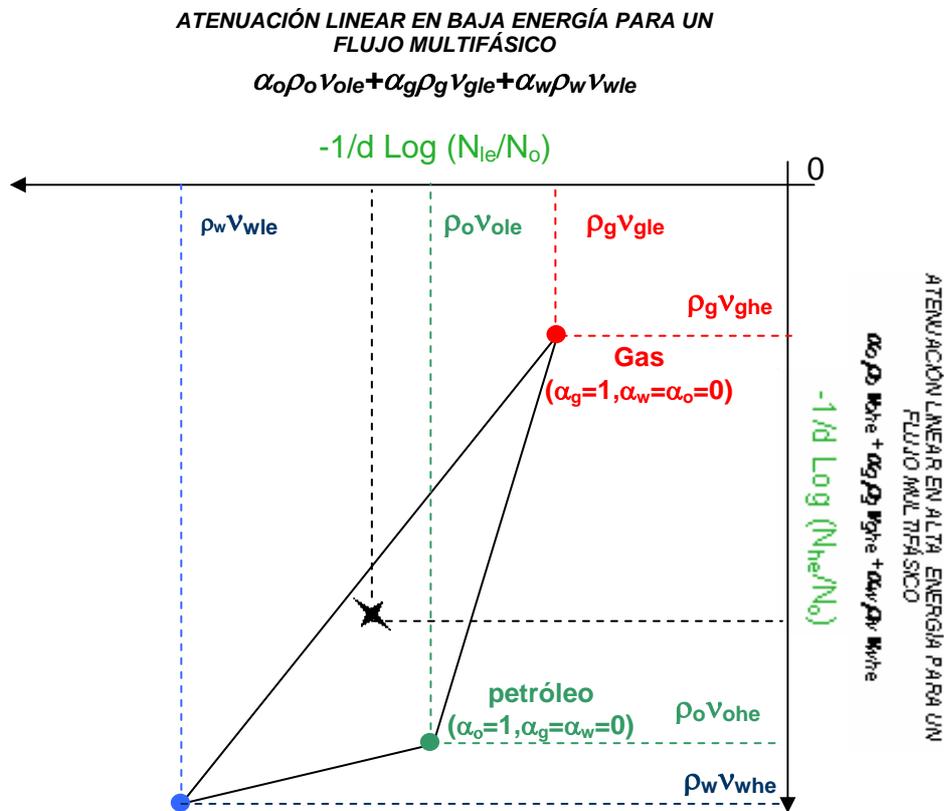


Figura 4. 23 Ubicación del punto característico

Una vez definido el punto en el triángulo de solución, como se muestra en la figura 4.23, los porcentajes de las fases se determinan mediante relaciones geométricas como se muestra en la figura 4.24.

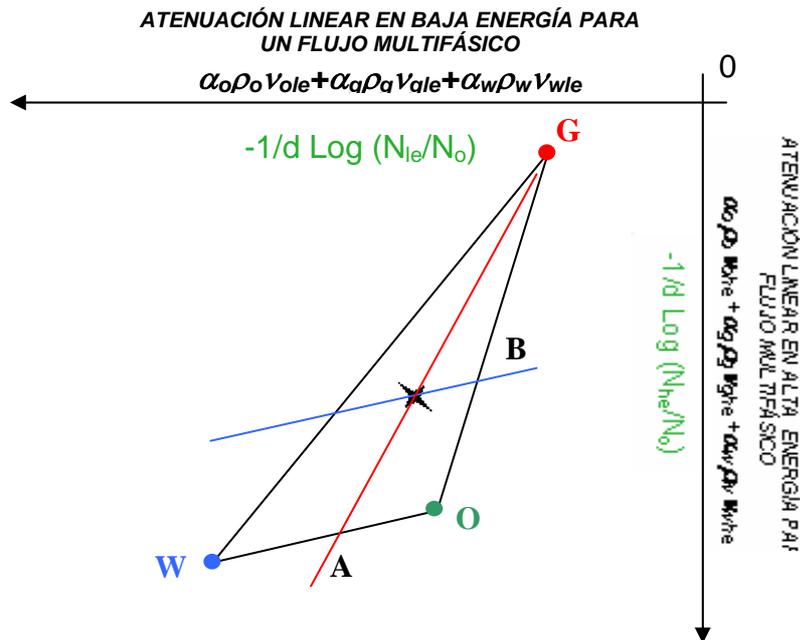


Figura 4. 24 Relaciones geométricas del triángulo de solución

De esta forma el WLR se encontrará mediante la relación geométrica OA/OW y el porcentaje de gas mediante la relación OB/OG. Dentro del software de aplicación del medidor multifásico, el triángulo de solución es muy empleado para verificar la medición adecuada. Si el punto de solución se encontrase fuera de este triángulo implica una incorrecta referencia de sus parámetros o un cambio en las condiciones del fluido.

#### 4.8.5 Principio venturi

El principio de funcionamiento de la medición de caudal en el tubo venturi, esquematizado en la figura 4.25, se basa en las ecuaciones de Bernulli. Estas ecuaciones se aplican para fluidos ideales de densidad constante, no viscosos, monofásicos y laminares. La corrección de estas características se explica adelante. Las ecuaciones empleadas son las mostradas en la ecuación 4.11.

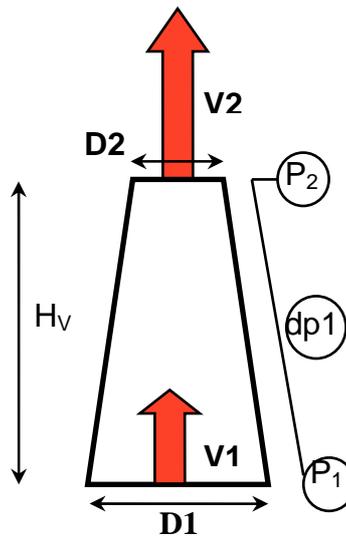


Figura 4. 25 Esquema del tubo venturi

$$\begin{cases} \textcircled{1} & P_1 + \frac{1}{2} \rho V_1^2 = P_2 + \frac{1}{2} \rho V_2^2 + \rho g H_v \\ \textcircled{2} & Q_m = \frac{1}{4} \pi D_2^2 V_2 \rho = \frac{1}{4} \pi D_1^2 V_1 \rho \\ \textcircled{3} & \beta = D_2 / D_1 \end{cases}$$

Ecuación 4. 11 Sistema de ecuaciones tubo venturi

Sumando las tres ecuaciones se tiene la ecuación 4.12 que se muestra a continuación.

$$\textcircled{1} + \textcircled{2} + \textcircled{3} : \quad \left(\frac{1}{4}\pi d^2\right)^2 \rho^2 (P_1 - P_2 - \rho g H_v) = \frac{1}{2} \rho (1-\beta^4) Q_m^2$$

Ecuación 4. 12 Sistema de ecuaciones tubo venturi

Despejando se obtiene la ecuación 4.13 mostrada a continuación.

$$Q_m = \frac{\pi d^2}{4} \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} \sqrt{2(P_1 - P_2 - \rho g H_v) \rho}$$

Ecuación 4. 13 Caudal tubo venturi

Tomando en cuenta las condiciones reales del fluido se hacen las siguientes correcciones para obtener las ecuaciones 4.14 y 4.15 mostradas adelante.

$$Q_m = C_f \frac{\pi d^2}{4} \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} Y \sqrt{2(P_1 - P_2 - \rho g H_v) \rho}$$

Coeficiente de descarga  
 $C_f \approx 1$

Coeficiente de expansión

**Ecuación 4. 14 Coeficientes para condiciones reales**

Se sabe que para un fluido multifásico el coeficiente de descarga es una función de la viscosidad del fluido y del GVF (factor volumétrico de gas). Además el factor de expansión se convierte en función del GVF y de la diferencia entre la densidad del gas y el líquido a condiciones de línea.

Coeficiente de descarga = f(viscosidad, GVF)      Factor de expansión = f( $\rho_{gas}$ ,  $\rho_{liq}$ , LC, GVF)

$$Q_m = C_f \frac{\pi d^2}{4} \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} Y \sqrt{2(P_1 - P_2 - \rho g H_v) \rho}$$

**Ecuación 4. 15 Coeficientes para condiciones reales**

De esta forma se obtiene una medición indirecta pero robusta del caudal másico que pasa por la garganta del venturi.

#### 4.8.6 Toma de referencias del medidor

La toma de referencias del medidor multifásico tiene dos etapas importantes. La primera es la toma de referencias en vacío y la toma de muestras con fluido.

**4.8.6.1 Toma de referencias en vacío.**<sup>(29)</sup> Para un correcto funcionamiento del medidor, la toma de referencias en vacío constituye un punto muy importante y el más delicado. Como se conoce el medidor multifásico tiene como base matemática la ecuación 4.4

Además se conoce que el número de fotones contados por el medidor depende de las características del fluido de producción y puede ser representado mediante el sistema de ecuaciones 4.9, mostradas anteriormente, de donde se puede deducir la importancia de las referencias tomadas en vacío. Estas referencias son usadas en las ecuaciones y cálculos de las fases del fluido en este caso petróleo, agua y gas y desde luego para medidas de flujo en general. Una buena calidad en la toma de referencias en vacío es muy importante para pozos donde se espera un alto GVF (factor volumétrico de gas). Una vez que el proceso inicia es de suma importancia que el medidor no sea movido hasta que la toma de referencias termine por completo. Se debe asegurar que la temperatura del cristal se encuentre estable durante todo el período.

**4.8.6.2 Toma de referencias con fluidos.**<sup>(30)</sup> Una vez realizada la adquisición de referencias en vacío, el siguiente paso será tomar las referencias de las fases del fluido. Para el efecto existe un calibrador que permite realizar la operación con facilidad. (APÉNDICE E). Dentro de este proceso la computadora del medidor identificará las características de cada una de las fases. Para ello se necesitan muestras de petróleo y agua lo suficientemente puras para asegurar una correcta toma de referencias. En el caso del gas, por la complejidad de su manejo se utiliza la cromatografía del gas sacada en el laboratorio para posteriormente ingresar sus parámetros a través del software. De esta forma la computadora adquiere los factores de atenuación de las fases y crea un archivo de referencia para cada una a ser utilizados en los procesos matemáticos.

#### **4.8.7 Interfase serial**<sup>(31)</sup>

**4.8.7.1 Introducción.** En el presente capítulo se describe el protocolo de comunicación serial Modbus RTU, utilizado para transferir datos de la computadora del medidor multifásico DAFC al sistema de control de proceso del cliente PCS.

---

29. Información obtenida del paper Phase Watcher Vx, # 6010-0042-D, Schlumberger

30. Información obtenida del paper Phase Watcher Vx, # 6010-0043-D, Schlumberger

31. Información obtenida del paper Phase Watcher Client Serial Link Interfase, Modbus RTU, # 6010-0009-D, Schlumberger

**4.8.7.2 Interfaz serial.** A continuación se listan los requerimientos para la comunicación serial entre el DAFC (Modbus slave) y el PCS (Modbus master).

Puerto serial:

- RS-422, 4 alambres.
- Rata en baudios: 1200, 2400, 4800, 9600, 19200 o 38400 (default).
- Bits de datos: 8
- Paridad: Impar (default), par o ninguna.
- Bits de parada: 1 (paridad par o impar), 0 (no paridad).
- Control de flujo: Ninguno.

Protocolo Modbus:

- Modbus: RTU
- Dirección esclavo: 12

Códigos de funciones:

- 04 – Lectura de registros de entrada.
- 05 – Forzar salidas.
- 08 – Diagnóstico.
- 16 – Preset de múltiples pozos.

**4.8.7.3 Formato de datos.** Los tipos de datos utilizados son:

- uInt16: valor entero de 16 bits sin signo.
- Float32: valor flotante de 32 bits de acuerdo al estándar IEEE.
- time\_t: dato de 32 bits de fecha y hora.

El protocolo Modbus solo define registros de 16 bits de datos. En la tabla 4.6 se muestra una ilustración de la forma de representar los datos en los registros Modbus.

---

Dirección	LL/HH	Tipo de dato
Offset +0	n/a	uInt16
Offset +1	LL	Float32
Offset +2	HH	
Offset +3	n/a	uInt16
Offset +4	LL	time_t
Offset +5	HH	
Offset +6	n/a	uInt16

**Tabla 4. 6 Tipos de datos representados en Modbus**

#### 4.8.7.4 Peticiones de Modbus

**4.8.7.4.1 Fecha y Hora.** La fecha y hora, como se muestra en la tabla 4.7, se guardan en los registros indicados. Nótese que se trata de registros de lectura/escritura.

Dirección	Descripción	Unidad	Formato
40001- 40002	MPFM Fecha y Hora	n/a	time_t

**Tabla 4. 7 Registros Modbus de fecha y hora**

**4.8.7.4.2 Establecimiento de fecha y hora.** El código de función 16 (preset de registros múltiples) debe ser usado para ajustar la fecha y hora de la DAFC. Un ejemplo de la cadena de petición y respuesta se presenta en la tablas 4.8 y 4.9 (La fecha y hora se establecen en primero de enero del 2000 a las 00:00:00).

Descripción	Valor del byte
Dirección de esclavo	0Ch
Función	10h
Dirección de inicio (alta)	00h
Dirección de inicio (baja)	00h
No de registros (alta)	00h
No de registros (baja)	02h
Conteo de bytes	04h
Dato (alta)	43h
Dato (baja)	80h
Dato (alta)	38h
Dato (baja)	6Dh
CRC	0Eh
CRC	42h

**Tabla 4. 8 Secuencia de petición del maestro**

Descripción	Valor del byte
Dirección de esclavo	0Ch
Función	10h
Dirección de inicio (alta)	00h
Dirección de inicio (baja)	00h
No de registros (alta)	00h
No de registros (baja)	02h
CRC	40h
CRC	D5h

**Tabla 4. 9** Secuencia de respuesta del esclavo

**4.8.7.4.3 Obtención de fecha y hora.** El código de función 03 (lectura de registros) debe ser usado para leer la fecha y hora de la DAFC. Un ejemplo de la cadena de petición y respuesta se presentan en las tablas 4.10 y 4.11.

Descripción	Valor del byte
Dirección de esclavo	0Ch
Función	10h
Dirección de inicio (alta)	00h
Dirección de inicio (baja)	00h
No de puntos (alta)	00h
No de puntos (baja)	02h
CRC	40h
CRC	D5h

**Tabla 4. 10** Secuencia de petición del maestro

Descripción	Valor del byte
Dirección de esclavo	0Ch
Función	03h
Conteo de bytes	04h
Dato (alta)	XXh
Dato (baja)	XXh
Dato (alta)	XXh
Dato (baja)	XXh
CRC	XXh
CRC	XXh

**Tabla 4. 11** Secuencia de respuesta del esclavo

**4.8.7.4.4 Relaciones de flujo y fracciones.** Los parámetros de salida del medidor de flujo se presentan en la tabla 4.12. Los valores de los transmisores (Presión Vénturi diferencial, Presión de línea y temperatura de línea) son actualizados cada segundo. Las salidas calculadas (razones de flujo, fracciones, valores acumulados, etc.) son actualizadas cada 10 segundos.

Dirección	Descripción	Unidad	Formato
35001	Sistema de alarmas MPFM y DAFC	n/a	uInt16
35002	Spare	n/a	uInt16
35003-35004	Presión diferencial Vénturi -DP	mbar	Float 32
35005-35006	Presión de línea	bara	Float 32
35007-35008	Temperatura de línea	°C	Float 32
35009-35010	Razón de flujo volumétrico de petróleo en condiciones de línea	m <sup>3</sup> /h	Float 32
35011-35012	Razón de flujo volumétrico de agua en condiciones de línea	m <sup>3</sup> /h	Float 32
35013-35014	Razón de flujo volumétrico de gas en condiciones de línea	m <sup>3</sup> /h	Float 32
35015-35016	Razón de flujo volumétrico de petróleo en condiciones estándar	Sm <sup>3</sup> /h	Float 32
35017-35018	Razón de flujo volumétrico de agua en condiciones estándar	Sm <sup>3</sup> /h	Float 32
35019-35020	Razón de flujo volumétrico de gas en condiciones estándar	Sm <sup>3</sup> /h	Float 32
35021-35022	Fracciones de fase de petróleo en condiciones de línea	%	Float 32
35023-35024	Fracciones de fase de agua en condiciones de línea	%	Float 32
35025-35026	Fracciones de fase de gas en condiciones de línea	%	Float 32
35027-35028	Fracciones de fase de petróleo en condiciones estándar	%	Float 32
35029-35030	Fracciones de fase de agua en condiciones estándar	%	Float 32
35031-35032	Fracciones de fase de gas en condiciones estándar	%	Float 32
35033-35034	Razón de flujo másico total	kg/s	Float 32
35035-35036	Relación de agua en líquido en condiciones de línea, WLR	%	Float 32
35037-35038	Fracción volumétrica de gas, GVF	%	Float 32
35039-35040	Sedimentos básicos de agua en condiciones estándar, BSW	%	Float 32
35041-35042	Relación gas/oil en condiciones estándar, GOR	1	Float 32
35043-35044	Razón de flujo volumétrico acumulado de petróleo	Sm <sup>3</sup>	Float 32
35045-35046	Razón de flujo volumétrico acumulado de agua	Sm <sup>3</sup>	Float 32
35047-35048	Razón de flujo volumétrico acumulado de gas	Sm <sup>3</sup>	Float 32
35049-35050	Tiempo de inicio, valores acumulados	n/a	time_t
35051-35052	Razón de flujo másico de petróleo	kg/s	Float 32
35053-35054	Razón de flujo másico de agua	kg/s	Float 32
35055-35056	Razón de flujo másico de gas	kg/s	Float 32
35057-35058	Promedio N32	cps	Float 32
35059-35060	Promedio N81	cps	Float 32
35061-35062	Promedio N356	cps	Float 32
35063-35064	Promedio N total (número de cuantas)	cps	Float 32
35065-35066	Valor acumulado de razón de flujo másico de petróleo	kg	Float 32
35067-35068	Valor acumulado de razón de flujo másico de agua	kg	Float 32
35069-35070	Valor acumulado de razón de flujo másico de gas	kg	Float 32

**Tabla 4. 12 Parámetros de salida del medidor de flujo**

**4.8.7.4.5 Alarmas.** Los bits del registro 35001 que contiene el sistema de alarmas están codificados de la manera mostrada en la tabla 4.13.

Bits No 15-0	Descripción
●	Falla de poder
●	Falla de la tarjeta modem HART y Análogo
●	Falla del transmisor Hart
●	Falla del transmisor Análogo
●	Spare
●	Falla del detector de rayos gama
●	Falla de lectura del archivo del sistema (dafc.cfn)
●	Falla de lectura del archivo del sistema (scada.cfn)
●	Falla en el puerto Com 1 ( C )
●	Falla en el puerto Com 2 ( D )
●	Falla en el puerto Com 3 ( A )
●	Falla en el puerto Com 4 ( B )
●	Spare

**Tabla 4. 13 Alarmas del registro 35001**

El código de función 04 (lectura de registros de entrada) debe ser usado para leer los valores calculados de la DAFC; un ejemplo de la cadena de petición y respuesta se muestra en las tablas 4.14 y 4.15

Descripción	Valor del byte
Dirección de esclavo	0Ch
Función	04h
Dirección de inicio (alta)	13h
Dirección de inicio (baja)	88h
No de puntos (alta)	00h
No de puntos (baja)	46h
CRC	F4h
CRC	4Bh

**Tabla 4. 14 Secuencia de petición del maestro**

Descripción	Valor del byte	Contenido
Dirección de esclavo	0Ch	
Función	04h	
Conteo de bytes	8Ch	
Dato (35001- alto)	00h	DAFC sistema de alarmas
Dato (35001- bajo)	00h	
Dato (35002- alto)	00h	Spare
Dato (35002- bajo)	00h	
Dato (35003- alto)	1Ch	Venturi DP 46.77 [mbar]
Dato (35003- bajo)	31h	
Dato (35004- alto)	42h	
Dato (35004- bajo)	3Bh	Presión de línea 0.0 [bara]
Dato (35005- alto)	00h	
Dato (35005- bajo)	00h	
Dato (35006- alto)	00h	
Dato (35006- bajo)	00h	



**Tabla 4. 15** Secuencia de respuesta del esclavo

**4.8.7.4.6 Razones de flujo y fracciones en el área de registros 4X.** Existe un duplicado de los registros 3x en los registros 4x que van desde el 49900 hasta el 49969, esto ha sido implementado debido a que muchos sistemas de control de procesos están imposibilitados de leer el rango de los registros 3x. El código de función 03 de lectura de registros debe ser usado para leer estos parámetros. Se muestra un ejemplo de la secuencia de petición y respuesta en las tablas 4.16 y 4.17

Descripción	Valor del byte
Dirección de esclavo	0Ch
Función	03h
Dirección de inicio (alta)	26h
Dirección de inicio (baja)	ABh
No de puntos (alta)	00h
No de puntos (baja)	46h
CRC	BFh
CRC	8Dh

**Tabla 4. 16** Secuencia de petición del maestro

Descripción	Valor del byte	Contenido
Dirección de esclavo	0Ch	
Función	03h	
Conteo de bytes	8Ch	
Dato (49900- alto)	00h	DAFC sistema de alarmas
Dato (49900- bajo)	00h	
Dato (49901- alto)	00h	Spare
Dato (49901- bajo)	00h	
Dato (49902- alto)	1Ch	Venturi DP 46.77 [mbar]
Dato (49902- bajo)	31h	
Dato (49903- alto)	42h	
Dato (49903- bajo)	3Bh	
Dato (49904- alto)	00h	Presión de línea 0.0 [bara]
Dato (49904- bajo)	00h	
Dato (49905- alto)	00h	
Dato (49905- bajo)	00h	



**Tabla 4. 17** Secuencia de respuesta del esclavo

**4.8.7.4.7 Reseteo de valores acumulados.** La configuración de la bobina 00001, mostrada en la tabla 4.18, y su dirección correspondiente resetea los valores acumulados

Dirección	Descripción	Unidad	Formato
00001	Reseteo de valores acumulados (Petróleo, Agua y Gas)	n/a	uInt16

**Tabla 4. 18** Reset de valores acumulados

El código de función 05 (forzar bobina simple) debe ser usado para este propósito. En las tablas 4.19 y 4.20 se presenta un ejemplo de la secuencia de petición y respuesta.

Descripción	Valor del byte
Dirección de esclavo	0Ch
Función	05h
Dirección de bobina (alta)	00h
Dirección de bobina (baja)	00h
Forzar dato (alta)	FFh
Forzar dato (baja)	00h
CRC	8Dh
CRC	27h

**Tabla 4. 19** Secuencia de petición del maestro

Descripción	Valor del byte
Dirección de esclavo	0Ch
Función	05h
Dirección de bobina (alta)	00h
Dirección de bobina (baja)	00h
Dato (alta)	FFh
Dato (baja)	00h
CRC	8Dh
CRC	27h

**Tabla 4. 20 Secuencia de respuesta del esclavo**

**4.8.7.4.8 Pozos múltiples.** La DAFC puede ser configurada para múltiples perfiles de pozos. El registro 40003 de Modbus, mostrado en la tabla 4.21, controla la configuración activa de pozos, 0-255.

Dirección	Descripción	Unidad	Formato
40003	Establece los perfiles actuales del pozo [0-255]	n/a	uInt16

**Tabla 4. 21 Establecer perfiles de pozos**

Cuando se cambia la configuración de un pozo la DAFC se reinicia y toma de dos a tres minutos antes de poder responder a las peticiones de Modbus.

**4.8.7.4.9 Establecimiento de pozo activo.** El código de función 16 (establecimiento de registros múltiples) debe ser usado para cambiar la configuración del pozo. Se presenta un ejemplo (activación del pozo 5) en las tablas 4.22 y 4.23

Descripción	Valor del byte
Dirección de esclavo	0Ch
Función	10h
Dirección de inicio (alta)	00h
Dirección de inicio (baja)	02h
No de registros (alta)	00h
No de registros (baja)	01h
Conteo de bytes	02h

Dato (alta)	00h
Dato (baja)	05h
CRC	3Fh
CRC	21h

**Tabla 4. 22 Secuencia de petición del maestro**

Descripción	Valor del byte
Dirección de esclavo	0Ch
Función	10h
Dirección de inicio (alta)	00h
Dirección de inicio (baja)	02h
No de registros (alta)	00h
No de registros (baja)	01h
CRC	A1h
CRC	14h

**Tabla 4. 23 Secuencia de respuesta del esclavo**

**4.8.7.4.10 Lectura de un pozo activo.** El código de función 03 (lectura de registros) debe ser usado para lectura de la configuración de un pozo activo. En las tablas 4.24 y 4.25 se presenta un ejemplo de la secuencia de petición y respuesta de lectura del pozo 5:

Descripción	Valor del byte
Dirección de esclavo	0Ch
Función	03h
Dirección de inicio (alta)	00h
Dirección de inicio (baja)	02h
No de puntos (alta)	00h
No de puntos (baja)	01h
CRC	XXh
CRC	XXh

**Tabla 4. 24 Secuencia de petición del maestro**

Descripción	Valor del byte
Dirección de esclavo	0Ch
Función	03h
Conteo de bytes	02h
Dato (alta)	00h
Dato (baja)	05h
CRC	XXh
CRC	XXh

**Tabla 4. 25 Secuencia de respuesta del esclavo**

#### 4.8.7.5 Configuración del puerto serial

**4.8.7.5.1 Archivo ‘MODBUS.cfn’.** El archivo Modbus.cfn que está almacenado en la carpeta de raíz de la DAFC controla los parámetros de configuración de los dos puertos seriales de la interfaz redundante Modbus Slave de la DAFC. La tabla 4.26 muestra los parámetros por defecto del archivo Modbus.cfn:

	No Puerto Serial	Dirección de esclavo	Rata de baudios	Paridad (par, impar, no)
Com A	3	12	38400	impar
Com B	4	12	38400	impar

**Tabla 4. 26 Defalut Modbus.cfn**

Estos parámetros se pueden configurar independientemente a los diferentes valores permitidos.

Si la DAFC falla en la lectura del Modbus.cfn el puerto serial será puesto en:

Dirección de esclavo: 12

Baudrate: 1200

Paridad: impar

**4.8.7.5.2 Actualización del archivo “Modbus.cfn”.** El archivo Modbus.cfn es un archivo ASCII que debe estar en formato de texto QNX. La diferencia entre un archivo de texto en formato QNX y MSDOS radica en que al final del archivo QNX se requiere una línea en blanco, mientras que un archivo de Texto MSDOS debe terminar con un carácter de retorno antes de la línea en blanco. Para estar seguros que la configuración de QNX se mantiene, se debe editar en WordPad y guardarlo como texto simple.

Para modificar el archivo “Modbus.cfn” se debe seguir la siguiente secuencia:

1. Cargar el archivo desde la DAFC hasta la PC corriendo el programa Service Computer.
2. Editar el archivo.

3. Descargar el archivo a la DAFC usando por medio de transferencia de archivos.
4. Reiniciar la DAFC.

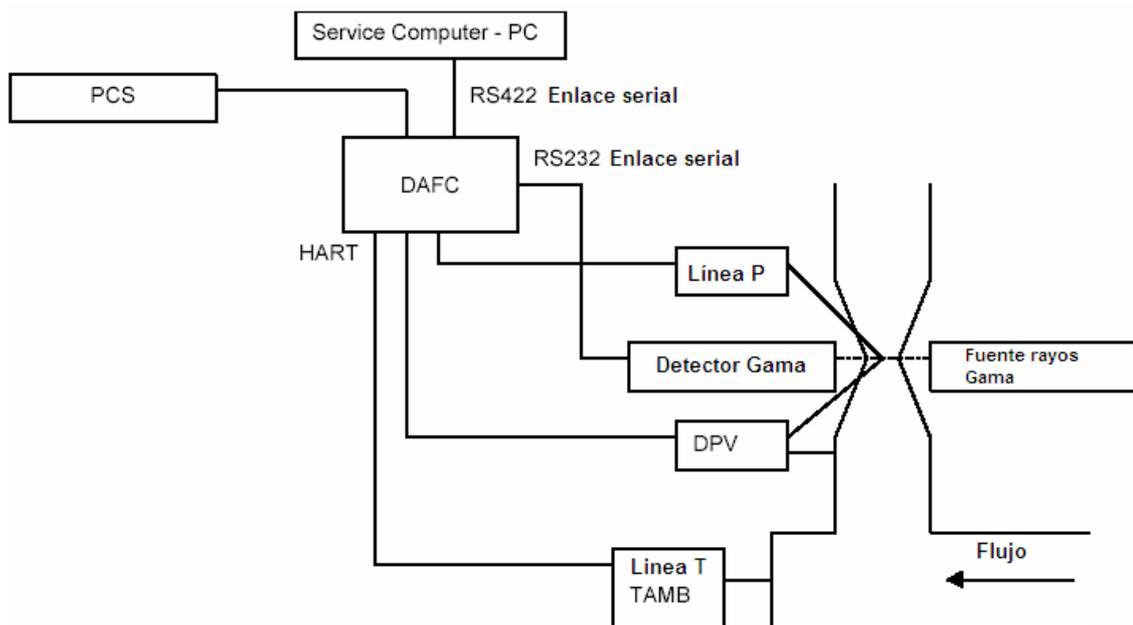
## 4.9 MANUAL DE USUARIO DEL SOFTWARE SERVICE COMPUTER

### 4.9.1 Introducción

El software de aplicación del MPFM <sup>(32)</sup> está conformado por dos grandes partes:

- Software de la computadora de adquisición de datos de flujo (DAFC)
- Software de la computadora de servicio (SC).

En la figura 4.26 se muestra de manera general el sistema con respecto al software e instrumentación del MPFM :



**Figura 4. 26 Sistema del MPFM**

Para obtener información más detallada acerca del funcionamiento del software de aplicación y la funcionalidad del sistema, refiérase a los anexos F y G.

---

## **4.10 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO**

### **4.10.1 Ventajas**

- ❖ El empleo de medidores multifásicos permite realizar pruebas de pozos de manera rápida y eficiente.
- ❖ Los medidores multifásicos permiten una reducción de costos para desarrollo de campos.
- ❖ La tecnología empleada por el medidor multifásico permite una detección rápida del agua en la producción, facilitando la toma de dediciones para una mejora de la producción.
- ❖ Con el uso de medidores multifásicos, se mejora los niveles de seguridad en el campo por su forma compacta y ligera en comparación a los equipos de separación.
- ❖ Permite un manejo de la información en tiempo real y un control remoto de la unidad, con las ventajas económicas que esto involucra.
- ❖ El medidor multifásico no posee partes móviles lo que representa un mantenimiento bajo.
- ❖ Permite un análisis rápido de la información, determinado la tendencia en el desempeño de un pozo y facilitando la toma de decisiones de forma oportuna y rápida.

### **4.10.2 Desventajas**

- ❖ El medidor multifásico es sensible a cambios en las condiciones del fluido que lo atraviesa.
  - ❖ El costo inicial para la implementación de este medidor es mucho mayor que el de un separador de pruebas.
  - ❖ Su mantenimiento demanda personal muy capacitado.
-

## CAPÍTULO V

### SISTEMAS MULTISENORES PHOENIX

#### 5.1 SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP) <sup>(33)</sup>

Debido a la relación existente entre las bombas electrosumergibles y los sistemas de monitoreo Phoenix, se revisa brevemente las partes principales de un sistema de bombeo electrosumergible para posteriormente profundizar en el análisis de las características del multisensor Phoenix.

##### 5.1.1 Componentes del sistema de bombeo electrosumergible

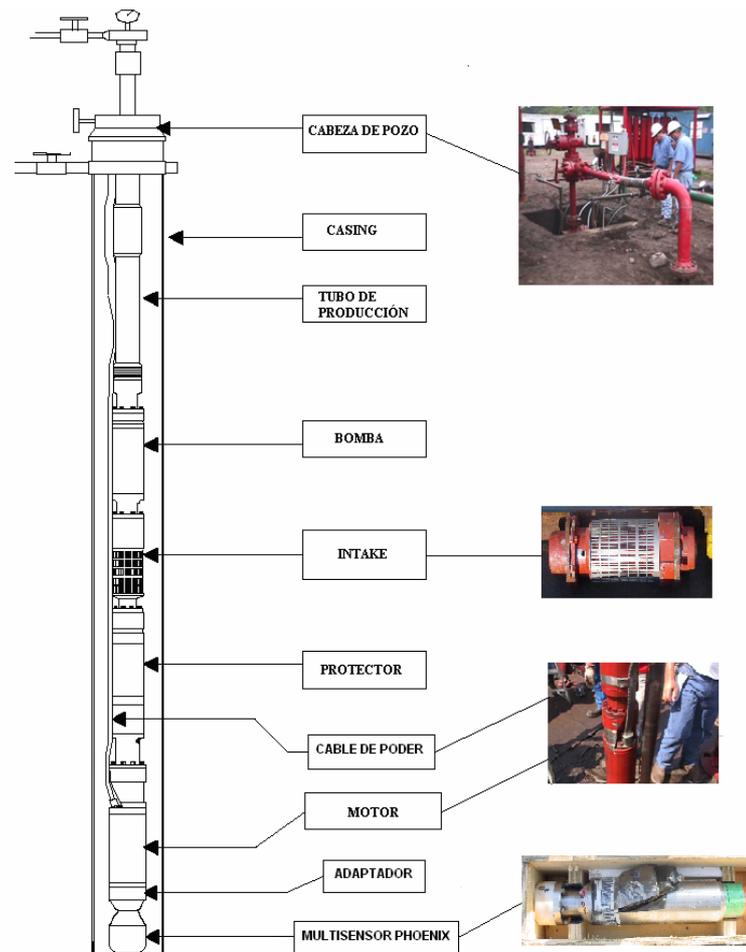
Los componentes básicos de fondo de un sistema eléctrico sumergible son:

- ❖ Motor
- ❖ Protector
- ❖ INTAKE
- ❖ Bomba
- ❖ Cable de Potencia

Estos componentes se aprecian en la figura 5.1.

---

33. Información obtenida del manual WCP-Well Completions and Producivity, REDA, 1996-1998



**Figura 5. 1 Componentes básicos de un sistema electrosomergible**

**5.1.1.1 Bomba.** Las bombas sumergibles son bombas centrífugas de etapas múltiples. El tipo o geometría de la etapa determina el volumen de fluido que maneja la bomba, y el número de etapas determina el levantamiento total generado (TDH). Las bombas se construyen en un amplio rango de capacidades para aplicaciones en diferentes tamaños de revestidor del pozo (casing).

**5.1.1.2 Sección de Entrada o Intake.** La mayoría de los sistemas electrosomergibles, se hacen con la finalidad de producir la máxima cantidad posible de petróleo sin comprometer el rendimiento del equipo. Una de las razones que disminuyen el rendimiento del equipo es la cantidad de gas libre a la entrada de la bomba. Dependiendo de la cantidad de gas esperado en la sección de entrada a las condiciones de diseño se determina el uso de una sección de entrada simple (intake) o una separadora de gas. Es de suma importancia

los materiales empleados en esta sección de entrada. Su importancia se puede entender si se considera que el INTAKE esta directamente por encima del protector en el ensamble del equipo. Las vibraciones generadas en un INTAKE operando con los bocines gastados afectan directamente a los sellos mecánicos del protector.

**5.1.1.3 Motor.** Los principios básicos de diseño y operación de los motores de los sistemas eléctricos sumergibles, son los mismos que los motores eléctricos normales de superficie. Son motores de inducción trifásicos, tipo jaula de ardilla, con dos polos de inducción. Puesto que el motor debe ser instalado en el interior de la tubería de revestimiento, debe tener una geometría adecuada. Debido al ambiente en el que operan estos motores existen otras diferencias en su diseño y construcción. Los motores son llenados completamente con un aceite mineral altamente refinado o con aceite sintético, el cual lubrica los cojinetes y provee resistencia dieléctrica, además conductividad térmica para disipar el calor generado hacia la cubierta del motor. El calor es luego transferido al fluido que pasa por la superficie externa del motor.

**5.1.1.4 Protector.** El protector esta ubicado entre el INTAKE y el motor. El protector es una pieza vital en el ensamble y si no es seleccionado adecuadamente reduce la vida útil del equipo, el protector maneja el empuje axial generado por la bomba y balancea la presión dentro del motor y el espacio anular del pozo. A través del tiempo se ha venido usando los protectores en diferentes configuraciones para cumplir con los requerimientos de las diferentes aplicaciones. Los protectores tipo laberinto y los protectores de sello positivo de bolsa simple y bolsa doble han sido utilizados por décadas exitosamente alrededor del mundo.

**5.1.1.5 Cable de Potencia.** El cable de potencia es uno de los componentes más importantes y sensibles en el sistema. Su función es transmitir la energía eléctrica desde la superficie al motor y también transmitir las señales de presión, temperatura, etc., desde el instrumento sensor de fondo a la superficie. Los cables emplean conductores de cobre estañado. Las tres fases son aisladas individualmente y el aislante está pegado con

---

adhesivo al conductor. Los conductores pueden tener además una barrera protectora o fibra trenzada sobre el aislamiento. Junto a los conductores se conduce un capilar empleado en la inyección de químicos al pozo. Finalmente por lo general son envueltos en una armadura metálica.

## 5.2 SISTEMA MULTISENSOR PHOENIX

El sistema multisensor Phoenix, observado en la figura 5.2, es un dispositivo de monitoreo y control de las presiones y temperaturas del reservorio, así como del equipo eléctrico sumergible (ESP). Parámetros que sirven para el análisis del rendimiento del equipo y las condiciones del pozo. Posee varias características de comunicación con redes industriales como el sistema SCADA a través de un panel de superficie que permite el monitoreo en tiempo real de las variables del pozo y de los reservorios.

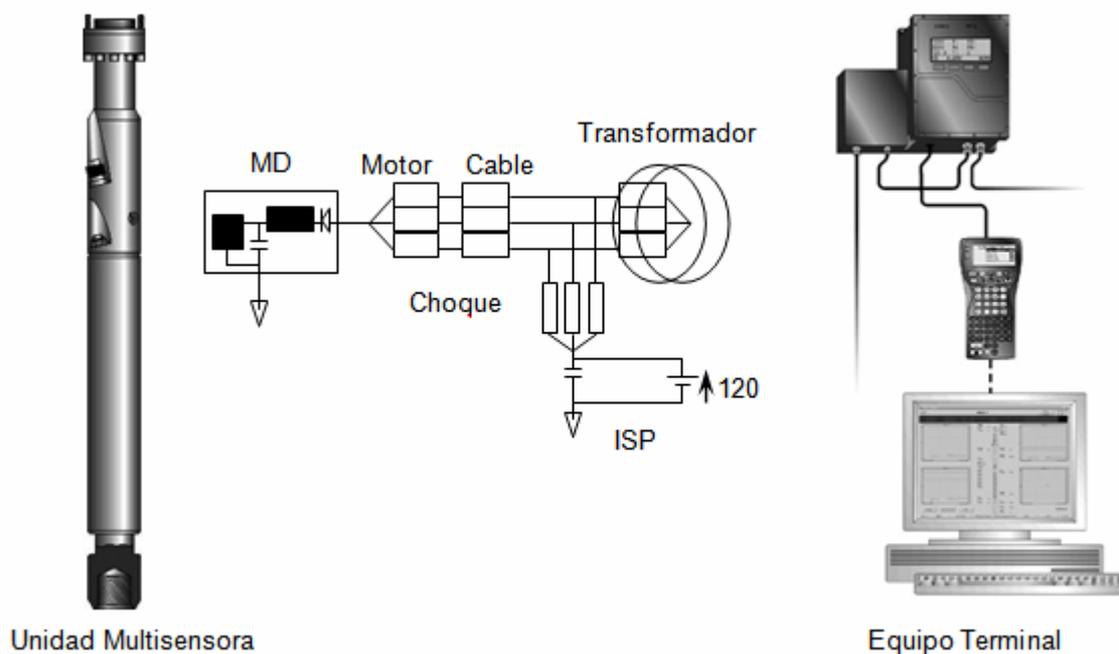


Figura 5. 2 Sistema multisensor Phoenix

### 5.2.1 Panel de Superficie <sup>(34)</sup>

**5.2.1.1 Características.** La unidad se encarga del monitoreo remoto o local, con un almacenamiento de eventos junto con una protección del pozo y el equipo

34. Información obtenida del manual Phoenix Petroleum Services Ltd, Protection and Monitoring, Integrated Surface Panel, Schlumberger

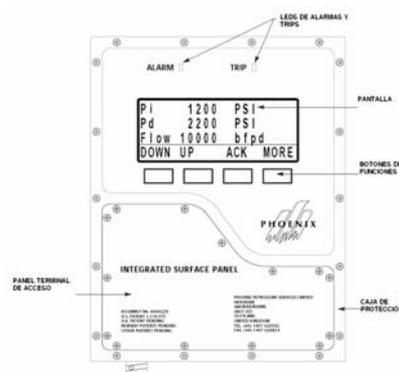
electrosumergible. Las unidades monitoreadas por el sistema son las mostradas en la tabla 5.1. En la figura 5.3 se observa un esquema del panel de superficie.

Parámetro	Rango de medida	Exactitud
Presión de intake	0-10000 psi	0.1% por 1psi
Presión de descarga	0-10000 psi	0.1% por 1psi
Temperatura de intake	0-150°C	1% por 0.1°C
Temperatura de motor	0-150°C	1% por 0.1°C
Flujo de descarga	0 – 30000 barriles/día	5% 1barril/día
Vibración de motor	0-12g	5%g por 0.001g
Corrientes de fuga	0-25mA	0.05% en 1 uA

**Tabla 5. 1 Parámetros de monitoreo del panel de superficie**

Las salidas del sistema están diseñadas tanto para proporcionar control de realimentación para mover el sistema hasta el punto más óptimo usando entradas analógicas como protección con las alarmas y TRIPs <sup>(35)</sup> si los pozos se encuentran con características peligrosas.

El sistema tiene la capacidad de monitoreo remoto en tiempo real mediante un protocolo MODBUS RTU con puertos estándar RS232 y RS485 colocados en el tablero. Solamente uno debe ser usado a la vez, y no se debe conectar cables a ambos o se pueden generar problemas de comunicación. Todos los datos medidos deben ser accedidos mediante estos puertos. Para una adquisición de datos local se encuentra disponible un puerto estándar RS232 y por lo general es usado para adquirir datos en una PC local o un dispositivo de almacenamiento portátil para la adquisición de información de la memoria de 2Mbytes del Phoenix.



**Figura 5. 3 Panel de superficie**

35. Se denomina TRIP al nivel máximo o mínimo de alarma requerido para activar una señal de control. Véase sección 5.2.1.6

**5.2.1.2 Alimentación.** La alimentación del panel de superficie esta dada en los rangos de 85 a 264 VAC, 110 – 370 VDC y en frecuencias de 47 – 440Hz o en DC. La potencia nominal de consumo es de 35W con fusibles de 3.15A.

**5.2.1.3 Memoria.** La configuración básica de cada unidad esta registrada en una llave de configuración. Esta llave es proporcionada con cada dispositivo y posee una configuración de memoria de 16K de memoria no volátil. La memoria de adquisición de datos de corta duración provee una capacidad de 2 Mbytes de FLASH no volátil con una capacidad de almacenamiento de más de 36000 eventos.

**5.2.1.4 Salidas Estándar.** Se muestran en la tabla 5.2.

Número de salidas	Salida	Descripción
1	Conexión del multisensor	120Vdc, 10W
1	Relé de alarma	240Vac/dc, 5A, polos NC, NO
1	Relé de TRIP	240Vac/dc, 5A, polos NC, NO
8	Salidas analógicas	Cada una seleccionada individualmente a 0-10Vdc, 0-1Vdc, o 4-20mA, no aisladas
1	Puerto MODBUS RTU	Seleccionable desde menú para RS232 (3 hilos) o RS485 (4 hilos), con tasas de transmisión de 19200, 9600, 4800, 2400, 1200, paridad impar, 1 bit de parada, 8 bits de datos, direcciones de 1-255
1	Puerto de adquisición de datos	RS232, 19200, 9600, 4800, 2400, 1200 baudios, no paridad, 1 bit parada, 8 bits de datos.
2	Salidas de alimentación auxiliares	12 Vdc +/- 10%, 10mA

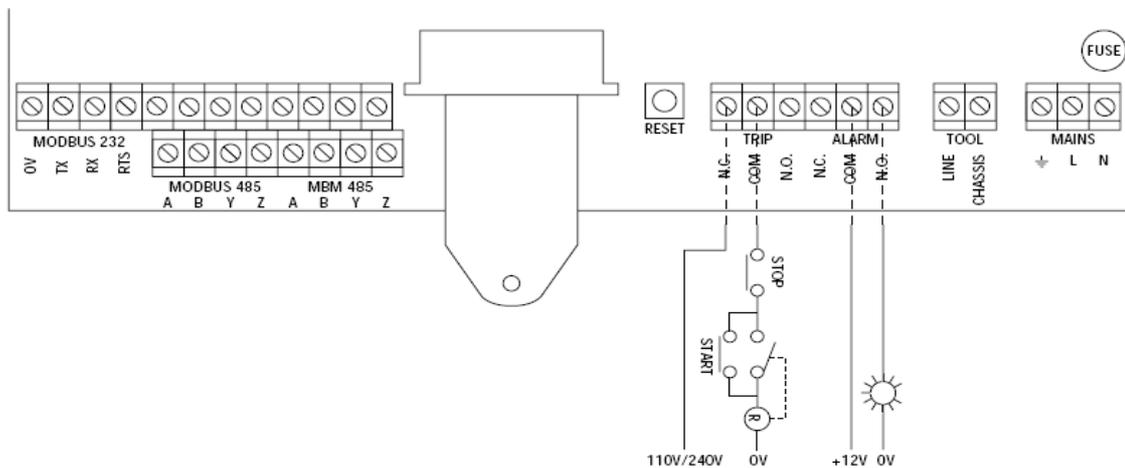
**Tabla 5. 2 Salidas estándar**

**5.2.1.5 Entradas Estándar.** La descripción se muestra en la tabla 5.3

Número de entradas	Entrada	Descripción
8 entradas	Entradas analógicas	Cada una seleccionada individualmente a 0-10Vdc, 0-1Vdc, o 4-20mA, entradas no aisladas.

**Tabla 5. 3 Entradas estándar**

**5.2.1.6 Salidas de Alarmas y TRIPs.** Las salidas de alarmas y TRIPs, que se muestran en la figura 5.4, están dadas por relés de contactos normalmente abierto y normalmente cerrado, y el formato del contacto es escogido seleccionando la posición correcta en el bloque. En la figura 5.4 se muestra un ejemplo con un contacto normalmente abierto (NO) de alarma. Su luz indicadora se acciona a 12Vdc, y el TRIP se encuentra conectado a un contacto normalmente cerrado (NC) para realimentar a un relé de (240Vdc). Existe un botón de parada para desactivar las condiciones de TRIP.



**Figura 5. 4 Salidas físicas de alarmas y TRIPs**

**5.2.1.6.1 Protecciones de Alarmas y TRIPs.** Cada una de las mediciones realizadas por el sensor de fondo y recibida por el panel de superficie tiene parámetros de alarmas y TRIPs asociados:

- Nivel de TRIP alto-alto
- Nivel de alarma alto
- Nivel de alarma bajo
- Nivel de alarma bajo-bajo

De los cuales los niveles alto-alto y bajo-bajo activan los relés del TRIP y los niveles alto y bajo activan los relés de las alarmas.

**5.2.1.6.2 Definición del umbral de Alarmas y TRIP.** Las alarmas son definidas por niveles altos y bajos, mientras que el TRIP se define en niveles alto-alto y bajo-bajo. El umbral de TRIP se encuentra fuera del umbral de alarma como se muestra en la figura 5.5.

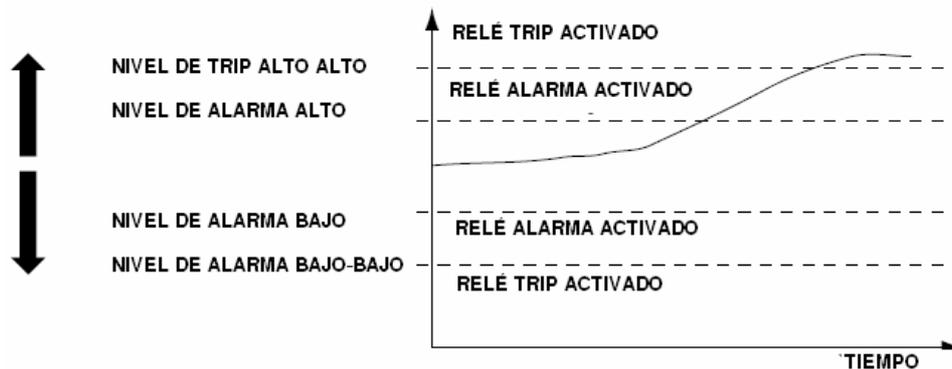


Figura 5. 5 Niveles de alarmas y TRIPs

Los umbrales de TRIP y alarmas son definidos en el menú de configuración inicial para cada parámetro de medición.

En la figura 5.6 se muestra una secuencia en el menú de configuración del panel de superficie para cambiar los niveles de alarmas y TRIPS en el sistema.

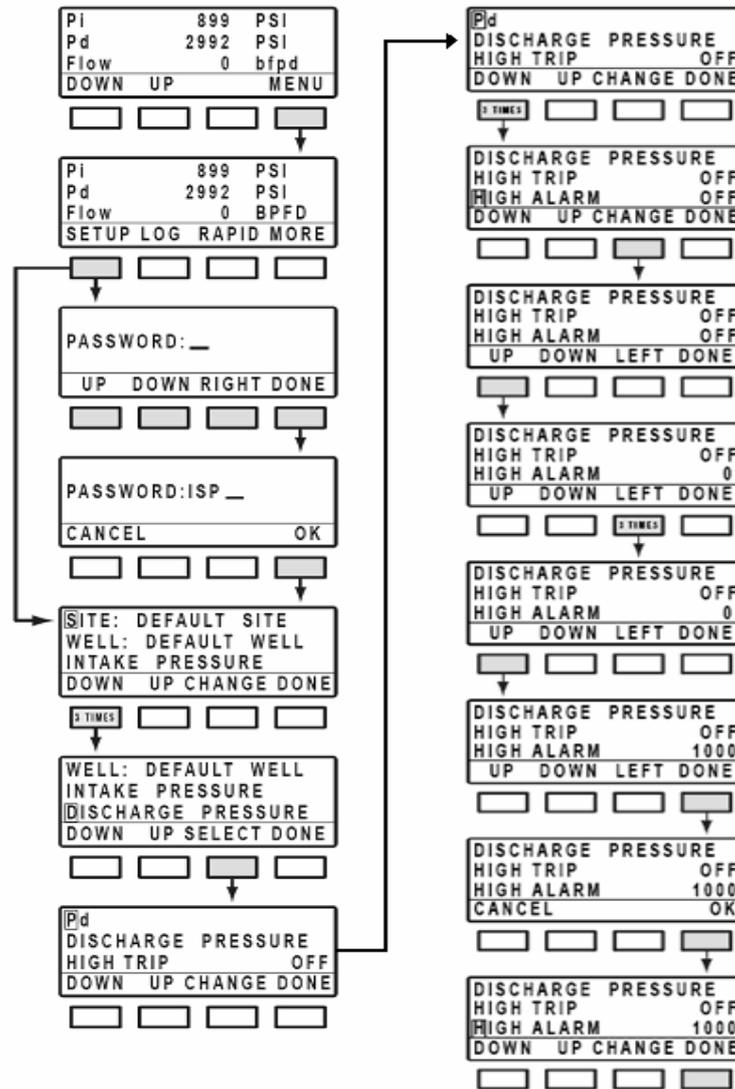


Figura 5. 6 Configuración de alarmas y TRIPS en el sistema

**5.2.1.7 Salidas Analógicas.** Las 8 salidas analógicas están relacionadas a las mediciones mostradas en la tabla 5.4

Salida	Conexión	Medida
Salida analógica 1	TB2 – 21(+)/22(GND)	Presión de intake
Salida analógica 2	TB2 – 21(+)/22(GND)	Presión de descarga
Salida analógica 3	TB2 – 21(+)/22(GND)	Temperatura de intake
Salida analógica 4	TB2 – 21(+)/22(GND)	Temperatura de motor
Salida analógica 5	TB2 – 21(+)/22(GND)	Flujo
Salida analógica 6	TB2 – 21(+)/22(GND)	Vibración
Salida analógica 7	TB2 – 21(+)/22(GND)	spare
Salida analógica 8	TB2 – 21(+)/22(GND)	Corrientes de fuga

Tabla 5. 4 Salidas analógicas

La relación de las salidas analógicas con los rangos de las señales representadas, pueden ser modificadas a través de la pantalla de cristal líquido ubicada en el panel, o a través del colector de datos portátil.

**5.2.1.8 Selección del tipo de salida.** Las salidas analógicas se encuentran en la parte superior del tablero de circuitos, y su configuración (4-20mA, 0-1V, 0-10V) se determina a través de los interruptores (SW5 – SW7). La forma de seleccionar el modo de uso de las salidas analógicas se muestra en la figura 5.7 y la tabla 5.5

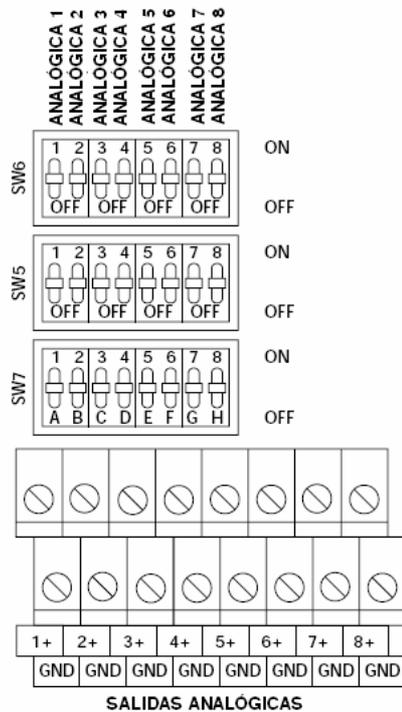


Figura 5.7 Selección del tipo de salida

Rango de salida	Posición del interruptor		
	SW5	SW6	SW7
0V – 1V	OFF	OFF	OFF
0V -10V	ON	OFF	OFF
4mA – 20mA	OFF	ON	ON

Tabla 5.5 Posición del interruptor

Se debe asegurar que las conexiones están hechas en la polaridad correcta. El lazo de +Ve se encuentra por encima de GND en el bloque de terminales.

En la figura 5.8 se muestra un ejemplo de conexión de las salidas analógicas de la unidad. La salida de presión de intake esta configurada para 4-20mA, la temperatura de motor (salida analógica 4) para 0-1Vdc y la vibración para 0-10Vdc la cual corresponde a la salida analógica 6.

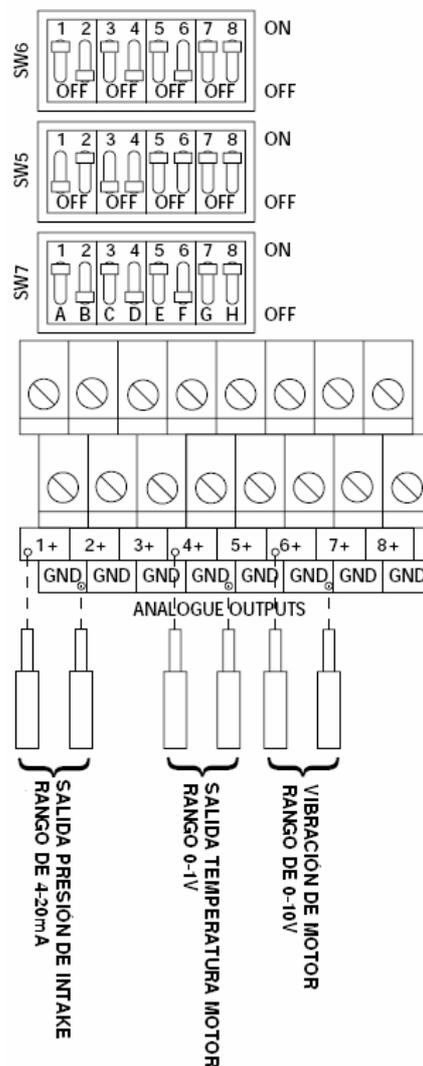


Figura 5. 8 Conexión de salidas analógicas

**5.2.1.9 Escalamiento de las salidas.** El escalamiento de las salidas analógicas puede ser cambiado, pero se mantiene un punto inicial para el caso del punto cero, 0Vdc o 4mA,

dependiendo de cómo se determina la configuración inicial ya sea para corriente o voltaje. Este punto inicial representará siempre 0 en la medición de los parámetros. La escala completa puede ser cambiada para valores mostrados en la figura 5.9

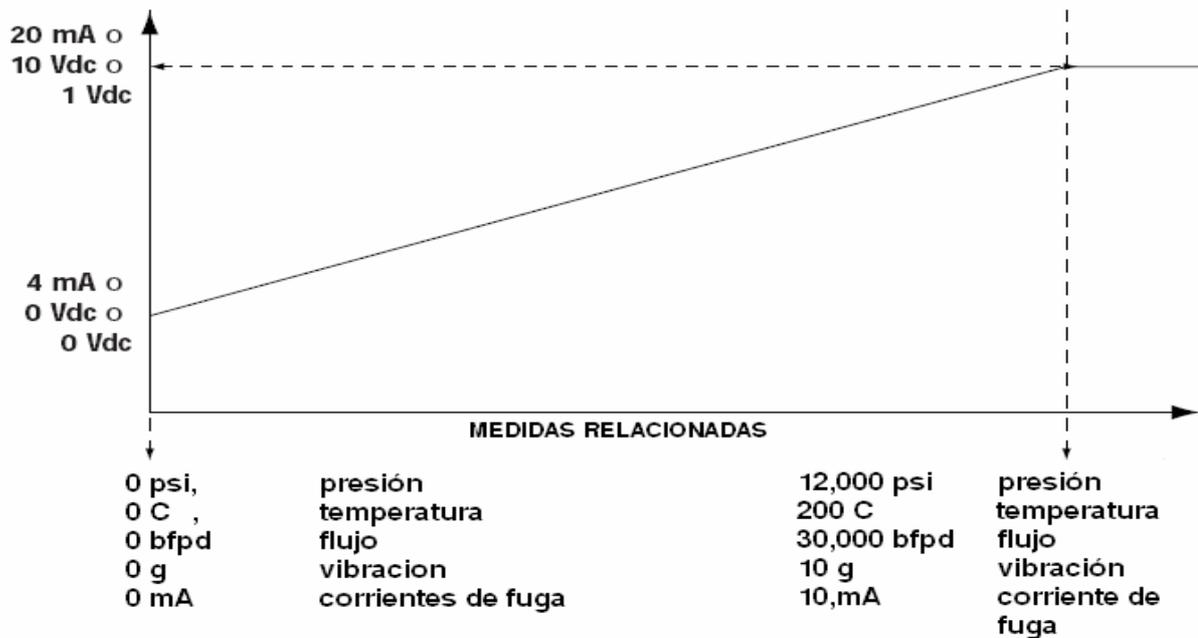


Figura 5. 9 Escalamiento de las medidas

Por ejemplo si una salida analógica esta configurada para 4-20mA y en la salida se da un valor de 12mA, esto representa la mitad del rango total. Si fuese la salida 1 que corresponde a la presión de intake, los 12mA corresponde a la mitad del valor de escala completa. De esta forma representa 6000psi o 412.65bar.

**5.2.1.10 Entradas Analógicas.** Estas entradas son seleccionadas de igual manera, 4-20mA, 0-1V, 0-10V, usando los interruptores ubicados en la parte superior (SW1- SW4). Las opciones y posiciones de los interruptores se muestran en la tabla 5.6 y en la figura 5.10.

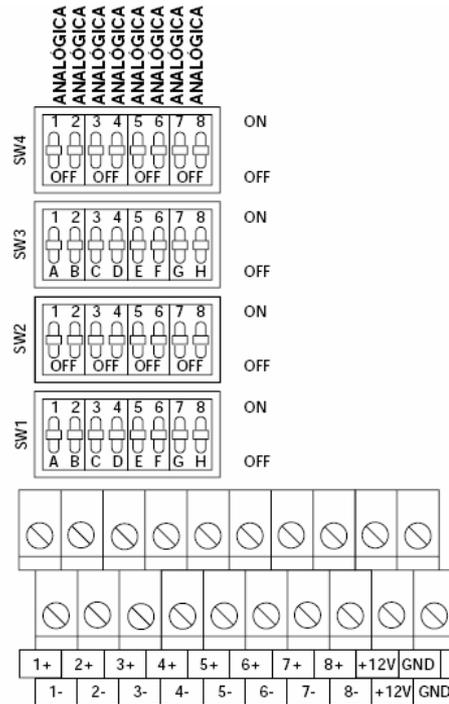


Figura 5. 10 Selección del tipo de entrada

Rango de entrada	Posición del interruptor			
	SW1	SW2	SW3	SW4
0V – 1V	OFF	-	OFF	OFF
0V -10V	OFF	-	ON	OFF
4mA – 20mA	ON	-	OFF	ON
-VE A TIERRA	-	OFF	-	-
-VE FLIOTANTER	-	ON	-	-

Tabla 5. 6 Posición del interruptor

Existe adicionalmente la posibilidad de tener entradas de interruptor o contactos de 12V, que deben ser definidas en los interruptores de configuración.

En la figura 5.11 se muestra la entrada 1 configura en el modo de 4-20mA, y la entrada 2 en modo de interruptor o contacto.

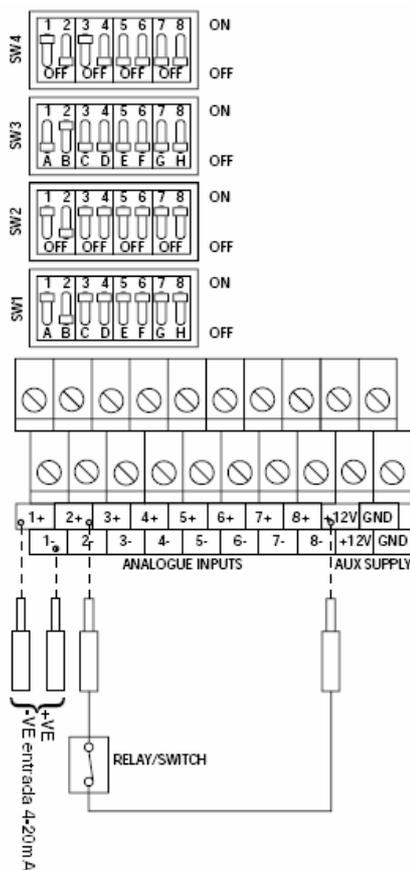


Figura 5. 11 Configuración de entrada 1 para 4-20mA

**5.2.1.11 Archivo de eventos almacenados y memoria.** El sistema ofrece una memoria no volátil para el almacenamiento de información. En el sistema se almacena todos los eventos y mediciones antes, después y durante un evento. Los eventos son la activación o reset de las señales de alarmas y TRIPS, como encendido del equipo, falla del sensor o panel de superficie, y desviación de la medición por encima de lo establecido.

En la figura 5.12 se muestra un evento en el cual en primera instancia la adquisición se realiza de forma normal, ya que la variable monitoreada se encuentra dentro del rango permitido. Cuando esta comienza a crecer y se acerca al valor de la alarma de alto, la adquisición de información es mas seguida permaneciendo de esta forma hasta que sobrepasa el valor y se aleja de el. De igual forma lo realiza al acercarse y sobrepasar el valor de TRIP en alto.

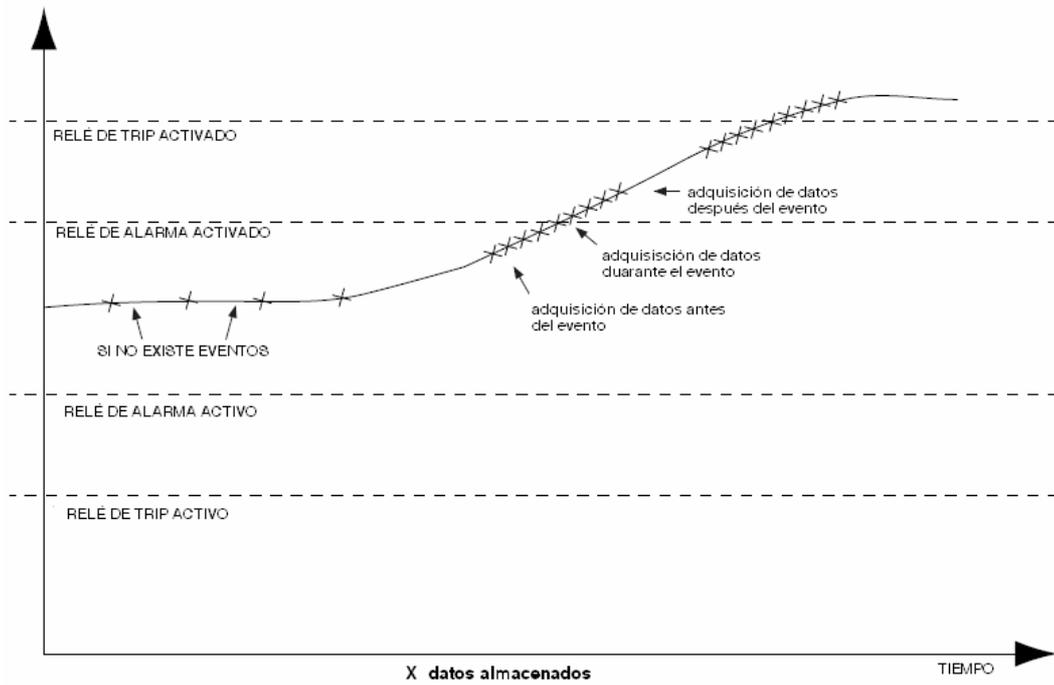


Figura 5. 12 Eventos almacenados

Se puede acceder al archivo almacenado a través del menú LOG, como se muestra en la figura 5.13.

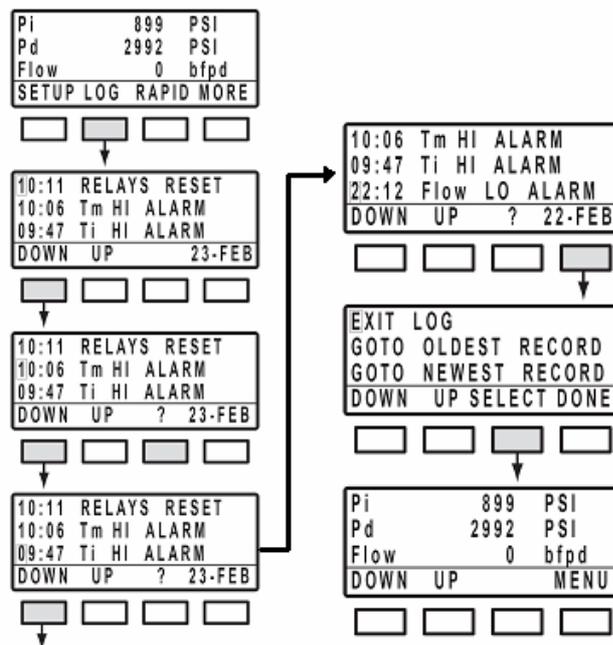


Figura 5. 13 Acceso al archivo de almacenamiento

La función LOG accede a la lista de eventos en orden cronológico y muestra la siguiente información:

- Fecha y hora de la adquisición
- Un código que identifica el evento
- Un código corto de la variable (Pi, Pd, Ti, etc.)

**5.2.1.12 Función de muestreo rápido.** El sistema puede ser configurado para que envíe solamente la presión de intake y la actualice en intervalos de 1 segundo usando la función de muestreo rápido la cual puede ser activada en el menú de configuración. Esta función deshabilita el monitoreo para los otros parámetros, al igual que las alarmas y TRIPs.

**5.2.1.13 Comunicación entre el sensor de fondo y el panel de superficie.**<sup>(36)</sup> La actualización de la información del sensor de fondo hacia el panel de superficie se da por medio de una petición realizada por el panel. El sensor una vez detectada la petición envía de forma serial la información a través del cable de poder en forma de señales de corriente de 10 a 20mA. Esto se muestra en la figura 5.14.

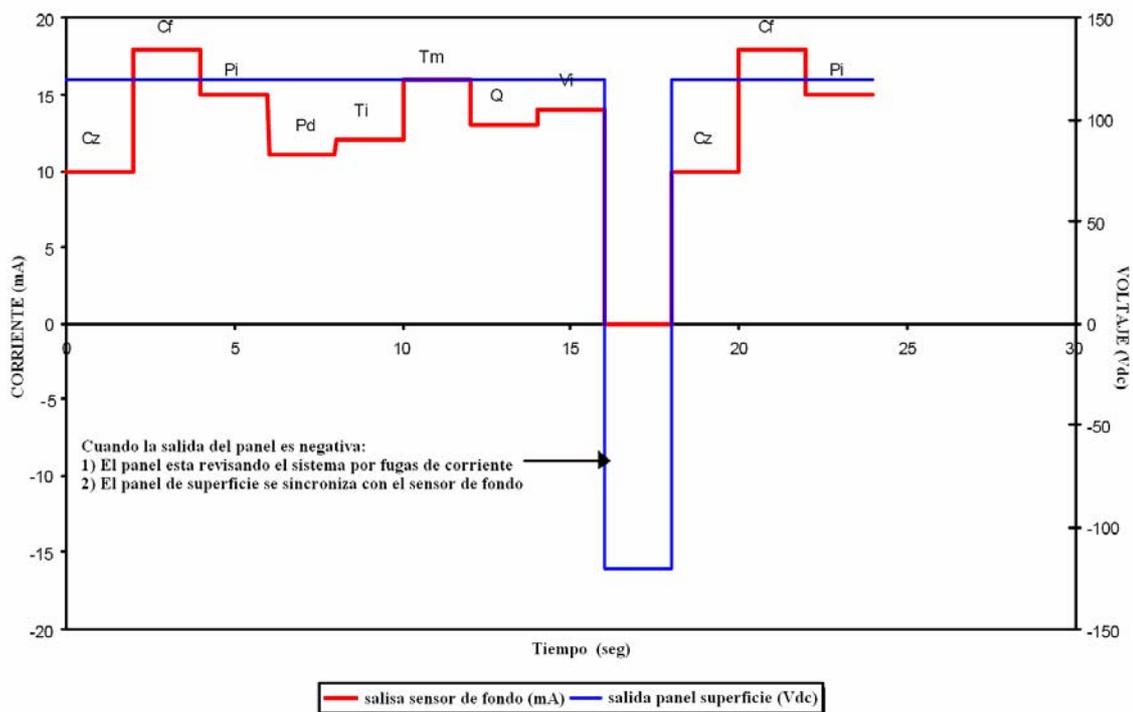


Figura 5. 14 Comunicación entre sensor de fondo y panel de superficie

Como se ve en la figura 5.14 el sensor de fondo envía 8 parámetros en total, incluyendo los parámetros de configuración de forma serial en un intervalo de tiempo de 2 a 4 segundos por cada parámetro. Una vez que la información ha sido actualizada el panel de superficie invierte la polaridad de la señal de voltaje indicando que la información ha sido actualizada. Cuando la señal de voltaje retorna nuevamente a un potencial positivo se realiza una nueva actualización de la información. Al mismo tiempo que empieza la transferencia de información del sensor de fondo al panel de superficie, se realiza una revisión en el sistema por fugas de corriente.

## 5.2.2 Configuración del Panel de Superficie <sup>(37)</sup>

**5.2.2.1 Clave de ingreso.** Las opciones de configuración del sistema pueden ser accedidas a través del panel de superficie, incluyendo niveles de alarmas, TRIPS y nombres de parámetros, entre otras.

El acceso al monitoreo del sensor puede ser revisado por cualquier persona, pero si se necesita cambiar la configuración de los parámetros del sistema se debe ingresar con la clave correcta. Una vez que ha ingresado la clave, el sistema la reconoce y permite su navegación a través de los menús de configuración. No es necesario el ingreso continuo de la clave cada vez que se sale del menú de configuración, el sistema le permite ingresar nuevamente hasta cinco minutos después de haber abandonado el menú principal. La clave de ingreso puede ser cambiada a través de la opción “Change Password”, opción que se encuentra bajo la opción de “Setup Panel”.

**5.2.2.2 Menú de Configuración (setup menu).** El menú principal de configuración le permite cambiar los principales parámetros de configuración, como son alarmas, TRIPS, y opciones adicionales para la configuración del panel de superficie. Esto se muestra en la tabla 5.7

---

37. Información obtenida del manual Phoenix Petroleum Services Ltd, Protection and Monitoring, Integrated Surface Panel, Schlumberger

Lugar:	Use esta opción para cambiar la ubicación del pozo.
Pozo:	Use esta opción para cambiar el nombre del pozo (Este nombre es usado por el software del sistema para identificar el pozo en la base de datos).
Presión de intake Presión de descarga Temperatura de intake Temperatura de motor Flujo Vibración Corriente de fuga (A) Corriente de fuga (B)	De esta forma se accede a los niveles de las alarmas y TRIPs, cambio de nombre de las variables entre otras.
Entradas analógicas	Use esta opción para definir el uso de la entrada analógica, definir su rango de entrada, unidades de ingeniería y sus niveles de alarmas y TRIPs.
Salidas analógicas	Use esta opción para configurar la variable deseada en cada salida y sus rangos
Panel de configuración	Provee acceso a opciones de configuración del panel de superficie que no se encuentran relacionadas con las mediciones.

**Tabla 5. 7 Menú de configuración**

**5.2.2.3 Menú de Parámetros.** El menú de parámetros permite al usuario la configuración de los niveles de alarmas y TRIPs para cada parámetro. Este menú será el mismo para cada variable monitoreada. Los parámetros se muestran en la tabla 5.8

Pi	Le permite cambiar el nombre corto de la variable con el que es identificado
Presión de intake	Le permite cambiar la descripción del parámetro usado, en pantallas donde se dispone de más espacio.
Nivel alto de TRIP OFF	Define el límite superior del umbral de TRIP. El LED indicador y el relé de TRIP se activará cuando el valor medido este considerablemente por encima de este valor. No se puede configurar este límite en un valor menor que el límite superior del rango de la alarma. Este parámetro deberá ser configurado con las unidades de medida adecuadas para cada variable. Cuando esta opción se encuentra desactivada no se generará ninguna señal de TRIP.
Alarma alta OFF	Similar al nivel alto de TRIP. El relé y LED indicador de la alarma se activará cuando la variable monitoreada se encuentre en un valor suficiente, por encima de este parámetro.
Alarma baja 900 Trip bajo 800	Similar al nivel de alarma en alto. El LED indicador y relé de alarma se activará cuando se encuentre en un valor suficiente por debajo de este parámetro. Similar al nivel de alarma en bajo. El LED indicador y relé de TRIP se activará cuando se encuentre en un valor suficiente por debajo de este parámetro
Desviación 5	Este parámetro es usado para controlar la cantidad de información adquirida por el sistema. Si la variable monitoreada es diferente a la

	última medición almacenada en al menos este valor, un nuevo grupo de datos es almacenado. Este valor es definido en unidades adecuadas para cada variable. No se genera ninguna alarma o TRIP.
HOLDDOWN 3	Este valor determina el número de lecturas consecutivas necesarias para activar una alarma o TRIP.
Banda muerta 10	Cuando una variable se encuentra en estado de alarma o TRIP y se mueve a un valor más bajo se aplica este valor en el umbral de la misma. El propósito es evitar activaciones repetidas de la alarma o TRIP mientras una variable se encuentra fluctuando entre el valor de activación de alarma o TRIP. Por ejemplo si el valor de Presión de intake se encuentra por encima de los 900 psi y se activa la alarma de bajo nivel, la presión de intake deberá sobrepasar los 910 psi para que la alarma sea desactivada.

**Tabla 5. 8 Menú de parámetros**

**5.2.2.3.1 Entradas Analógicas.** Las 8 entradas analógicas disponibles en el paneles de superficie que se muestran en la tabla 5.9 pueden ser definidas a través de este menú de opciones. En el primer menú se selecciona cual de las entradas se desea configurar. La mayoría de los menús de configuración son iguales, sin embargo hay opciones adicionales para determinar el rango y las unidades de ingeniería para las entradas.

A1	Le permite cambiar el nombre corto de la variable
Entrada analógica 1	Le permite cambiar la descripción del parámetro usado, en pantallas donde se dispone de más espacio.
Unidades Hz	Determina las unidades de ingeniería para la variable definida. Esta etiqueta no tiene significado para el panel de superficie y puede ser un máximo de 5 caracteres.
Cifras decimales 1	Indica el número de cifras decimales cuando el valor de este parámetro es mostrado. Se permite un valor entre 0 y 3.
Escala completa 100	El valor de unidades de ingeniería correspondiente a la escala completa de la variable. El valor máximo corresponderá a 20mA, 1V, 10V, dependiendo del rango.
Cero de escala 0	El valor en unidades de ingeniería correspondiente al cero de escala de la entrada.
TRIP alto OFF	Define el límite superior del umbral de TRIP. El LED indicador y el relé de TRIP se activará cuando el valor medido este considerablemente por encima de este valor. No se puede configurar este límite en un valor menor que el límite superior del rango de la alarma. Este parámetro deberá ser configurado con las unidades de medida adecuadas para cada variable. Cuando esta opción se encuentra desactivada no se generará ninguna señal de TRIP.
Alarma alta OFF	Similar al nivel alto de TRIP. El relé y LED indicador de la alarma se activará cuando la variable monitoreada se encuentre en un valor suficiente, por encima de este parámetro.
Alarma baja 900	Similar al nivel de alarma en alto. El LED indicador y relé de

	alarma se activará cuando se encuentre en un valor suficiente por debajo de este parámetro.
TRIP bajo 800	Similar al nivel de alarma en bajo. El LED indicador y relé de TRIP se activará cuando se encuentre en un valor suficiente por debajo de este parámetro
Desviación 5	Este parámetro es usado para controlar la cantidad de información adquirida por el sistema. Si la variable monitoreada es diferente a la última medición almacenada en al menos este valor, un nuevo grupo de datos es almacenado. Este valor es definido en unidades adecuadas para cada variable. No se genera ninguna alarma o TRIP.
HOLDOWN 3	Este valor determina el número de lecturas consecutivas necesarias para activar una alarma o TRIP.
Banda muerta 10	Cuando una variable se encuentra en estado de alarma o TRIP y se mueve a un valor más bajo se aplica este valor en el umbral de la misma. El propósito es evitar activaciones repetidas de la alarma o TRIP mientras una variable se encuentra fluctuando entre el valor de activación de alarma o TRIP.

**Tabla 5. 9 Entradas analógicas**

**5.2.2.3.2 Salidas Analógicas.** Este menú permite definir la configuración de las 8 salidas analógicas disponibles en el panel de superficie. Se puede definir la salida analógica que monitoree a una determinada variable, definir la escala completa y el punto cero de escala. El primer menú selecciona cual de las ocho salidas se desea configurar y después se despliega el menú mostrado en la tabla 5.10.

Parámetro: Pi	Permite cambiar el parámetro de la unidad medida
Escala completa:100	Se determina el valor en unidades de ingeniería correspondiente para una escala completa. Por ejemplo el valor completo correspondiente para 20mA, 1V o 10V dependiendo del rango
Cero de escala: 0	Se determina el valor para cero de escala en unidades de ingeniería. Correspondientes para 4mA o 0V.

**Tabla 5. 10 Salidas analógicas**

#### 5.2.2.4 Configuración del Panel

La tabla 5.11 muestra las opciones de configuración del panel.

Configuración inicial	Retorna a la configuración de fábrica
Configuración de fecha y hora	Configura fecha y hora

Configuración de relés	Modo TRIP Auto	Se determina el modo de operación del relé de TRIP. 'Auto' se reinicia automáticamente cuando la condición de TRIP se ha removido. El modo 'Latch' necesita una señal de reset específica ya sea a través del panel de superficie o la conexión MODBUS. La condición 'INHIBIT' previene que el LED piloto y el relé se active
	Tiempo de TRIP 30	Especifica el mínimo tiempo en minutos que el relé de TRIP estará activado en modo 'Auto'
	Modo de alarma Auto	Idéntico a los modos de TRIP aplicados en el relé de TRIP
	Tiempo de alarma 0	Idéntico al tiempo de TRIP
	Relé de falla Alarma	Cuando se lo configura en 'Alarm' cualquier falla en el sistema o en las comunicaciones activará el relé de la alarma. Se debe definir el modo 'inhibit' para prevenir este comportamiento
Configuración del display	Número de pantallas 3	Define El número de pantallas que se encuentran abiertas en ese mismo instante
	Autoscroll OFF	Especifica un tiempo en segundos para desplegar cada pantalla o la opción OFF para desactivar automáticamente esta opción.
	Contraste	Se usa esta opción para cambiar el contraste del LCD.
Configuración en la adquisición de datos	Intervalo largo 360	Define el intervalo para la adquisición de datos. Si no ocurre ningún evento durante este tiempo, el dispositivo almacenará una rutina de datos. El intervalo se muestra en minutos.
	Limpieza de la base de datos	Borra todo en la base de datos.
Puertos COMM	Configuración de salida ASCII	Selecciona el modo de salida en el puerto serial local. Los modos válidos son ASCII, BINARY, NONE
	Rata de transmisión 9600	Determina la rata de transmisión para el puerto serial.
MODBUS	Modo MODBUS 16 bits	Selecciona el modo de salida para el puerto MODBUS. Las opciones validas son 16 bits, 24 bits, o IEEE FP para números de punto flotante.
	Rata de transmisión 9600	Determina la rata de transmisión para el puerto serial MODBUS.
	Dirección de esclavo 1	Define la dirección de esclavo en MODBUS para esta unidad. Cada panel de superficie en la red MODBUS debe tener diferente dirección de esclavo.
	Comms	Da la facilidad de cambiar entre RS232 y RS485.
Llave de calibración	Permite el uso de una nueva llave de configuración sin la necesidad de reiniciar la unidad	
Configuración del CL pasivo	Define la medida de corriente de fuga pasiva. Esto debe ser echo cuando el motor del ESP esta apagado.	
Cambio de contraseña	Permite que se defina una nueva contraseña para la configuración de la unidad	

Tabla 5. 11 Configuración del panel

### 5.2.3 Puerto MODBUS <sup>(38)</sup>

Esta unidad remota de MODBUS puede ser interfaces estándar RS232 (3 cables) y RS485 (4 cables). Su configuración puede ser realizada en el menú principal de configuración para definir el puerto, velocidad y dirección de esclavo. La interfase MODBUS permite al equipo de superficie del sistema Phoenix conectarse a una unidad master RTU MODBUS.

**5.2.3.1 Indicadores de Estado.** Existen 5 LEDs montados en la tarjeta principal, ubicados por debajo de la llave de configuración. Estos indicadores se marcan tal como se muestra en la tabla 5.12.

INDICACIÓN	COLOR
Alimentación	Amarillo
Estado	Amarillo
Tx	Verde
Rx	Rojo
CTS	Amarillo
RTS	Amarillo

**Tabla 5. 12 Leds indicadores de estado**

La luz indicadora de Tx y Rx se activa cada vez que el canal de comunicación esta recibiendo o transmitiendo información. Un estado de parpadeo en el indicador representa que la interfase MODBUS esta siendo ocupada.

**5.2.3.2 Configuración MODBUS.** El sistema contiene una memoria no volátil para almacenar la configuración. Se configuran los siguientes parámetros:

- Dirección MODBUS del panel.
- Rata de transmisión del canal MODBUS.

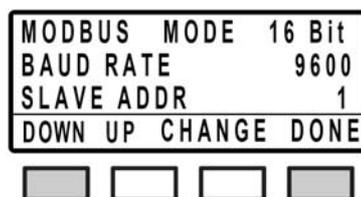


Figura 5.15 Configuración MODBUS

Esta configuración tiene un estado inicial de fábrica de 9600 baudios y una dirección de 1 tal como se muestra en la figura 5.15. Las tasas de transmisión permitidas son: 19200, 9600, 4800, 2400, 1200 baudios. La dirección debe estar dentro de los estándares de MODBUS 1 – 255 (excluyendo la dirección 8).

### 5.2.3.3 Implementación del Protocolo MODBUS

**5.2.3.3.1 Definición maestro esclavo.** MODBUS se comunica usando una técnica de maestro esclavo, en la cual solamente un dispositivo, el maestro, puede hacer requerimientos al esclavo. El esclavo retorna un mensaje llamado “respuesta”, al maestro. El equipo de Phoenix actúa dentro de MODBUS como un dispositivo RTU esclavo.

**5.2.3.3.2 Códigos de función usados.** El sistema es compatible con el protocolo de Modicon MODBUS usando el modo RTU de transmisión. En la tabla 5.13 se muestran los códigos de función usados por la tarjeta.

Código	Función
03	Leer registro
06	Configuración registro simple.

Tabla 5.13 Códigos de función utilizados

**5.2.3.3.3 Flujo de información.** En el modo RTU esclavo la petición y respuesta tiene la forma mostrada en la figura 5.16.

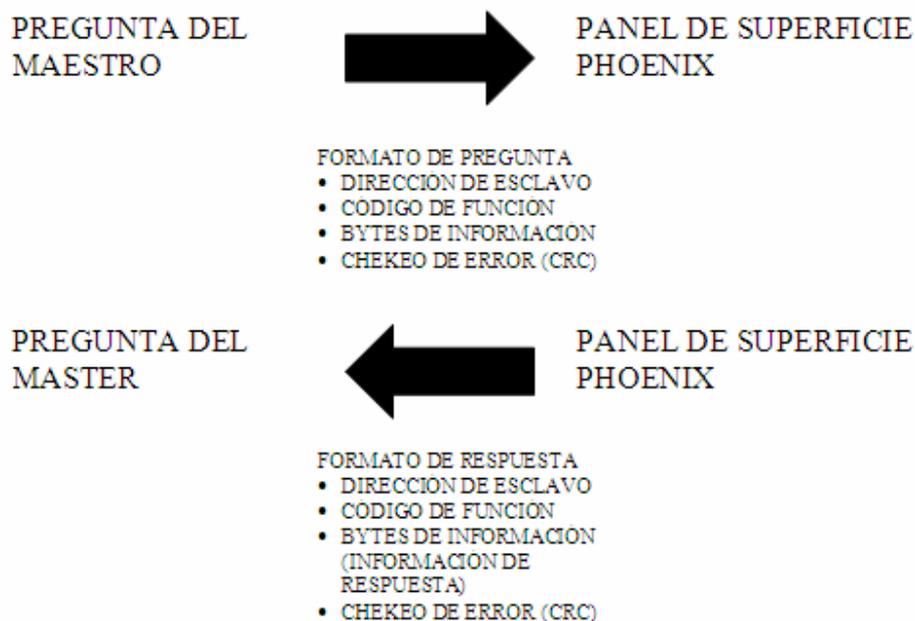


Figura 5. 16 Flujo de información

**5.2.3.3.4 Direcciones de registros.** Existen dos rangos de direcciones para los registros del sistema. Uno contiene la información enviada al panel de superficie por el sensor y otro para el almacenamiento de la configuración del sistema. Los rangos de las direcciones se muestran en la tabla 5.14.

RANGO	CONTENIDO DEL REGISTRO
0-99	Datos de mediciones
1001-1008	Información de configuración

Tabla 5. 14 Direcciones de registros

Los demás registros son reservados y usados por el panel de superficie y soluciones de monitoreo complementarias como el acceso remoto a la información, configuración de alarmas y TRIP, entre otros. El formato usado en los datos es de 16 bits para los registros, con el byte en alto primero.

Las conexiones para la interfaz de Modbus se muestran en la tabla 5.15.

IDENTIFICACIÓN	SEÑAL
A	TxA
B	TxB
Y	RxA
Z	RxB

Tabla 5. 15 Conexión MODBUS 485

**5.2.3.4 Información del pozo en formato de 48 bits.** Cada parámetro de la información del pozo esta almacenado en un formato específico en relación con el contenido del registro de retorno. Los valores en si pueden estar dados en 24 bits, 16 bits o en IEEE punto flotante, con empleo de arreglo de escala. Cada formato puede ser seleccionado a través del menú de configuración. En las figuras 5.17, 5.18 y 5.19 se muestra la estructura para cada configuración.

Registro dirección n (par)		Registro dirección n+1 (impar)	
Byte 3	Byte 2	Byte1	Byte 0
MSB	LSB	MSB	LSB
Valor de medición			No usado

Figura 5. 17 Configuración 24 bits

Registro dirección n (par)	
Byte 3	Byte 2
MSB	LSB
Valor de medición	

Figura 5. 18 Configuración 16 bits

Registro dirección n (par)				Registro dirección n+1 (impar)													
Byte 3		Byte 2		Byte1				Byte 0									
0			7	8			15	16			22	23	24			30	31
Valor medido (F)												EXP		Signo (s)			

Figura 5. 19 Configuración punto flotante

**5.2.3.4.1 Parámetros medidos.** La asignación de las direcciones para los registros se muestran en la tablas 5.16 y 5.17.

Registros	PARÁMETROS	
	Modo 16 bits	Modo 24 bits y Punto flotante IEEE
0	Presión de INTAKE	Presión de INTAKE
1	Presión de descarga	Presión de INTAKE
2	Temperatura de INTAKE	Presión de descarga
3	Temperatura de motor	Presión de descarga
4	Flujo	Temperatura de INTAKE
5	Vibración	Temperatura de INTAKE
6	Entrada analógica 1	Temperatura de motor
7	Entrada analógica 2	Temperatura de motor
8	Entrada analógica 3	Flujo
9	Entrada analógica 4	Flujo
10	Entrada analógica 5	Vibración
11	Entrada analógica 6	Vibración
12	Entrada analógica 7	Entrada analógica 1
13	Entrada analógica 8	Entrada analógica 1
14	CL-A	Entrada analógica 2
15	CL-P	Entrada analógica 2
16	Cf	Entrada analógica 3
17	Cz	Entrada analógica 3
18	Sin uso	Entrada analógica 4
19	Sin uso	Entrada analógica 4
20	Sin uso	Entrada analógica 5
21	Sin uso	Entrada analógica 5
22	Sin uso	Entrada analógica 6
23	Sin uso	Entrada analógica 6
24	Sin uso	Entrada analógica 7
25	Sin uso	Entrada analógica 7
26	Sin uso	Entrada analógica 8
27	Sin uso	Entrada analógica 8
28	Sin uso	CL-A
29	Sin uso	CL-A
30	Sin uso	CL-P
31	Sin uso	CL-P
32	Sin uso	Cf
33	Sin uso	Cf
34	Sin uso	CL-A
35	Sin uso	CL-A

**Tabla 5. 16 Medición de parámetros**

Registro	Nombre	Descripción y Formato
100	Estado de alarmas y TRIPS	Se lee 0 si ninguna alarma o TRIP se encuentra presente, 1 si existe una condición de alarma presente, y 2 si una condición de TRP se encuentra presente. Se escribe un 1 en este registro para actualizar las alarmas y TRIPS y para restaurar el estado de los relés.
101	Deshabilitación de TRIP	Lee 0 cuando el TRIP se encuentra habilitado y 1 cuando esta inhabilitado. Se escribe 0 para habilitar los TRIPS y 1 para deshabilitarlos.
102	Estado de RSR	Se lee 0 cuando se encuentra en un escaneo normal, 1 cuando se inicia un escaneo rápido y 2 cuando se encuentra dentro de un escaneo rápido. Se escribe 0 para habilitar un escaneo normal y 2 para configurar el modo de escaneo o muestreo rápido.
103	Estado de fallas	Este es un registro solo de lectura. Se lee el tipo de falla presente. 0 indica no presencia de fallas
104	Modo MODBUS	Se lee 0 cuando esta habilitado el modo de 16 bits, 1 para modo de 24 bits, y 2 para modo IEEE punto flotante. Escriba 0 para habilitar el modo 16 bits, 1 para activar el modo 24 bits y dos para IEEE punto flotante.
105	Bandera de unidades	Se lee y escribe el bit de bandera de unidades para los diferentes parámetros como sigue: Bit0 : 0 psi, 1 bar Bit1 : 0 C, 1 F Bit2 : 0 bfpd, 1 m <sup>3</sup> /d

**Tabla 5. 17 Registros de valores de configuración**

#### 5.2.4 Bobina de choque de superficie <sup>(39)</sup>

**5.2.4.1 Introducción.** La bobina de choke es usada para aislar el panel integrado de superficie (ISP) del alto voltaje AC del cable de la ESP (bomba Electrosumergible), pero permite que las señales de DC pasen libremente desde y hacia el ISP. Esto habilita la comunicación con el multisensor de fondo sin tener voltajes demasiado altos en el ISP. El multisensor Phoenix que se comunica usando el sistema eléctrico de la ESP requiere una consola de choke a ser instalada en el equipo eléctrico de cabeza de pozo. Hay dos sistemas disponibles:

39. Información obtenida del manual Phoenix Petroleum Services Ltd, Protection and Monitoring, Surface Choke Assembly, Schlumberger

- Choke de punto de estrella, mostrado en la figura 5.20, reconocible por tener un fusible solamente.
- Choke de tres fases, mostrado en la figura 5.21, (cuatro fusibles) tiene tres fases y tierra.

El choke de punto de estrella se usa cuando el punto de estrella del sistema es accesible, por ejemplo en una caja de un terminal de transformador, y la bobina de 3 fases se utiliza cuando no hay punto de estrella disponible.

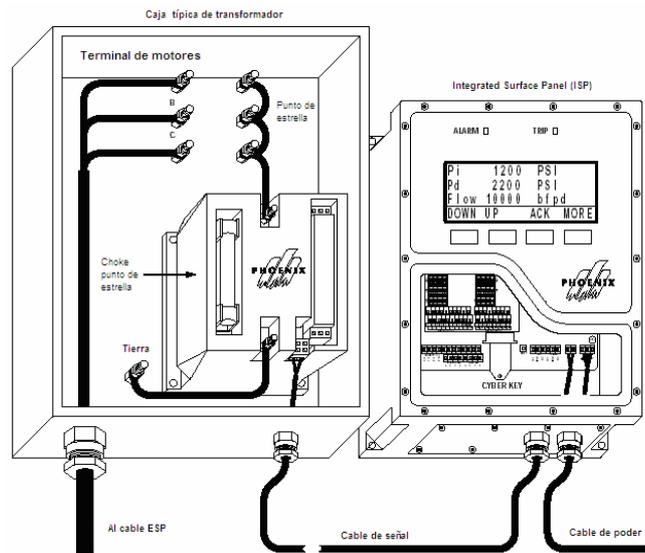


Figura 5. 20 Choke punto de estrella

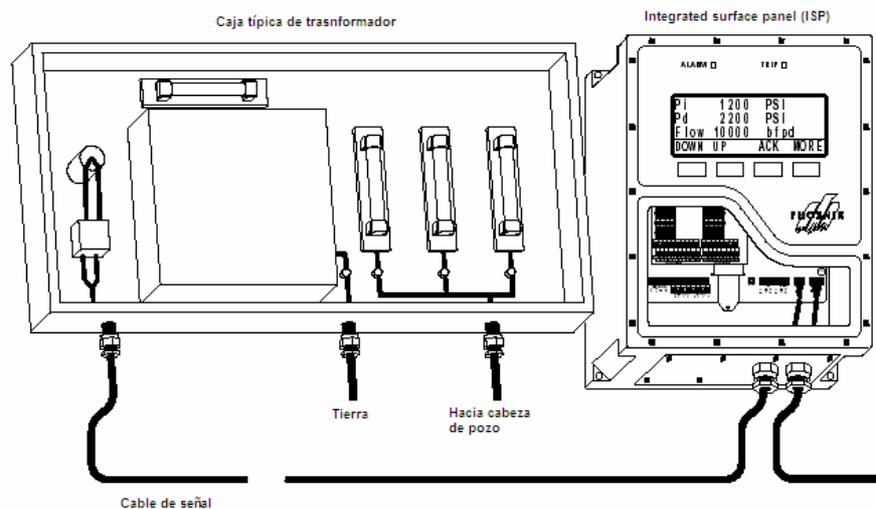
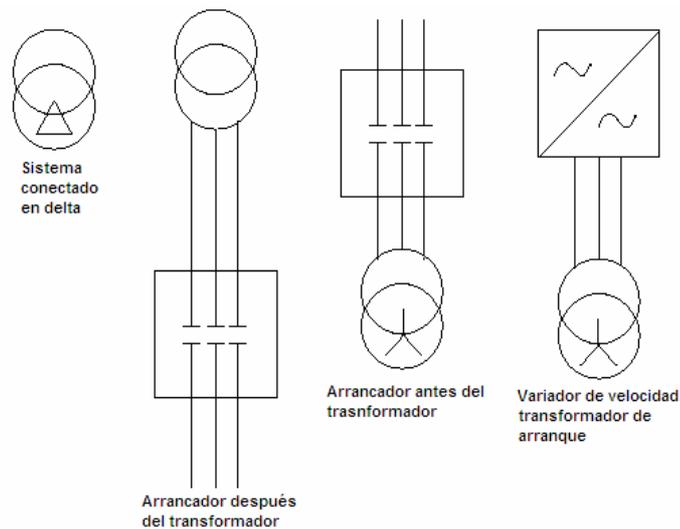


Figura 5. 21 Choke de tres fusibles

**5.2.4.2 Selección de choke adecuado.** En toda instancia es preferible seleccionar un choke de punto de estrella por:

- Menor coste de adquisición y mantenimiento.
- Menor número de fusibles.
- Menor tamaño

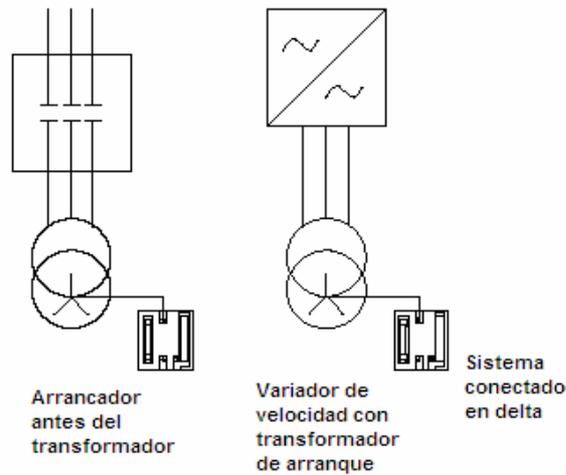
En la figura 5.22 se muestran cuatro sistemas eléctricos utilizados en la instalación de estos equipos:



**Figura 5. 22 Sistemas eléctricos**

**5.2.4.2.1 Choke de fase en estrella.** Este tipo de choke, mostrado en la figura 5.23, se utiliza cuando el punto de estrella permanece eléctricamente conectado a la ESP si el variador de velocidad o el arrancador son detenidos, no es adecuado cuando:

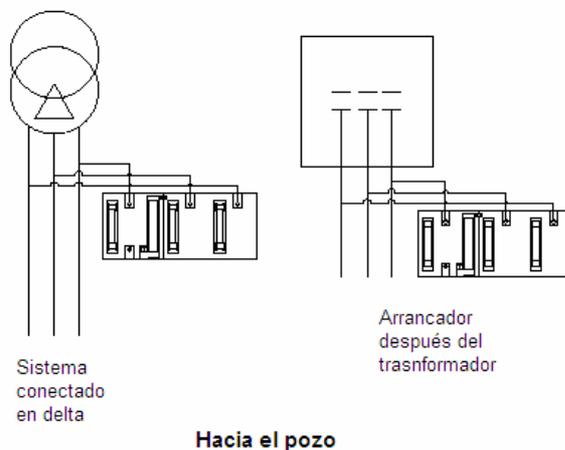
- No hay punto de estrella (secundario conectado en delta).
- Donde hay un contactor desconectado después del transformador secundario.



### Hacia el pozo

Figura 5. 23 Choke de fase en estrella

**5.2.4.2.2 Choke de tres fases.** Este tipo de choke, mostrado en la figura 5.24, puede ser usado con todas las conexiones mostradas en la figura 5.22, sin embargo es preferible usar un tipo de choke con estrella siempre que se pueda.



### Hacia el pozo

Figura 5. 24 Choke de tres fases

## 5.2.5 Pruebas del ISP (Panel integrado de superficie)

Una vez encendido el panel integrado de superficie revisará las funciones básicas de choke y confirmará:

- Nivel correcto de bajo voltaje de aislamiento (100Vcd).
- Comunicaciones del multisensor recibidas correctamente.

El ISP identificará si un fusible ha fallado en el choke de punto de estrella. Pero no es posible determinar si uno de los fusibles del choke de 3 fases ha fallado hasta que la ESP no esté funcionando. Si se da esa falla, cuando el sistema está en funcionamiento se desplegarán alarmas para que los fusibles sean revisados.

## 5.2.6 Herramienta multisensora de fondo <sup>(40)</sup>

**5.2.6.1 Introducción.** La herramienta Phoenix multisensora de fondo (MDT) es instalada en la base del motor ESP con el cable de poder del motor como medio de comunicación. La MDT provee datos de bomba y reservorio con el fin de proporcionar al operador información para controlar las ESP de manera eficiente y confiable.

El multisensor mide la presión de intake de la bomba, la temperatura del motor, la temperatura de intake, vibración y corrientes de fuga en el sistema eléctrico de las ESP. También puede medir la presión de descarga de la bomba, la temperatura del bobinado del motor y la razón de flujo. Todos los transductores están encapsulados dentro del cuerpo del multisensor. Los tipos de multisensores existentes se muestran en la tabla 5.18.

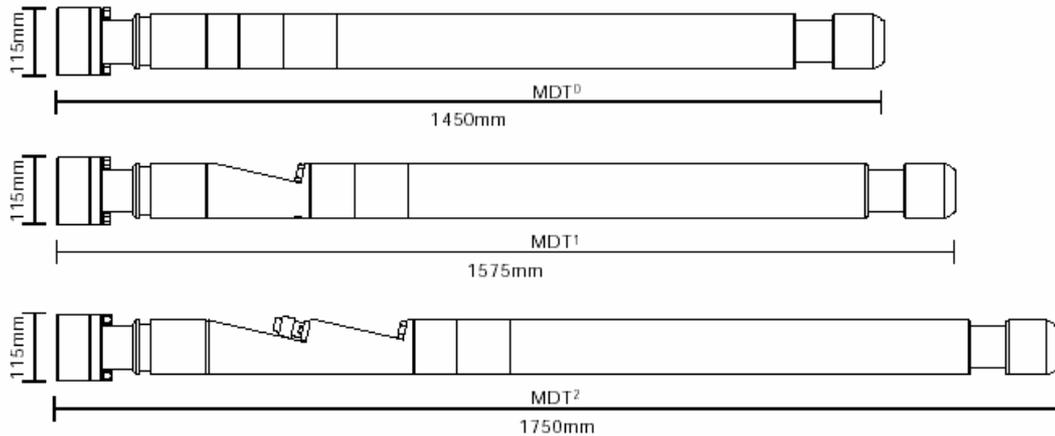
<i>Tipo 0</i>	<i>Tipo 1</i>	<i>Tipo 2</i>
Presión de intake	Presión de intake	Presión de intake
Temperatura del motor	Temperatura del motor	Temperatura del motor
Temperatura de intake	Temperatura de intake	Temperatura de intake
Vibración	Vibración	Vibración
Corrientes de fuga	Corrientes de fuga	Corrientes de fuga
	Presión de descarga	Presión de descarga
		Flujo

**Tabla 5. 18 Tipos de multisensores Phoenix**

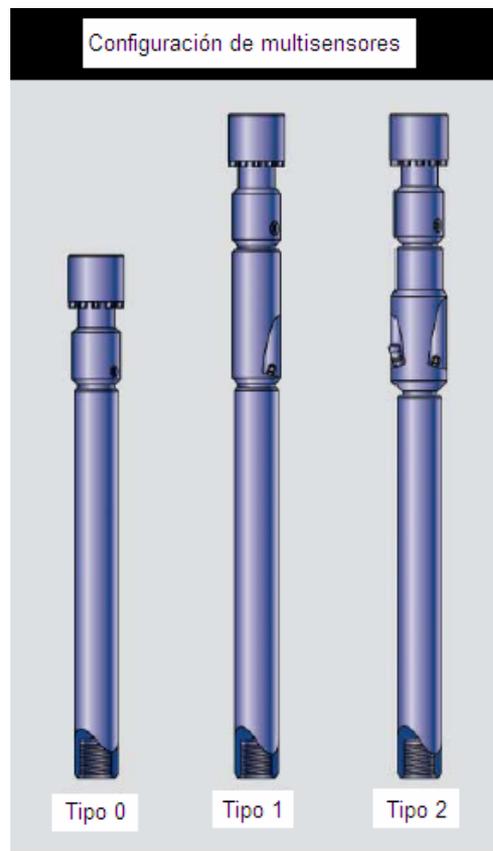
Toda comunicación con la superficie se logra a través del cable de alimentación del motor. El multisensor se conecta al punto neutral del motor ESP. Esto se realiza directamente por un conector I-wire a los bobinados del motor o mediante una barra adaptadora del bus de datos.

40. Información obtenida del manual Phoenix Petroleum Services Ltd, Protection and Monitoring, Multisensor Downhole Tool, Schlumberger

**5.2.6.2 Especificaciones.** El multisensor está formado por un encapsulado de 10000 psi de presión que contiene los transductores y la electrónica. Los encapsulados usados se muestran en la figura 5.25 y 5.26.



**Figura 5. 25 Tipos de encapsulados usados en los multisensores Phoenix**



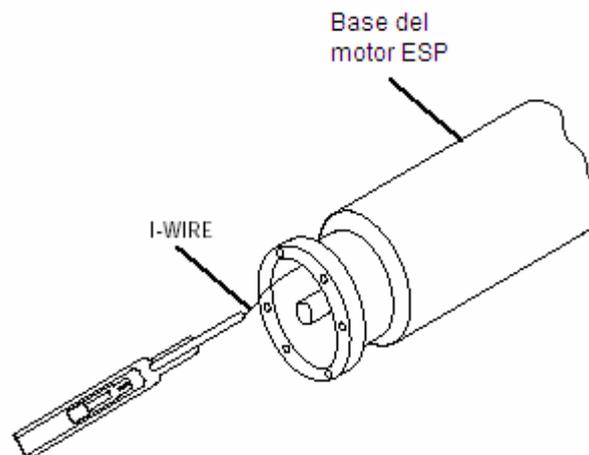
**Figura 5. 26 Configuración de multisensores**

**5.2.6.3 Precisión de los sensores.** Los parámetros del multisensor están de acuerdo a las especificaciones mostradas en la tabla 5.19.

Parámetro	Precisión
Presión	0.1%
Temperatura	1%
Tasa de flujo	5%
Vibración	1%
Corrientes de fuga	0.05%

**Tabla 5. 19 Precisión de los sensores**

**5.2.6.4 Conexión.** La conexión al motor se logra a través de un punto neutro con una adaptación I-wire, tal como se muestra en la figura 5.27



**Figura 5. 27 Adaptación con I-wire**

También se dispone de un adaptador para motores sin punto neutro o I-wire, tal como se muestra en la figura 5.28. El adaptador provee una conexión para las tres fases del motor con una barra adaptadora de bus tipo estrella y un I-wire incluido.

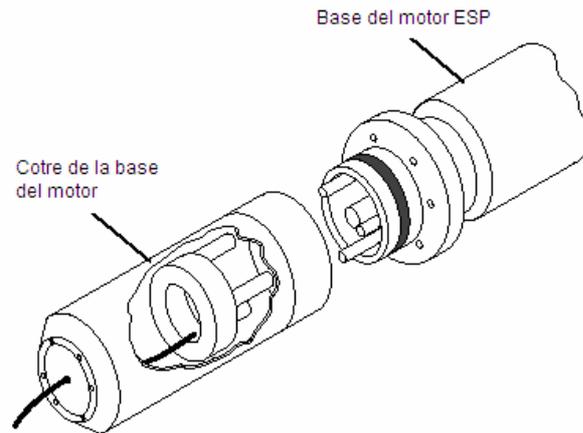


Figura 5. 28 Adaptación sin punto muerto

**5.2.6.5 Protección y monitoreo.** Dos conectores boot son usados para conectar el transductor de temperatura de los bobinados del motor, localizados dentro del motor al sensor. Eso se observa en la figura 5.29.

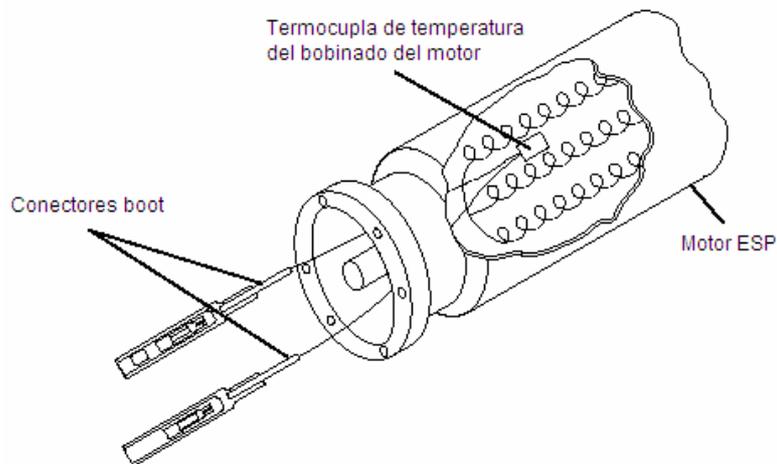


Figura 5. 29 Termocupla de temperatura del motor

Una prueba del multisensor debe ser realizada antes de su conexión al motor. Un panel de superficie debe ser conectado al multisensor mediante una carga de prueba como se muestra en la figura 5.30.

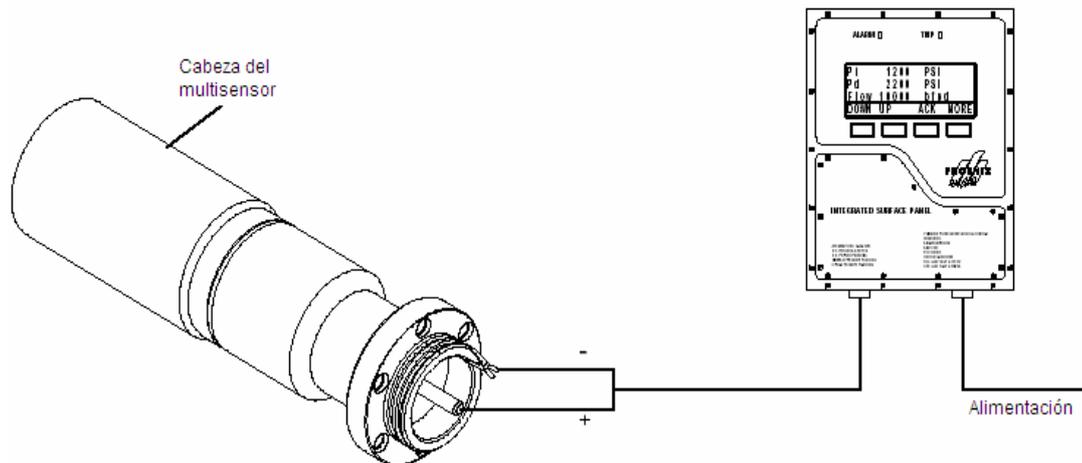


Figura 5. 30 Prueba del multisensor

El panel debe ser energizado y las lecturas y parámetros de diagnóstico deben ser grabadas. El panel reportará cualquier anomalía con el multisensor.

**5.2.6.5.1 Termocuplas de temperatura del motor.** La temperatura del motor puede ser medida de dos maneras distintas. Por medio de una termocupla de aceite de motor o por medio de una termocupla conectada al bobinado dentro del motor. La termocupla de aceite de motor se ubica dentro del multisensor, entre el motor y éste. La termocupla de bobinado del motor se ubica en los bobinados del mismo y tiene dos alambres de color codificados que requieren conectores de boot diseñados de igual manera que el conector I-wire.

El multisensor está provisto de dos termocuplas, una pequeña (10cm) para medir la temperatura de aceite de motor y otra larga (200cm) acoplada al bobinado del motor para medir su temperatura.

### 5.2.6.5.2 Protección de los equipos de bombeo sumergibles (ESP) <sup>(41)</sup>

#### 5.2.6.5.2.1 Temperatura elevada de motor

**5.2.6.5.2.1.1 Causas.** Las posibles causas para un incremento de la temperatura del motor son:

41. Información obtenida del manual Phoenix Petroleum Services Ltd, Protection and Monitoring, ESP Protection Guidelines for Integrated Surface Panels, Schlumberger

- Poca cantidad de fluido a través de la bomba.
- Alta demanda de potencia.
- Poca capacidad de enfriamiento del fluido.
- Fugas en la tubería.
- Operación desbalanceada del motor.

#### 5.2.6.5.2.1.2 Posibles efectos en la producción

**5.2.6.5.2.1.2.1 Operación fuera del rango de diseño de la ESP.** La operación fuera de rango de diseño, tal como se muestra en la figura 5.31, puede producir:

- Desgaste excesivo de la bomba
- Baja eficiencia de la ESP
- Falla temprana en los aislamientos de corriente

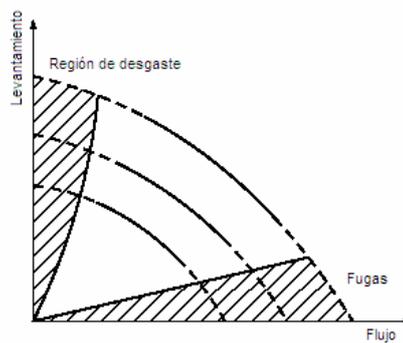


Figura 5. 31 Operación fuera del rango de diseño de la ESP

**5.2.6.5.2.1.2.2 Efectos en el pozo.** Presión de intake del pozo sobre el punto de burbuja, tal como se muestra en la figura 5.32

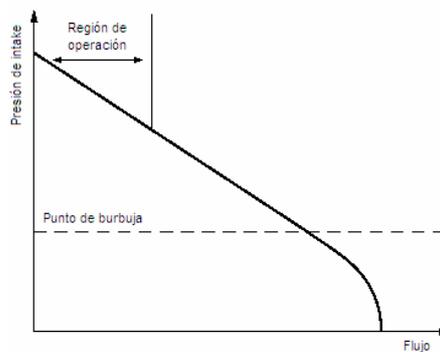


Figura 5. 32 Presión de pozo sobre el punto de burbuja

**5.2.6.5.2.1.3 Parámetros de protección del ISP.** Los parámetros de protección para el manejo de la temperatura elevada de motor son:

- Alarma encendida, límite de diseño del motor
- Trip debajo del límite del motor

En la tabla 5.20 se analizan las causas y soluciones para manejar una operación a temperatura elevada de motor.

Possible causa	Síntomas relacionados	Acción de remedio
Válvula de choke del pozo muy cerrada	Bajo flujo Alta presión de descarga Alta presión de intake Alta temperatura de intake	Abrir más la válvula de choke
Pozo en alarma	Cero flujo Alta presión de descarga Alta presión de intake Alta temperatura de intake (posible)	Establezca y reticifique la causa antes de reiniciar
Fluido muy pesado	Bajo flujo Alta presión de descarga Alta presión de intake Alta temperatura de intake	Abrir la válvula de choke o incrementar la frecuencia
Baja producción de pozo	Baja presión de intake Bajo flujo Baja presión de descarga Alta presión de intake (posible)	Abrir la válvula de choke o incrementar la frecuencia (La presión de intake debe mantenerse sobre el punto de burbuja)
Escala, cera o asfalto en la tubería	Alta presión de descarga Alta presión de intake Bajo flujo Alta temperatura de intake (posible)	Tratamiento de pozo Requerido
Fuga en la tubería	Bajo flujo en la superficie Alto flujo (fondo del pozo) Baja presión de descarga Alta presión de intake Alta temperatura de intake (si hay tubería de bypass)	Se requiere intervención
Motor en operación desbalanceada	Alta temperatura de intake (posible)	El desbalance no puede ser corregido. Maximice el tiempo de vida trabajando el bajas frecuencias (reduciendo la demanda de energía)

**Tabla 5. 20 Parámetros de protección del ISP**

### 5.2.6.5.2.2 Temperatura elevada de intake

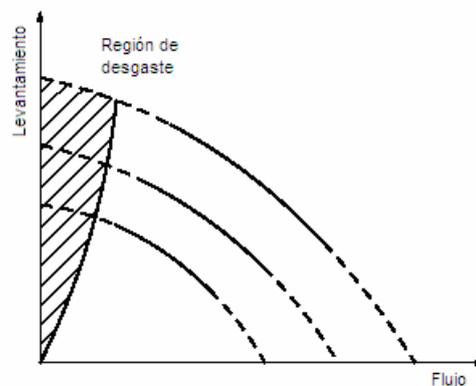
**5.2.6.5.2.2.1 Causas.** Las posibles causas para una temperatura elevada de intake son:

- Bajo caudal de fluido
- Alta demanda de potencia
- Capacidad pobre de enfriamiento del fluido

### 5.2.6.5.2.2.2 Posibles efectos en la producción

**5.2.6.5.2.2.2.1 Operación fuera del rango de diseño de la ESP.** La operación fuera de rango, tal como se muestra en la figura 5.33, puede producir:

- Desgaste de la bomba
- Baja eficiencia
- Falla temprana en los aislamientos de corriente.



**Figura 5. 33 Operación fuera del rango de diseño de la ESP**

**5.2.6.5.2.2.2.2 Efectos en el pozo.** Presión de intake del pozo sobre el punto de burbuja, tal como se muestra en la figura 5.34

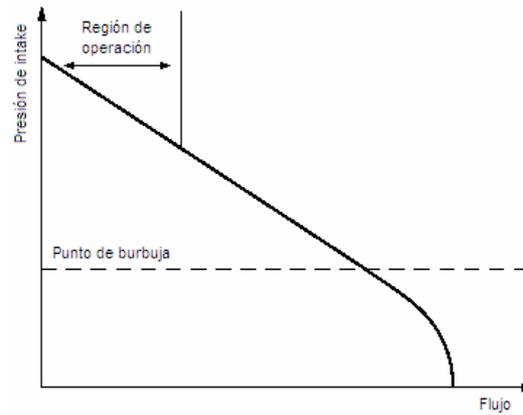


Figura 5. 34 Presión de intake del pozo sobre el punto de burbuja

**5.2.6.5.2.3 Parámetros de protección del ISP.** Los parámetros de protección son para el manejo de la temperatura elevada de intake son:

- Alarma encendida, límite de diseño del motor.
- Trip debajo del límite del motor

En la tabla 5.21 se muestran las causas y soluciones para manejar una temperatura elevada de intake.

Posible causa	Síntomas relacionados	Acción de remedio
Válvula de choke muy abierta	Bajo flujo Alta presión de descarga Alta presión de intake Alta temperatura de intake	Abrir mas la válvula de choke
Pozo en alarma	Cero flujo Alta presión de descarga Alta presión de intake Alta temperatura de intake (posible)	Establezca y rectifique la causa antes de reiniciar
Fluido muy pesado	Bajo flujo Alta presión de descarga	Abrir el choke o incrementar la frecuencia
	Alta presión de intake Alta temperatura de intake	
Baja producción del pozo	Bajo flujo Baja presión de intake Baja presión de descarga Alta temperatura de intake (posible)	Abrir el choke o incrementar la frecuencia (La presión de intake debe mantenerse sobre el punto de burbuja)

Escala, cera o asfalto en la tubería	Bajo flujo Alta presión de descarga Alta presión de intake Alta temperatura de intake (posible)	Se requiere tratamiento del pozo
Fuga en la tubería	Bajo flujo en la superficie Alto flujo (fondo del pozo) Baja presión de descarga Alta presión de intake Alta temperatura de intake (si hay tubería de bypass)	Se requiere intervención
Motor en operación desbalanceada	Alta temperatura de motor (posible)	El desbalance no puede ser corregido. Maximice el tiempo de vida trabajando en bajas frecuencias (reduciendo la demanda de energía)

**Tabla 5. 21 Parámetros de protección del ISP**

### 5.2.6.5.2.3 Baja razón de flujo de fondo

**5.2.6.5.2.3.1 Causas.** Las posibles causas para tener una baja razón de flujo de fondo son:

- Válvula de choke muy cerrada
- Fluido pesado
- Restricción de la tubería
- Baja producción
- Desgaste de la bomba

### 5.2.6.5.2.3.2 Posibles efectos en el sistema de producción

**5.2.6.5.2.3.2.1 Efectos en la ESP.** La operación fuera de rango, mostrada en la figura 5.35 produce los siguientes efectos:

- Baja eficiencia de la ESP
- Desgaste de la bomba
- Elevada temperatura de motor

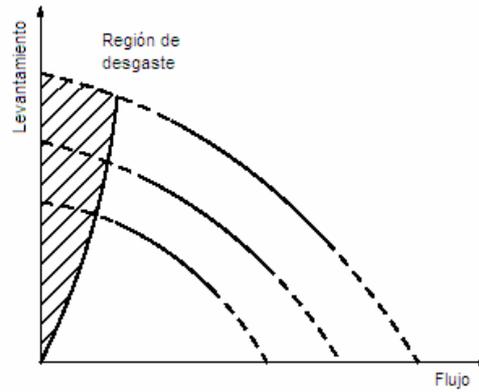


Figura 5. 35 Operación fuera de rango de la ESP

**5.2.6.5.2.3.2 Efectos en el pozo.** Liberación temprana de gas, tal como se muestra en la figura 5.36

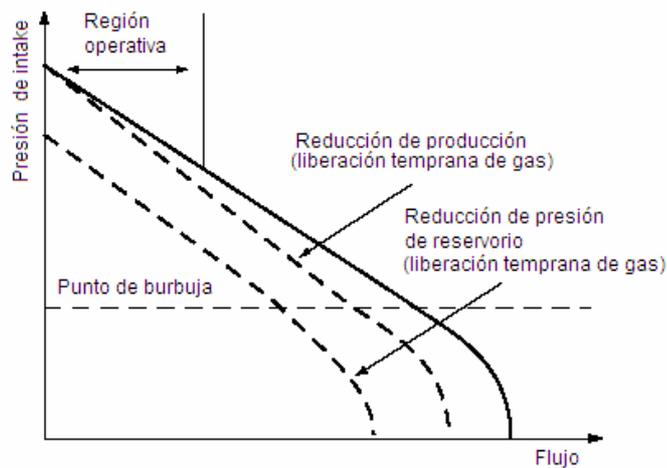


Figura 5. 36 Efectos en el pozo (liberación temprana de gas)

**5.2.6.5.2.3.3 Parámetros de protección del ISP.** Los parámetros de protección para el manejo de la baja razón de flujo de fondo son:

- Alarma activa, límite inferior en le rango de operación de la bomba
- Trip debajo del límite inferior

En la tabla 5.22 se muestran las causas y posibles soluciones para el manejo de los parámetros de protección de una baja razón de flujo de fondo.

Posible causa	Síntomas relacionados	Acción de remedio
Válvula de choke del pozo muy cerrada	Alta presión de intake Alta presión de descarga Alta temperatura del motor (posible) Alta presión de intake (posible)	Abrir más la válvula de choke
Pozo en alarma	Alta presión de intake Alta presión de descarga Alta temperatura del motor Alta presión de intake (posible)	Establezca y reticifique la causa antes de reiniciar Abrir válvula
Fluido pesado	Alta presión de intake Alta presión de descarga Alta temperatura del motor (posible) Alta presión de intake (posible)	Abrir la válvula de choke o incrementar la frecuencia
Escala, cera o asfalto en la tubería	Alta presión de intake Alta presión de descarga Alta temperatura del motor (posible) Alta presión de intake (posible)	Tratamiento de pozo requerido
Baja producción de pozo	Baja presión de intake Baja presión de descarga Incremento de vibración (posible) Alta temperatura del motor (posible)	Abrir la válvula de choke o incrementar la frecuencia (La presión de intake debe mantenerse sobre el punto de burbuja)
Bomba desgastada	Baja presión diferencial Alta vibración (posible)	Abrir válvula de choke

**Tabla 5. 22 Parámetros de protección del ISP**

#### 5.2.6.5.2.4 Alta razón de flujo de fondo

**5.2.6.5.2.4.1 Causas.** Las causas para obtener una alta razón de flujo de fondo son:

- Válvula de choke muy abierta
- Fluido liviano
- Alta productividad
- Fugas

#### 5.2.6.5.2.4.2 Posibles efectos en el sistema de producción

**5.2.6.5.2.4.2.1 Efectos en la ESP.** La operación fuera de rango como se muestra en la figura 5.37 tiene los siguientes efectos:

- Desgaste de la bomba
- Baja eficiencia
- Reducción del enfriamiento del motor (si hay fugas)

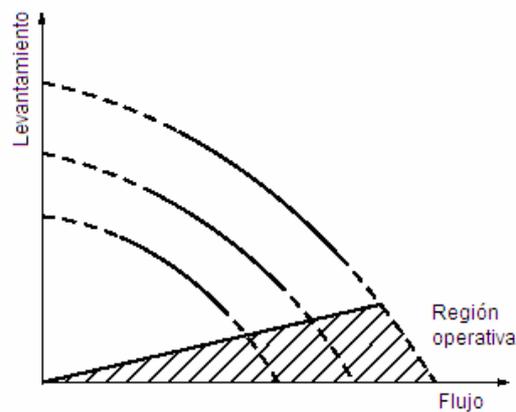


Figura 5. 37 Operación fuera de rango de la ESP

#### 5.2.6.5.2.4.2.2 Efectos en el pozo

- Operación bajo el punto de burbuja (reducción del levantamiento), mostrado en la figura 5.38.
- Desgaste por incremento de vibración
- Desgaste por incremento de producción de arena

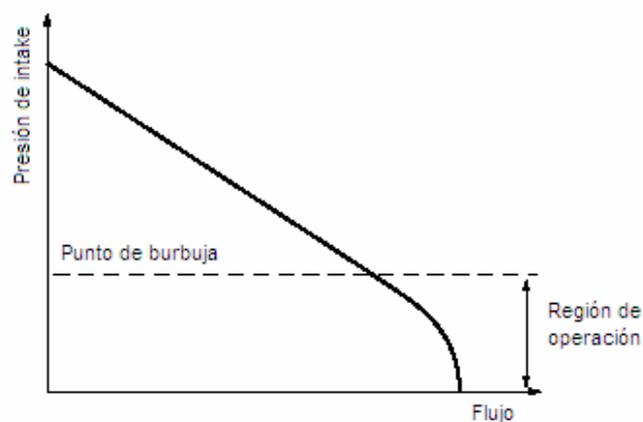


Figura 5. 38 Efectos en el pozo

**5.2.6.5.2.4.3 Parámetros de protección del ISP.** Los parámetros de protección para el manejo de una alta razón de flujo de fondo son:

- Alarma encendida, límite superior del rango de operación de la bomba
- Trip sobre el límite superior

En la tabla 5.23 se muestran las causas y soluciones para el manejo de los parámetros de protección de una alta razón de flujo de fondo.

Posible causa	Síntomas relacionados	Acción de remedio
Válvula de choke demasiado abierta	Baja presión de intake Baja presión de descarga Alta vibración (posible)	Cerrar la válvula de choke
Fluido liviano	Baja presión de intake Baja presión de descarga Alta vibración (posible)	Cerrar la válvula de choke o reducir frecuencia
Alta productividad del pozo	Baja presión de descarga Alta vibración (posible)	Cerrar la válvula de choke o reducir frecuencia
Fuga en la tubería	Alta presión de intake Baja presión de descarga Alta temperatura de motor Alta temperatura de intake (posible)	Se requiere intervención

**Tabla 5. 23 Parámetros de protección del ISP**

### 5.2.6.5.2.5 Baja presión de intake

#### 5.2.6.5.2.5.1 Causas

- Excesiva producción
- Baja productividad de reservorio
- Baja presión de reservorio

#### 5.2.6.5.2.5.2 Posibles efectos en el sistema de producción

**5.2.6.5.2.5.2.1 Efectos en la ESP.** El efecto ocasionado por operar fuera de la región de diseño, tal como se muestra en la figura 5.39 es:

- Desgaste de la bomba

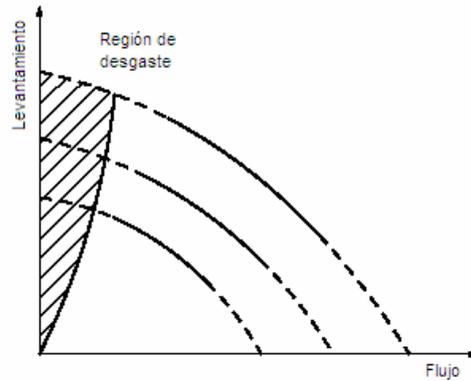


Figura 5. 39 Operación fuera de rango de diseño de la ESP

#### 5.2.6.5.2.5.2.2 Efectos en el pozo

- Liberación temprana de gas, mostrado en la figura 5.40.
- Incremento del desgaste por vibración
- Reducción del levantamiento del pozo
- Producción de arena

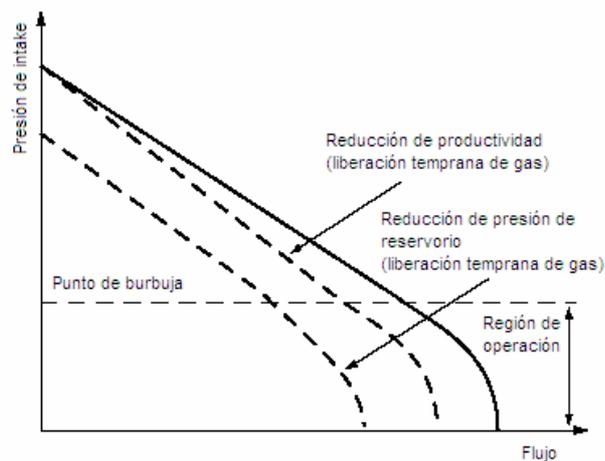


Figura 5. 40 Efectos en el pozo

#### 5.2.6.5.2.5.3 Parámetros de protección del ISP

- Alarma activa, límite de punto de burbuja

- Trip debajo del límite de burbuja

En la tabla 5.24 se muestran las posibles causas y soluciones para el manejo de los parámetros de protección de una baja presión de intake

Posible causa	Síntomas relacionados	Acción de remedio
Excesiva producción	Alto flujo Alta vibración	Cerrar la válvula de choke o reducir frecuencia
Válvula de choke demasiado abierta	Flujo elevado Baja presión de descarga Alta vibración (posible)	Cerrar la válvula de choke
Fluido liviano	Flujo elevado Baja presión de descarga Alta vibración (posible)	Cerrar la válvula de choke o reducir frecuencia
Baja producción de pozo	Bajo flujo (posible) Baja presión de descarga Incremento de la vibración Incremento de la temperatura del motor	Cerrar la válvula de choke o reducir frecuencia
Baja presión de reservorio	Bajo flujo (posible) Baja presión de descarga Incremento de la vibración Incremento de la temperatura del motor	Cerrar la válvula de choke o reducir frecuencia

Tabla 5. 24 Parámetros de protección del ISP

#### 5.2.6.5.2.6 Alta presión de intake

##### 5.2.6.5.2.6.1 Causas

- Producción muy baja
- Válvula de choke muy cerrada
- Restricción en la tubería (escala, cera, asfaltina)
- Fluido pesado

##### 5.2.6.5.2.6.2 Posibles efectos en la producción

**5.2.6.5.2.6.2.1 Operación fuera del rango de diseño de la ESP.** La operación fuera del rango de diseño, mostrada en la figura 5.41, ocasiona:

- Desgaste de la bomba

- Baja eficiencia de la bomba
- Alta temperatura del motor debido a un pobre enfriamiento

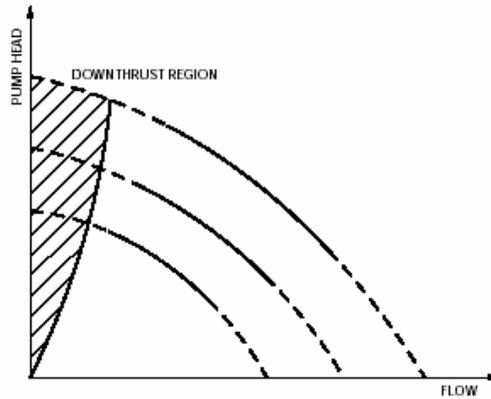


Figura 5. 41 Operación fuera del rango de diseño de la ESP

#### 5.2.6.5.2.6.2 Efectos en el pozo

- Producción no maximizada por baja producción, debido a la región de operación, mostrada en la figura 5.42.

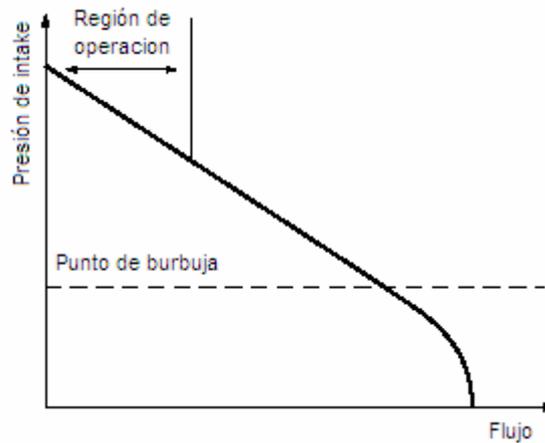


Figura 5. 42 Efectos en el pozo

#### 5.2.6.5.2.6.3 Parámetros de protección del ISP

- Alarma activa aproximándose al límite inferior del rango de operación de la bomba
- Trip sobre el límite de presión

En la tabla 5.25 se muestran las causas y soluciones para el manejo de los parámetros de protección de una elevada presión de intake.

Posible causa	Síntomas relacionados	Acción de remedio
Producción muy baja	Bajo flujo Alta temperatura de motor (posible) Alta temperatura de intake (posible)	Abrir la válvula de choke o incrementar la frecuencia
Válvula de choke muy cerrada	Bajo flujo Alta presión de descarga Alta temperatura de motor (posible) Alta temperatura de intake (posible)	Abrir la válvula de choke
Pozo en emergencia	Cero flujo Alta presión de descarga Alta temperatura de motor Alta temperatura de intake (posible)	Abrir válvulas Establecer causas y rectificar antes de reiniciar
Escala, cera o asfaltina en la tubería	Alta temperatura de descarga Bajo flujo Alta temperatura de motor Alta temperatura de intake (posible)	Se requiere tratamiento del pozo
Fluido pesado	Bajo flujo Alta presión de descarga Alta temperatura de motor (posible) Alte temperatura de intake (posible)	Abrir la válvula de choke o incrementar la frecuencia
Fuga en la tubería	Alto flujo (de fondo) Bajo flujo (superficie) Baja presión de descarga Alta temperatura de motor	Se requiere intervención

**Tabla 5. 25 Parámetros de protección del ISP**

### 5.2.6.5.2.7 Baja presión de descarga

#### 5.2.6.5.2.7.1 Causas

- Válvula de choke muy abierta
- Baja productividad
- Intake bloqueado
- Bomba desgastada
- Fuga en la tubería
- Ruptura del eje

#### 5.2.6.5.2.7.2 Posibles efectos en la producción

**5.2.6.5.2.7.2.1 Efectos en la ESP.** Los efectos de una operación fuera del rango de diseño de la ESP, mostrados en la figura 5.43 son:

- Desgaste de la bomba (bloqueo de intake)
- Reducción del enfriamiento del motor

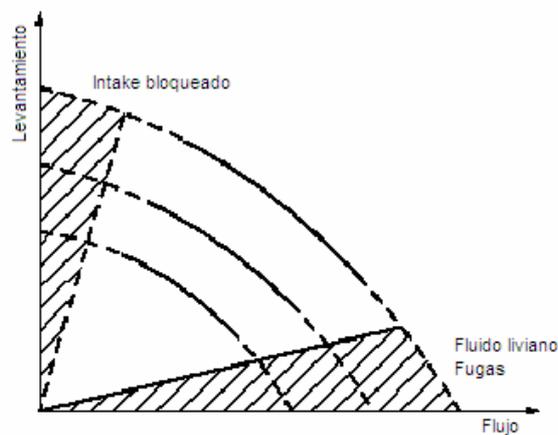


Figura 5. 43 Operación fuera del rango de diseño de la ESP

**5.2.6.5.2.7.2.2 Efectos en el pozo.** Los efectos de una baja presión de descarga se muestran en la figura 5.44 y son:

- Bajo flujo (intake bloqueado, bomba desgastada, fuga, eje roto)

- Baja presión de intake- Fluido liviano (liberación de gas)

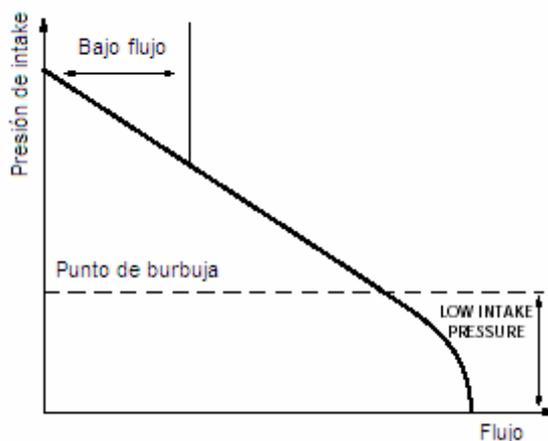


Figura 5. 44 Efectos en el pozo

#### 5.2.6.5.2.7.3 Parámetros de protección del ISP

- Nivel de alarma establecido en base al límite inferior de flujo
- TRIP debajo del límite de presión

En la tabla 5.26 se muestran las causas y soluciones para el manejo de los parámetros de protección de una baja presión de descarga.

Possible causa	Síntomas relacionados	Acción de remedio
Válvula de choke muy abierta	Flujo alto Baja presión de intake Alta vibración (posible)	Cerrar la válvula de choke
Fluido liviano	Flujo alto Baja presión de intake Alta vibración (posible)	Cerrar la válvula de choke o reducir la frecuencia
Baja productividad del pozo	Baja presión de intake Bajo flujo Alta temperatura de intake (posible)	Cerrar la válvula de choke o reducir la frecuencia
Intake de la bomba bloqueado	Bajo flujo Alta presión de intake Alta temperatura de motor (posible)	Se requiere tratamiento del pozo
Bomba desgastada	Bajo flujo Alta presión de intake	Abrir choke Maximisar la frecuencia

	Alta temperatura de motor (posible) Alta vibración	
Eje roto	Bajo flujo Alta presión de intake Alta temperatura de motor (posible)	Se requiere un workover
Fuga en la tubería	Alto flujo (fondo) Bajo flujo (superficie) Alta presión de intake Alta temperatura de motor	Se requiere intervención

**Tabla 5. 26 Parámetros de protección del ISP**

### 5.2.6.5.2.8 Alta presión de descarga

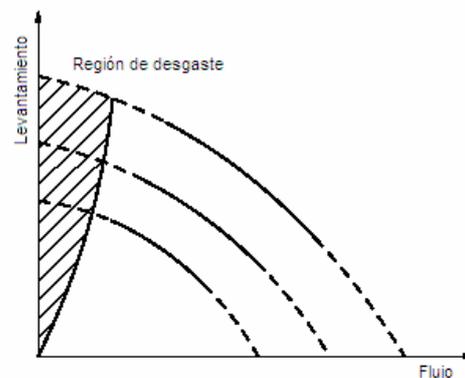
#### 5.2.6.5.2.8.1 Causas

- Válvula de choke muy cerrada
- Fluido de producción pesado
- Restricción en la tubería

#### 5.2.6.5.2.8.2 Posibles efectos en la producción

**5.2.6.5.2.8.2.1 Operación fuera del rango de diseño de la ESP.** La operación fuera de rango de diseño, mostrada en la figura 5.45, tiene los siguientes efectos:

- Desgaste de la bomba
- Baja eficiencia de la ESP
- Alta temperatura de motor
- Aproximación a los límites mecánicos de la bomba (con un fluido pesado)



**Figura 5. 45 Operación fuera del rango de la ESP**

### 5.2.6.5.2.8.2 Efectos en el pozo

- Producción no maximizada debido al punto de burbuja, mostrado en la figura 5.46, en donde la región de operación cubre todo el triángulo desde la presión máxima hasta la presión de punto de burbuja.

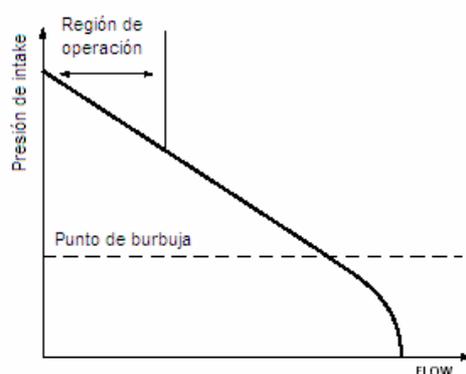


Figura 5. 46 Efectos en el pozo

### 5.2.6.5.2.8.3 Parámetros de protección del ISP

- Nivel de alarma establecido en base al límite inferior de flujo
- Trip debajo del límite de presión

En la tabla 5.27 se muestran las causas y soluciones para el manejo de los parámetros de protección para una alta presión de descarga.

Posible causa	Síntomas relacionados	Acción de remedio
Válvula de choke muy abierta	Flujo alto Baja presión de intake Alta vibración (posible)	Cerrar la válvula de choke
Fluido liviano	Flujo alto Baja presión de intake Alta vibración (posible)	Cerrar la válvula de choke o reducir la frecuencia
Baja productividad del pozo	Baja presión de intake Bajo flujo Alta temperatura de intake (posible)	Cerrar la válvula de choke o reducir la frecuencia
Intake de la bomba	Bajo flujo	Se requiere tratamiento

bloqueado	Alta presión de intake Alta temperatura de motor (posible)	del pozo
Bomba desgastada	Bajo flujo	Abrir choke
	Alta presión de intake Alta temperatura de motor (posible) Alta vibración	Maximisar la frecuencia
Eje roto	Bajo flujo Alta presión de intake Alta temperatura de motor (posible)	Se requiere un workover
Fuga en la tubería	Alto flujo (fondo) Bajo flujo (superficie) Alta presión de intake Alta temperatura de motor	Se requiere intervención
Válvula de choke muy cerrada	Bajo flujo Alta presión de intake Alta temperatura de motor (posible) Alta temperatura de intake (posible)	Abrir la válvula de choke
Pozo en emergencia	Cero flujo Alta temperatura de intake Alta temperatura de motor (posible) Alta presión de intake	Abrir válvulas Establecer y rectificar las causas antes de reiniciar el pozo
Fluido pesado	Bajo flujo Alta presión de intake Alta temperatura de motor (posible) Alta temperatura de intake (posible)	Abrir válvula de choke o incrementar frecuencia
Escala, cera o asfaltina en la tubería	Bajo flujo Alta presión de intake Alta temperatura de motor (posible) Alta temperatura de intake (posible)	Se requiere tratamiento del pozo
Fuga en la tubería	Flujo alto (fondo) Flujo bajo (superficie) Baja presión de descarga Alta presión de intake Alta temperatura de intake (posible)	Se requiere intervención

**Tabla 5. 27 Parámetros de protección del ISP**

#### 5.2.6.5.2.9 Alta vibración

### 5.2.6.5.2.9.1 Causas

- Liberación de gas en el pozo
- Producción de arena
- Frecuencia resonante del sistema ESP
- ESP desgastadas (rodamiento de los ejes)

### 5.2.6.5.2.9.2 Posibles efectos en el sistema de producción

#### 5.2.6.5.2.9.2.1 Efectos en la ESP

- Incremento de desgaste en el eje o cojinetes
- Reducción del levantamiento de la bomba (si se produce gas), como se muestra en la figura 5.47.
- Se reduce la integridad mecánica y eficiencia

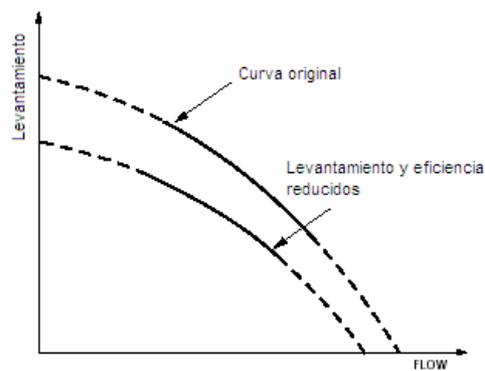


Figura 5. 47 Efectos en la ESP

#### 5.2.6.5.2.9.2.2 Efectos en el pozo

- Operación bajo el punto de burbuja, como se muestra en la figura 5.48.
- Reducción de levantamiento
- Producción de arena (incremento del desgaste)

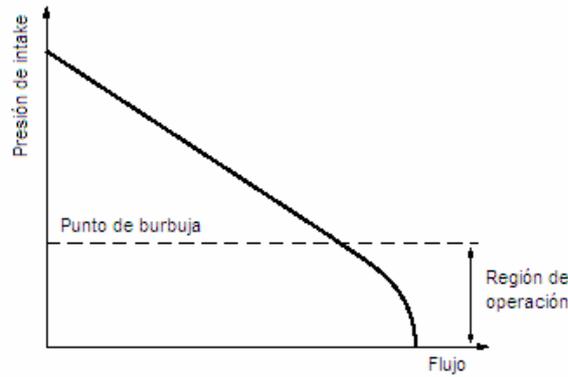


Figura 5. 48 Efectos en el pozo

**5.2.6.5.2.9.3 Parámetros de protección del ISP**

- Alarma activa, nivel ligeramente arriba del normal de operación (típicamente en un factor de dos)
- Trip no activo normalmente

En la tabla 5.28 se muestran las causas y soluciones para el manejo de los parámetros de protección para una alta vibración.

Posible causa	Síntomas relacionados	Acción de remedio
Liberación de gas en el pozo	Baja presión de intake Alto flujo (posible)	Cerrar válvulas o reducir frecuencias
Producción de arena	Presión baja de intake Alto flujo (posible)	Cerrar válvulas o reducir frecuencias Se requiere tratamiento
Frecuencia resonante de sistema ESP	Ninguno	Cambiar la frecuencia
Bomba desgastada	Baja presión diferencial	Mantener presión de intake sobre el punto de burbuja Ajustar frecuencia para evitar resonancia

Tabla 5. 28 Parámetros de protección del ISP

**5.2.6.5.2.10 Fuga elevada de corriente**

**5.2.6.5.2.10.1 Causas**

- Daños en el asilamiento del sistema de energía del motor
- Alta temperatura del motor
- Absorción de gas en los polímeros ( puede llevar a una descompresión explosiva).

Puntos susceptibles de falla: penetrador de cabeza, penetrador de packer, conector del motor. Estos se muestran en la figura 5.49.

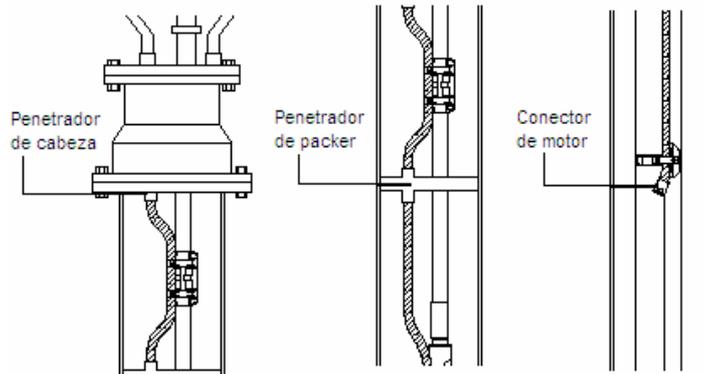


Figura 5. 49 Puntos susceptibles de falla

#### 5.2.6.5.2.10.2 Posibles efectos en la producción

**5.2.6.5.2.10.2.1 Operación debajo de los rangos de diseño de la ESP.** La operación debajo de los rangos de diseño, mostrada en la figura 5.50, tiene el siguiente efecto:

- Posible temperatura alta de motor, cables o conectores del motor bajo estrés. La situación se empeora si el fluido es de alta densidad (se incrementa la demanda de energía)

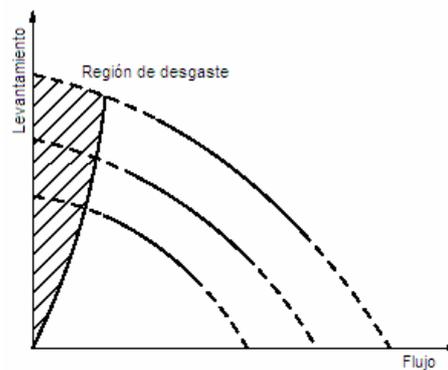
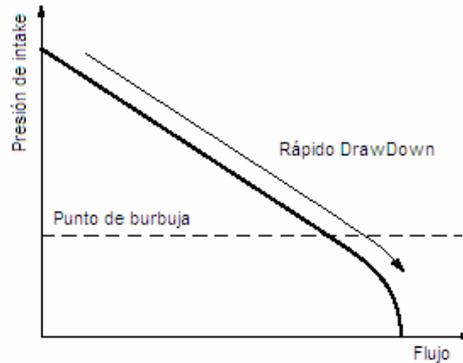


Figura 5. 50 Operación debajo de los rangos de diseño de la ESP

**5.2.6.5.2.10.2 Efectos en el pozo**

- Rápido drawdown (diferencia entre presión de reservorio y fluyente) al inicio, hacia el punto de burbuja, tal como se muestra en la figura 5.51.



**Figura 5. 51 Efectos en el pozo**

**5.2.6.5.2.10.3 Parámetros de protección del ISP**

Los parámetros son usados como un sistema de indicación en lugar de un sistema de protección.

- Alarma activa, nivel ligeramente arriba del normal de operación (típicamente en un factor de dos)
- Trip no activo normalmente

En la tabla 5.29 se muestran las causas y soluciones para el manejo de los parámetros de protección para una fuga elevada de corriente.

Posible causa	Síntomas relacionados	Acción de remedio
Daño de los materiales aislantes debido a reacciones químicas con el fluidos del pozo	Ninguno	Daño irreversible Mantener un flujo bajo para alargar la vida del motor Evitar tratamientos químicos que puedan afectar los

		aislamientos eléctricos
Alta temperatura de motor	Cero o muy poco flujo	Abrir válvula de choke Revisar si todas las válvulas están abiertas
Rápido Drawdown al inicio	Baja presión de intake Alto flujo	Controlar la rampa de arranque de frecuencia Apertura gradual de la válvula de choke

**Tabla 5. 29 Parámetros de protección de la ESP**

### 5.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA PHOENIX

#### 5.3.1 Ventajas

- ❖ El sistema permite una adquisición de valores de presiones de fondo, tanto de intake como de descarga en tiempo real.
- ❖ Permite el control de vibración de motor, temperatura de motor y fugas de corriente en tiempo real.
- ❖ Optimiza los sistemas empleando el cable de poder del motor como cable de comunicaciones entre el sensor de fondo y el panel de superficie.
- ❖ Capacidad de realizar adquisiciones rápidas de información, de hasta una vez por segundo.
- ❖ Posibilidad de realizar un análisis del desempeño de los pozos y equipos ESP a través de la información proporcionada por el sensor.
- ❖ Su capacidad manejo de información en tiempo real permite una validación de información y análisis mas eficientes.
- ❖ Permite un monitoreo continuo del equipo ESP permitiendo una mayor vida útil, generando beneficios económicos inmediatos.
- ❖ Este sistema permite validar parámetros importantes como la presión de fondo fluyente (pwf), Presión de reservorio, índice de producción (IP).

#### 5.3.2 Desventajas

- ❖ En caso de daño del dispositivo de fondo, se requiere sacar toda la sarta de producción para su reemplazo, con sus inherentes pérdidas en producción y costos de operación.
- ❖ La temperatura máxima de trabajo de 270°F del sensor de fondo, limita el punto de trabajo de todo el sistema, y por lo tanto la temperatura de trabajo de motores.

## CAPÍTULO VI

### EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LAS TECNOLOGÍAS EN TIEMPO REAL

#### 6.1 PROCESOS DE PRODUCCIÓN EN OCCIDENTAL

Occidental Exploration and production Company es una empresa dedicada a la explotación de yacimientos hidrocarburíferos, desde su exploración hasta el despacho hacia el oleoducto de crudos pesados. Los procesos industriales involucrados en todo este proceso son muy variados y complejos, por lo que esta evaluación se centrará en aquellos en los que los sistemas de monitoreo Phoenix y los medidores multifásicos Vx de Schlumberger se encuentran involucrados.

La industria del petróleo se ha caracterizado alrededor del mundo por sus elevados índices de eficiencia en los diferentes procesos que involucra la explotación de petróleo, y en el Ecuador, sin duda alguna, Occidental es una pionera en el uso de tecnología de punta que ha permitido llegar a niveles de eficiencia muy elevados. Dentro de esta tecnología se encuentran los sistemas de monitoreo Phoenix, herramienta muy importante en el monitoreo y control de la producción y por otro lado los medidores multifásicos, herramientas vitales para el análisis de producción y proyecciones de campos mediante pruebas de pozos. Se identifican tres procesos básicos dentro de la compañía:

- Producción
  - Separación
  - Transporte
-

### **6.1.1 Producción**

Una vez completado el pozo que explotará el yacimiento hidrocarburífero, se comienza la extracción del petróleo mediante un equipo eléctrico sumergible (ESP), estos son los encargados de bombear el fluido desde el fondo a los separadores en la planta de tratamiento. Para el monitoreo de los parámetros de fondo como son presión de intake, presión de descarga de bomba, temperatura de motor, temperatura de intake, vibración de motor, fugas de corriente, se emplea los sistemas de monitoreo Phoenix, sistemas que se enlazan con la red de la empresa para facilitar información vital a la aplicación Lowis, encargada de la administración y control de la producción. El flujo bombeado a superficie, puede pasar por dos caminos diferentes llamados “manifold”. Uno de ellos conduce al flujo directamente a la línea de producción y se lo conoce como manifold de producción, y el otro encamina el flujo de un pozo a la vez a través de un medidor multifásico, y se lo conoce como manifold de pruebas. En el caso de Occidental, el ingreso de los pozos desde el manifold de producción al de pruebas se lo realiza de forma automática. El medidor multifásico es el encargado de determinar las producciones individuales de cada fase del fluido que lo atraviesa, información vital en la realización de las pruebas de cada pozo. Este proceso se repite para cada pozo a lo largo de todas las islas de producción en el campo como se puede apreciar en la figura 6.2.

### **6.1.2 Separación**

Una vez que todo el flujo producido es canalizado por la línea de producción, este se dirige a una etapa de separación de fases. En este proceso se emplean separadores de placas que permiten la separación de agua, petróleo y gas del fluido de producción. El gas producido es empleado en diferentes procesos de la planta y el restante es quemado, el petróleo se lo almacena en tanques en donde es medido para su despacho, y finalmente el agua es nuevamente inyectada en la formación a través de pozos inyectoros.

### **6.1.3 Transporte**

Una vez que el petróleo se encuentra almacenado en tanques, se procede a su transporte al oleoducto de crudos pesados. Este proceso se lo realiza a través de un oleoducto que conduce el petróleo desde el campo hasta Lago Agrio. Los procesos mencionados anteriormente se pueden apreciar de manera esquemática en la figura 6.1

# DIAGRAMA DE PROCESOS (42)

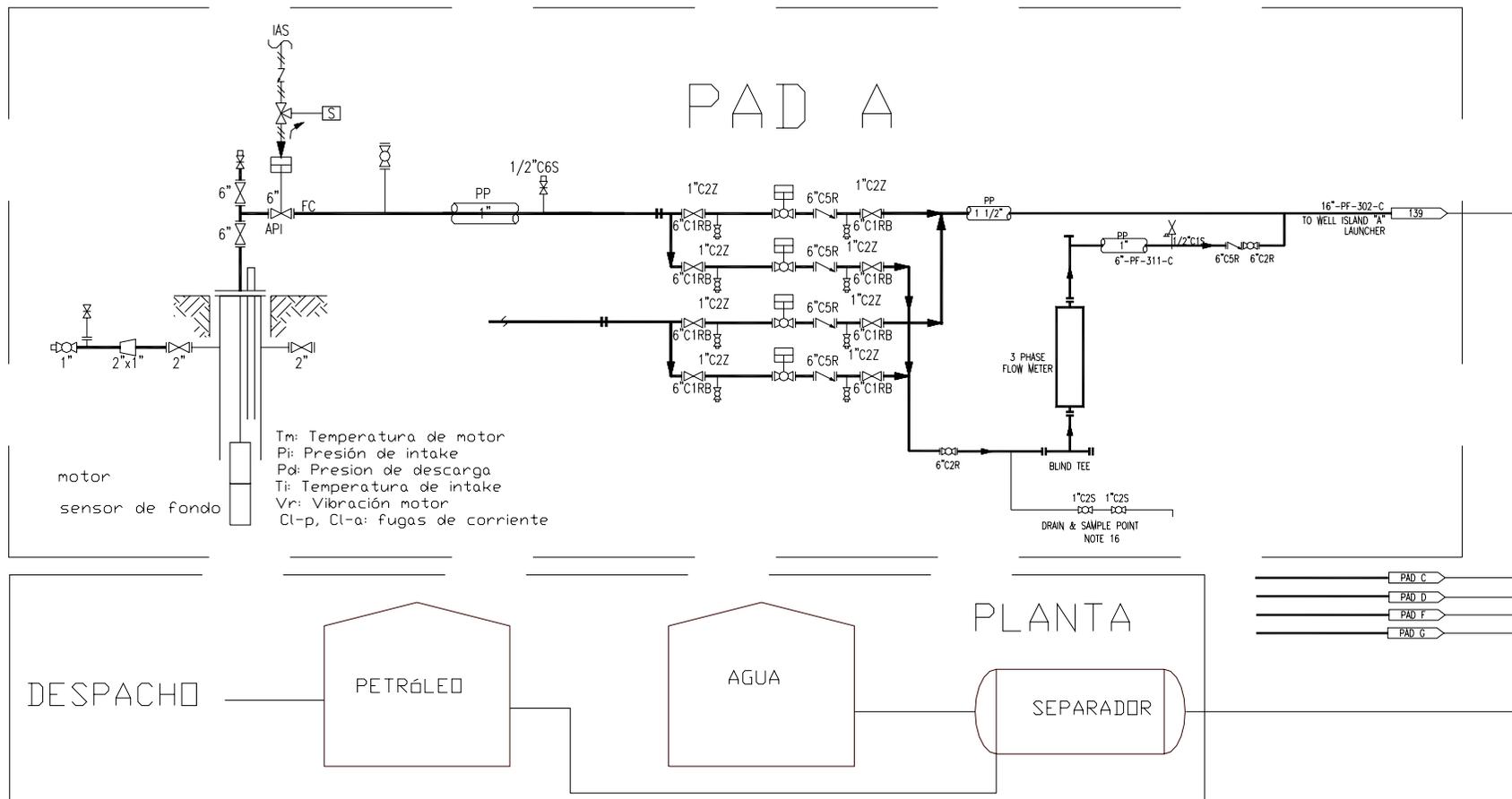


Figura 6. 1 Diagrama de procesos

## 6.2 MEDIDORES MULTIFÁSICOS

### 6.2.1 Instalaciones físicas de los medidores multifásicos

Como se ha visto en capítulos anteriores, las pruebas de pozos son muy importantes en el momento de monitorear el comportamiento de cada pozo para optimizar la producción y el tiempo de vida de un campo. En los procesos de producción de petróleo, es común el uso de dos manifold, uno de producción y otro de prueba. El manifold de producción se conecta a la línea de producción mientras que el de prueba pasa por el medidor multifásico, el cual es el encargado de monitorear y almacenar información concerniente a los volúmenes de fluido y fracciones de agua gas y petróleo que esta pasando por el mismo. El sistema esta diseñado para permitir el paso de un pozo a la vez por el manifold de prueba, mientras que los otros se unen a la línea de producción a través del manifold de producción dentro de cada isla. En la figura 6.3 se muestra un diagrama de la disposición del medidor multifásico en el manifold y la instrumentación a lo largo de las líneas. Este diagrama es representativo para todas las islas del campo. En el anexo I se muestra la simbología relacionada a la figura 6.3.

### 6.2.2 Instalaciones de comunicaciones

La información del medidor es adquirida a través de dos caminos, un primero mediante una comunicación serial RS422 hacia un conversor RS422 a RS232 que es el enlace hacia una PC ubicada en cada isla, destinada al monitoreo de los parámetros de los pozos en prueba y recolección de información para los informes de pruebas de pozos, y un segundo camino mediante una comunicación MODBUS RS422 que se conecta al PLC del cuarto de control de cada isla mediante un módulo MODBUS-ETHERNET y de esta forma ingresando a la red industrial de la empresa, tal como se aprecia en la figura 6.2. Dentro del proceso de automatización de la empresa se tiene proyectado el ingreso de la información proporcionada por el medidor multifásico de forma idéntica en que lo hacen los variadores y los equipos de monitoreo Phoenix.

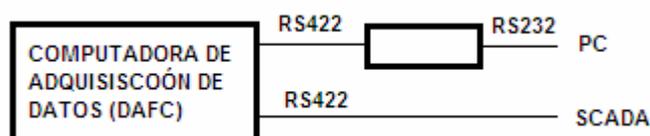


Figura 6. 2 Instalaciones de Comunicaciones

### DIAGRAMA DE INSTRUMENTACIÓN PARA LOS MANIFOLDS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBA DE LOS PADS DEL CAMPO (43)

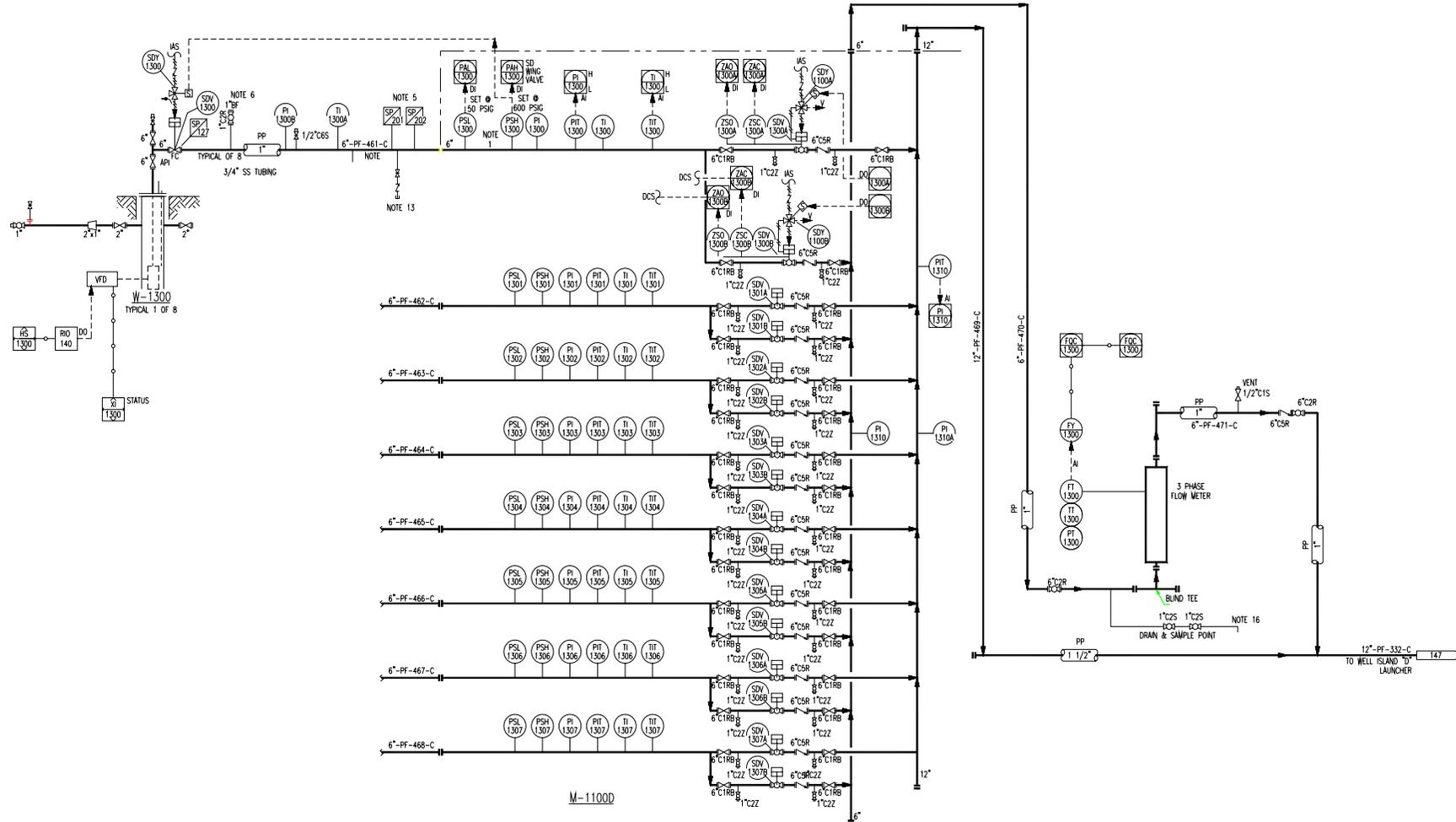


Figura 6. 3 Diagrama de instrumentación

43. Información obtenida del departamento de operaciones, Occidental

Es de importancia distinguir las dos formas de ingreso que se hace a la red SCADA, una mediante los paneles TROAS los cuales poseen varias tarjetas LANTRONIX encargadas de cambiar el protocolo de comunicación de MODBUS a ETHERNET y que posteriormente se unen a SWITCH para salir a la red como lo hacen los sistemas Phoenix, y una segunda mediante un PLC encargado de la misma función que los paneles TOAS como lo realizan los medidores multifásicos.

La arquitectura mediante la cual, el medidor multifásico y la instrumentación de las diferentes islas, se enlaza a la red SCADA se muestra en la figura 6.4. En esta figura se presenta la configuración para las islas A, C, D, teniendo una configuración igual las islas F y G.

### 6.2.3 Información proporcionada por el medidor multifásico (MPFM)

A continuación se enlistan todos los parámetros calculados por la DAFC que están disponibles en el software ServiceComputer:

*Fecha y hora:* indica la fecha y hora en que se realiza la prueba

*Número de cuentas en baja energía, N32[cps]:* indica el número de fotones contados a la frecuencia de 32 keV, es decir, las cuentas de atenuación másica en baja energía. Las unidades están en cuentas por segundo.

*Número de cuentas en alta energía, N81[cps]:* indica el número de fotones contados a la frecuencia de 81 keV, es decir, las cuentas de atenuación másica en alta energía. Las unidades están en cuentas por segundo.

*Agua producida a condiciones de línea, qw\_lc[bb/d]:* indica la cantidad de agua promedio en barriles por día producida en condiciones de línea.

*Gas producido a condiciones de línea, qg\_lc[cf/d ]:* indica la cantidad de gas promedio en pies cúbicos por día producido en condiciones de línea.

*Gas producido a condiciones de estándar, qg\_sc[Scf/d]:* indica la cantidad de gas promedio en pies cúbicos por día producido en condiciones estándar (1 atm, 16 °C).

### ARQUITECTURA DEL SISTEMA SCADA PARA LAS ISLAS A, C Y D <sup>(44)</sup>

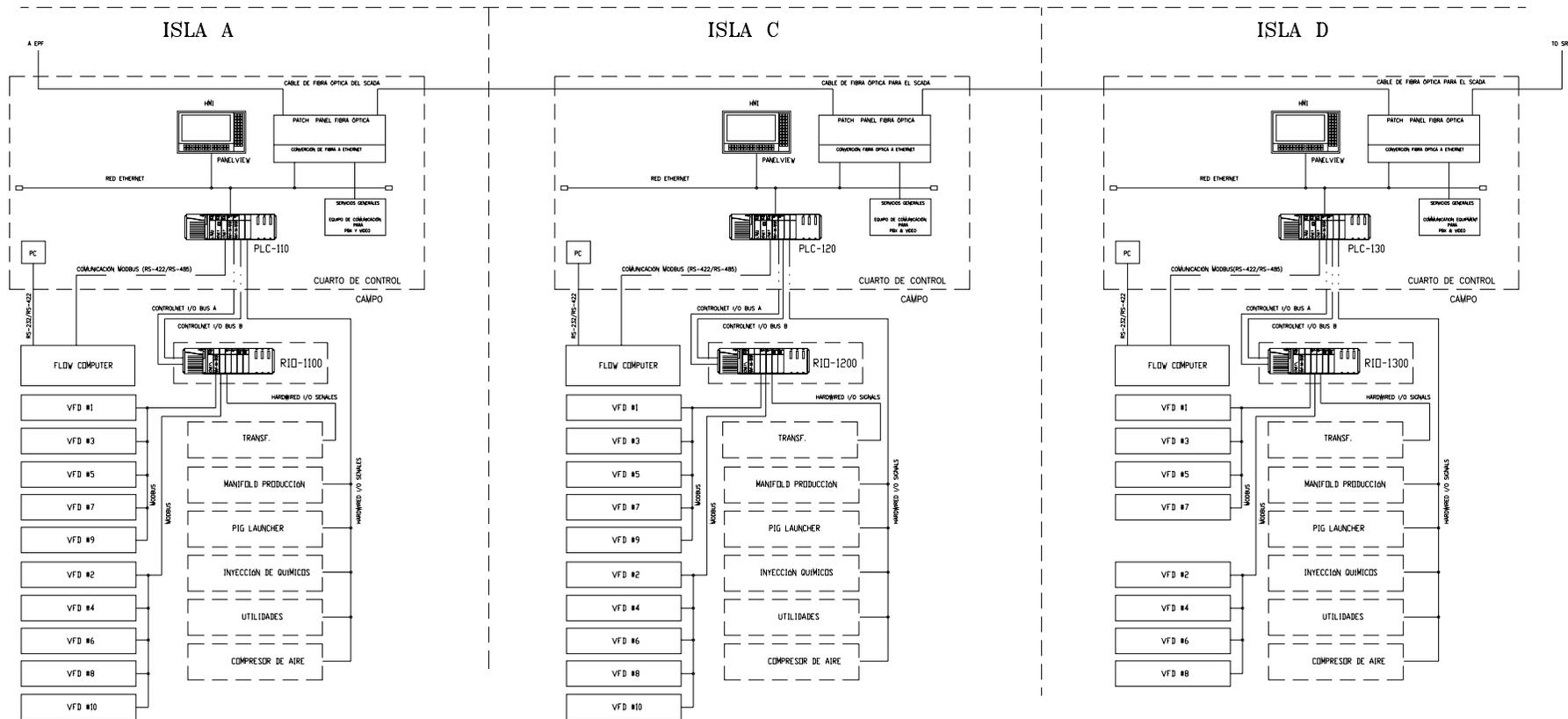


Figura 6. 4 Arquitectura del sistema SCADA para las islas de producción

44. Información obtenida del departamento de operaciones, Occidental

*Fracción de crudo a condiciones de línea,  $Fo_{lc}[\%]$* : indica el porcentaje de crudo existente en al mezcla a condiciones de línea.

*Fracción de agua a condiciones de línea,  $Fw_{lc}[\%]$* : indica el porcentaje de agua existente en al mezcla a condiciones de línea.

*Fracción de gas a condiciones de línea,  $Fg_{lc}[\%]$* : indica el porcentaje de gas existente en al mezcla a condiciones de línea.

*Fracción de crudo a condiciones estándar,  $Fo_{sc}[\%]$* : indica el porcentaje de crudo existente en al mezcla a condiciones estándar.

*Fracción de agua a condiciones estándar,  $Fw_{sc}[\%]$* : indica el porcentaje de agua existente en al mezcla a condiciones estándar.

*Fracción de gas a condiciones estándar,  $Fg_{sc}[\%]$* : indica el porcentaje de gas existente en al mezcla a condiciones estándar.

*Masa de crudo a condiciones de línea,  $mo_{lc}[\text{kg}/\text{d}]$* : indica la masa de crudo promedio producida por día en kilogramos a condiciones de línea.

*Masa de agua a condiciones de línea,  $mw_{lc}[\text{kg}/\text{d}]$* : indica la masa de agua promedio producida por día en kilogramos a condiciones de línea.

*Masa de gas a condiciones de línea,  $mg_{lc}[\text{kg}/\text{d}]$* : indica la masa de gas promedio producida por día en kilogramos a condiciones de línea.

*Masa total a condiciones de línea,  $m_{lc}[\text{kg}/\text{d}]$* : indica la masa total en kilogramos del fluido promedio por día producido a condiciones de línea.

*Factor volumétrico de crudo,  $bo [\text{Sm}^3/\text{m}^3]$* : factor volumétrico de crudo

*Factor volumétrico de agua,  $bw [\text{Sm}^3/\text{m}^3]$* : factor volumétrico de agua

*Factor volumétrico de gas,  $bg [\text{Sm}^3/\text{m}^3]$* : factor volumétrico de gas

*Factor de desviación  $Z [1]$* : indica la desviación en las mediciones

*Relación gas-crudo en almacenamiento,  $Rst [\text{Sm}^3/\text{m}^3]$* : indica la relación gas-crudo en almacenamiento.

*Relación gas-agua en almacenamiento,  $Rwst [\text{Sm}^3/\text{m}^3]$* : indica la relación gas-agua en almacenamiento.

*Relación de fase de gas condensado,  $Rgmp [\text{Sm}^3/\text{m}^3]$* : indica la relación de fase de gas condensado.

*Diferencial de presión vénturi,  $DPV[\text{mbar}]$* : indica el diferencial de presión del fluido en la garganta vénturi del medidor multifásico. Las unidades están en milibares.

*Presión de línea,  $PL[\text{psi}]$* : indica la presión a la que se encuentra el fluido en la tubería. Las unidades están en psi.

*Temperatura de línea,  $TL[°F]$* : indica la temperatura a la que se encuentra el fluido en la línea. Las unidades están en grados Fahrenheit.

*Temperatura ambiente,  $TAMB[°F]$* : indica la temperatura ambiente.

La información usada de los medidores multifásicos en las pruebas de pozos es la siguiente:

- Cantidad de crudo producido a condiciones estándar.
- Cantidad de agua producida a condiciones estándar.

Estos datos son usados para calcular el Gross (cantidad total de líquido producido), que se envía en los reportes diarios. Esta información se obtiene de la característica de medición de flujo que posee el MPFM. También se utiliza la siguiente información:

- Gas producido a condiciones estándar.
- Fracción de agua a condiciones estándar (BSW).

Las fracciones de agua o BSW calculadas por los medidores multifásicos no está siendo utilizadas por Occidental en los reportes diarios, en su lugar se usa la información que se obtiene del laboratorio.

Toda la información mencionada está disponible en la red Scada, sin embargo no está integrada todavía al software LOWIS (CASE) para su monitoreo en los welltest.

El manejo de estos parámetros es realizado por el personal de Operaciones de Occidental.

## **6.3 SISTEMAS PHOENIX**

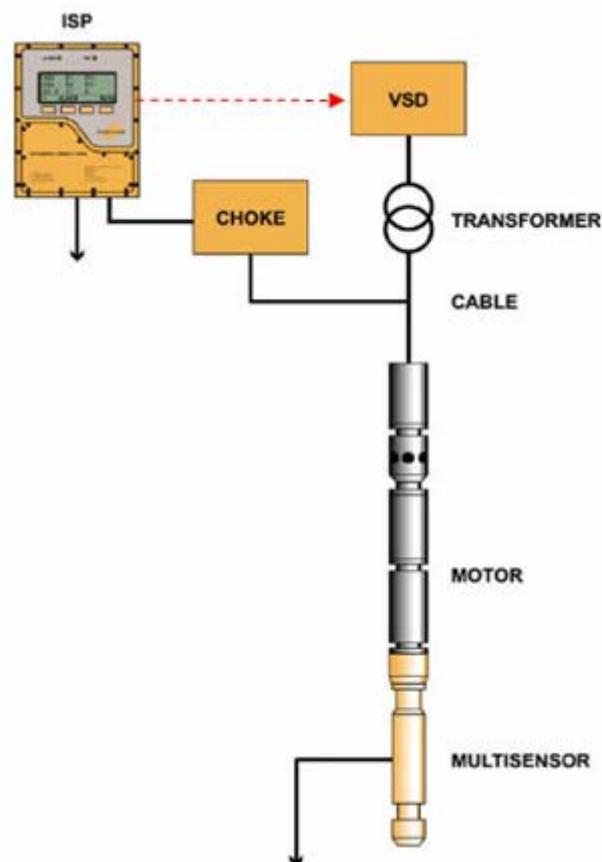
### **6.3.1 Instalaciones físicas de los multisensores en el campo**

Dentro de las operaciones del campo, todos los pozos son monitoreados mediante sistemas Phoenix y una elaborada red que proporciona monitoreo en tiempo real de toda la producción.

---

La instalación física desde el sensor de fondo al panel de superficie, mostrada en la figura 6.5, se explicó en el capítulo V y es estándar para todos los pozos.

Dentro de los recursos de protección de equipos y monitoreo de procesos esta el uso de las salidas TRIP y alarma del panel de superficie como se lo explicó en capítulos anteriores. Esta propiedad es aplicada en algunos equipos utilizando esta salida hacia la entrada digitales del variador de velocidad para su apagado. Es importante destacar que el sistema de monitoreo de alarmas del PHOENIX no esta siendo empleado, ya que la aplicación LOWIS es la encargada del manejo y administración de los casos de alarmas en todo el proceso.



**Figura 6. 5 Sistema multisensor Phoenix**

En la tabla 6.1 se presentan los pozos que poseen esta conexión desde las salidas de TRIP y alarma del Phoenix hacia las entradas digitales del variador de velocidad, además

los parámetros de activación del TRIP y alarmas para los casos en que exista dicha conexión.

POZO	TIPO SENSOR	CONEXIÓN DE ALARMA HACIA EL VARIADOR	CONEXIÓN DEL TRIP HACIA EL VARIADOR	PARÁMETRO	NIVELES DE ALARMAS (F)	NIVELES DE TRIP (F)
E-Y-A1	tipo 0	no	No			
E-Y-A2	tipo 0	si	Si	Temperatura motor	260	270
E-Y-A3	tipo 0	no	No			
E-Y-A4	tipo 0	no	Si	Temperatura motor	OFF	OFF
E-Y-A23	tipo 0	no	No			
E-Y-A24	tipo 0	no	No			
E-Y-A25	tipo 0	no	No			
E-Y-A27	tipo 0	no	No			
E-Y-A31	tipo 0	no	No			
E-Y-A41	tipo 0	no	Si	Temperatura motor	OFF	280
E-Y-A42	tipo 0	si	Si	Temperatura motor	270	280
E-Y-A43	tipo 0	no	No			
E-Y-A47	tipo 0	no	No			
E-Y-C5	tipo 0	no	No			
E-Y-C6	tipo 1	no	No			
E-Y-C7	tipo 1	no	Si	Temperatura motor	OFF	350
E-Y-C8	tipo 0	no	No			
E-Y-C9	tipo 1	no	No			
E-Y-C18	tipo 1	si	Si	Temperatura motor	260	270
E-Y-C20	tipo 1	si	Si	Temperatura motor	270	290
E-Y-C21	tipo 0	si	Si	Temperatura motor	309	315
E-Y-C22	tipo 0	no	No			
E-Y-C26	tipo 0	si	Si	Temperatura motor	280	290
E-Y-C28	tipo 1	si	Si	Temperatura motor	280	290
E-Y-C29	tipo 1	si	Si	Temperatura motor	290	310
E-Y-C30	tipo 0	no	No			
E-Y-D10	tipo 0	no	No			
E-Y-D11	tipo 0	no	No			
E-Y-D12	tipo 1	no	No			
E-Y-D13	tipo 1	no	No			
E-Y-D14	tipo 0	no	No			
E-Y-D15	tipo 0	no	No			
E-Y-D16	tipo 0	no	No			
E-Y-D17	tipo 0	no	No			
E-Y-D38	tipo 0	no	No			
E-Y-D39	tipo 0	no	No			
E-Y-D40	tipo 0	no	No			
E-Y-D49	tipo 0	si	Si	Temperatura motor	315	320
E-Y-F33	tipo 0	no	No			
E-Y-F35	tipo 0	si	Si	Temperatura motor	270	290
E-Y-F37	tipo 1	no	No			
E-Y-G32	tipo 0	si	Si	Temperatura motor	270	280
E-Y-G34	tipo 0	no	No			
E-Y-G36	tipo 0	si	Si	Temperatura motor	270	290

E-Y-G44	tipo 1	no	No			
E-Y-G45	tipo 0	si	Si	Temperatura motor	280	290
E-Y-D46	tipo 1	si	Si	Temperatura motor	270	280

**Tabla 6. 1 Instalaciones físicas de los multisensores**

Es de mucha importancia considerar que la temperatura de trabajo máxima del multisensor es de 270°F tomando en cuenta una transferencia de calor desde el motor, que puede trabajar a temperaturas más elevadas que el sensor, aproximadamente 320°F. Es muy importante determinar un valor de alarma y TRIP de temperatura de motor adecuado para un correcto funcionamiento del sensor.

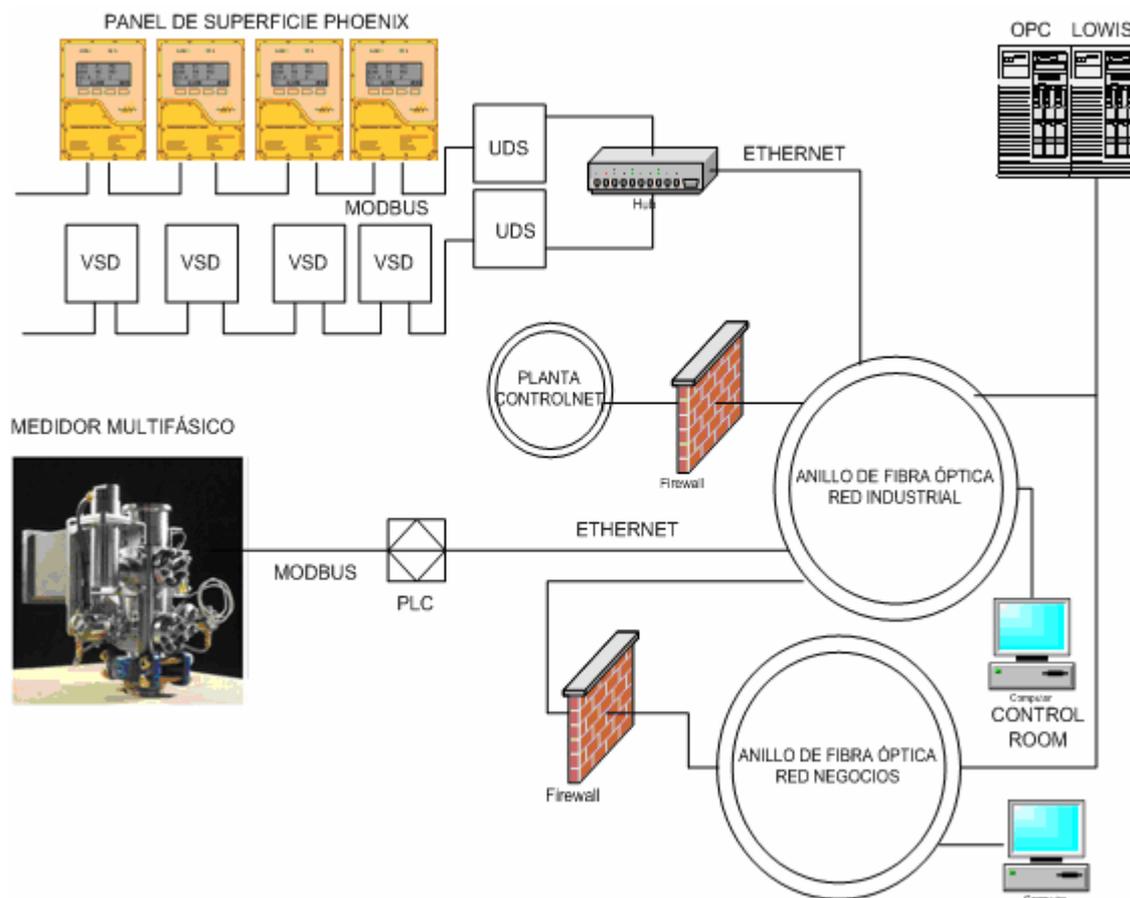
**6.3.1.1 Entradas y salidas analógicas.** Como se analizó anteriormente, el sistema posee 8 entradas analógicas y 8 salidas analógicas. Tanto las entradas como las salidas no están siendo empleadas en ningún dispositivo de monitoreo dentro del campo. Esto se justifica por el alto nivel de automatización que tienen los sistemas de producción, que disponen de una red SCADA enlazada a la red ETHERNET de la empresa. Esto proporciona enormes facilidades en el manejo de la información.

### 6.3.2 Instalaciones de comunicación

En el manejo de la información desde el sensor de fondo a la aplicación final están involucrados numerosos procesos y enlaces, como se muestra en la figura 6.6. Todo el proceso se origina con una actualización de información de fondo a los registros del panel de superficie de una vez cada 20 segundos. Adicionalmente la información del registro puede ser almacenada en la memoria del sistema, en el caso de los sistemas en el campo se lo hace una vez cada 5 minutos. Es importante aclarar que la información almacenada en la memoria del sistema no esta siendo ocupada ya que la integración del sistema de monitoreo a la red de la empresa permite aplicaciones mucho mas poderosas como son las proporcionadas por la aplicación LOWIS.

Los paneles de superficie de los sistemas Phoenix en cada pad, forman una red con topología BUS, como se observa en la figura 6.7, y protocolo de comunicación MODBUS

a través de la interface serial de comunicaciones RS485. Esta red MODBUS cambia su protocolo de comunicaciones a ETHERNET a través de un panel denominado TOAS, el que permite realizar el cambio de protocolo de comunicación de MODBUS a TCP/IP, y se enlaza a la red SCADA de la empresa.



**Figura 6. 6 Red de comunicaciones**

La dirección de esclavo de cada panel de superficie está dada por el número de pozo al que está monitoreando de esta forma el número de esclavo del panel de superficie que recibe los datos del pozo EY-A4 será 4. Todos los RTU (paneles de superficie) están configurados para manejar su información a 16 bits y transmitir a 9600 baudios.

Al igual que los sistemas de monitoreo Phoenix, los variadores se encuentran formando redes con el mismo tipo de topología y protocolos que se enlazan a la red SCADA a través del panel TOAS, como se observa en la figura 6.7.

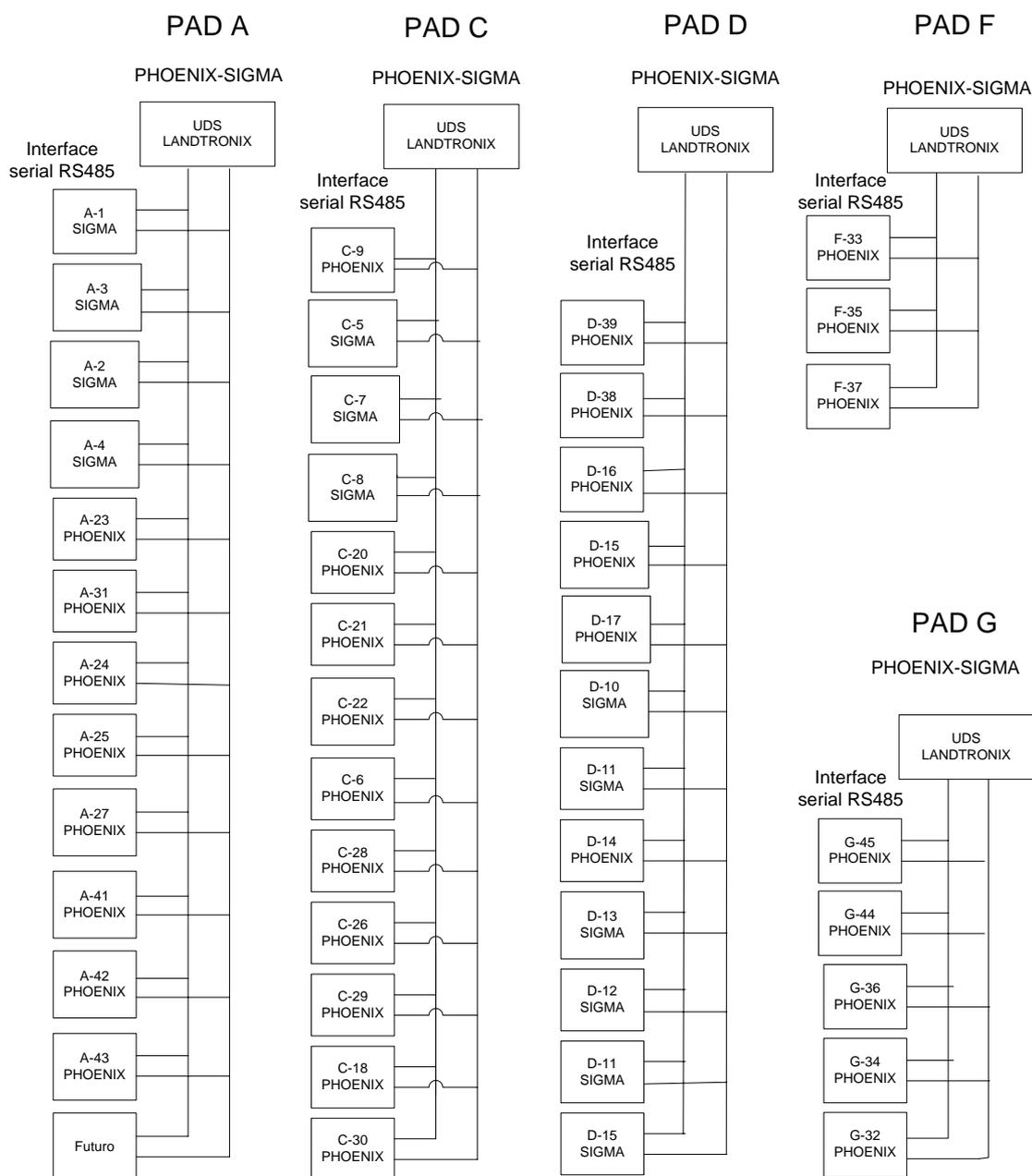


Figura 6. 7 Red de ISP <sup>(45)</sup>

El panel TOAS ubicado en cada PAD constituye la puerta de ingreso para la información de variadores de velocidad y sistemas Phoenix hacia la red. Este panel esta constituido por una tarjeta LANTRONIX encargada del cambio de protocolo de MODBUS a TCP/IP, existirán algunas de estas tarjetas dependiendo del número de dispositivos en cada pad y de las características de la misma. Las tarjetas LANDTRONIX se unen a un SWITCH NTRON el cual enlaza a los dispositivos a la red.

45. Información obtenida del departamento de operaciones, Occidental

Una vez que la información se encuentra en la INTRANET, pasa a un servidor OPC, el cual se encarga de la administración y control de variables para su uso por aplicaciones superiores. Por ejemplo en este se separa la información en variables de superficie y variables de fondo para posteriormente distribuirse a las aplicaciones que las requieran. Una vez la información ha sido manejada, pasa al servidor LOWIS y CASE, los cuales constituyen la aplicación en este proceso. Estas plataformas permiten realizar análisis de la información, diseño y monitoreo de equipos, puntos muy importantes dentro de los procesos de producción. Todo este flujo de información puede ser apreciado en la figura 6.8.

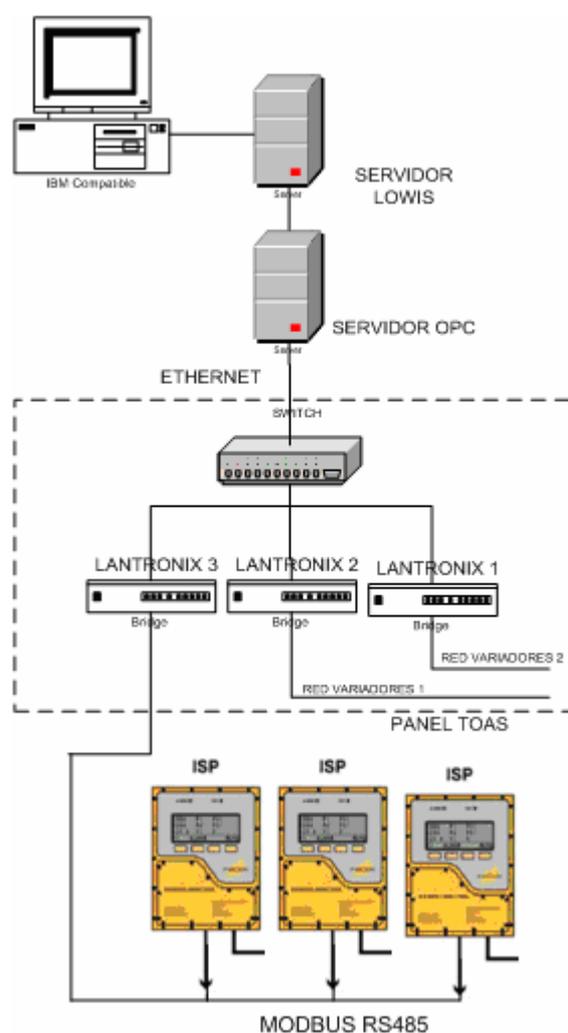


Figura 6. 8 Ingreso a la red SCADA

### 6.3.3 Información proporcionada por el sistema multisensor Phoenix

La información proporcionada por el sistema multisensor Phoenix es la siguiente:

Sensor tipo 0:

1. Temperatura de motor
2. Temperatura de intake
3. Presión de intake
4. Vibración
5. Fuga de corriente

Sensor tipo 1, se añade el siguiente parámetro:

6. Presión de descarga

Sensor tipo 2, se añade el siguiente parámetro:

7. Flujo de fondo

Una guía en el uso de las alarmas de presión y temperatura de los sensores de fondo se presenta en la tabla 6.2.

Parámetro	Alarma alta	Alarma baja	Trip alto	Trip bajo
Presión de intake	Operación estable +20 psi	Operación estable -20 psi	Operación estable +100 psi	Presión de burbuja -50 psi
Presión de descarga	Operación normal +50 psi	Valor equivalente a la columna de fluido a superficie	Shut in- 100 psi	No
Temperatura de motor	Temperatura de operación estable +10 grados	No	Temperatura de operación estable +25 grados o máxima temperatura durante el arranque	No

Vibración	Incrementos en pasos de 1g, si la vibración aumenta	No	Nunca	No
Temperatura de intake	Operación estable de temperatura +10 grados	No	Temperatura de operación estable +25 grados o máxima temperatura durante el arranque	NO

**Tabla 6. 2 Alarmas y TRIPs de los sensores de fondo** <sup>(46)</sup>

En la tabla 6.3 se explica el uso que se da a cada uno de los parámetros proporcionados por el sistema multisensor Phoenix en el campo.

Discrepancia	Factores de control	Indicación	Condición
Medición de Pd mayor que la calculada	THP, hidrostática, fricción	Incremento en la presión sobre la bomba o incremento de la densidad del fluido sobre la bomba	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Apagado</li> <li>• Obstrucción sobre la bomba</li> <li>• Incremento en el corte da agua</li> <li>• Flujo muy elevado</li> <li>• Tubería con escala</li> </ul>
Medición de Pd menor que la calculada	THP (tubing head pressure), hidrostática, fricción	Decremento en la presión sobre la bomba o reducción en la densidad de fluido bajo la bomba	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Válvula choke muy abierta</li> <li>• Insuficiente <math>\Delta P</math> de la bomba para llevar fluido hacia la superficie (Hz o etapas)</li> <li>• Fuga tubería</li> </ul>
Presión de intake mayor que la ideal	Presión de descarga, parámetros de la bomba (Hz, etapas, Q, desgaste, viscosidad) Flujo de pozo (Presión de reservorio Pr, Índice de productividad PI)	Alta presión de descarga o bomba sin presión diferencial ( $\Delta P$ bomba)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta presión diferencial</li> <li>• Desgaste</li> <li>• Recirculación</li> <li>• Gas</li> <li>• Alta viscosidad</li> <li>• Escala</li> <li>• Eje roto</li> </ul>

Presión de intake menor que la ideal	Presión de descarga, parámetros de la bomba (Hz, etapas, Q, desgaste, viscosidad) Flujo de pozo (Presión de reservorio Pr, Índice de productividad PI)	Alta $\Delta P$ de la bomba Baja presión de reservorio	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo flujo (decremento de Pr, decremento de PI)</li> <li>• Alta frecuencia</li> <li>• Profundidades erróneas</li> <li>• Muchas etapas en la bomba</li> </ul>
$\Delta P$ bomba mayor que la ideal	Parámetros de bomba y razón de flujo	Flujo bajo o frecuencia elevada	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pozo apagado</li> <li>• Flujo bajo</li> <li>• Frecuencia elevada</li> </ul>
$\Delta P$ bomba menor que la ideal	Parámetros de bomba y razón de flujo	Flujo elevado, baja frecuencia o bomba con menos etapas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eje roto</li> <li>• Recirculación</li> <li>• Bloqueo del intake de la bomba</li> <li>• Desgaste</li> <li>• Escala</li> <li>• Frecuencia baja</li> <li>• Rotación errónea de la bomba</li> </ul>
Temperatura del motor elevada	Enfriamiento y RPM	Ineficiencia del motor, poco flujo pasa por el motor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Viscosidad elevada</li> <li>• Gas</li> <li>• Flujo bajo</li> <li>• Recirculación</li> <li>• Pozo apagado</li> <li>• Eje roto</li> <li>• Rotación errónea de la bomba</li> </ul>
Temperatura baja del motor	Enfriamiento y RPM	Demasiado flujo pasa por el motor o mediciones de aceite en lugar de bobinas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flujo elevado</li> <li>• Termocupla en lugar equivocado</li> </ul>
Fuga de corriente	Aislamiento, flujo	Daño en los materiales aislantes o elevada temperatura del motor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Daños en aislamiento</li> <li>• Elevada temperatura del motor (poco flujo)</li> <li>• Absorción de gas en los polímeros</li> </ul>
Temperatura elevada de intake	Aislamiento o parámetros de bomba	Desgaste de bomba Baja eficiencia Falla en los aislamientos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flujo bajo</li> <li>• Alta demanda de potencia</li> <li>• Pobre enfriamiento del fluido</li> </ul>
Alta vibración	Sistema en vibración	Desbalance, frecuencias críticas, sólidos, gas, calentamiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sólidos</li> <li>• Gas</li> <li>• Desgaste de bomba</li> <li>• Excesivo calor</li> <li>• Frecuencia crítica</li> </ul>

**Tabla 6. 3 Parámetros utilizados en el monitoreo de los pozos**

Los parámetros de flujo no son utilizados puesto que no se tienen instalados sensores tipo2 en ningún pozo del campo. Todos los parámetros mostrados en la tabla son ingresados por medio de la red SCADA al software LOWIS (CASE), que se encarga de llevar un monitoreo completo del pozo y las bombas. El manejo de estos parámetros es realizado por el personal de Operaciones de Occidental y los ingenieros de Schlumberger, encargados del mantenimiento de las bombas y equipos ESP.

#### **6.4 NIVELES ACTUALES DE ACEPTACIÓN DE LAS SOLUCIONES EN TIEMPO REAL PRESTADAS POR SCHLUMBERGER SURENCO S.A. A OCCIDENTAL**

Para determinar los niveles de aceptación de las soluciones en tiempo real se realizó una encuesta sobre los medidores multifásicos. Cabe destacar que los usuarios del medidor representa un grupo muy grande dentro del personal de Occidental, de este grupo se tomó aquel que se encuentra relacionado directamente con el manejo del dispositivo de forma física y en la valoración de la información proporcionada por el medidor en una instancia inicial. Esta encuestas fue realizada a 10 miembros del personal de operaciones de Occidental muy familiarizados con la operación del medidor multifásico. En este grupo se encuentra dos superintendente de operaciones, dos líderes de operadores y seis operadores de islas. Los resultados se exponen a continuación.

La primera pregunta fue planteada de la siguiente forma:

1. Cree usted que el desempeño del medidor multifásico es:

**Malo**      **Regular**      **Bueno**      **Excelente**  
                 

El 50% de los encuestados afirmó que es excelente y el otro 50% afirmó que es bueno. Este resultado muestra que todos los encuestados están conciente que el desempeño de los medidores multifásicos está de bueno a excelente, Esta opinión se basa en el elevado grado tecnológico que estos medidores emplean dándoles robustez y confianza en su desempeño.

La segunda pregunta se plantea como se muestra a continuación:

2. Cree usted que las mediciones efectuadas en el laboratorio son:

<b>Menos exactas que las del multifásico</b>	<b>Iguales que las del multifásico</b>	<b>Más exactas que las del multifásico</b>
<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

El 50% de los encuestados afirmó que las mediciones del laboratorio son más exactas que las del medidor multifásico, se afirma que estos se descalibran constantemente, mientras que la información proporcionada por el laboratorio es algo tangible e irrefutable. Un 34% afirmó que las mediciones del multifásico son parecidas a las del laboratorio y el 16% restante cree que las mediciones del multifásico son mejores a las del laboratorio.

Si se analiza los resultados obtenidos de la pregunta anterior, y los obtenidos mediante esta pregunta se puede detectar una contraposición en los resultados. Se aprecia que los encuestados tienen claro el nivel tecnológico empleado en estos medidores que los hace ver robustos y confiables, pero al mismo tiempo, basados en los resultados obtenidos en el campo se genera un grado de desconfianza hacia la información proporcionada por el medidor.

La tercera pregunta se plantea de la siguiente forma:

3. Cree usted que el soporte técnico brindado por Schlumberger es:

<b>Suficiente</b>	<b>Insuficiente</b>
<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

El 67% de los encuestados está conforme con el soporte técnico que Schlumberger brinda hacia los medidores multifásicos, mientras que un 33% no está conforme con el soporte técnico. Este 33% de encuestados afirma que Schlumberger realiza de forma satisfactoria su trabajo al calibrar los medidores pero no existe una preocupación para determinar el motivo por el que los medidores deban ser calibrados constantemente y que su información difiera de manera significativa con la del laboratorio.

---

La cuarta pregunta se establece de la siguiente manera:

4. Cree usted que la capacitación brindada por Schlumberger sobre medidores multifásicos es:

**Suficiente**      **Insuficiente**  
                     

El 50% de los encuestados afirma que la capacitación ha sido adecuada debido a que se ha explicado al personal de occidental de manera clara el funcionamiento del medidor como la forma en que debe ser manejado. El otro 50% de los encuestados sostiene que la capacitación es insuficiente debido a una falta de entrenamiento práctico con el medidor.

La última pregunta se estructura de la siguiente forma:

5. ¿Por qué cree usted que los datos de BSW del laboratorio no coinciden con los datos del medidor multifásico?

Las respuestas obtenidas de los encuestados mediante esta pregunta se presentan a continuación:

- ❖ Las mediciones del laboratorio son puntuales, mientras que las del multifásico son continuas. 15 encuestados.
- ❖ Descalibración del medidor multifásico. 10 encuestados
- ❖ Mala toma de muestra para el laboratorio. 5 encuestados
- ❖ Cambios en el fluido, que ocasiona descalibración. 3 encuestados.

Este resultado muestra que se tiene un buen conocimiento acerca de los problemas existentes al momento de comparar los dos tipos de mediciones, sin embargo existe una mayor confianza en los datos del laboratorio ya que se hace énfasis en la continua descalibración del medidor multifásico.

---

### *Conclusiones*

- ❖ Se concluye de esta encuesta que, si bien la tecnología que ofrecen los medidores multifásicos tiene buena aceptación, todavía quedan algunos problemas por resolver para que la gente de operaciones cambie totalmente su criterio hacia la fiabilidad de los medidores multifásicos.
- ❖ El personal de Occidental, concientes de la tecnología de punta empleada por los medidores y su éxito en diferentes aplicaciones alrededor del mundo, esta experimentando un comportamiento inusual en los medidores que ingieren en un grado de desconfianza hacia el medidor.
- ❖ El principal obstáculo que afecta la credibilidad de los medidores multifásicos es su continua descalibración, según parece debido al los cambios continuos en las características del fluido. Esta hipótesis se esta analizando en un estudio que no forma parte de este proyecto.
- ❖ Se tiene una buena aceptación acerca de las mediciones continuas en tiempo real versus la toma de muestras puntuales (laboratorio), al momento esta es la fortaleza de estos medidores.
- ❖ Se detecta una confusión en la mayoría de los encuestados entre una calibración y una referencia.

### **6.5 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LA INVESTIGACIÓN CON LAS EXPECTATIVAS DE SCHLUMBERGER SURENCO S.A.**

Se estima que Schlumberger aspira a obtener un grado de aceptación muy bueno para esta nueva tecnología. Se analizó el grado de aceptación del personal de operaciones del campo hacia el medidor por medio de los resultados obtenidos de la encuesta realizada al personal de operaciones de Occidental y se pudo detectar un cierto grado de disconformidad con el desempeño del medidor. Dada esta situación se plantea los siguientes puntos de análisis.

- ❖ Necesidad de Toma de referencias continuas para mejor exactitud en las mediciones.
  - ❖ Grado de confiabilidad (laboratorio versus medidor).
  - ❖ Soporte técnico brindado.
-

Schlumberger, apoyado en el principio de funcionamiento del medidor multifásico afirma que el medidor no requiere una toma de referencias continua para su correcto funcionamiento. Esta afirmación se contrapone con datos de operaciones en donde se demuestra una constante “descalibración” de los medidores. Es importante señalar que el medidor multifásico necesita de una toma de referencias en vacío y con fluidos para su correcto funcionamiento y no de una calibración, termino muy empleado dentro del personal de Occidental. Es necesario realizar un análisis de las posibles causas que estén ocasionando esta necesidad de una toma de muestras periódica.

El sistema ha sido diseñado para proporcionar la característica de un sistema de monitoreo continuo, proporcionando a sus usuarios ventajas importantes en el manejo de la información. La tecnología empleada hace de este medidor un sistema robusto y muy confiable, sin embargo la situación en el campo representa un reto. El medidor esta siendo empleado como un medidor de flujo y su característica multifásica tan solo como un respaldo de la información proporcionada por laboratorio. Dentro de este proyecto se tratara de proponer soluciones a los problemas detectados para que la confiabilidad del sistema aumente y aproveche de las innumerables ventajas que estos sistemas proporcionan. De esta forma se busca que el medidor multifásico sea la fuente de información primaria y el laboratorio un respaldo de esta información.

Es indiscutible la calidad del trabajo realizado por Schlumberger durante los mantenimientos realizados a los medidores, sin embargo es importante identificar un comportamiento inusual dentro de los medidores del campo. Será necesario determinar la administración que Occidental da a estos medidores con el fin de identificar posibles causantes de este comportamiento no común en los medidores.

## **6.6 DETERMINACIÓN DE LOS NIVELES DE APROVECHAMIENTO DE LAS SOLUCIONES EN TIEMPO REAL EN LAS APLICACIONES DE OCCIDENTAL**

A continuación se realizará un análisis de la situación actual de los sistemas Phoenix en los procesos de producción de Occidental. El objetivo de este análisis es el de identificar las características del sistema que no están siendo empleadas en el proceso y poder definir

---

un nivel de aprovechamiento del sistema. Para dicho propósito se analizará las siguientes características del sistema:

- Hardware
- Salidas digitales (alarma y TRIP)
- Salidas y entradas analógicas
- Manejo de información
- Información proporcionada
- Almacenamiento de información
- Comunicaciones

### 6.6.1 Hardware

**6.6.1.1 Salidas digitales.** Como se ha explicado en capítulos anteriores, el sistema de monitoreo Phoenix, proporciona a su usuario la facilidad de dos salidas digitales una de alarma y otra de TRIP. Estas salidas activadas por relé cambian su estado cuando el valor de cualquiera de las variables monitoreadas sobrepasa el valor seteado definido en el menú de configuración de cada parámetro. Para mayor información refiérase al capítulo V.

Si bien es cierto se puede realizar una protección del equipo ESP por todos los parámetros proporcionados por el sistema, es decir una activación de alarma y TRIP del panel de superficie por presión de intake ( $P_i$ ), presión de descarga ( $P_d$ ), temperatura de motor ( $T_m$ ), temperatura de intake ( $T_i$ ), vibración ( $V_r$ ), fugas de corriente activas y pasivas ( $Cl-a$ ,  $Cl-p$ ) dentro del campo, las alarmas y TRIPs son activadas únicamente por temperatura de motor ( $T_m$ ). Esta situación es justificada ya que al realizar una protección por los demás parámetros, cualquier inestabilidad en el sistema como una presurización de la línea, una vibración excesiva por una bomba desgastada o cualquier otro incidente ocasionarían el apagado de los pozos causando pérdidas de producción y haciendo al sistema muy difícil de manejar.

Como se sabe los sistemas que involucran temperatura son sistemas lentos, facilitando de esta manera una oportuna reacción para controlar esta variable, además este parámetro

---

se verá afectado proporcionalmente a una presurización de la línea o a una vibración excesiva, haciendo de la temperatura de motor ( $T_m$ ) el parámetro más indicado para que active las salidas de alarma y TRIP.

La tabla 6.1 especifica las conexiones entre el panel de superficie del sensor Phoenix y el variador de velocidad en el campo. Dentro de estas conexiones las salidas de alarmas y TRIPs, activadas por temperatura de motor, se encuentran conectadas hacia el variador de velocidad de cada equipo ESP. De aquí se puede afirmar que estas salidas están siendo ocupadas en un 33%.

**6.6.1.2 Salidas y entradas analógicas.** Como se analizó en el capítulo 5, el panel de superficie posee 8 entradas analógicas, las que pueden ser ocupadas por sensores de superficie y estas señales administradas como una variable más de a ser monitoreada. Además posee 8 salidas analógicas las que proporcionan el valor de las variables monitoreadas por el sistema. Esta facilidad que proporciona el sistema no está siendo ocupada en ningún equipo dentro del campo. Esta situación es justificable dado el grado de integración del sistema siendo estas salidas y entradas innecesarias.

## 6.6.2 Manejo de información

**6.6.2.1 Información Proporcionada.** Como se observa en la tabla 6.3, la información proporcionada por el sistema Phoenix es empleada en diversos análisis, y como se ha podido apreciar todos los parámetros son ocupados en alguna etapa del proceso. Se concluye que la información del sistema está siendo ocupada en un 100%.

**6.6.2.2 Almacenamiento de la información.** Esta importante característica del sistema Phoenix permite almacenar periódicamente el valor de las variables controladas en una memoria de 2Mbytes. Esta información posteriormente podrá ser accedida mediante los puertos de comunicación o de forma remota. Dentro de las operaciones de Occidental esta información es usada como un respaldo ya que el nivel de integración de los sistemas permite almacenar esta información en la base de datos de la aplicación LOWIS o CASE.

---

La información almacenada en el panel de superficie es también empleada en pruebas MRT (pruebas multi tasa en base al cambio de la frecuencia del motor) en donde se configura al sistema para que adquiera datos. Tomando en cuenta estas consideraciones se puede afirmar que el almacenamiento de información esta siendo ocupado en un 50%.

**6.6.2.3 Comunicación.** Dentro de las características de comunicación del sistema se dispone de un puerto RS232 y un puerto RS485 para la transmisión de la información. En los sistemas evaluados dentro del campo emplean el puerto RS485 para una configuración MODBUS y su posterior ingreso a una red SCADA como se explicó anteriormente. Conociendo estos parámetros se puede determinar que las características del sistema están siendo ocupadas en un 100%

---

## CAPÍTULO VII

### SOLUCIONES DE INGENIERÍA

#### 7.1 INTRODUCCIÓN

Durante el trabajo de campo realizado en el campo, se detectaron los siguientes problemas en el manejo y desempeño de los medidores multifásicos empleados por Occidental en sus operaciones:

##### 7.1.1 Problemas de medición

- Incertidumbre sobre el comportamiento del medidor ante la presencia de sólidos.
- Comparación errada de la información de laboratorio con los datos del medidor.
- Requerimiento de una constante toma de referencia para los medidores que se asume se debe a un cambio en las características del fluido.
- Mal uso del principio básico del medidor multifásico en completaciones inteligentes.

##### 7.1.2 Problemas en la administración y el manejo del medidor

En la administración y manejo del medidor multifásico efectuada por Occidental, no se realiza un mantenimiento preventivo del medidor multifásico. Por esto se realizan acciones correctivas, efectuadas por el personal de Schlumberger una vez que se detecta errores considerables en las mediciones. Además, es necesario señalar que se ha detectado un comportamiento inestable de los medidores en el campo, y las causas de dicha inestabilidad serán motivo de esta investigación.

---

Dadas las condiciones de los medidores multifásicos en el campo, estos necesitan ser referenciados constantemente para garantizar su correcto funcionamiento. Es necesario elaborar una guía de procedimientos dentro de Occidental para la toma de referencias del medidor.

## 7.2 PLANTEAMIENTO DE SOLUCIONES

- Realizar un estudio sobre la influencia de sólidos en las mediciones de medidor multifásico
- Determinar ejemplos puntuales del error originado por los sólidos en las mediciones del medidor multifásico en pozos productores de arena en el campo.
- Realizar un seguimiento a los pozos del PAD F para analizar su comportamiento.
- Comparar la información de laboratorio y la del medidor durante el seguimiento a los pozos del PAD F.
- Analizar la información de salinidad de agua de cada pozo e identificar un posible cambio en las características del agua de producción.
- Realizar un análisis comparativo entre la información de BSW% de laboratorio y del medidor multifásico.
- Determinar el comportamiento del medidor multifásico en una completación inteligente.
- Definir los principales problemas en el manejo del medidor multifásico.
  - Asignación de responsables sobre la toma de referencias del medidor para su correcto funcionamiento.
  - Preparación de un guía de procedimientos para la toma de referencias del medidor
- Realizar un análisis comparativo de producción entre la información de laboratorio y la información provista por el medidor multifásico.

### 7.2.1 Efecto de la arena en la medición del MPFM

**7.2.1.1 Introducción.** Toda fase extra que se produce a través de la tubería puede incurrir en un error en las mediciones de fracciones del MPFM. A continuación se

---

presentará un estudio sobre los efectos de producción de arena y sus implicaciones en las mediciones del MPFM.

Se comenzará explicando las pruebas realizadas, luego se seguirá con el modelamiento matemático del medidor y el análisis de error para concluir con unos ejemplos prácticos.

**7.2.1.2 Inyección de arena.** Para comenzar con el análisis se debe explicar en que consisten las pruebas de inyección de arena realizadas en la tubería, con el objeto de determinar el error que esta produce en las mediciones del MPFM. Se presenta a continuación un informe del trabajo experimental realizado:

#### **7.2.1.2.1 Análisis del comportamiento de los medidores multifásicos ante la presencia de arena**

**7.2.1.2.1.1 Resumen.** El propósito del presente análisis es determinar el comportamiento de los medidores multifásicos ante la presencia de sólidos y cambios en las características del fluido de producción con la finalidad de mejorar la precisión de las mediciones obtenidas.

**7.2.1.2.1.2 Antecedentes.** Dado el incremento de producción de sólidos en los pozos productores en la formación M1 y el desconocimiento del desempeño de los medidores multifásicos ante la presencia de estos, es importante determinar el comportamiento de los mismos en estas condiciones. Al momento se dispone de los técnicos y equipos necesarios para el monitoreo de sólidos, medios necesarios para determinar el desempeño de los medidores multifásicos.

En el momento los medidores multifásicos están siendo empleados como medidores másicos de flujo total y no se aplica de manera muy confiable su característica de medidor multifásico. Esto se debe a las continuas variaciones de los fluidos de producción, lo que origina mediciones erróneas en las fases del fluido. Para asegurar un correcto desempeño se hace indispensable una continua referenciación, proceso que toma mucho tiempo en cada unidad.

---

### 7.2.1.2.1.3 Objetivos

- Identificar un pozo con características apropiadas para la realización del estudio. Para ello el pozo no deberá ser un productor de arena y deberá tener un punto de inyección de arena necesario para las pruebas requeridas.
- Determinar las características del fluido del pozo seleccionado.
- Establecer el comportamiento de los medidores multifásicos ante la presencia de sólidos.
- Comparar el desempeño del medidor ante el fluido del pozo con arena y sin arena.
- Determinar el desempeño del medidor multifásico ante la presencia de sólidos.

### 7.2.1.2.1.4 Procedimiento

*Abril 4 del 2005*

1. Se determinó un pozo productor libre de arena para detectar la diferencia en las mediciones al inyectar arena. En este caso se escogió el pozo C7 en la arena U inferior debido a que se tiene la certeza de que está libre de sólidos. Las características de este pozo se muestran en la tabla 7.1, en donde se especifica la producción diaria de agua y petróleo del pozo, su corte de agua (BSW) proporcionado por el laboratorio y el medidor multifásico, la salinidad del agua, y el grado API a condiciones estándar.

Curdo	Agua	BSW	BSW	Salinidad	API
BPD	BPD	Lab	MPFM	PPM	60 °F
1352	1248	48	81.8	8500	21.0

**Tabla 7. 1 Características del pozo seleccionado**

2. Se determinó el punto más óptimo de inyección de arena considerando la distancia que esta deba recorrer hasta llegar al medidor. Se escogió como punto óptimo el punto de drenaje del medidor multifásico.

*Abril 5 del 2005*

1. Se programo el software de adquisición de datos del medidor multifásico, para monitorear el pozo C7 con una muestra por segundo.
2. Se inició la toma de muestras con el pozo en condiciones normales.
3. Se preparo una solución de gel y **300 gr** de arena en un volumen de 1.5 galones.
4. La concentración obtenida fueron de 36 PTB.
5. Se realizó una primera inyección con una apertura de la válvula del 50%.
6. Se realizó una segunda inyección con una apertura de válvula al 100%.
7. Se finalizó la adquisición de datos de todo el proceso.

*Abril 6 del 2005*

1. Se programo el software de adquisición de datos del medidor multifásico, para monitorear el pozo C7 con una muestra por segundo.
2. Se inició la toma de muestras con el pozo en condiciones normales.
3. Se preparo una solución de gel y **500 gr** de arena en un volumen de 1.5 galones.
4. La concentración obtenida fue de 60 PBT.
5. Se realizó una primera inyección con una apertura de la válvula del 50%.
6. Se realizó una segunda inyección con una apertura de válvula al 100%.
7. Se finalizó la adquisición de datos de todo el proceso.

Los resultados de este experimento se muestran en las figuras 7.1 a 7.6.

---

7.2.1.2.1.5 Resultados 05/04/2005

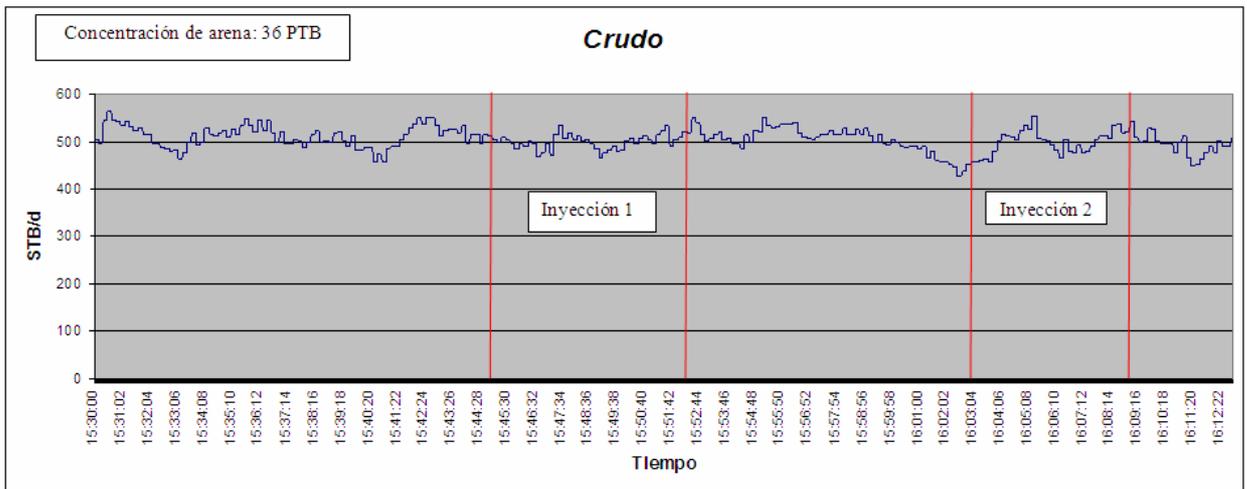


Figura 7. 1 Resultado petróleo

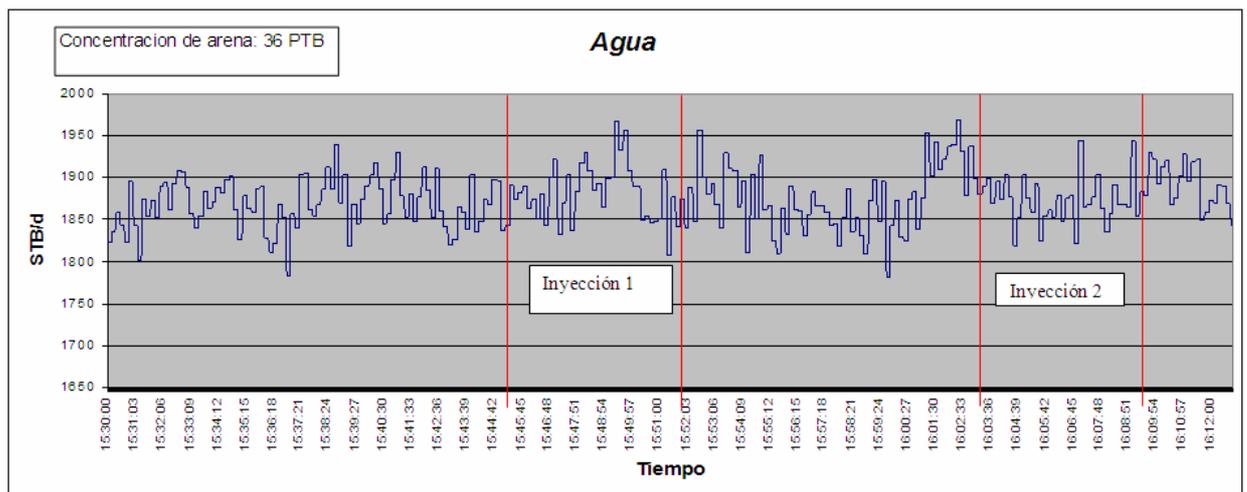


Figura 7. 2 Resultado agua

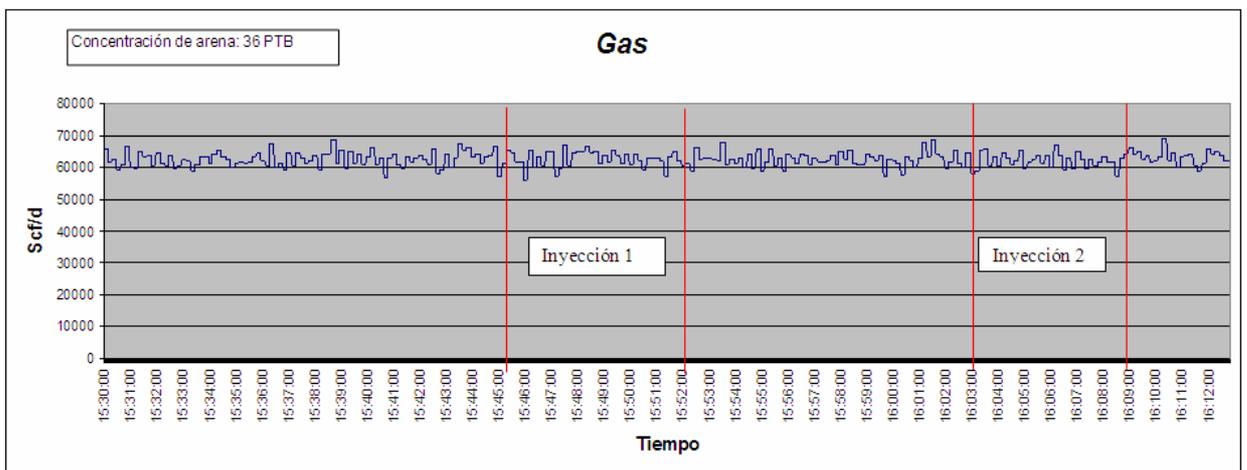
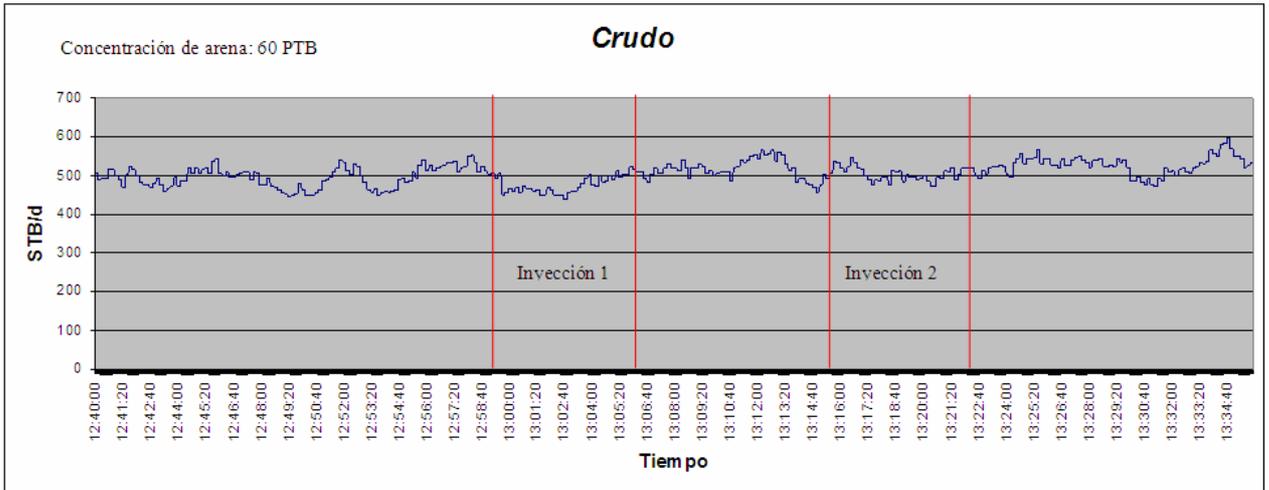
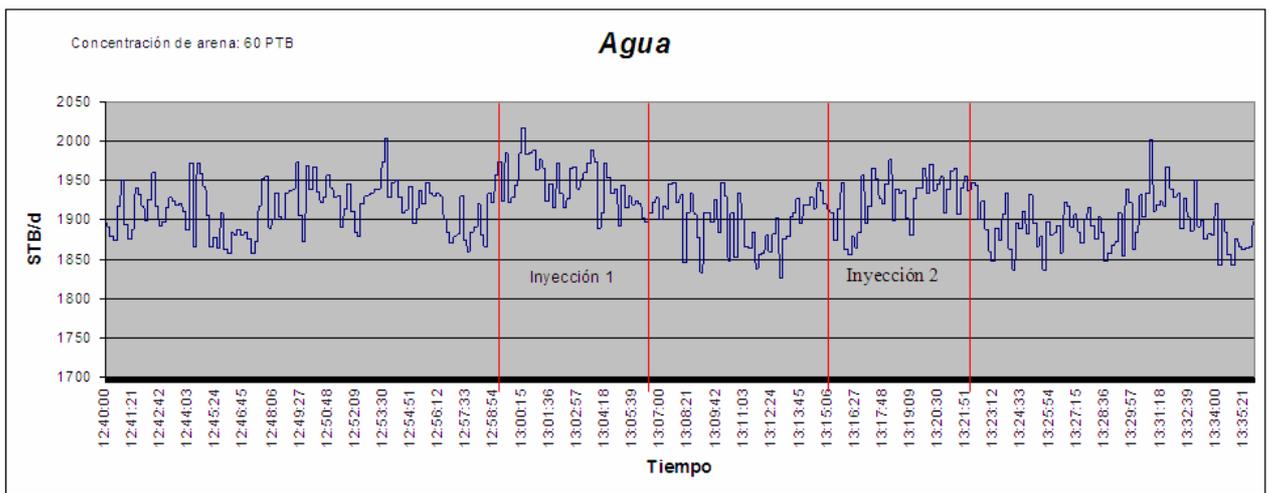


Figura 7. 3 Resultado gas

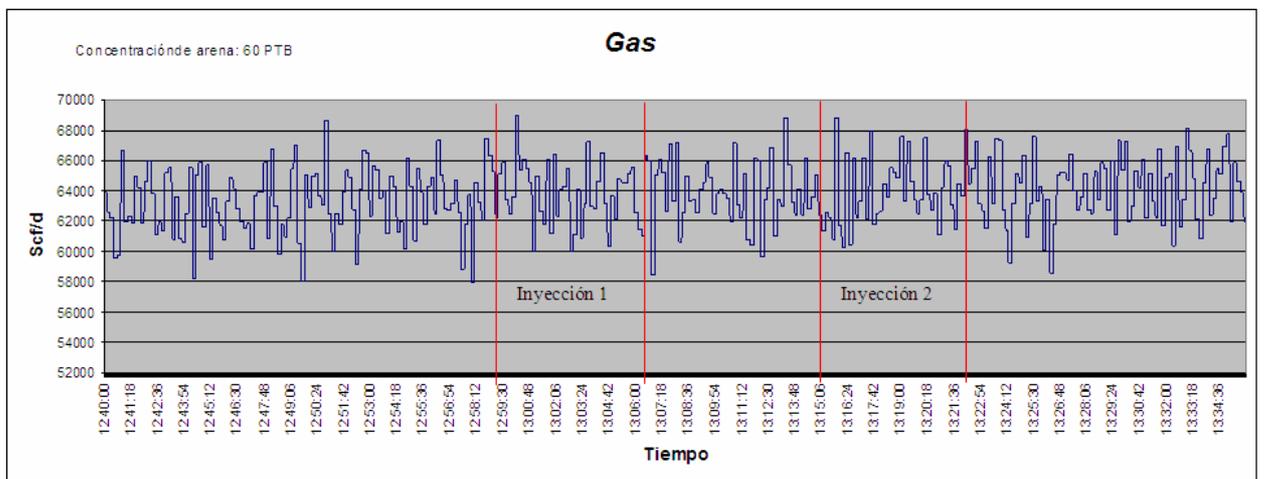
**7.2.1.2.1.6 Resultados 06/04/2005**



**Figura 7. 4 Resultado petróleo**



**Figura 7. 5 Resultado agua**



**Figura 7. 6 Resultado gas**

### 7.2.1.2.1.6 Conclusiones

- Se estima que debido a una baja concentración de sólidos y al tiempo corto de la prueba no fue posible definir una alteración en la medición de cada fase en el momento de la inyección.
- No se puede cuantificar la variación de las mediciones del MPFM producto de la inyección de arena para cada fluido con las concentraciones experimentadas.
- Es necesario realizar un análisis más detallado del proceso mediante el cual el MPFM cuantifica los valores para cada una de las fases.
- Se deberá incluir a la arena en el análisis posterior como una cuarta fase del fluido para determinar el error en las mediciones.
- Aparentemente las mediciones no sufren cambios significativos con concentraciones similares a las usadas, una investigación con mayor tiempo de inyección a varias concentraciones dará mejores resultados.

Como consecuencia de lo expuesto anteriormente se consideró hacer un análisis matemático de las ecuaciones del medidor multifásico para obtener una estimación cuantificable del error que la arena produce en las mediciones.

### 7.2.2 Modelo de cálculos matemáticos usado para cuantificar las fracciones de fluido en el medidor multifásico

Para este análisis partiremos de las ecuaciones ya mostradas en el capítulo 4. Se inicia con la ecuación 4.5. del número de cuentas realizadas por el detector de rayos gama, que se muestra a continuación

$$N(x) = N_0 * e^{-x \cdot \rho \cdot V}$$

**Ecuación 4.5 Número de cuentas del sensor**

Como se vio en el capítulo 4, en el momento en que un flujo trifásico circula por el medidor, este obtiene un número de cuentas de fotones tanto en alta como en baja energía, las cuales están representadas en la ecuación 4.7.

$$\begin{aligned}
 1. \quad N_{mez}^h &= N_o^h \cdot e^{-x(\rho_{oi} v_{oi}^h \underline{OV} + \rho_{wate} v_{wate}^h \underline{WV} + \rho_{ga} v_{ga}^h \underline{GV})} \\
 2. \quad N_{mez}^l &= N_o^l \cdot e^{-x(\rho_{oi} v_{oi}^l \underline{OV} + \rho_{wate} v_{wate}^l \underline{WV} + \rho_{ga} v_{ga}^l \underline{GV})}
 \end{aligned}$$

**Ecuación 4.16 Número de cuentas de la mezcla en alta y baja energía**

Además se sabe que la densidad de la mezcla es igual la que se muestra en la ecuación 4.8.

$$\rho_{mix} = \alpha_{gas} \cdot \rho_{gas} + \alpha_{oil} \cdot \rho_{oil} + \alpha_{water} \cdot \rho_{water}$$

**Ecuación 4.17 Densidad de la mezcla**

De aquí se obtiene un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas como se muestra en el sistema de ecuaciones 4.9.

$$\left\{ \begin{array}{l}
 N_{le} = N_{ole} e^{-d(\alpha_o \cdot v_{ole} \cdot \rho_o + \alpha_g \cdot v_{gle} \cdot \rho_g + \alpha_w \cdot v_{wle} \cdot \rho_w)} \\
 N_{he} = N_{ohc} e^{-d(\alpha_o \cdot v_{ohc} \cdot \rho_o + \alpha_g \cdot v_{ghe} \cdot \rho_g + \alpha_w \cdot v_{whe} \cdot \rho_w)} \\
 \alpha_o + \alpha_g + \alpha_w = 1
 \end{array} \right.$$

**Ecuación 4. 18 Sistema de ecuaciones del medidor multifásico**

Desarrollando estas ecuaciones matemáticamente se obtiene el sistema de ecuaciones 4.10.

$$\left\{ \begin{array}{l} 1/d \text{Log}(N_{o_{le}}/N_{le}) = \alpha_o \cdot v_{ole} \cdot \rho_o + \alpha_g \cdot v_{gle} \cdot \rho_g + \alpha_w \cdot v_{wle} \cdot \rho_w \\ 1/d \text{Log}(N_{o_{he}}/N_{he}) = \alpha_o \cdot v_{ohe} \cdot \rho_o + \alpha_g \cdot v_{ghe} \cdot \rho_g + \alpha_w \cdot v_{whe} \cdot \rho_w \\ 1 = \alpha_o + \alpha_g + \alpha_w \end{array} \right.$$

**Ecuación 4. 19 Sistema de ecuaciones**

**7.2.2.1 Cálculo del error.** En este punto es cuando la arena entra a formar parte de las ecuaciones ya que debe ser considerada como una fase más en el sistema. De esta forma se obtiene un error comparativo de las ecuaciones con la inclusión de la arena. Primero se inicia sumando la cuarta fase (arena) al sistema a nuestro sistema, de la manera como se muestra en la ecuación 7.1

$$\left\{ \begin{array}{l} 1/d \text{Log}(N_{o_{le}}/N_{le}) = \alpha_o \cdot v_{ole} \cdot \rho_o + \alpha_g \cdot v_{gle} \cdot \rho_g + \alpha_w \cdot v_{wle} \cdot \rho_w + \alpha_s \cdot v_{sle} \cdot \rho_s \\ 1/d \text{Log}(N_{o_{he}}/N_{he}) = \alpha_o \cdot v_{ohe} \cdot \rho_o + \alpha_g \cdot v_{ghe} \cdot \rho_g + \alpha_w \cdot v_{whe} \cdot \rho_w + \alpha_s \cdot v_{she} \cdot \rho_s \\ 1 = \alpha_o + \alpha_g + \alpha_w + \alpha_s \end{array} \right.$$

**Ecuación 7. 1 Sistema de ecuaciones con la fracción de arena**

Con ello se tiene un sistema de tres ecuaciones con cuatro incógnitas. Para resolver este sistema se usó la herramienta matemática proporcionada por MATLAB. De esta manera se obtiene las soluciones para las fracciones de agua, crudo y gas en función de la arena, como se muestra en la ecuación 7.2, debido a que se trata de un sistema con n ecuaciones y n+1 incógnitas.

Una vez obtenidas estas soluciones, se da valores a la fracción de arena para obtener una gráfica de las otras tres fases en función de la variación de la arena y con ello se determina el error mediante la ecuación 7.3.

$$\alpha_o^* = f(\alpha_{arena})$$

$$\alpha_w^* = f(\alpha_{arena})$$

$$\alpha_g^* = f(\alpha_{arena})$$

**Ecuación 7. 2 Fracciones en función de la arena**

$$error(\%) = \frac{V_{teo} - V_{ex}}{V_{teo}} * 100$$

**Ecuación 7. 3 Error porcentual**

Donde:

Valor teórico: valor de fracción de la fase sin arena

Valor experimental: valor de la fracción de la fase con arena

Para obtener los valores teóricos o ideales de las distintas fracciones de la mezcla se usaron los datos de cada pozo productor de arena. Para obtener los valores experimentales se reemplazaron los valores de la fracción de arena en la función  $\alpha^*$

A continuación se presenta un análisis de los errores obtenidos para cada pozo productor de arena:

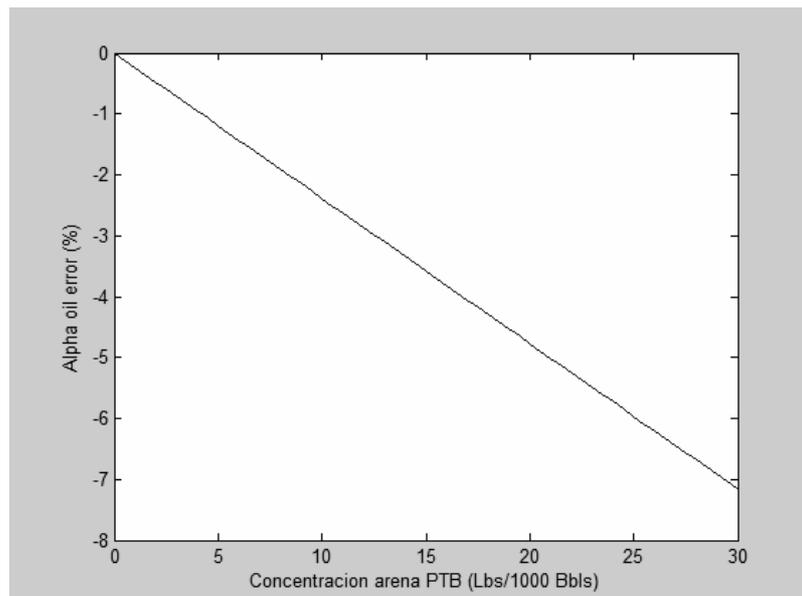
*Pozo A1*

La tabla 7.2 muestra las referencias a condiciones estándar.

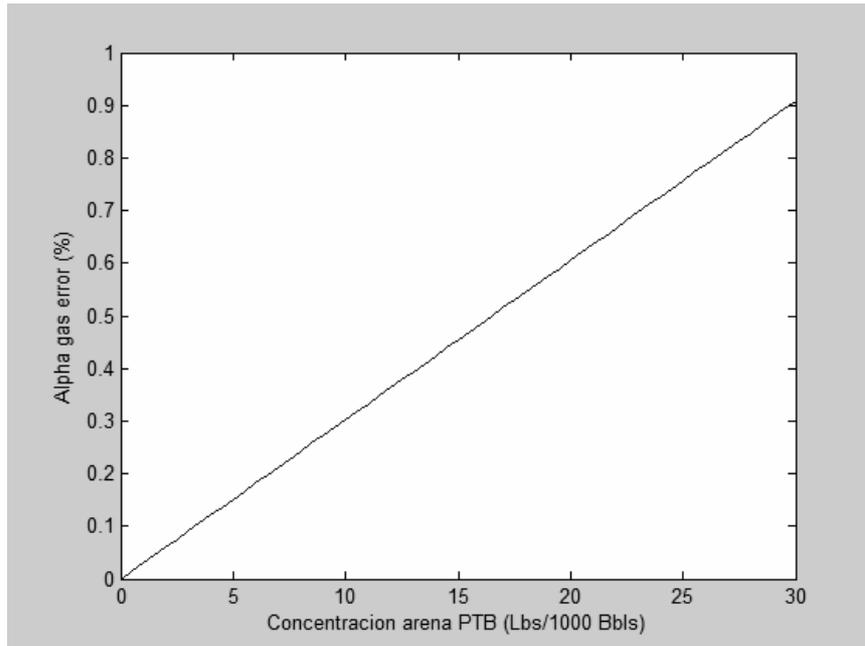
<b>Referencias a condiciones estándar:</b>	
Diámetro de la garganta	0.052m
Atenuación másica del petróleo (le)	0.0246594
Atenuación másica del petróleo (he)	0.0170376
Atenuación másica del agua (le)	0.0358042
Atenuación másica del agua (he)	0.0170802
Atenuación másica del gas (le)	0.0262728
Atenuación másica del gas (he)	0.0174836
Densidad del petróleo	951.163
Densidad del agua	1015.94
Densidad del gas	0.986029
Nole	31780.4
N0he	15333.1
Nle	8793.521074
Nhe	7156.870645

**Tabla 7. 2 Referencias pozo A1**

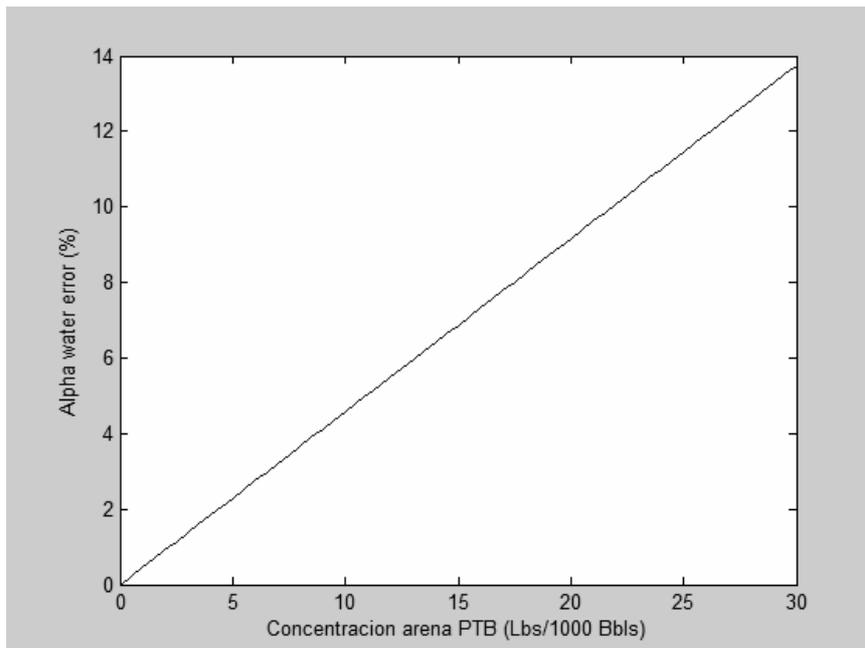
Estos valores fueron sustituidos en las ecuaciones del sistema para obtener las soluciones en función de la arena. Al sustituir los valores de la arena (variable independiente) en un rango apropiado se obtuvieron las gráficas 7.7 a 7.9 de error para cada una de las fases



**Figura 7. 7 Error en la fracción de crudo**



**Figura 7. 8 Error en la fracción de gas**



**Figura 7. 9 Error en la fracción de agua**

Al analizar la producción de arena de este pozo gracias al monitoreo de sólidos vemos que la concentración promedio de arena de este pozo durante los 5 meses que duró el monitoreo fue de 9.69 PTB. Para esta concentración se tiene un error promedio mostrado en la tabla 7.3.

Concentración promedio (PTB)	Error Agua (%)	Error Crudo (%)	Error Gas (%)
9.69	4.43	-2.31	0.29

Tabla 7. 3 Errores pozo A1

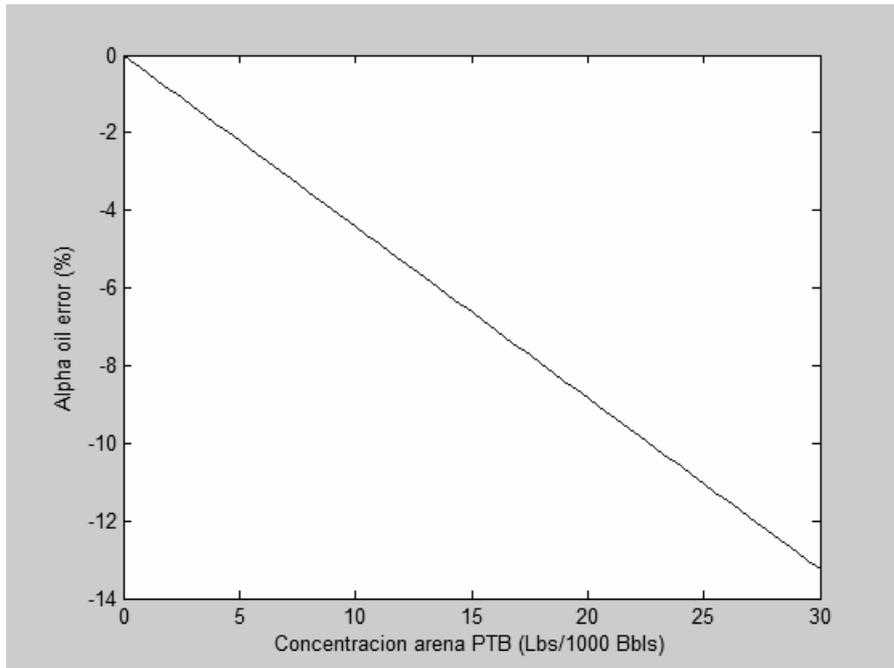
*Pozo A2*

La tabla 7.4 muestra las referencias a condiciones estándar.

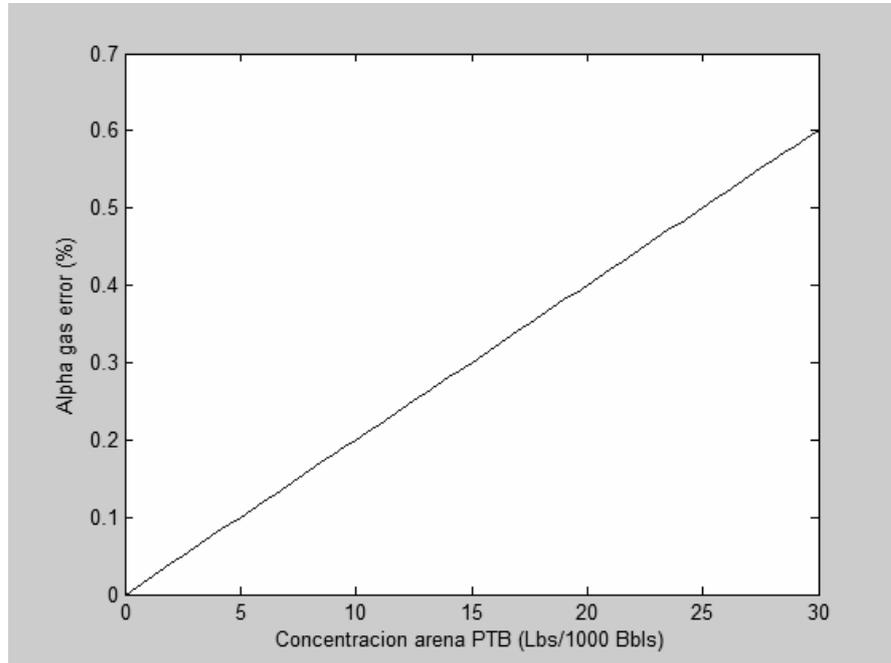
<b>Referencias a condiciones estándar:</b>	
Diámetro de la garganta	0.052
Atenuación másica del petróleo (le)	0.0246592
Atenuación másica del petróleo (he)	0.0170376
Atenuación másica del agua (le)	0.0348539
Atenuación másica del agua (he)	0.0170572
Atenuación másica del gas (le)	0.0262728
Atenuación másica del gas (he)	0.0174836
Densidad del petróleo	960.54
Densidad del agua	1009.7
Densidad del gas	0.986029
N <sub>0le</sub>	31780.4
N <sub>0he</sub>	15333.1
N <sub>le</sub>	7370.479576
N <sub>he</sub>	6898.908871

Tabla 7. 4 Referencias pozo A2

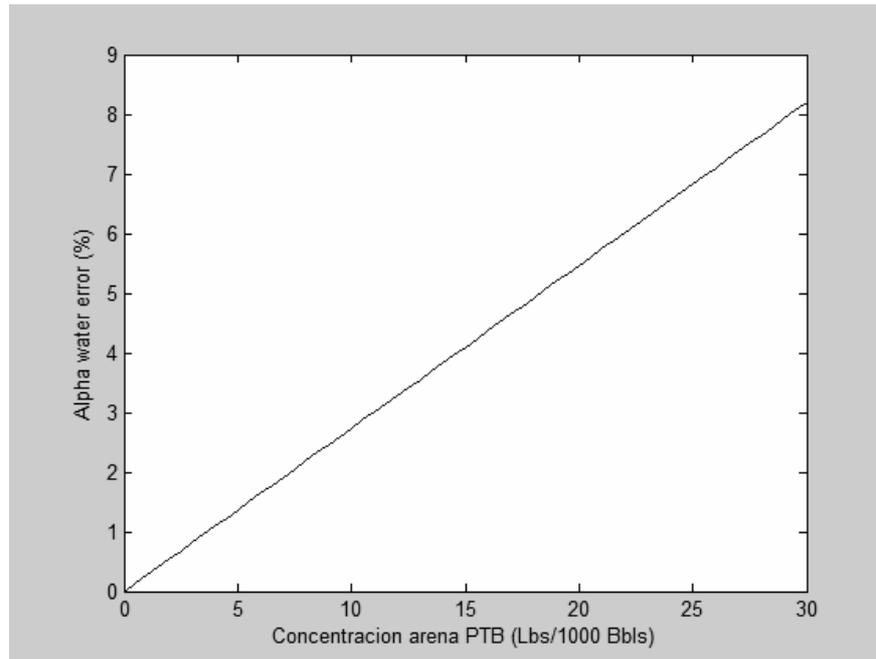
Estos valores fueron sustituidos en las ecuaciones del sistema para obtener las soluciones en función de la arena. Al sustituir los valores de la arena (variable independiente) en un rango apropiado se obtuvieron las gráficas de error 7.10 a 7.12 de cada fase:



**Figura 7. 10 Error en la fracción de crudo**



**Figura 7. 11 Error en la fracción de gas**



**Figura 7. 12 Error en la fracción de agua**

Al analizar la producción de arena de este pozo gracias al monitoreo de sólidos vemos que la concentración promedio de arena de este pozo durante los 5 meses que duró el monitoreo fue de 6.98 PTB. Para esta concentración se tiene un error promedio aproximado mostrado en la tabla 7.5.

<b>Concentración promedio (PTB)</b>	<b>Error Agua (%)</b>	<b>Error Crudo (%)</b>	<b>Error Gas (%)</b>
6.98	1.9	-3.1	0.14

**Tabla 7. 5 Errores pozo A2**

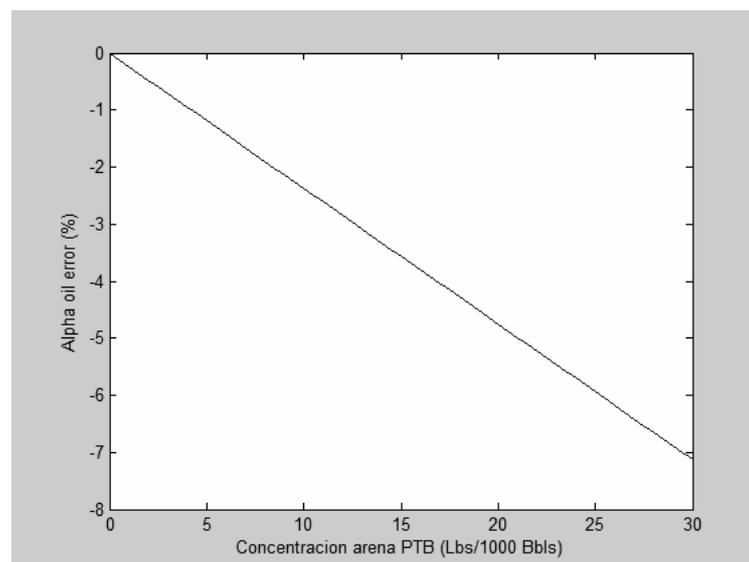
*Pozo F37*

La tabla 7.6 muestra las referencias a condiciones estándar.

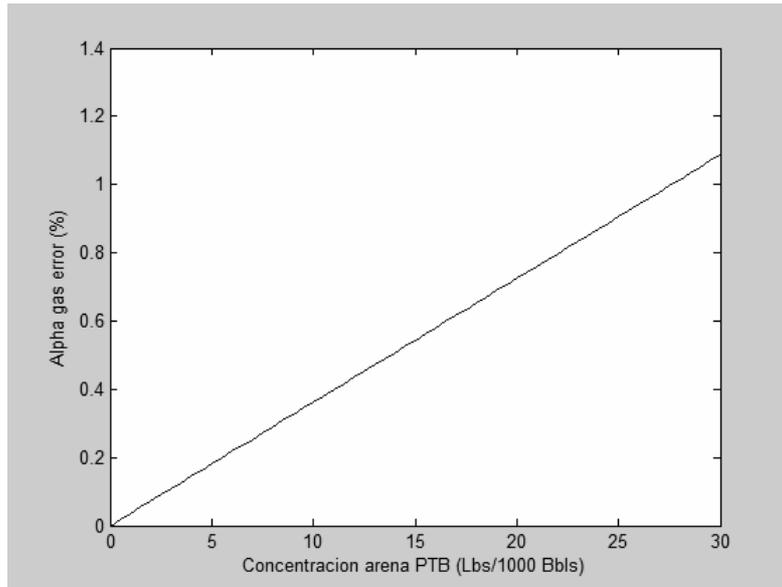
<b>Referencias a condiciones estándar:</b>	
Diámetro de la garganta	0.052
Atenuación másica del petróleo (le)	0.0246593
Atenuación másica del petróleo (he)	0.0170376
Atenuación másica del agua (le)	0.0342405
Atenuación másica del agua (he)	0.0170425
Atenuación másica del gas (le)	0.0262861
Atenuación másica del gas (he)	0.0174565
Densidad del petróleo	955.869
Densidad del agua	1005.71
Densidad del gas	0.933715
N <sub>ole</sub>	36379.4
N <sub>ohe</sub>	17010.3
N <sub>le</sub>	9931.995106
N <sub>he</sub>	7606.965287

**Tabla 7. 6 Referencias pozo F37**

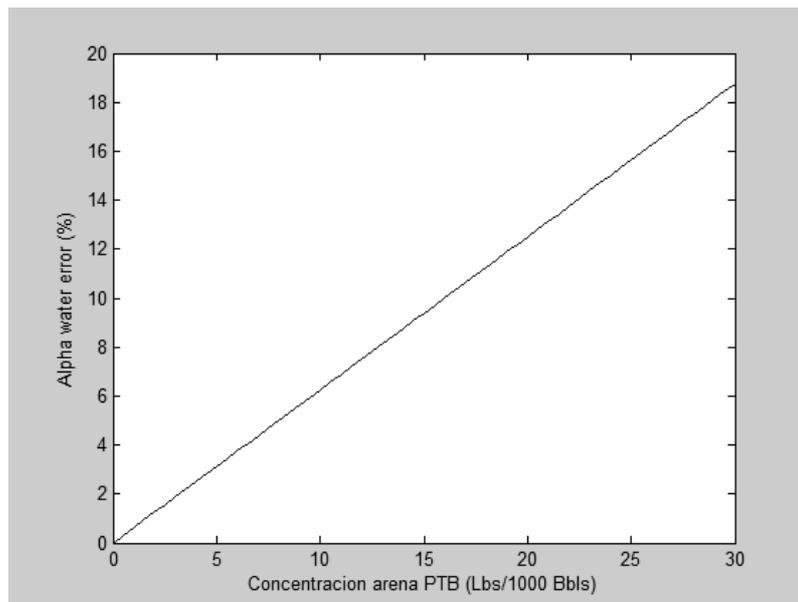
Estos valores fueron sustituidos en las ecuaciones del sistema para obtener las soluciones en función de la arena. Al sustituir los valores de la arena (variable independiente) en un rango apropiado se obtuvieron las gráficas 7.13 a 7.16 de error para cada una de las fases.



**Figura 7. 13 Error en la fracción de curdo**



**Figura 7. 14 Error en la fracción de gas**



**Figura 7. 15 Error en la fracción de agua**

Al analizar la producción de arena de este pozo gracias al monitoreo de sólidos vemos que la concentración promedio de arena de este pozo durante los 5 meses que duró el monitoreo fue de 4.11 PTB. Para esta concentración se tiene un error promedio mostrado en la tabla 7.7.

Concentración promedio (PTB)	Error Agua (%)	Error Crudo (%)	Error Gas (%)
4.11	2.57	-0.97	0.14

Tabla 7. 7 Errores del pozo F37

**Conclusión.** En base al análisis desarrollado se concluye que el error en la medición del medidor multifásico es proporcional a la concentración de arena pero para las condiciones dadas el error es menor al 5%. Esto es apoyado por el análisis realizado en los pozos A1, A2 y F37, en donde los errores obtenidos por la presencia de sólidos no superan el 5% como se observa en la figura 7.16.

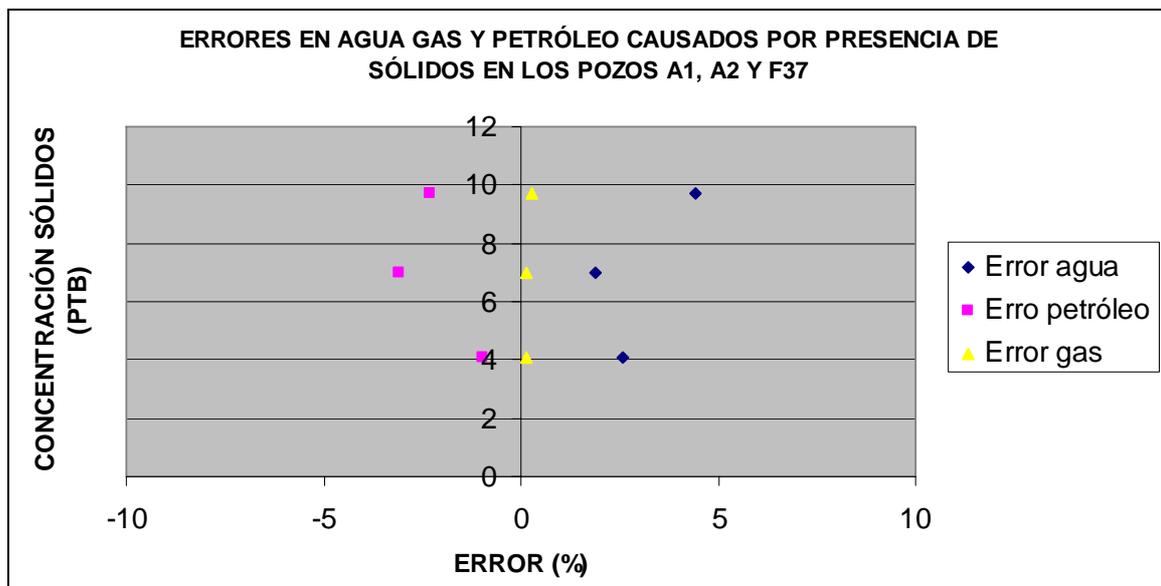


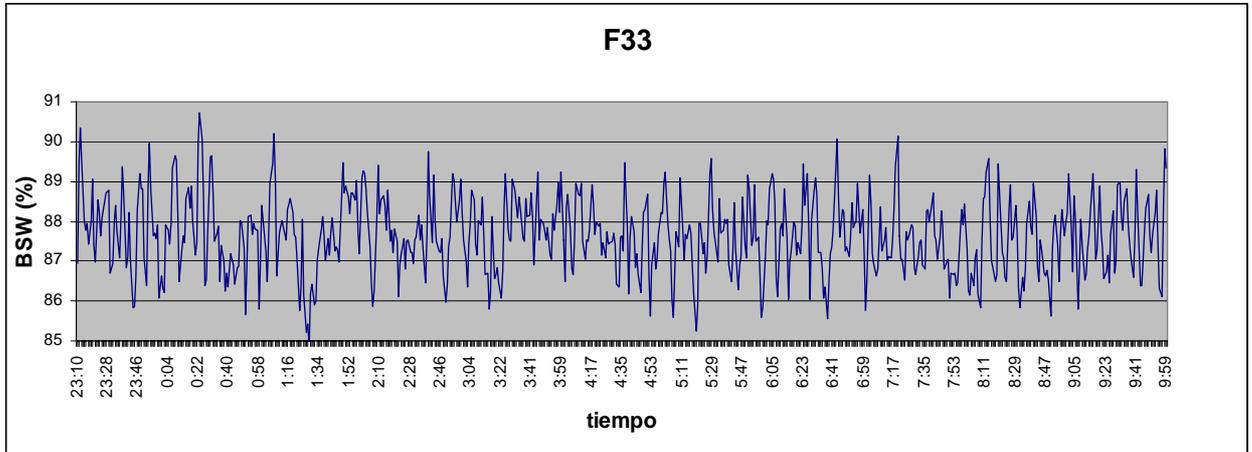
Figura 7. 16 Errores en agua gas y petróleo causados por presencia de sólidos en los pozos A1, A2 y F37

### 7.2.3 Comportamiento del BSW en los pozos del PAD F

Con la finalidad de determinar el comportamiento del corte de agua en pozos de producción, se realizó un seguimiento a los pozos del PAD F, obteniéndose los siguientes resultados.

*Pozo F33*

La figura 7.17 muestra el comportamiento del BSW del pozo en la durante la prueba realizada.



**Figura 7. 17 Prueba de BSW**

**Locación:** Plataforma F33

**Última referencia:** 29/04/2005

**Fecha de inicio de prueba:** 01/05/2005

**Fecha de fin de prueba:** 02/05/2005

**Variación máxima:** 90.71%

**Variación mínima:** 84.87%

**Promedio BSW:** 87.65%

**Tiempo total de prueba:** 10 horas

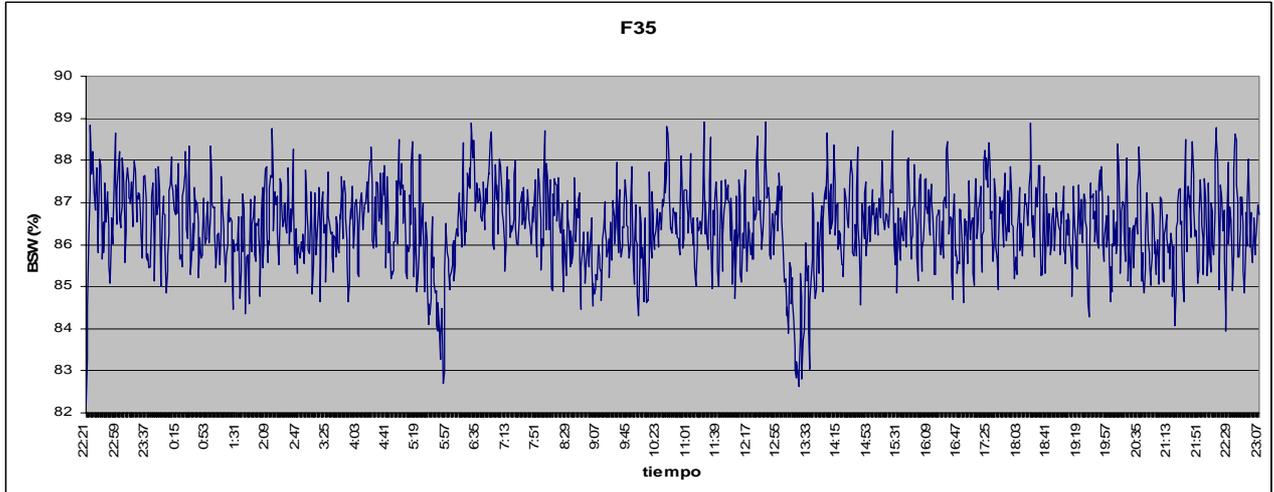
La tabla 7.8 muestra los resultados del BSW del medidor multifásico comparados con los del laboratorio.

FECHA Y HORA	BSW MEDIDOR (%)	BSW LAB (%)
Prueba de BSW	89,26868886	85%
02/05/2005 5:30	89,20086748	87,00%
02/05/2005 5:30	89,20086748	80,70%
02/05/2005 8:00	88,28331895	87%
02/05/2005 10:02	88,2000544	90%
		<b>86%</b>

**Tabla 7. 8 Prueba de BSW**

*Pozo F35*

La figura 7.18 muestra el comportamiento del BSW del pozo en la durante la prueba realizada.



**Figura 7. 18 Prueba de BSW**

**Locación:** Plataforma F35

**Última referencia:** 29/04/2005

**Fecha de inicio de prueba:** 30/04/2005

**Fecha de fin de prueba:** 01/05/2005

**Variación máxima:** 88.92%

**Variación mínima:** 82.21%

**Promedio BSW:** 86.44%

**Tiempo total de prueba:** 24 horas

La tabla 7.9 muestra los resultados del BSW del medidor multifásico comparados con los del laboratorio.

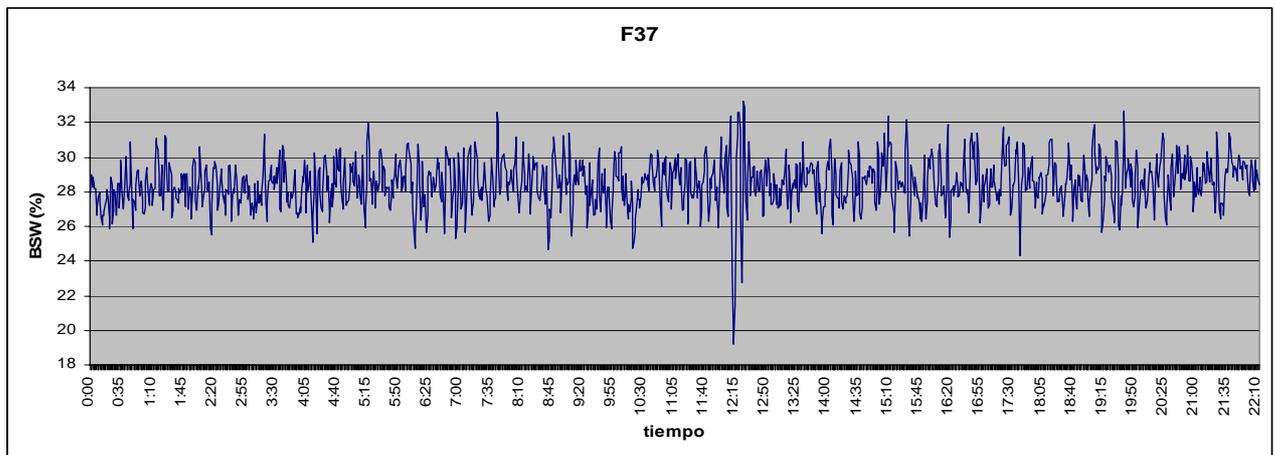
DIA Y HORA	BSW (%) MEDIDOR	BSW (%) LAB
01/05/2005 3:00	86,85806173	85%
01/05/2005 6:00	84,91978667	82%
01/05/2005 8:40	86,07674838	84%

01/05/2005 10:40	86,39577675	83%
01/05/2005 12:40	88,11260079	85%
01/05/2005 20:00	85,458438	81%
01/05/2005 23:00	86,37991665	85%
		84%

**Tabla 7. 9 Prueba de BSW**

### Pozo F37

La figura 7.17 muestra el comportamiento del BSW del pozo en la durante la prueba realizada.



**Figura 7. 19 Prueba de BSW**

**Locación:** Plataforma F37

**Última referencia:** 29/04/2005

**Fecha de inicio de prueba:** 30/04/2005

**Fecha de fin de prueba:** 30/04/2005

**Variación máxima:** 33.23%

**Variación mínima:** 19.18%

**Promedio BSW:** 28.48%

**Tiempo total de prueba:** 22 horas

La tabla 7.10 muestra los resultados del BSW del medidor multifásico comparados con los del laboratorio.

<b>FECHA Y HORA</b>	<b>BSW(%) MEDIDOR</b>	<b>BSW(%) LAB</b>
30/04/2005 0:10	27,95158679	25%
30/04/2005 1:30	29,66390376	28%
30/04/2005 3:15	27,20160871	25%
30/04/2005 3:50	27,63650867	25%
30/04/2005 5:00	28,59533698	27%
30/04/2005 5:30	30,32016569	28%
30/04/2005 7:00	30,27132829	29%
30/04/2005 9:00	31,23784055	30%
30/04/2005 11:00	27,81709025	25%
30/04/2005 20:30	28,94011944	25%
		<b>27%</b>

**Tabla 7. 10 Prueba de BSW**

### 7.2.3.1 Análisis de la información

- En las gráficas de los tres pozos, se puede identificar claramente un comportamiento variable del BSW en el tiempo.
- Las graficas anteriores se obtuvieron durante un período de condiciones estables, durante los intervalos de prueba no se modificaron las condiciones de trabajo de bombas ni equipos de superficie que pudiesen modificar las condiciones normales del sistema.

### 7.2.3.2 Conclusiones

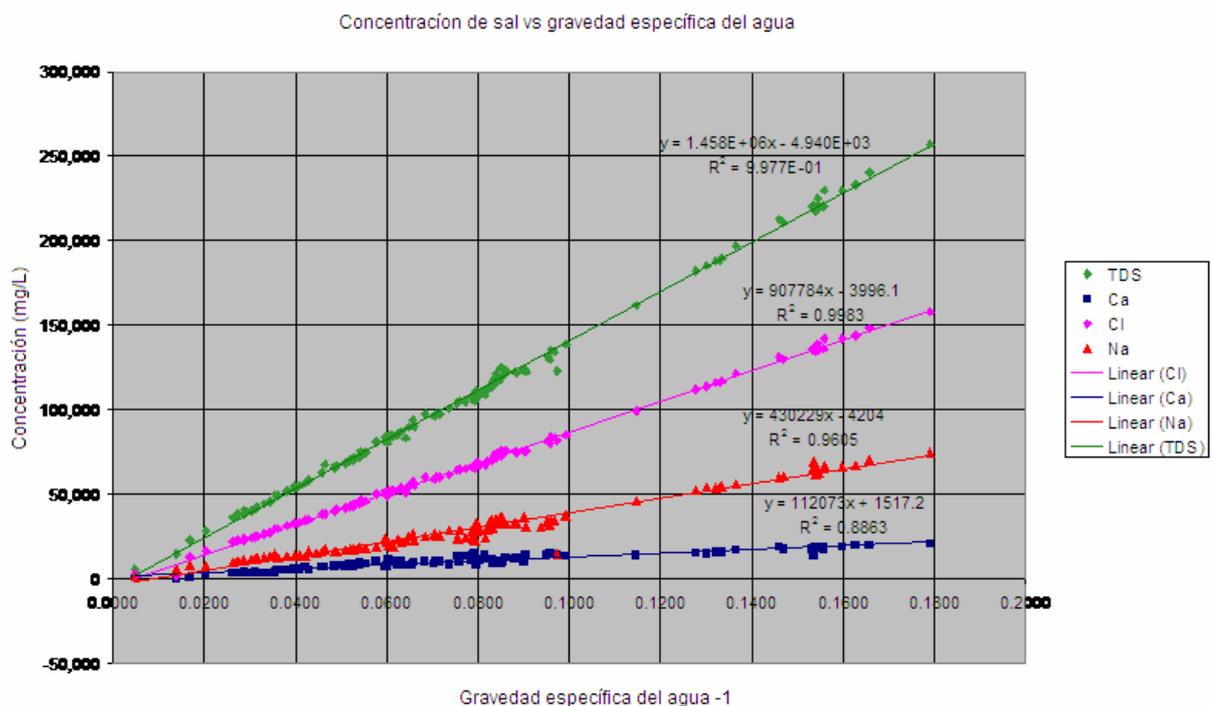
- La conducta variable del BSW en el tiempo, determina una condición de incertidumbre en la toma de muestras puntuales para ser analizadas en el laboratorio.
- El valor promedio de BSW del medidor multifásico se aproxima bastante bien al del laboratorio, pero será imposible que estos sean iguales por las condiciones de las mediciones en cada caso.
- La medición del BSW promedio proporcionada por el medidor multifásico será mucho más exacta que la del laboratorio por la cantidad de puntos de muestra tomados.
- La comparación entre las mediciones del BSW del medidor multifásico y las del laboratorio debe ser realizadas de forma puntual y no mediante sus promedios.

- Los datos de laboratorio deberían ser tomados como un respaldo de la información proporcionada por el medidor multifásico. Una desviación considerable entre la información de BSW de laboratorio y la del medidor implica una prueba mal tomada o la necesidad de que el medidor sea referenciado por posibles cambios en las características de los fluidos.

**7.2.4 Cambios en las características del fluido**

Algo importante a ser considerado en el análisis del comportamiento de los medidores multifásicos es determinar la variación de las propiedades del fluido, específicamente de la salinidad del agua en el reservorio.

**7.2.4.1 Efectos de los cambios de salinidad.** Los elementos como el calcio ( $Ca_2^{++}$ ) o el potasio ( $K^+$ ) tienen mayor peso atómico que el hidrógeno (H), oxígeno (O), o carbono (C); esto tiene un importante efecto en la atenuación fotoeléctrica por lo que la medición del BSW es sensible a cambios en la salinidad. El modelo matemático de los efectos de la salinidad es lineal y se muestra en la figura 7.20 en base a un pozo con inyección de agua.



**Figura 7. 20 Concentración de sal vs gravedad específica del agua <sup>(47)</sup>**

47. Información obtenida de la presentación PhaseWatchers Help Characterize the Reservoir Drive Mechanism of the Napo U in Ecuador, Schlumberger.

Los efectos del incremento de la salinidad se ven reflejados en un cambio en el triángulo de solución del modelo del medidor multifásico. Se puede ver que el punto de referencia para el agua cambia de lugar, por lo tanto la relación agua-líquido (WLR) o BSW también sufre una alteración, tal como se muestra en la figura 7.21

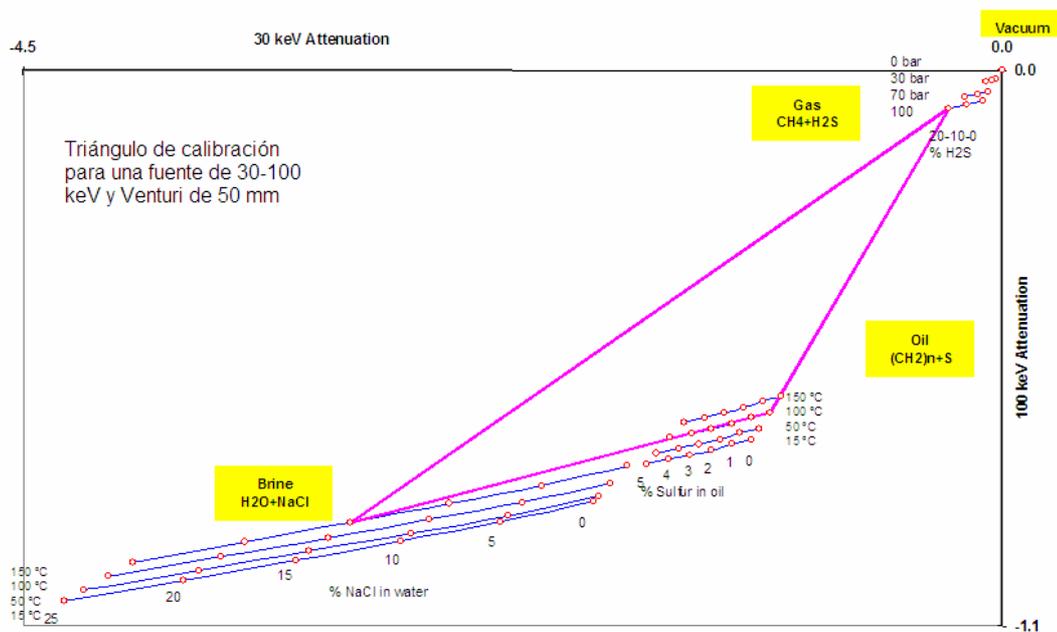


Figura 7. 21 Concentración de sal vs gravedad específica del agua <sup>(48)</sup>

El cambio en la salinidad ocasiona que la referencia del pozo almacenada en el software del medidor multifásico deba ser cambiada para obtener valores adecuados de BSW.

**7.2.4.2 Análisis de la variación de la salinidad de los pozos en base a los datos de laboratorio.** A continuación se muestra un análisis de la variación de la salinidad en el tiempo de los pozos que produjeron más error en la medición del BSW del medidor multifásico con respecto a los datos de laboratorio.

Se debe tomar en cuenta que la última referencia que se realizó en los medidores multifásicos fue en el mes de noviembre del 2004. Como ejemplo se tomaron los siguientes pozos:

*Pozo A4*

La variación de la salinidad y BSW de este pozo se muestra en la figura 7.22.

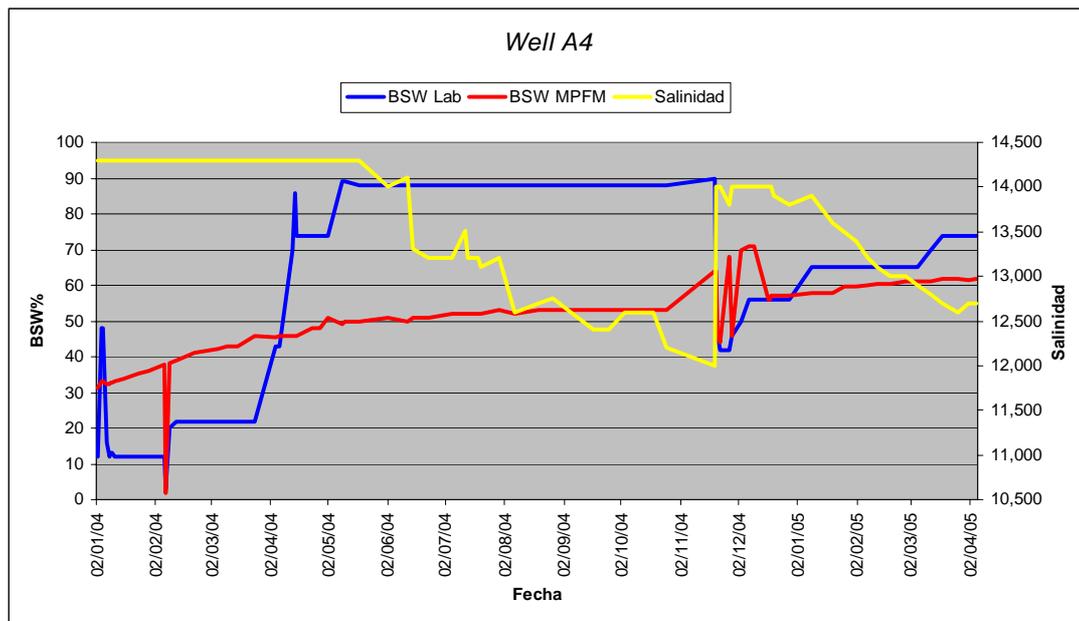
Salinidad al 20 de noviembre del 2004: 14000 PPM

Salinidad al 14 de abril del 2005: 12700 PPM

BSW del MPFM al 20 de noviembre del 2004: 64%

BSW del MPFM al 14 de abril del 2005: 62%

El último workover de este pozo se finaliza el 20 de noviembre del 2004; esto influye poco en la variación de la salinidad pero se aprecia un cambio paulatino en la curva de salinidad posterior a esta fecha.



**Figura 7. 22 Salinidad y BSW del pozo A4**

Debido a que la salinidad continúa variando, el BSW del MPFM continúa cambiando con respecto al del laboratorio inclusive posterior a la fecha de la última referencia, en noviembre del 2004.

*Pozo C28*

La variación de la salinidad y BSW de este pozo se muestra en la figura 7.23.

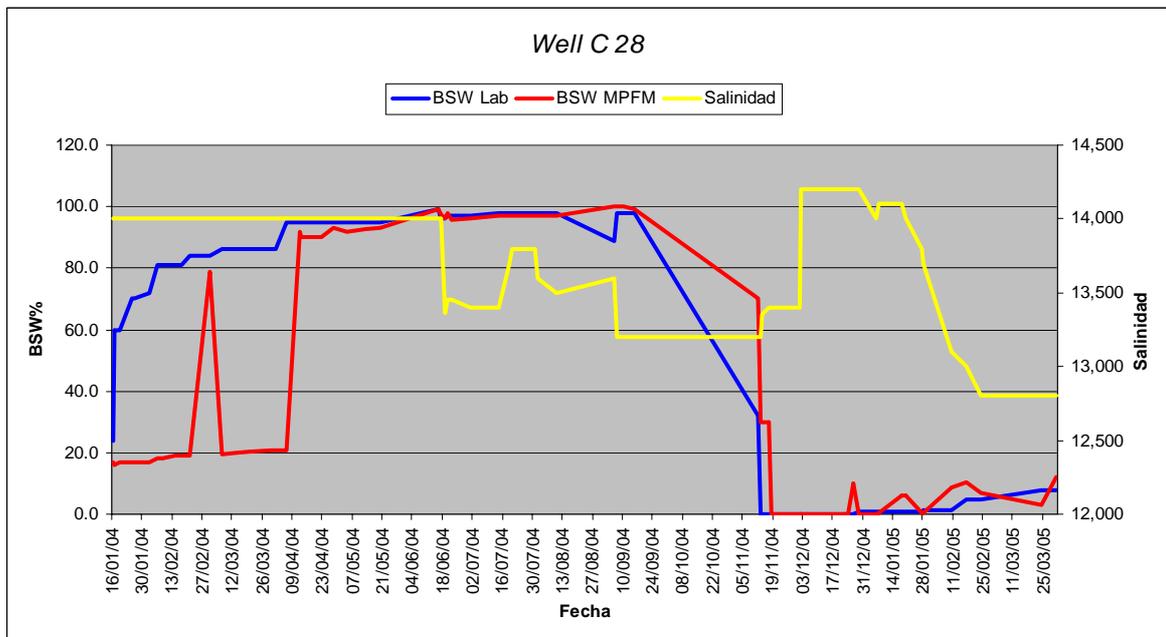
Salinidad al 11 de enero del 2005: 14200 PPM

Salinidad al 13 de abril del 2005: 12800 PPM

BSW del MPFM al 11 enero del 2005: 6%

BSW del MPFM al 13 de abril del 2005: 12%

El último workover de este pozo se finaliza el 13 de noviembre del 2004. Se aprecia un decremento paulatino en la curva de salinidad posterior a esta fecha.



**Figura 7. 23 Salinidad y BSW del pozo C28**

Debido a que la salinidad continúa variando, el BSW del MPFM continúa cambiando con respecto al del laboratorio inclusive posterior a la fecha de la última referencia, en noviembre del 2004.

*Pozo D38*

La variación de la salinidad y BSW de este pozo se muestra en la figura 7.24.

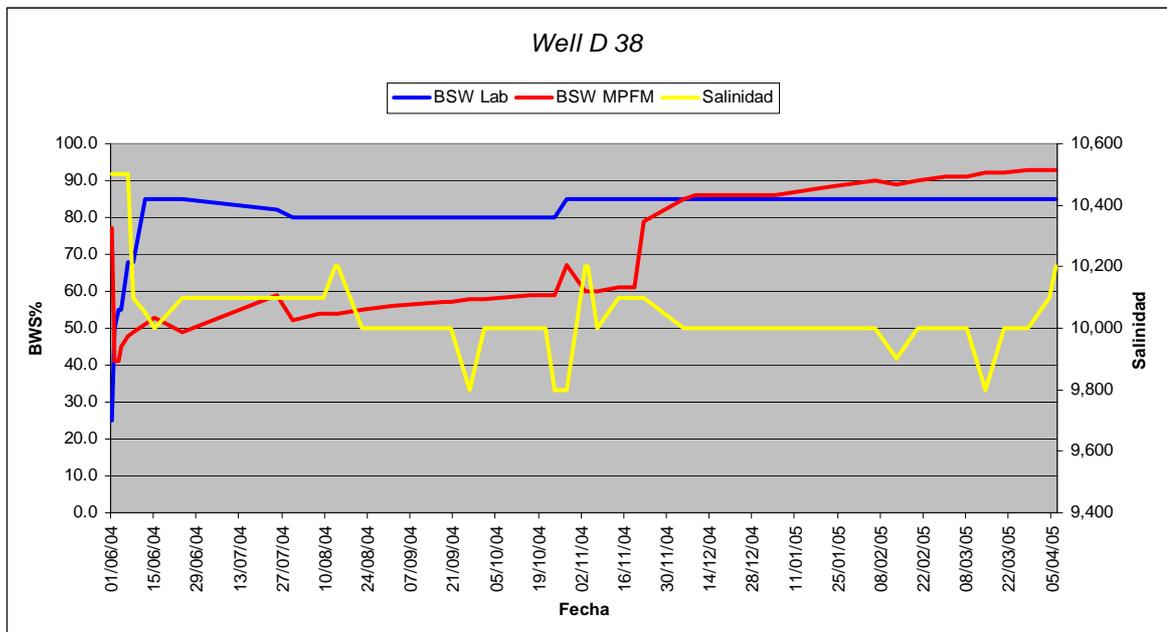
Salinidad al 2 de junio del 2004: 10500 PPM

Salinidad al 12 abril del 2005: 10300 PPM

BSW del MPFM al 2 de junio del 2004: 41%

BSW del MPFM al 12 de abril del 2005: 93%

Este pozo arranca el 31 de mayo del 2004 y no se ha apreciado un cambio relevante en la salinidad a partir de esa fecha.



**Figura 7. 24 Salinidad y BSW del pozo D38**

En este pozo, a pesar de que las condiciones en la salinidad no han presentado muchas alteraciones, el BSW del MPFM ha varió con respecto al del laboratorio, esto puede darse, por ejemplo, por una mala referencia.

*Pozo C8*

La variación de la salinidad y BSW de este pozo se muestra en la figura 7.25.

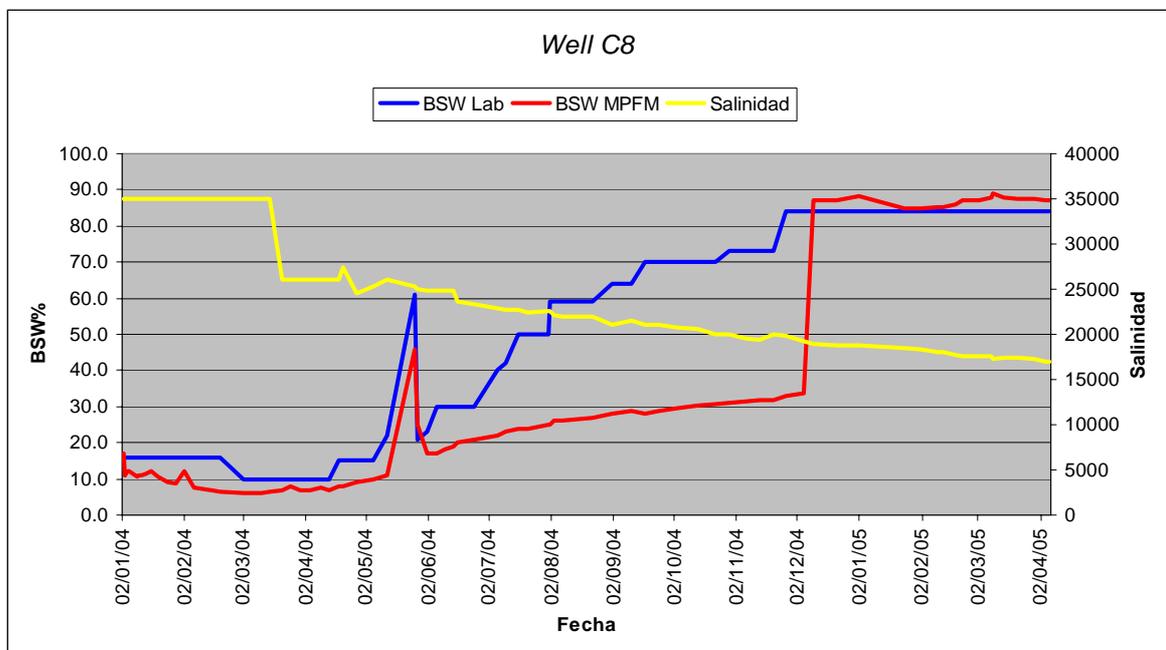
Salinidad al 25 de mayo del 2004: 27500 PPM

Salinidad al 15 de abril del 2005: 16800 PPM

BSW del MPFM al 25 de mayo del 2004: 46%

BSW del MPFM al 15 de abril del 2005: 87.2%

El último workover se finaliza el 25 de mayo del 2004. Se aprecia un decremento de la salinidad a partir de esa fecha.



**Figura 7. 25 Salinidad y BSW del pozo C8**

Se observa que la variación de la salinidad provoca una variación entre las curvas de BSW del medidor multifásico y del laboratorio.

*Pozo D10*

La variación de la salinidad y BSW de este pozo se muestra en la figura 7.26.

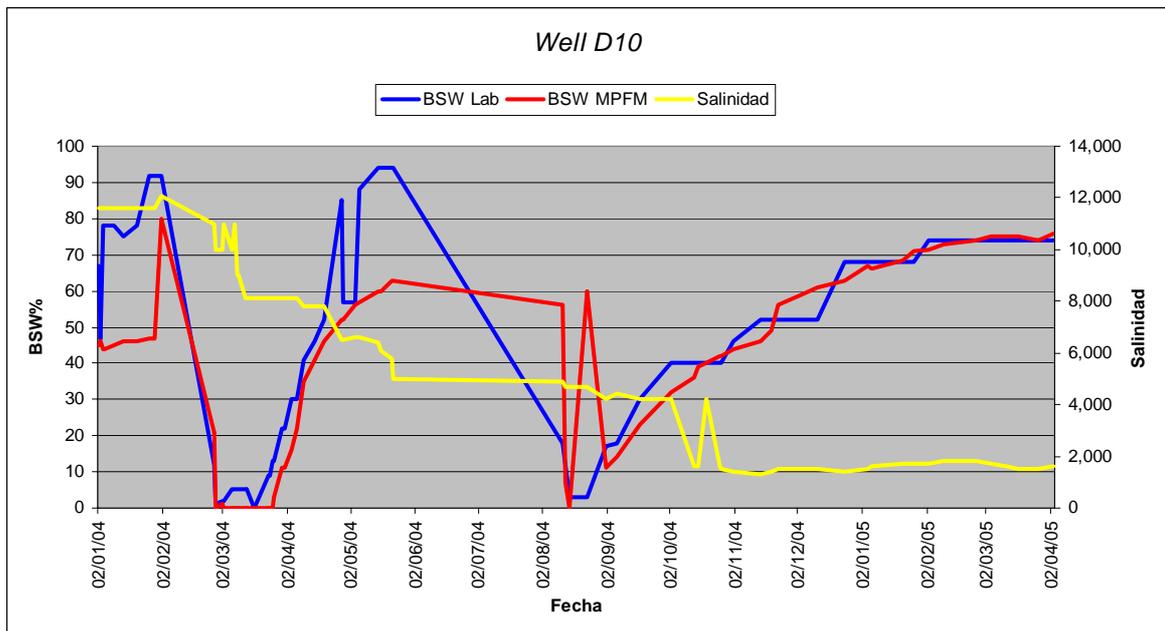
Salinidad al 11 de agosto del 2004: 6500 PPM

Salinidad al 18 de abril del 2005: 1600 PPM

BSW del MPFM al 11 de agosto del 2004: 56%

BSW del MPFM al 18 de abril del 2005: 76%

El último workover en este pozo se finaliza el 11 de agosto del 2004. A partir de esa fecha se observa un decremento de la salinidad.



**Figura 7. 26 Salinidad y BSW del pozo D10**

Se observa que al estabilizarse la salinidad, las medidas del BSW del MPFM son muy cercanas a las del laboratorio y permanecen sin alteración.

Se concluye que la variación de la salinidad es un factor importante a ser considerado en el desempeño de los medidores multifásicos ya que un cambio en la misma altera la referencia que se tiene en el medidor multifásico acerca de un pozo. Esta alteración repercutirá en las mediciones efectuadas por el medidor multifásico.

### 7.2.5 Cambios en las condiciones del reservorio

Se observó que en el análisis de la desviación de las mediciones del MPFM con respecto a las del laboratorio durante los últimos 16 meses, los pozos con mayor error (respecto a las mediciones del laboratorio) fueron los ubicados cerca del límite Occidental del campo, tal como se muestra en la figura 7.27.

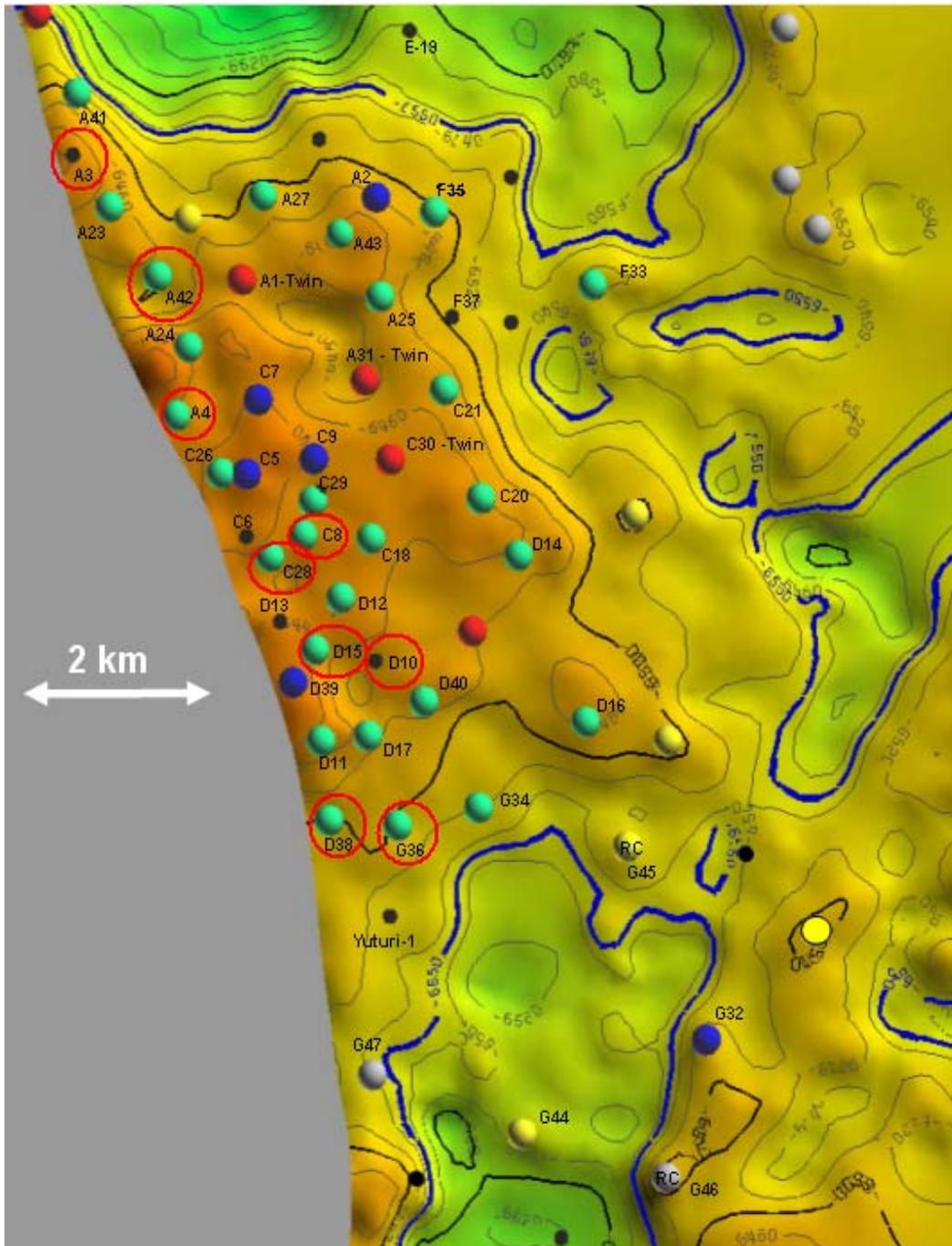
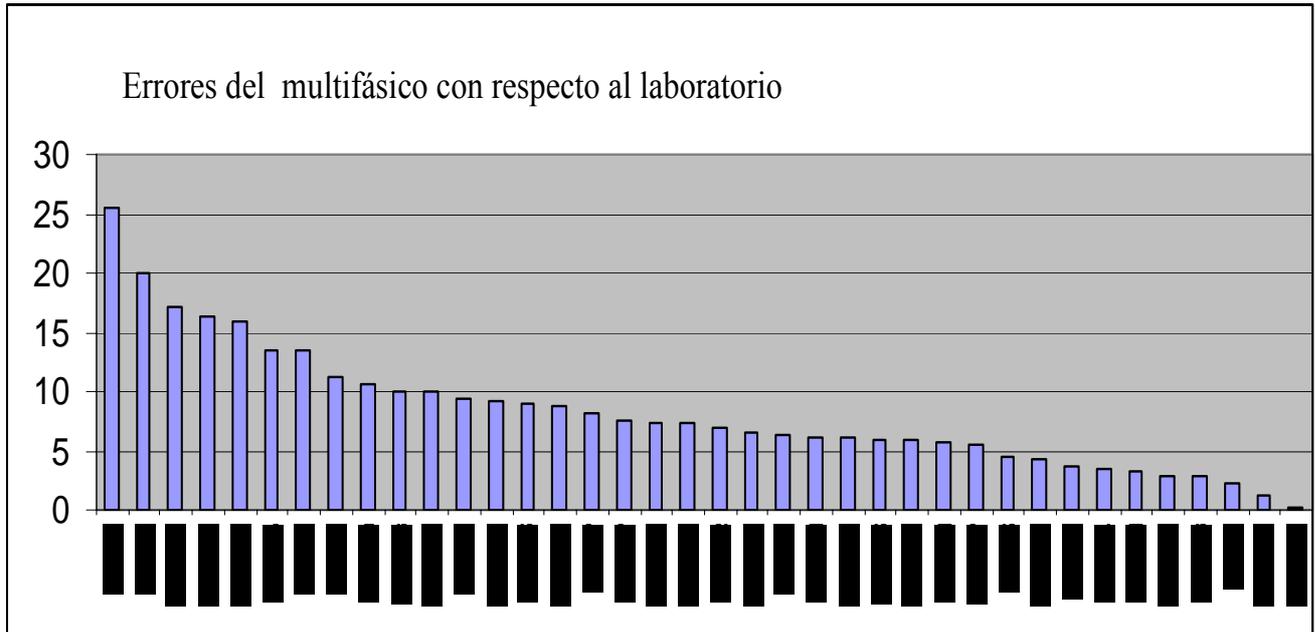


Figura 7. 27 Pozos con mayor error en las mediciones <sup>(49)</sup>

En la tabla 7.11 se presentan los errores de todos los pozos durante el seguimiento que se hizo (16 meses):



**Tabla 7. 11 Errores del medidor multifásico con respecto a los valores del laboratorio**

Por lo tanto se concluye que la alteración de la salinidad afecta de manera relevante las mediciones del MPFM con respecto a las del laboratorio.

### 7.2.5.1 Conclusiones

- Cambios en la salinidad de un pozo suelen ser usuales a lo largo de muchos años, sin embargo, en base a los datos de laboratorio se puede observar que el cambio en algunos pozos se está dando de manera inusual.
- Debido a los cambios en la salinidad del agua, la referencia de los medidores multifásicos debe ser actualizada regularmente.
- Estos cambios en la salinidad pueden depender de trabajos realizados en los pozos hasta que se limpie el agua de matado (workover), por que el agua del acuífero es diferente a la asociada con el petróleo, o por condiciones naturales no previstas.
- En este caso, no hay una tendencia clara que relacione el cambio de la salinidad con pozos cercanos al acuífero o al límite Occidental del campo, sin embargo hay un predominio de pozos ubicados cerca del límite Occidental con mayor % de error.

- Conforme las características de los fluidos se establecies el desempeño del medidor será mejor

### **7.2.6 Comportamiento del medidor multifásico ante una completación inteligente**

Al momento de evaluar el comportamiento del medidor multifásico en una completación inteligente, es necesario considerar lo siguiente:

En los pozos que trabajan con completaciones inteligentes, el número de toma de referencias que se realice al medidor dependerá del número de configuraciones en las que trabajan las camisas de la completación. Es importante aclarar que en la mezcla de la producción de cada zona, no se puede tener una muestra representativa del crudo. Esto se debe a la condición variante del BSW y del petróleo en un pozo. De esta manera la mezcla del crudo y agua no se realizará en proporciones constantes cambiando constantemente las razones en la mezcla. Esto ocasiona que la mezcla de las producciones de cada arena nunca sea la misma y por tanto la imposibilidad de tomar referencias para el medidor de manera completamente confiable. Es importante aclarar que si bien es cierto existe un error en la toma de referencias, la práctica ha mostrado que este error es pequeño.

### **7.2.7 Toma de referencias del medidor**

En la sección anterior se determinó la necesidad de una toma de referencias por parte del medidor cuando las condiciones del fluido han cambiado.

Dentro del proceso de toma de referencias para los medidores multifásicos del campo se debe destacar los siguientes puntos:

- Se debe asignar responsables de hacer un seguimiento a las variaciones de las propiedades del agua con el fin de identificar la necesidad de toma de referencias.
  - Dentro de los procedimientos de Occidental, no existen los pasos necesarios para una correcta toma de referencias del medidor. Como parte de este trabajo, se ha preparado una guía de procedimientos que se pone a consideración del personal de Occidental.
  - Se debe definir un programa de toma de referencias de los medidores.
-

Se ha hecho notar al grupo de operaciones la falta de responsables directos del correcto funcionamiento de los medidores. Hasta el momento este trabajo ha sido realizado y responsabilizado al personal de Schlumberger como soporte técnico brindado.

Dada la falta de un procedimiento detallado para la toma de referencias en vacío y con fluidos para el medidor multifásico, y tomando en consideración la necesidad de una toma de referencias periódicas debido al cambio de salinidad en el agua del yacimiento y constantes trabajos de workover en el campo, se propone un procedimiento para toma de referencias en vacío y con fluidos para un medidor multifásico Schlumberger, mostrado en el anexo H.

#### **7.2.7.1 Observaciones y recomendaciones**

- Para la obtención de parámetros del gas es necesario disponer de la cromatografía del mismo. Se debe tener la información mas actualizada de las cromatografías de cada pozo e ingresarlas en los parámetros del gas.
- Se debe realizar un informe de las calibraciones realizadas, registrarse los archivos de configuración de cada pozo para posteriores calibraciones.
- Después de un proceso de “Workover” es indispensable que se realice una toma de referencias de los fluidos del pozo, actividad que debe ser coordinada con producción.
- Se debe coordinar el ingreso de IT a los terminales de cada isla durante el proceso de toma de referencias. Durante la última toma de referencias de uno de los pozos en el PAD A, el departamento de IT realizó una revisión de virus causando problemas en la toma de referencias.

En la figura 7.28 se presenta una captura de pantallas durante el proceso:

---

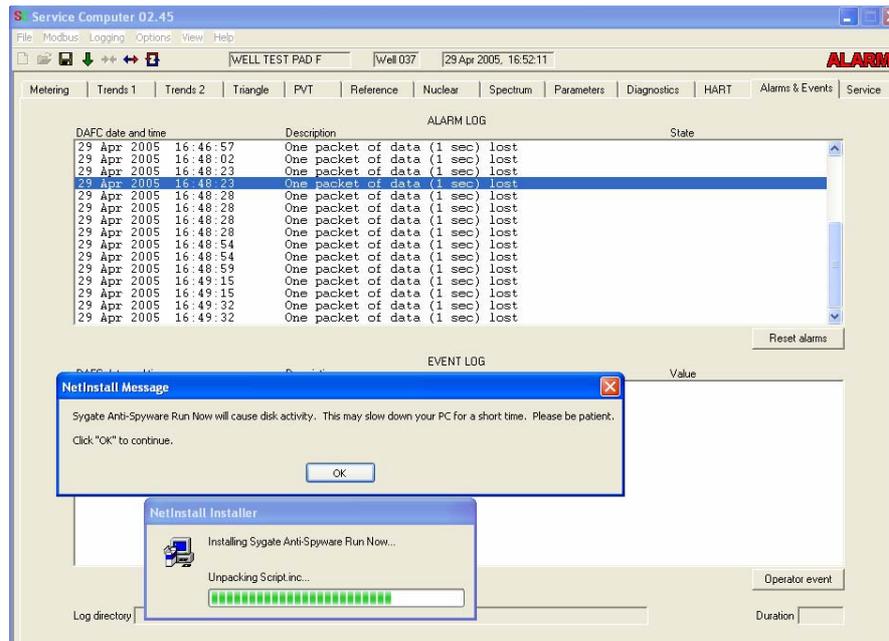


Figura 7. 28 Error de configuración

- Revisar que en el ServiceComputer se encuentre una versión actualizada.

### 7.2.8 Análisis comparativo entre producción real y producción estimada por datos de laboratorio y medidor multifásico

El presente análisis tiene como finalidad el comparar la producción total del campo con el acumulado de todos los pozos durante un mes, con el objetivo de contraponer la información de BSW proporcionada por laboratorio y la del medidor multifásico. El acumulado de producción de todos los pozos se basará en información de pruebas de pozos realizadas durante este mes, por lo que los datos generados serán, un estimado de la producción de un mes. Para el cálculo de la sumatoria de producción de los pozos, se utilizará por un lado información de GROSS y BSW del medidor multifásico y por otro de BSW de laboratorio para posteriormente ser comparados individualmente con los datos de producción. Los reportes de producción utilizados poseen información de volúmenes de petróleo y agua producidos en todo el campo, tomados de los tanques de almacenamiento, por lo que constituyen las mediciones reales de producción. Se ha seleccionado el mes de abril para la realizar esta comparación. En la figura 7.29 se presenta un diagrama de bloques del análisis de la información:

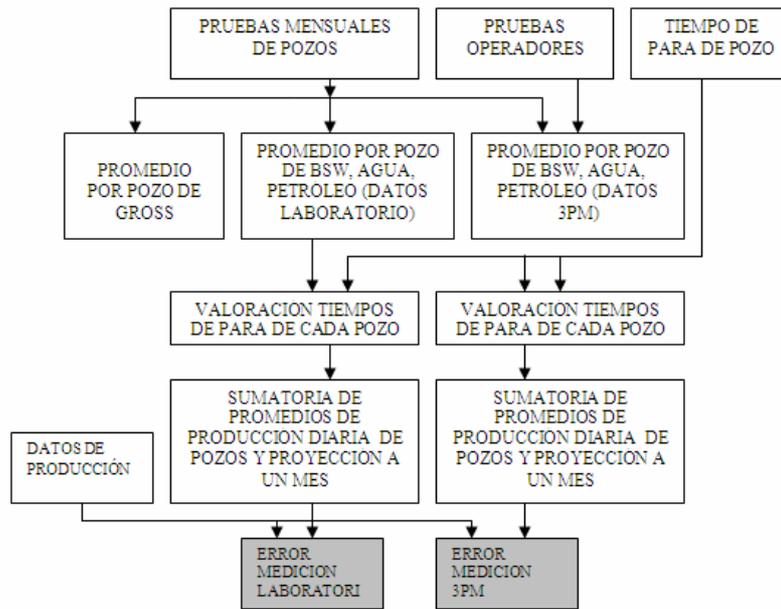


Figura 7. 29 : Análisis de información

En la tabla 7.13 se presenta un cuadro con los promedios de valores para el mes de abril.

Una vez obtenidos los promedios de producción de cada pozo durante el mes tanto con información de laboratorio como con la del medidor multifásico, se procede a compararla con la de los reportes de producción y determinar un error en cada una, tal como se muestra en la tabla 7.12.

<b>PRODUCCION DURANTE EL MES AGUA</b>	3212836 barriles
<b>PRODUCCION DURANTE EL MES PETROLEO</b>	1903381 barriles
<b>PRODUCCION DURANTE EL MES AGUA (LAB)</b>	3635357.45
<b>PRODUCCION DURANTE EL MES PETROLEO (LAB)</b>	2088973.78
<b>ERROR EN AGUA laboratorio</b>	13.15%
<b>ERROR EN PETROLEO laboratorio</b>	9.75%
<b>PRODUCCION DURANTE EL MES AGUA (3PM)</b>	3508376.52 barriles
<b>PRODUCCION DURANTE EL MES PETROLEO (3PM)</b>	2215954.70 barriles
<b>ERROR EN AGUA 3PM</b>	9.20%
<b>ERROR EN PETROLEO 3PM</b>	16.42%

Tabla 7. 12 Análisis de producción

POZOS	LABORATORIO						MULTIFASICO					TIEMPO PARA (horas)
	Total Fluid (BPD)	OIL (BPM)	WATER (BPM)	OIL (BPD)	WATER (BPD)	BS&W	BS&W	WATER (BPD)	OIL (BPD)	WATER (BPM)	OIL (BPM)	
<b>A01</b>	2932	59677.5	28282.5	1989.25	942.75	32	30.93	910.31	2021.69	27309.36	60650.64	0
<b>A02</b>	1961.17	10954.09	32097.6	499	1462.17	74.33	77.63	1497.8	463.37	32879.83	10171.86	193.15
<b>A03</b>	2056.2	21588	40098	719.6	1336.6	65	65.8	1352.09	704.11	40562.58	21123.42	0
<b>A04</b>	1981.4	14046	45396	468.2	1513.2	76.41	66.3	1313.1	668.3	39392.97	20049.03	0
<b>A23</b>	3637.5	108877.5	247.5	3629.25	8.25	0.22	0.18	6.36	3631.14	190.71	108934.29	0
<b>A24</b>	8718.75	57532.5	204030	1917.75	6801	78	75	6539.37	2179.38	196181.18	65381.33	0
<b>A25</b>	4915.25	106170	41287.5	3539	1376.25	28	29.75	1462.44	3452.82	43873.05	103584.45	0
<b>A27</b>	5189	51372	104298	1712.4	3476.6	67	55.86	2898.41	2290.59	86952.2	68717.8	0
<b>A31</b>	3012.67	88575	1805	2952.5	60.17	2	0.48	14.52	2998.15	435.56	89944.44	0
<b>A41</b>	3939	18328.12	35588.58	1339	2600	66.01	49	1930.08	2008.92	26418.77	27497.93	391.49
<b>A42</b>	3300	57907.5	41092.5	1930.25	1369.75	41.5	42.25	1394.73	1905.27	41841.83	57158.18	0
<b>A43</b>	2694.8	38802	42042	1293.4	1401.4	52	50	1357.33	1337.47	40719.98	40124.02	0
<b>B47</b>	2228.55	53103.48	13047.17	1789	439.55	19.91	14.05	312.25	1916.3	9268.58	56882.07	7.6
<b>C05</b>	2049	27029.22	34398.1	901.6	1147.4	56	54.14	1109.4	939.6	33258.82	28168.49	0.5
<b>C06</b>	2756	33892.5	48787.5	1129.75	1626.25	59.01	35.98	991.48	1764.52	29744.26	52935.74	0
<b>C07</b>	2445.4	33522	39840	1117.4	1328	54.4	80.72	1974.39	471.01	59231.65	14130.35	0
<b>C08</b>	9396	44394.73	233092.64	1503.25	7892.75	84	87.58	8228.56	1167.44	243009.9	34477.47	11.22
<b>C09</b>	2336.5	22702.47	47092.68	760	1576.5	67.25	72.98	1708.21	628.29	51027.21	18767.94	3.08
<b>C18</b>	5208	147480	8760	4916	292	5.6	1.5	78.12	5129.88	2343.6	153896.4	0
<b>C20</b>	4532.14	29246.81	63316.54	1432	3100.14	68.43	55.56	2517.72	2014.43	51421.18	41142.17	229.83
<b>C20</b>	3554.25	6416.44	21277.09	823.5	2730.75	77.75	89.19	3150.99	403.26	24551.47	3142.06	533
<b>C21</b>	6398.8	28794	163170	959.8	5439	85	80.14	5129.07	1269.73	153872.2	38091.8	0
<b>C22</b>	10393.5	21143.88	280930.21	727.5	9666	93	92.6	9624.38	769.12	279720.6	22353.48	22.47
<b>C22</b>	10407	21855	290355	728.5	9678.5	93	92.7	9647.31	759.69	289419.24	22790.76	0
<b>C26</b>	3631.13	54580.58	38264.26	2134.63	1496.5	47.87	43.75	1340.81	2290.31	34283.49	58561.35	106.34
<b>C28</b>	298.67	8229.59	719.09	274.67	24	8.04	0.33	1	297.66	30.06	8918.61	0.91

<b>C29</b>	1947.5	15318.94	1413.33	1783	164.5	8.44	8.73	169.91	1777.59	1459.85	15272.42	513.8
<b>C29</b>	2291.25	40503.96	4568.74	2059	232.25	10.15	15.53	353.18	1938.07	6947.69	38125.02	247.88
<b>C30</b>	4221.2	125736	900	4191.2	30	0.71	0.5	21.1	4200.1	633.08	126002.92	0
<b>D10</b>	1620.5	12637.5	35977.5	421.25	1199.25	74	76.9	1246.28	374.22	37388.49	11226.51	0
<b>D11</b>	8840	66300	198900	2210	6630	75	76	6718.4	2121.6	201552	63648	0
<b>D12</b>	8174	117780	127440	3926	4248	51.97	45	3678.3	4495.7	110349	134871	0
<b>D13</b>	8098.67	17010	225950	567	7531.67	93	94.4	7645.07	453.6	229352	13608	0
<b>D14</b>	7944	68288.07	169277.25	2283.5	5660.5	71.25	71.98	5717.9	2226.1	170993.66	66571.66	2.28
<b>D15</b>	8584	77013.96	179719.18	2575	6009	70	65	5579.6	3004.4	166876.54	89856.6	2.2
<b>D16</b>	3643.75	28297.5	81015	943.25	2700.5	77.5	67.68	2420.59	1223.16	72617.71	36694.79	0
<b>D17</b>	6657.4	89436	110286	2981.2	3676.2	55	42.8	2848.96	3808.44	85468.82	114253.18	0
<b>D38</b>	8180.25	35580	209827.5	1186	6994.25	85.5	93.8	7673.12	507.13	230193.71	15213.8	0
<b>D39</b>	2745	41053.92	41063.9	1372.33	1372.67	50.01	35.8	983.22	1761.78	29413.5	52704.32	2.03
<b>D40</b>	3616.67	56832.44	51272.74	1901.33	1715.33	47.34	42.23	1530.55	2086.12	45749.43	62355.75	2.62
<b>F33</b>	1685.5	9550.5	40675.29	320.5	1365	80.99	70	1179.83	505.68	35157.31	15068.48	4.83
<b>F35</b>	1871	11220	44910	374	1497	80.01	74	1384.54	486.46	41536.2	14593.8	0
<b>F37</b>	2297	56490	12420	1883	414	17.99	8	182.52	2114.48	5475.6	63434.4	0
<b>G32</b>	171.09	1434	1657.4	79.36	91.73	53.41	48.45	84.09	87	1519.45	1571.95	286.35
<b>G32</b>	542.8	7673.09	8376.83	259.5	283.3	50.12	47.8	265.44	277.36	7848.79	8201.13	10.35
<b>G34</b>	3789.75	19327.5	94365	644.25	3145.5	83	86.75	3287.78	501.97	98633.4	15059.1	0
<b>G36</b>	1515.4	23709.6	20625.95	810.4	705	41.59	64	1030.26	485.14	30141.97	14193.58	17.84
<b>G45</b>	1910.86	227.83	38842.82	11.14	1899.71	99.43	78.14	1496.08	414.78	30589.82	8480.84	229.28
<b>G45</b>	1792	1332.06	36557.54	63	1729	94.68	80.67	1444.31	347.69	30538.2	7351.4	212.55
	<b>202112.24</b>	<b>2088973.78</b>	<b>3635357.45</b>	<b>74032.41</b>	<b>128079.83</b>	<b>56.59</b>	<b>53.85</b>	<b>123431.26</b>	<b>78680.99</b>	<b>3508376.52</b>	<b>2215954.7</b>	<b>3031.6</b>

Tabla 7. 13 Producción en el mes de abril del 2005

### 7.2.8.1 Conclusiones

- La información de producción basada en pruebas de pozos, representa tan solo una proyección mientras que los reportes de producción son mediciones reales de producción.
  - Basándonos en la tabla 7.12 se puede concluir que el error en la proyección de la producción de agua para el mes de abril del medidor multifásico es menor que la del laboratorio.
  - Basándonos en la tabla 7.12 se puede concluir que el error en la proyección de la producción de petróleo para el mes de abril del medidor multifásico es mayor que la del laboratorio.
  - Se debe tomar en cuenta que para el mes seleccionado en el análisis la última toma de referencias fue cinco meses atrás por lo que ya existe un error en la medición producto del cambio de la salinidad.
-

## CAPÍTULO VIII

### CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS DE LOS SISTEMAS

#### 8.1 INTRODUCCIÓN

En capítulos anteriores se ha revisado las características técnicas de los sistemas, su aplicación dentro de las operaciones de Occidental, y se ha planteado soluciones a problemas encontrados dentro de su manejo. Sin duda alguna las características técnicas tanto de los medidores multifásicos como de los sistemas Phoenix hacen de estos herramientas poderosas dentro de los procesos de producción, pero toda esta tecnología y su aporte en la eficiencia de la producción se enfocan en un solo objetivo, un mayor beneficio económico. En el presente capítulo se analiza en breves rasgos las ventajas económicas inherentes en el uso de estas tecnologías.

#### 8.2 BENEFICIOS ECONÓMICOS APORTADOS POR LAS TECNOLOGÍAS EN TIEMPO REAL

##### 8.2.1 Medidor Multifásico

A continuación se analiza las diferencias económicas entre el uso de un separador de pruebas y el empleo de un medidor multifásico. Se contraponen los precios unitarios de cada equipo y se especifican sus características de operación.

**8.2.1.1 Características económicas de un separador de pruebas.** La comparación se realiza en base a un separador de pruebas de las siguientes características:

Característica: Separador de tres fases

Presión de trabajo: 600psi

---

Presión de prueba: 9000psi  
 Capacidad de fluido líquido: 7200 BPD  
 Capacidad de fluido gas: 0.708 mm<sup>3</sup>/día  
 Tiempo de retención: 1 minuto  
 Peso: 5300 kg

Descripción	Cantidad	Costo
Separador de pruebas trifásico	1	\$ 120.000
Generador 75 KVA	1	\$ 10.000
Tanque de almacenamiento (500Bbls)	1	\$ 20.000
Bomba de transferencia (eléctrica) 2500 BPD 100psi	1	\$ 7.000
Tanque de calibración	1	\$ 4.000
Mechero para gas con encendido eléctrico y llama piloto	1	\$ 4.000
Líneas de instalación		\$ 60.000
		<b>\$ 225.000</b>

**Tabla 8. 1 Costos de un separador de pruebas**

Observaciones:

- Se debe incluir el costo del combustible para el generador.
- Se debe considerar un mantenimiento cada seis meses para el equipo.
- Se debe considerar el espacio físico de 40 m<sup>2</sup> para su instalación.
- La manipulación del separador debido a su peso y tamaño involucran mayores presupuestos de movilización y transporte.

**8.2.1.2 Características económicas de un medidor multifásico.** La comparación se la realiza en base a un medidor multifásico Schlumberger de las siguientes características.

Diámetro del venturi: 52mm  
 Presión máxima de trabajo: 5000psi  
 Rango de temperatura: -20 a 150°C  
 Flujo máximo: 39500 BPD  
 Peso: 270 Kg  
 Consumo de energía: 25 W continuos

Comunicaciones: Dos puertos RS422 con protocolo MODBUS

Descripción	Cantidad	Costo
Medidor multifásico Schlumberger	1	\$ 250.000

**Tabla 8. 2 Costo del medidor multifásico incluido instalación**

Observaciones:

- El tamaño y peso de un medidor multifásico son mucho menores que un separador de pruebas, por lo que es necesario un menor presupuesto para su manejo e instalación.
- Las características de comunicación y manejo de la información permiten un monitoreo de la información en tiempo real con las ventajas operacionales y económicas que esto involucra.
- La toma de referencias y mantenimiento del medidor multifásico debe ser realizada anualmente lo que implica un menor presupuesto en mantenimiento.
- El costo por consumo de energía del medidor multifásico es mucho menor que el de un separador de pruebas.
- Los medidores multifásicos permiten realizar pruebas de pozos más rápidas y eficientes, ayudando a una optimización en los procesos.
- Los medidores multifásicos permiten una reducción en los costos de desarrollo de campos.

Si bien es cierto el costo de implementar un medidor multifásico es mayor que el de un separador de pruebas, las ventajas inherentes al uso de un medidor multifásico justifican esta diferencia.

### 8.2.2 Sistemas de monitoreo Phoenix

Los beneficios tecnológicos que estos sistemas proporcionan los hacen una herramienta poderosa para el aprovechamiento de la producción generando un beneficio económico con su uso. A continuación se analizarán las características de los sistemas Phoenix.

- La implementación de los sistemas Phoenix permite la facilidad de realizar pruebas MRT <sup>(50)</sup> sin necesidad de costos adicionales y el número de veces que sea necesario. El costo de una prueba MRT es mucho mayor que el costo de un sistema Phoenix completo, el cual está valorado aproximadamente en \$25.000 dependiendo de las características. Se presenta a continuación el costo de una prueba MRT al no disponer de los sistemas de monitoreo Phoenix:

Descripción	Tiempo	Costo
Mástil y BOP <sup>(51)</sup>	120 horas	\$ 30.000
Dispositivo de toma y almacenamiento de información	120 horas	\$ 120.000
		\$ 150.000

**Tabla 8. 3 Costos pruebas MRT**

- Los datos proporcionados por los sistemas Phoenix facilitan el manejo de la información y por tanto la toma de decisiones oportuna para la optimización de la producción.
- El monitoreo continuo de los parámetros proporcionados por el sistema permite una detección temprana de fallas y de esta forma alarga la vida útil de los equipos lo que incide en un beneficio económico.

50. MRT: Multi Rate Testing

51. BOP: Blow out Preventor.- Dispositivo de seguridad que controla un pozo en caso de emergencia

## CAPITULO IX

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 9.1 CONCLUSIONES

- Se logro identificar los procesos empleados en la explotación de hidrocarburos por parte de Occidental en el bloque 15, y analizar el papel que cumplen los medidores multifásicos y sistemas Phoenix en estos procesos.
  - Se realizó un análisis técnico de los medidores multifásicos empleados en los procesos de producción de Occidental en el campo.
  - Dentro del análisis técnico desarrollado para los medidores multifásicos se concluye que su correcto funcionamiento depende de una condición estable de las características del fluido.
  - Basándonos en el análisis técnico desarrollado se concluye que el medidor multifásico no tiene un comportamiento definido cuando el fluido que lo atraviesa posee una cuarta fase. En particular arena presente en algunos pozos dentro del campo.
  - Se realizó un análisis técnico de los sistemas Phoenix empleados en los procesos de producción de Occidental en el campo.
  - Existe un grado de disconformidad con el desempeño del medidor multifásico entre el personal de operaciones del campo.
  - Mediante un análisis de los medidores multifásicos y sistemas Phoenix dentro del campo, se analizó su situación actual de operación y el porcentaje en que están siendo ocupados en los diferentes procesos.
  - Mediante el análisis de la situación actual de los medidores multifásicos en los procesos se logro determinar problemas en su funcionamiento y manejo.
-

- 
- Basándonos en el análisis desarrollado sobre el efecto de la presencia de sólidos en las mediciones del medidor multifásico podemos concluir que el error generado por la presencia de una cuarta fase en el fluido que atraviesa al medidor multifásico no es lo suficientemente elevado para ser considerado.
  - Mediante el seguimiento de 24 horas realizado a ciertos pozos se pudo determinar que la conducta del BSW en los pozos es variable en el tiempo. Al tener variaciones considerables en lapsos cortos de tiempo se genera una condición de incertidumbre en la toma de muestras para ser analizadas en el laboratorio.
  - El valor promedio de BSW del medidor multifásico se aproxima bastante bien al del laboratorio, pero será imposible que estos sean iguales por las condiciones de las mediciones en cada caso.
  - La medición del BSW promedio proporcionada por el medidor multifásico será mucho más exacta que la del laboratorio por la cantidad de puntos de muestra tomados.
  - La comparación entre las mediciones del BSW del medidor multifásico y las del laboratorio debe ser realizadas de forma puntual y no mediante sus promedios.
  - Una desviación significativa entre los datos puntuales del medidor y del laboratorio implica la necesidad de que el medidor sea referenciado.
  - Por medio del análisis realizado a la salinidad de los pozos en el campo durante 16 meses, se concluye que se están dando cambios anormales en la salinidad del agua del yacimiento.
  - Basándonos en la información proporcionada por el personal de reservorios del campo sobre la existencia de una falla geológica a lo largo del yacimiento, y considerando que los pozos con mayor error de medición de BSW se encuentran alineados a lo largo de la falla, se puede afirmar que el cambio de salinidad en el agua se da por filtración de agua dulce a través de dicha falla geológica.
  - Después de un workover en donde se cambia de arena de producción, y por tanto se altera las características del fluido, es indispensable se tome referencias tanto en vacío como con fluidos para asegurar un correcto funcionamiento de los medidores.
  - En base al análisis de salinidad realizado, y a las características técnicas del medidor multifásico, se concluye que el causal para que en los medidores del campo se necesite una constante toma de referencias es una filtración de agua dulce
-

---

que esta modificando la salinidad del agua y con ello de densidad produciendo mediciones erradas de WLR.

- Existe un error inherente en las mediciones del medidor multifásico en pozos que emplean completaciones inteligentes debido a la dificultad de tomar muestras representativas para su referencia.
  - Dado el análisis de la situación actual del medidor multifásico, se determina que un causal importante para que el medidor no llegue a su desempeño óptimo es la falta de responsables directos por parte de Occidental en el manejo de este dispositivo.
  - Se determinó el nivel de aprovechamiento de los sistemas Phoenix en el campo.
  - Se determinó las ventajas económicas que genera el uso de los medidores multifásicos y sistemas Phoenix.
  - Se necesita mayor responsabilidad en el mantenimiento preventivo del medidor multifásico por parte de Occidental.
-

## 9.2 RECOMENDACIONES

- Dado el inminente cambio en la salinidad del agua, se recomienda designar responsables dentro de Occidental para un control continuo del desempeño de los medidores y su toma de referencias.
  - Para una comparación de los datos de BSW de laboratorio con los del medidor multifásico se recomienda hacerlo de forma puntual y no mediante sus promedios.
  - Se recomienda establecer un procedimiento dentro de la base de datos de Occidental para realizar la toma de referencias tanto en vacío como con fluidos del medidor multifásico. Dentro del desarrollo del proyecto se expone una propuesta que se pone a consideración del personal de Occidental.
  - Es necesario mantener un registro de los trabajos realizados en los medidores como sus tomas de referencias, registros de configuración y calibración de sensores.
  - En los Pads G y F, la producción de los pozos es demasiado baja para ser medida con el medidor 52mm por lo que se recomienda cambiar la garganta del medidor por una de 29mm.
  - Se recomienda realizar una revisión periódica de los computadores en todos los Pads para evitar problemas de hardware y software.
  - Se recomienda completar las instalaciones de los TRIPS y alarmas hacia el variador de velocidad para una protección por temperatura de motor.
  - Se debe tener en cuenta que la temperatura de trabajo máxima del sensor es de 270°F, para definir los parámetros de alarma y TRIP de temperatura de motor.
  - Se recomienda la realización de un estudio de identificación de fluidos (Vx fluids ID), para mejorar las referencias a través de un análisis PVT.
-

---

## BIBLIOGRFÍA

- ❖ GOLAN, Michael, WHITSON, Curtis, *Well Performance*, segunda edición, Prentice Hall, 1991 New Jersey, páginas 2-21.
  - ❖ Oilfield Review, volumen14 número 4, Schlumberger, Texas U.S.A. abril 2005, páginas 52-63.
  - ❖ Oilfield Review, volumen11 número 2, Schlumberger, Texas U.S.A. abril 1999, páginas 36-40.
  - ❖ Programa de inducción para nuevos empleados, Schlumberger, Quito septiembre 2002, 1-30.
  - ❖ USE OF CASE SOFTWARE, Occidental Ecuador, Quito 2004, páginas 40-56
  - ❖ Manufacturing Record Book, 3-Phase Measurements AS, volumen 1, Suecia febrero 2003.
  - ❖ User Manual, 3-Phase Measurements AS, volumen 1, Suecia febrero 2003.
  - ❖ Hand Book of Multiphase Metering, Schlumberger, Noruega 2004, páginas 37-42
  - ❖ Bombeo Electrosumergible, Schlumberger, Quito septiembre 2002, páginas 3-60
  - ❖ Lessons Guide REDA Application Engineering School, Schlumberger, 1996-1999
  - ❖ Description of the Phase Watcher Vx, # 6010-0148-D, Schlumberger
  - ❖ Barium Radioactive Source (IPL-Type), # 4001-0339-D, Schlumberger
  - ❖ Description of the Phase Watcher Vx, # 6010-0148-D, Schlumberger
  - ❖ Differential Pressure Transmitter, # 6009-0R70D, Schlumberger
  - ❖ Pressure Transmitter, # 6009-0128-D, Schlumberger
  - ❖ Temperature Transmitter, # 6009-0129-D, Schlumberger
  - ❖ Phase Watcher Vx, # 6010-0042-D, Schlumberger
  - ❖ Phase Watcher Vx, # 6010-0043-D, Schlumberger
  - ❖ Phase Watcher Client Serila Link Interfase, Modbus RTU, # 6010-0009-D, Schlumberger
  - ❖ WCP-Well Completions and Producivity, REDA, 1996-1998
-

- 
- ❖ Phoenix Petroleum Services Ltd, Protection and Monitoring, Integrated Surface Panel, Schlumberger
  - ❖ Multisensor System Overview, Schlumberger
  - ❖ Phoenix Petroleum Services Ltd, Protection and Monitoring, Surface Choke Assembly, Schlumberger
  - ❖ Phoenix Petroleum Services Ltd, Protection and Monitoring, Multisensor Downhole Tool, Schlumberger
  - ❖ Phoenix Petroleum Services Ltd, Protection and Monitoring, ESP Protection Guidelines for Integrated Surface Panels, Schlumberger
  - ❖ Manual Use of Case Software, Occidental
  - ❖ Presentación PhaseWatchers Help Characterize the Reservoir Drive Mechanism of the Napo U in Ecuador, Schlumberger.
  - ❖ <http://aie.cl/columnnaautomat.htm>, Comunicaciones HART
  - ❖ <http://www.flotech-sf.com/HartERIKa.pdf> , Comunicaciones HART
  - ❖ [http://www.ceaifac.es/actividades/jornadas/XXII/documentos/A\\_03\\_IC.pdf](http://www.ceaifac.es/actividades/jornadas/XXII/documentos/A_03_IC.pdf), Comunicaciones HART.
  - ❖ [www.ingenieroambiental.com](http://www.ingenieroambiental.com) , producción de petróleo
  - ❖ [www.br-energy.com/completion.html](http://www.br-energy.com/completion.html), completion
-

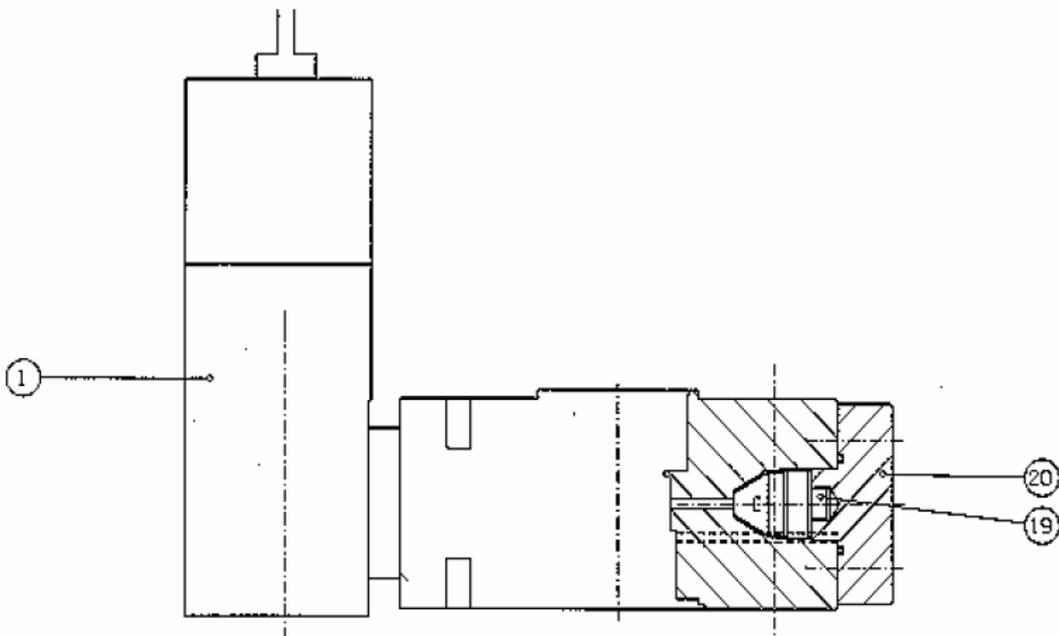
## **Anexo A**

# **ENSAMBLAJE DEL SISTEMA DE DETECCIÓN DE RAYOS GAMMA DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO**

---

 <b>3-PHASE</b> Measurements AS	<b>MULTIPHASE FLOW METER</b>	3-PM Doc. No.: 4001-0339-D Rev.: D Date: 26.02.2002 Page: 22 of 32
	<b>BARIUM RADIOACTIVE SOURCE (IPL TYPE) - DATA SHEETS</b>	

### MPFM Gamma Detection System Assembly (typical)



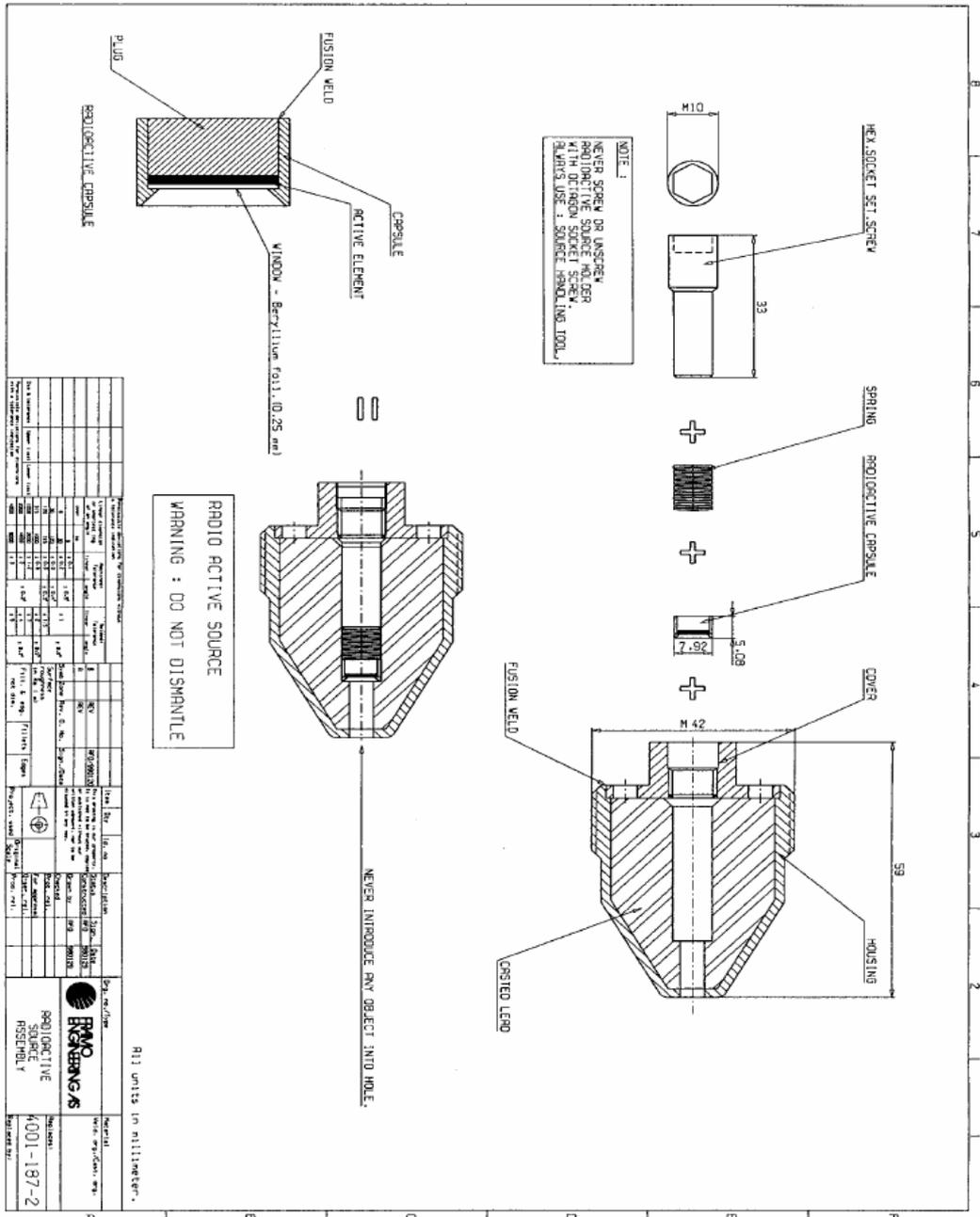
- Item 1: Detector Housing
- Item 19: Source Holder
- Item 20: Source Cover

## **Anexo B**

# **FUENTE RADIACTIVA DE BARIO**

---

	<p><b>MULTIPHASE FLOW METER</b></p> <p><b>BARIUM RADIOACTIVE SOURCE (IPL TYPE) - DATA SHEETS</b></p>	<p>3-PM Doc. No.: 4001-0339-D                  Rev.: D                  Date: 26.02.2002                  Page: 19 of 32</p>
---	--	--



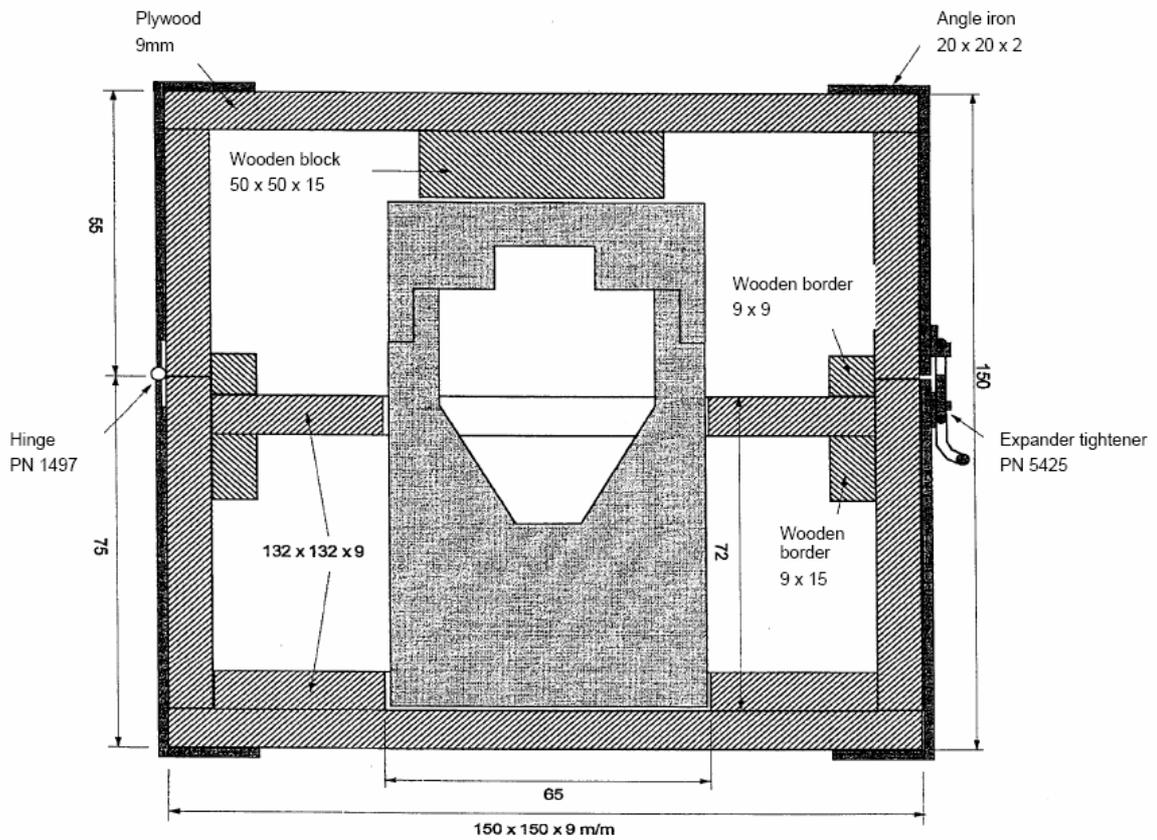
GENERAL INFORMATION		REVISIONS		APPROVALS		SPECIFICATIONS	
Doc. No.	4001-0339-D	Rev.	D	Author	...	Checked	...
Doc. Title	BARIUM RADIOACTIVE SOURCE (IPL TYPE) - DATA SHEETS	Rev. No.	...	Approved	...	Spec. No.	...
Doc. Date	26.02.2002	Rev. Date	...	Project Lead	...	Product Code	...
Doc. Status	Final	Rev. Status	...	Project Manager	...	Part No.	...
Doc. Type	Technical Drawing	Rev. Type	...	Project Engineer	...	Material	...
Doc. Category	Flow Meter	Rev. Reason	...	Project Coordinator	...	Manufacturer	...
Doc. Sub-category	Radioactive Source	Rev. Description	...	Project Controller	...	Supplier	...
Doc. Sub-sub-category	Barium	Rev. Details	...	Project Administrator	...	Customer	...
Doc. Sub-sub-sub-category	IPL Type	Rev. Comments	...	Project Support	...	End User	...
Doc. Sub-sub-sub-sub-category	0.25 mm Beryllium foil	Rev. History	...	Project Analyst	...	End User (2)	...
Doc. Sub-sub-sub-sub-sub-category	0.25 mm Beryllium foil	Rev. Summary	...	Project Tester	...	End User (3)	...
Doc. Sub-sub-sub-sub-sub-sub-category	0.25 mm Beryllium foil	Rev. Details	...	Project Validator	...	End User (4)	...
Doc. Sub-sub-sub-sub-sub-sub-sub-category	0.25 mm Beryllium foil	Rev. Summary	...	Project Approver	...	End User (5)	...
Doc. Sub-sub-sub-sub-sub-sub-sub-sub-category	0.25 mm Beryllium foil	Rev. Details	...	Project Sign-off	...	End User (6)	...
Doc. Sub-sub-sub-sub-sub-sub-sub-sub-sub-category	0.25 mm Beryllium foil	Rev. Summary	...	Project Release	...	End User (7)	...
Doc. Sub-sub-sub-sub-sub-sub-sub-sub-sub-sub-category	0.25 mm Beryllium foil	Rev. Details	...	Project Close	...	End User (8)	...
Doc. Sub-sub-sub-sub-sub-sub-sub-sub-sub-sub-sub-category	0.25 mm Beryllium foil	Rev. Summary	...	Project Archive	...	End User (9)	...

## **Anexo C**

# **FUENTE RADIOACTIVA DE BARIO**

---

 <p><b>3-PHASE</b> Measurements AS</p>	<p><b>MULTIPHASE FLOW METER</b></p> <p><b>BARIUM RADIOACTIVE SOURCE (IPL TYPE) - DATA SHEETS</b></p>	<p>3-PM Doc. No.: 4001-0339-D                  Rev.: D                  Date: 26.02.2002                  Page: 25 of 32</p>
---	--	--



## **Anexo D**

# **COMUNICACIÓN HART**

---

## COMUNICACIÓN HART

### 1. Introducción

El protocolo HART es uno de los protocolos líderes en la comunicación con instrumentación inteligente de campo. El protocolo HART continúa aumentando en popularidad y reconocimiento en la industria como un estándar global para la comunicación de instrumentos inteligentes.

HART tiene una eficacia probada en terreno, es muy sencillo de usar y provee una muy efectiva comunicación digital de dos vías, HART es usado simultáneamente con la señal análoga de 4 – 20mA utilizada por los instrumentos tradicionales.

Como ninguna otra tecnología de comunicación digital, el protocolo HART provee una excepcional solución de comunicación que es compatible con gran parte de la base de instrumentos instalados y en uso hoy en día. Esta característica de compatibilidad asegura que el cableado existente y la estrategia de control actual continúen en el futuro.

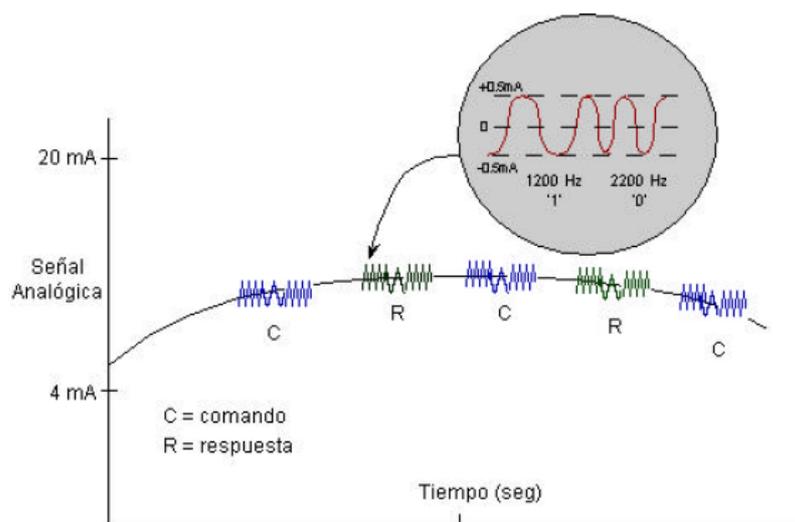
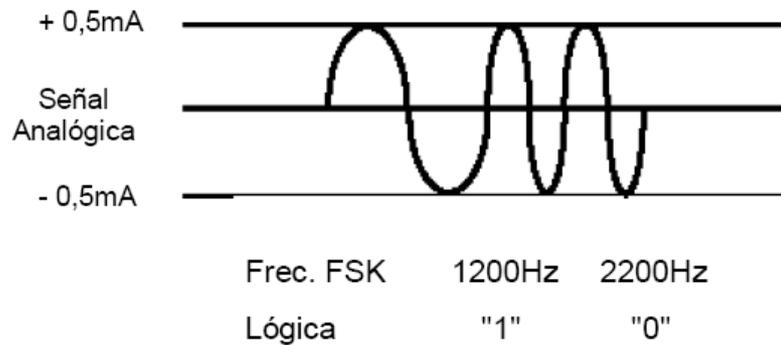


Figura D. 1 Comunicación con protocolo HART

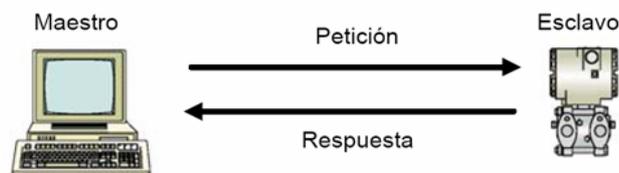
Diseñado para ocupar la señal analógica tradicional de 4 – 20 m A, el protocolo HART maneja comunicaciones digitales utilizando la señal de 4 – 20 m A como portadora, para

medición de procesos y aparatos de control. Las aplicaciones incluyen interrogación de variables de proceso remotas, acceso cíclico a datos de proceso, ajuste de parámetros y diagnóstico. Tal como se muestra en las figuras D.1 y D.2



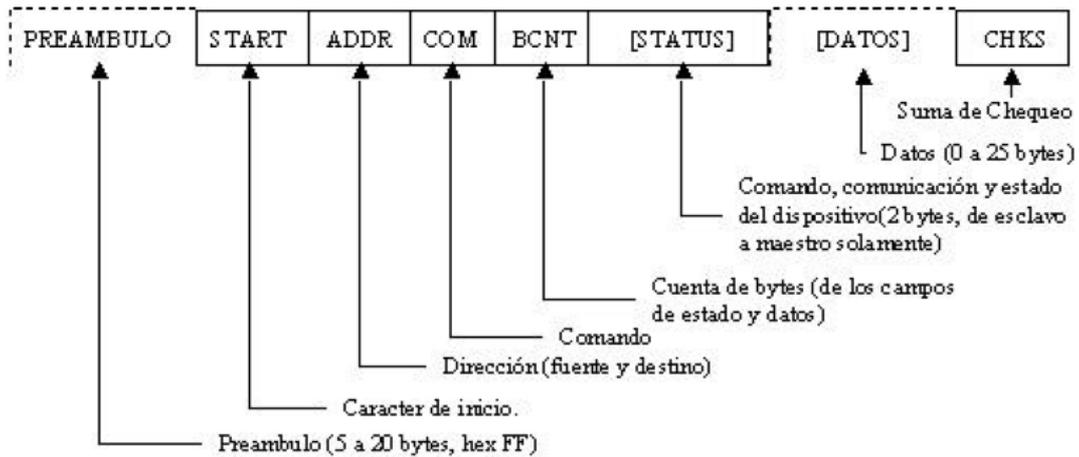
**Figura D. 2 Modulación de la señal**

Hart es un protocolo maestro-esclavo (un dispositivo de campo solo responde cuando se le a pedido algo previamente). Puede haber hasta dos maestros. Hasta 15 dispositivos esclavos se pueden conectar en configuración multipunto. Como se observa en la figura D.3



**Figura D. 3 Comunicación Hart**

Cada mensaje incluye las direcciones de su fuente y destino, para asegurarse de que es recibido por el dispositivo correcto, y tiene una suma de verificación (checksum) para poder detectar cualquier corrupción del mensaje. El estado del dispositivo de campo está incluido en cada mensaje de respuesta, indicando su estado de operación correcto. Puede o no haber información o datos incluidos en el mensaje, dependiendo del comando en particular. Dos o tres transacciones de mensajes se pueden realizar cada segundo.



**Figura D. 4 Señal de frecuencia (FSK), corazón del protocolo HART**

El protocolo de comunicación HART está basado en el sistema de comunicación telefónica estándar BELL 202 y opera usando el principio del Cambio Codificado de Frecuencia (FSK). La señal digital está construida de dos frecuencias principales, 1200 Hz y 2200 Hz, representando los Bits 1 y 0 (cero) respectivamente. Las ondas seno de estas dos frecuencias están súper impuestas en la señal de corriente continua análoga de 4- 20 mA DC, con esto, cables de comunicación con señales análogas transportan a la vez comunicación análoga y digital. A causa que el valor promedio de la señal FSK es siempre cero, la señal análoga de corriente continua de 4-20 mA, no es afectada en ningún modo por esta comunicación digital. La comunicación digital tiene un tiempo de respuesta promedio aproximado de 2 a 3 actualizaciones por segundo, sin interrumpir la señal análoga. Se requiere tener una mínima impedancia de lazo análogo de 230 ohms. La codificación empleada en el protocolo HART se muestra en la figura D.4.

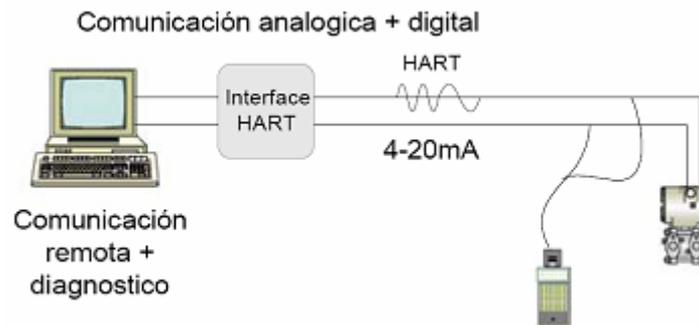
## 2. Redes de comunicación HART

Los aparatos HART pueden operar en una o dos configuraciones diferentes de RED: punto a punto o multipunto.

### 2.1 Comunicación punto a punto

En el modo Punto a Punto, como se observa en la figura D.5, la señal tradicional de 4-20 mA es usada para comunicar una variable de proceso mientras otras variables adicionales de proceso, parámetros de configuración y otras informaciones de aparato son transmitidas digitalmente usando el protocolo HART. La señal análoga de 4-20 mA no es

afectada por la señal HART y puede ser usada para el monitoreo ó control en la forma normal. La señal de comunicación digital HART le da acceso a variables secundarias y a otras informaciones que pueden se usadas para propósitos de operación, mantenimiento y diagnóstico.

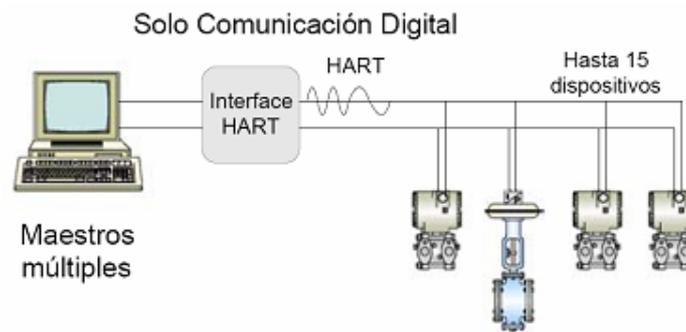


**Figura D. 5 Comunicación punto a punto**

## 2.2 Comunicación tipo Multipunto (Multidrop)

El modo de operación Multipunto, que se observa en la figura D.6, requiere solamente un par de alambres y si es aplicable, el lazo también puede tener barreras de seguridad y fuentes de poder auxiliares para hasta 15 aparatos de terreno. Todos los valores de proceso son transmitidos digitalmente. En el modo Multipunto, todas las direcciones de “Polling” de los aparatos de terreno son mayores que 0 y la corriente a través de cada equipo esta fijada a un mínimo valor (típicamente 4 mA).

Se recomienda el uso del modo Multipunto para aplicaciones con instalaciones de control de supervisión, que tengan equipamientos bastante alejados entre si, tales como tendidos de cañería en gasoductos, oleoductos etc., también en instalaciones en plantas de almacenamiento de combustibles u otros fluidos o en estaciones de transferencia controlada de fluidos.



**Figura D. 6 Comunicación multipunto**

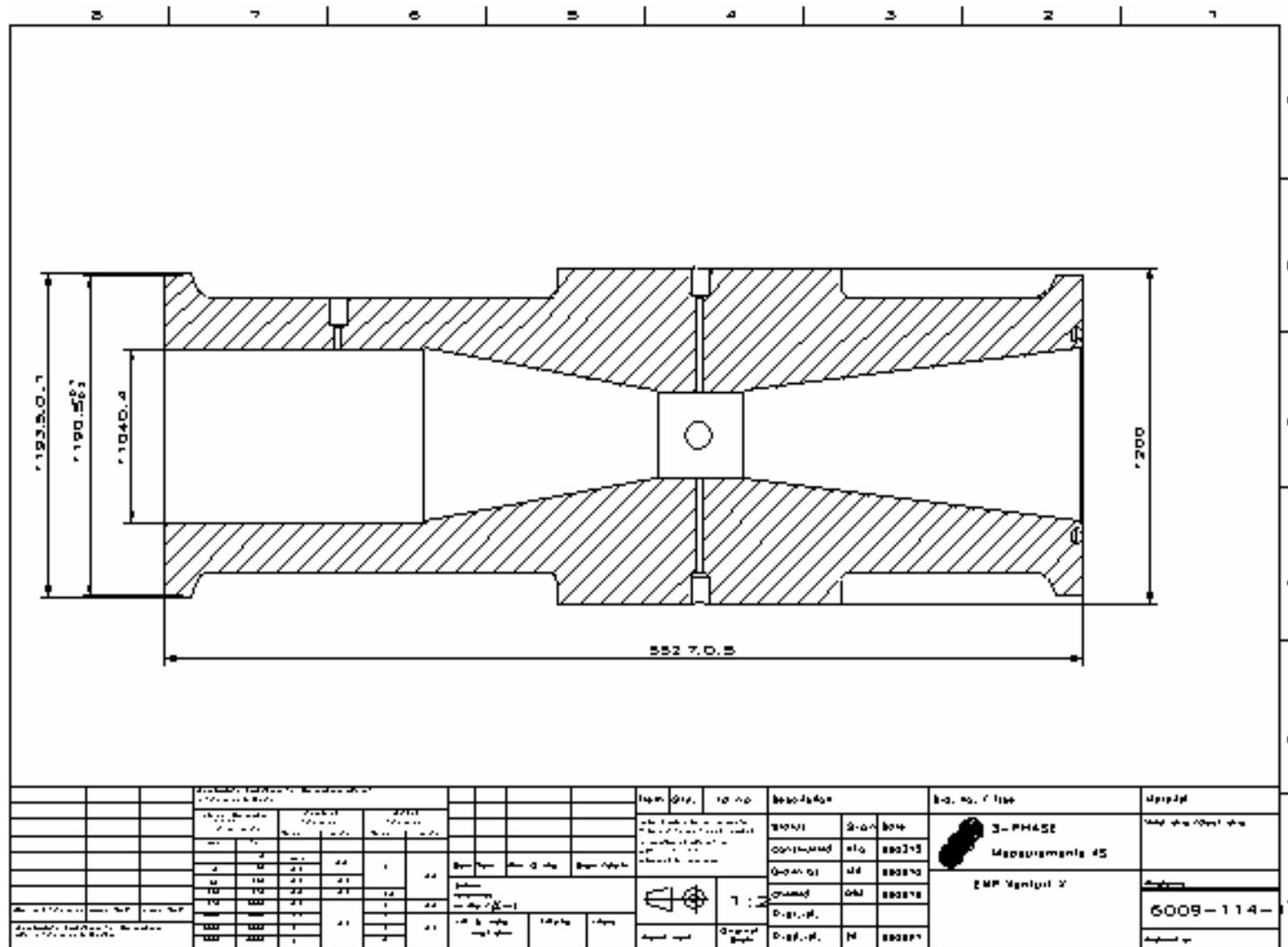
### 3. Beneficios de la comunicación HART

- Mejora las operaciones en planta.
- Otorga más flexibilidad operacional.
- Protege la inversión hecha en la Instrumentación de la planta.
- Da una alternativa económica de comunicación digital.
- Implica un ahorro considerable en materiales eléctricos en las instalaciones Multipunto.

## **Anexo E**

# **TUBO VENTURI**

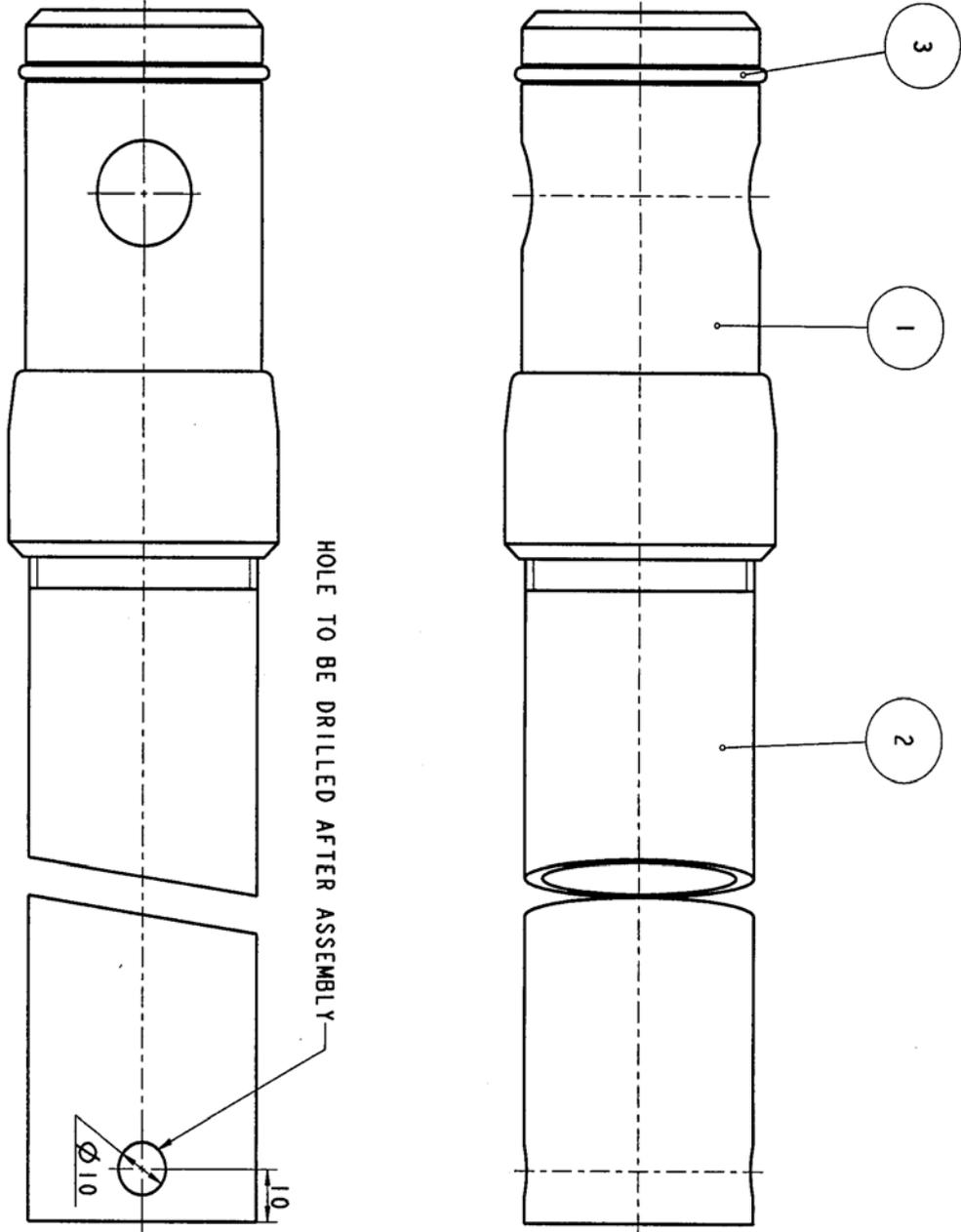
---



## **Anexo E (II)**

# **CALIBRADOR PARA TOMA DE REFERENCIAS CON FLUIDO**

---



## **Anexo F**

# **MANUAL DE USUARIO DEL SOFTWARE DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO**

---

---

## **MANUAL DE USUARIO DEL SOFTWARE DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO <sup>(52)</sup>**

### **1. Computadora de adquisición de datos (DAFC)**

El corazón del medidor multifásico de flujo es la computadora de adquisición de datos de flujo (DAFC) en la que corre el sistema operativo en tiempo real QNX. La DAFC está diseñada para adquirir datos de detector gamma y los transmisores, correr los modelos matemáticos de interpretación y responder a los requerimientos del ServiceComputer a través del enlace serial de Modbus. La DAFC tiene su propio reloj, el que en algunas estaciones es sincronizado con el reloj del sistema de control de procesos, por esto el reloj de la DAFC es el maestro del sistema.

### **2. Computadora de servicio**

La aplicación de la computadora de servicio corre en una plataforma de Windows NT/2000 y tiene la interfaz grafica de usuario desde la cual el MPFM es manejado. La filosofía de desarrollo en el diseño de “ServiceComputer” ha sido la de proporcionar una interfaz sencilla y funcional manteniendo el ambiente de Windows. La aplicación de la computadora de servicio puede ser configurada para operar como Phase Watcher (monitoreo permanente) o Phase Tester (monitoreo periódico).

### **3. Enlace serial Modbus**

Los dos sistemas, la DAFC y el Service Computer están conectados vía enlace serial RS-422 con protocolo Modbus. Modbus es un protocolo maestro/esclavo, en el cual el maestro (ServiceComputer) requiere datos del esclavo (DAFC).

En la configuración PhaseWatcher el sistema de control de procesos (PCS) tiene su interfaz vía el enlace serial de Modbus.

### **4. Sistema DAFC**

#### **4.1 Computadora de adquisición de datos de flujo (DAFC)**

La DAFC es una computadora incorporada al sistema MPFM encargada de tomar los datos de los transmisores y del detector de rayos gamma, realizar las correlaciones de acuerdo al

---

52. Información obtenida del paper Service Computer User Manual, # 6010-0010-D, Schlumberger

modelo matemático PVT, correr el modelo de interpretación de los datos y establecer un enlace serial Modbus para atender los pedidos del Service Computer y el sistema PCS.

#### **4.1.1 Diodos de bajo nivel para diagnóstico**

El panel de la DAFC está equipado con dos diodos, los cuales dan un diagnóstico en bajo nivel de la DAFC. Un diodo verde indicador de poder, un diodo amarillo con secuencia intermitente, que indica el estado actual del sistema. Las diferentes secuencias de intermitencia del diodo amarillo indican:

- Un tiempo corto on –un tiempo corto off: La DAFC está iniciando el sistema, usualmente toma de 1 a 1.5 minutos dependiendo de la configuración
- Un tiempo largo on – un tiempo largo off: La DAFC está correctamente iniciada y está corriendo sin errores internos, de los transmisores o del detector gamma.
- Dos tiempos cortos on - un tiempo corto off: El detector Smart ha fallado durante la inicialización u operación
- Tres tiempos cortos on- un tiempo corto off: La tarjeta modem HART y análogo ha fallado durante la inicialización u operación
- Cuatro tiempos cortos- un tiempo corto off: Los transmisores HART detectados durante la inicialización no están acordes a la configuración o con fallas durante la operación
- Cinco tiempos cortos on – un tiempo corto off: Falla en un puerto Com durante la inicialización o en la operación

#### **4.1.2 Inicialización de la DAFC**

Una vez energizada la DAFC necesita aproximadamente un minuto para correr el sistema operativo QNX, entonces el diodo amarillo indica el inicio del sistema (Un tiempo corto on –un tiempo corto off ). Se debe permitir que el sistema QNX se inicie completamente antes de intentar una conexión entre el Service Computer o PCS a través del enlace serial Modbus. Esto toma de 1 a 1.5 minutos dependiendo de la configuración. Cuando ha iniciado la DAFC se necesitan otros 100 segundos aproximadamente para

---

iniciar el modelo de interpretación del MPFM antes de que pueda arrojar los primeros cálculos.

#### 4.1.3 Display local (opcional)

Dependiendo de la configuración, la DAFC puede estar configurada con un display de 4 líneas que presenta 5 pantallas descritas a continuación. Es común que en la primera línea se indique alguna falla en el sistema al igual que la hora del sistema. Si hay un error en el sistema un asterisco (\*) será presentado, seguido de un código de error. La información de cada display se muestra en la tabla F.1

<b>Display 1</b>	<b>Transmisores</b>
Vénturi DP	DP [mbar]
Presión de línea	Plínea [bara]
Temperatura de línea	Tlínea [°C]
<b>Display 2</b>	<b>Razones de flujo volumétrico a condiciones de línea</b>
Q-petróleo	[m <sup>3</sup> /h]
Q-agua	[m <sup>3</sup> /h]
Q-gas	[m <sup>3</sup> /h]
<b>Display 3</b>	<b>Razones de flujo volumétrico a condiciones estándar</b>
Q-petróleo	[Sm <sup>3</sup> /h]
Q-agua	[Sm <sup>3</sup> /h]
Q-gas	[Sm <sup>3</sup> /h]
<b>Display 4</b>	<b>Densidad y viscosidad</b>
Densidad mezcla	[Kg/m <sup>3</sup> ]
Densidad líquido	[Kg/m <sup>3</sup> ]
Viscosidad líquido	[Pa.s]
<b>Display 5</b>	<b>Valores acumulados</b>
Petróleo acumulado	[Sm <sup>3</sup> ]
Agua acumulada	[Sm <sup>3</sup> ]
Gas acumulado	[Sm <sup>3</sup> ]

Tabla F. 1 Display

#### 4.1.4 Código de errores

El código de error es un número hexadecimal basado en una palabra interna cuyos bits representan de manera individual los errores. Cada bit se describe en la siguiente tabla F.2.

Bits No 15-0	Descripción
●	Falla de poder
●	Falla de la tarjeta modem HART y Análogo
●	Falla del transmisor Hart
●	Falla del transmisor Análogo
●	Spare
●	Falla del detector de rayos gama
●	Falla de lectura del archivo del sistema (dafc.cfn)
●	Falla de lectura del archivo del sistema (scada.cfn)
●	Falla en el puerto Com 1 ( C )
●	Falla en el puerto Com 2 ( D )
●	Falla en el puerto Com 3 ( A )
●	Falla en el puerto Com 4 ( B )
●	Spare

Tabla F. 2 Código de errores

## 4.2 Programa para interfase y mantenimiento (GUI)

La interfaz gráfica de usuario está formada por una ventana con una barra de menú, barra de herramientas, barra de estado y 13 carpetas que contienen la información del MPFM. Eso se muestra en la figura F.1.

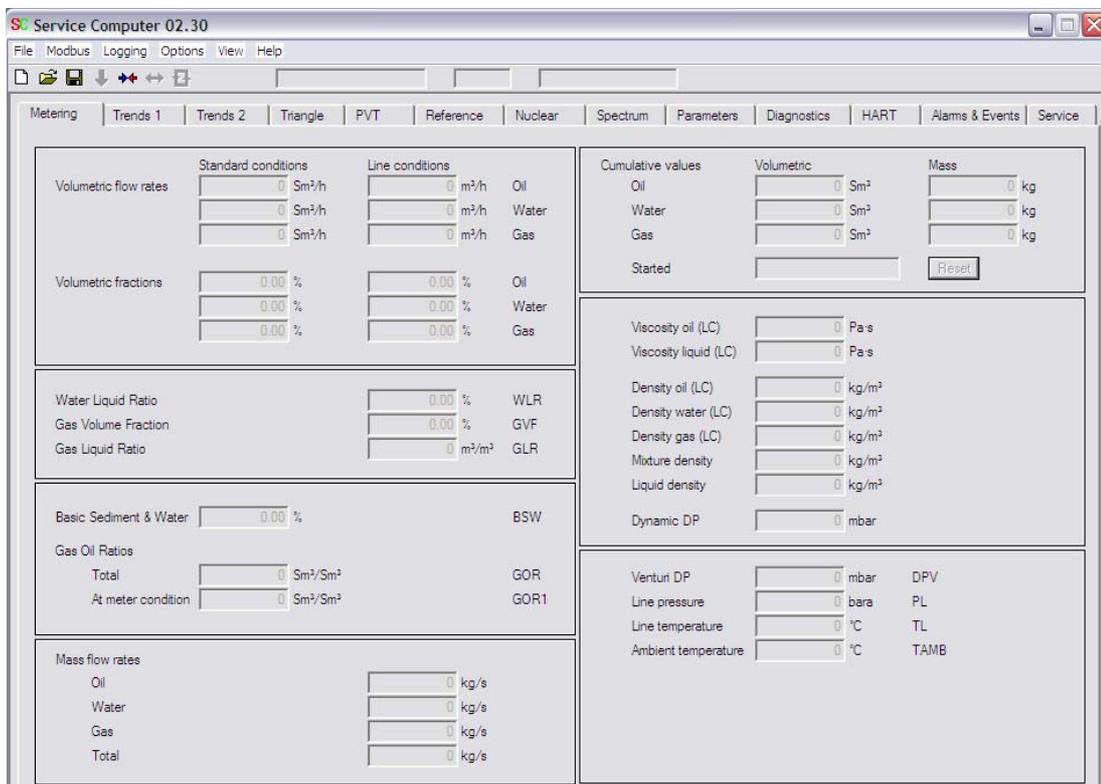


Figura F. 1 ServiceComputer con la información de la carpeta "Metering"

Una carpeta desplegable se utiliza para navegar entre las diferentes pantallas y abrir menús utilizados para configurar y operar el sistema.

#### **4.2.1 Menús desplegables**

El sistema dispone de los siguientes menús:

##### *File*

- New
- Open...
- Save As...
- Configuration name...
- Well profile number...
- Download to DAFC...
- Exit

##### *Modbus*

- Connect
- Disconnect
- Configuration...
- DAFC Softboot

##### *Logging*

- Start
- Start fixed...
- Stop
- Define PT job...
- Define PW logging...
- File & disk management

##### *Options*

- Change Password...
  - Auto connect
  - Auto log start
  - PhaseWatcher
  - PhaseTester
  - MCM link...
-

- Pressure unit >
- Temperature unit >
- Density unit >
- Viscosity unit >
- Mass flow unit >
- Volumetric flow unit >

#### *View*

- Metering
- Trends 1
- Trends 2
- Triangle
- PVT
- Reference
- Nuclear
- Spectrum
- Parameters
- Diagnostics
- HART
- Alarms & Events
- Service

#### *Help*

- About
- Contact 3PM

#### *Toolbar*

##### Buttons

- New
- Open
- Save As
- Download
- Connect
- Disconnect
- DAFC Softboot

Configuration Name – Despliega el nombre de la configuración actual

Well profile number – Perfil del pozo activo

---

DAFC time – Despliega la fecha y hora de la DAFC

LOGGING – Despliega un símbolo de LOGGING cuando esta conectado

ALARM – Despliega un símbolo de alarma cuando hay alguna alarma activa.

Si está conectado al DAFC un indicador verde titilará continuamente. La DAFC está diseñada para servir dos necesidades diferentes, configurar el MPFM offline y proporcionar una interfaz de tiempo real para el usuario.

#### **4.2.2 Operación**

El SC GUI es una interfaz transparente al usuario de la DAFC, esto quiere decir que todos los parámetros se almacenan directamente en la DAFC, el SC solo presenta los datos de manera visual. Si un parámetro de configuración es cambiado, debe ser enviado a la DAFC mediante el botón “Update DAFC”, si esto no se realiza, el cambio no tendrá efecto.

#### **4.2.3 Como conectarse a la DAFC.**

La DAFC necesita de aproximadamente dos minutos para conectarse, luego el SC o el sistema PCS podrán conectarse.

#### **4.2.4 Configuración Modbus**

El cuadro de dialogo de la configuración de Modbus está ubicado bajo el menú de “Modbus”. Para poder conectarse es necesario realizar una buena configuración de los parámetros de conexión.

Los parámetros por defecto son los siguientes:

1. Puerto Com: Com1
  2. Baudios: 38400
  3. Bits de datos: 8
  4. Bits de parada: 1 (de lectura, viene de la paridad)
  5. Paridad: Impar
  6. Dirección de esclavo: 12
-

7. Modbus timeout: 1200ms
8. Retransmisiones: 3 (max)
9. Bytes de datos: 250 (max)
10. Bytes empacados: 259 (total)

Las condiciones estándar son las usadas normalmente, sin embargo en algunas configuraciones puede ser necesaria su modificación. Para conectarse a la DAFC seleccione la opción “Connect” del menú “Modbus”, o presione el icono “Connect” de la barra de herramientas. Una vez conectada, el estado de la DAFC es transparente al usuario de SC. El tiempo de la DAFC iniciará su actualización. El Service Computer tiene la opción de configurarse para conectarse automáticamente a la DAFC, mediante la opción “Auto Connect” del menú “Options”.

También puede iniciar el logging después de arrancar, mediante la opción “Auto log Start” del menú “Options”. Estas dos opciones mencionadas aseguran el reestablecimiento del sistema después de una falla de poder.

#### **4.2.5 Configuración de la DAFC**

Información acerca de la configuración de la DAFC se almacena en un archivo de texto ASCII. Esto puede ser usado para comparar diferentes configuraciones de inicio del MPFM.

##### **4.2.5.1 Guardar una configuración**

La configuración actual del sistema puede ser almacenada cualquier momento seleccionando “Save as” del menú “File” o de la barra de herramientas. Cuando no está conectado a la DAFC la aplicación puede ser usada para establecer una nueva configuración que luego puede ser descargada a la DAFC. La extensión de los archivos de configuración es “.cfn”.

---

#### **4.2.5.2 Abrir una configuración**

Para abrir una configuración guardada, seleccione “Open” del menú “File”; seleccione la configuración deseada y presione OK.

#### **4.2.6 Perfil de un pozo**

En algunas instalaciones, un MPFM puede ser instalado para mediciones de varios pozos con diferentes características de fluidos. Es posible definir hasta 256 pozos diferentes basados en distintas configuraciones. En el menú “File” se despliega la opción “Well profile number” donde se debe indicar el número de pozo a ser monitoreado.

#### **4.2.7 Protección con clave**

Para cambiar la clave de protección, se debe seleccionar “Change Password” del menú “Options”. La clave por defecto es “jupiter”. Una vez ingresada, no se requerirá de la clave en los próximos 30 minutos; después de lo cual será pedida si el usuario requiere de operaciones protegidas con clave.

Si la clave ha sido cambiada el archivo “Service Computer.ini” en la carpeta “Service Computer” tendrá un archivo “PASSWORD=<>”. Para cambiarla se debe borrar este archivo, almacenar el archivo y la clave por defecto se reinstaurará.

#### **4.2.8 Referencia**

Antes de que el MPFM inicie sus mediciones, una referencia adecuada de las mediciones nucleares tiene que ser hecha. Siempre hay que estar seguros de que el reloj del MPFM está igualado antes de iniciar una referencia en vacío. Se debe considerar que el detector gamma debe estar estable en su temperatura con respecto a la temperatura en que se desea operar.

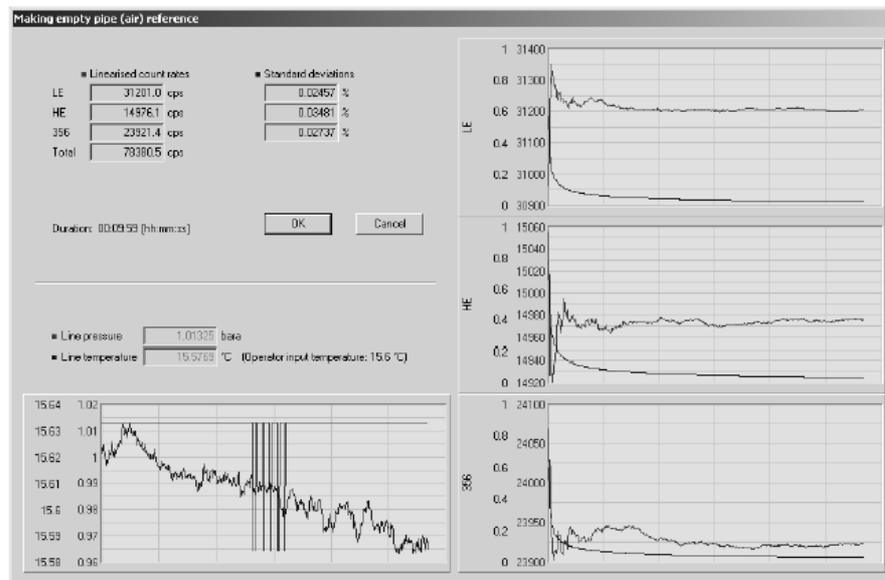
##### **4.2.8.1 Referencia de tubo en vacío**

Durante una calibración de tubo en vacío, el objetivo es determinar el número de cuentas en vacío del sistema. Es esencial que el gas correcto sea seleccionado (aire, N<sub>2</sub>) para las compensaciones de densidad adecuadas en el número de cuentas en vacío. Para

---

iniciar la sesión de referencia en vacío se debe seleccionar el gas adecuado, presionar el botón “Make Reference” en la carpeta “Reference” e ingresar la temperatura de línea. A continuación se presentará una ventana con el número de cuentas de alta energía, baja energía y energía de 356 Kev con la respectiva desviación estándar expresada en porcentajes.

La representación gráfica de todas las razones de cuentas con su desviación estándar, así como la presión y temperatura de línea se presenta para el monitoreo de la estabilidad de la referencia. La desviación estándar es graficada con el eje y ajustado de (0-1%), todos los otros ejes tienen auto escalas. El eje x tiene una escala de tiempo de hasta 1 hora, luego de lo cual es corrido hacia la izquierda y truncado. Un ejemplo de referencia en vacío se muestra en la figura F.2



**Figura F. 2 Referencia de tubo en vacío**

El criterio de aceptación para una buena referencia de tubo en vacío es de menos 0.01% de cuentas por segundo para cualquiera de los picos de energía. Debería tomar aproximadamente unos 30 minutos alcanzar estos niveles de exactitud en la referencia en vacío. Una vez que la desviación estándar ha alcanzado niveles de desviación aceptables

presione “End Reference” en la carpeta “Reference” y luego acepte al momento de actualizar los valores para que estos se carguen en la DAFC.

#### **4.2.8.2 Punto de referencia de un fluido**

El objetivo de un punto de referencia con un fluido es el de establecer los niveles de atenuación de masa para los tres niveles de energía del rayo gamma. La atenuación de masa es función de la razón de cuentas en vacío y de la densidad del fluido. Un punto de referencia de un fluido puede ser establecido de dos maneras:

- Ingresando manualmente la atenuación de masa para un fluido
- Por medio de una sesión de calibración

#### **4.2.8.3 Ingreso de datos de referencia del operador**

Para ingresar datos de referencia del operador en lugar de los resultados del fluido de referencia se puede marcar la opción “Operador input” de la ventana “Reference”. Si está conectado a la DAFC presione el botón “Update DAFC” para cargar los nuevos parámetros.

Para generar un nuevo punto de referencia de un fluido escoja entre agua, petróleo o gas en el menú “Reference”, luego seleccione “Make Referente”, se le pedirá ingresar la temperatura de la muestra. A continuación aparecerá una ventana con las atenuaciones de masa para alta energía, baja energía y energía de 356 Kev y la respectiva desviación estándar expresada en porcentajes.

Se presentan figuras de todas las atenuaciones de masa con su desviación estándar así como presión de línea, temperatura de línea, densidad de fluido para monitoreo de las condiciones de estabilidad de la referencia.

La desviación estándar se grafica con un ajuste del eje y (0-1%), todos los otros ejes tienen su escala automática. El eje x tiene una escala de tiempo de hasta 1 hora, luego de lo cual es corrido hacia la izquierda y truncado. El criterio típico de aceptación para el punto de referencia de un fluido es de una variación de las atenuaciones de masa menor a 0.0003 m<sup>3</sup>/kg para cualquiera de los niveles de energía. Debería tomar aproximadamente unos 20

---

minutos generar un punto de referencia de un fluido con esta exactitud dependiendo de la densidad del fluido (mientras mas denso tomará mayor tiempo alcanzar una buena exactitud). Una vez la desviación estándar ha alcanzado valores aceptables presione “End Reference” y luego acepte al momento de actualizar los datos.

El modelo PVT debe ser ajustado de manera adecuada antes de una calibración para asegurar un correcto resultado. Si están seleccionadas las opciones “Live oil” o “Live water”, deberán ser puestas en “Dead oil” o “Dead water” para iniciar la referencia.

#### 4.2.9 Ajuste a cero del DPV

Un ajuste de cero adecuado del transmisor diferencial de presión, DPV es esencial para mediciones exactas de las razones flujo. Esta referencia se toma en el vénturi lleno de aire a presión atmosférica. Cuando este ajuste de cero se realiza bajo estas condiciones, en el menú “Reference” el campo de entrada “DPV hydrostatic offset” debe ser cero.

#### 4.2.10 Compensaciones de desviación de medidas del diferencial de presión

En algunas condiciones es difícil tener las condiciones para un ajuste de cero adecuado. El campo de entrada “DPV hydrostatic offset” debe ser usado en estos casos para compensar estas desviaciones en el transmisor DPV. A continuación se muestra un ejemplo para ilustrar esto.

Ejemplo: Se realiza un ajuste de cero en un líquido de densidad conocida dentro del vénturi:  $\rho = 806.4 \text{ kg/m}^3$ .

$$\begin{aligned} DP_{hydrostatic\_offset} [Pa] &= -\rho_{líquido} * g * h \\ &= -806.4 \frac{kg}{m^3} * 9.81 \frac{m}{s^2} * 0.281m \\ &= -1724Pa \\ &= -17.24mbar \end{aligned}$$

**Ecuación F. 1 Compensación de desviación**

Por lo tanto ese valor deberá ser ingresado en el campo “DPV hydrostatic offset” del menú “Reference”.

#### 4.2.11 Mediciones

Cuando el medidor de flujo está en operación, las pantallas relevantes de operación son:

##### *Metering*

- Trends SC
- Trends LC
- Triangle
- PVT

Cabe destacar que el valor del Diferencial de Presion Vénturi (DPV) debe ser en promedio mayor a 5 mbar antes de que el MPFM comience a arrojar resultados

#### 4.2.12 Metering

La pantalla metering muestra valores numéricos de la salida del modelo de interpretación, agrupados en el lado izquierdo. El lado derecho muestra valores acumulados de flujos volumétricos y de masa, densidades, viscosidades y valores de los transmisores.

#### 4.2.13 Diferencial de presión dinámica (DP)

Un valor de importancia en el funcionamiento y la exactitud del medidor es la DP dinámica. Misma que debe estar sobre los 5 mbar en promedio antes de realizar las mediciones y debe estar mínimo sobre los 50 mbar para asegurar que las mediciones son realizadas de manera exacta. Se calcula como se muestra en la ecuación F.2

$$DP_{\text{dinámica}} = DPV - DP_{\text{hydrostatic\_offset}}$$

**Ecuación F. 2**

#### **4.2.14 Triángulo**

La pantalla “Triangle” despliega la información de operación del detector gamma resumida en puntos de referencia de petróleo, agua y gas, así como el punto de operación. Todos ellos expresados en atenuaciones lineales de masa.

Si el sistema tiene una referencia de vacío y de fluidos adecuada, el punto de operación, deberá estar siempre dentro del triángulo. De no ser el caso la referencia de vacío y de fluidos debe ser revisada así como la configuración del modelo PVT.

Nótese que la atenuación lineal equivale a la densidad multiplicada por la atenuación de masa. Cuando el Service Computer está conectado a la DAFC, se usan densidades en condiciones de línea para calcular la atenuación lineal, si no está conectado, se usan densidades a condiciones estándar.

#### **4.2.15 Gráficos de tendencias**

El sistema tiene dos pantallas con opciones configurables de tendencias gráficas para un historial de una hora. Cualquier parámetro visualizado está graficado en función del tiempo. El operador puede escoger también si desea una escala manual o automática, con opción a zoom.

#### **4.2.16 Filtro pasa bajos**

En algunos casos, en particular en mediciones con altos GVF, las mediciones y resultados pueden ser bastante ruidosos. Para esto un simple algoritmo de filtro pasa bajos puede ser usado para atenuar el ruido de los gráficos de tendencias.

#### **4.2.17 Modelo PVT**

Para un comportamiento óptimo, se requiere que la configuración del modelo PVT refleje el comportamiento de los fluidos.

Los resultados del modelo PVT pueden ser monitoreados desde la pantalla “PVT” donde se muestra los siguientes parámetros de salida:

---

- Bo: Factor volumétrico de petróleo
- Bw: Factor volumétrico de agua
- Bg: Factor volumétrico de gas
- Z: Factor de desviación
- Rst: Relación gas-petróleo en almacenamiento
- Rwst: Relación gas-agua en almacenamiento
- Rgmp: Relación de fase de gas condensado

La viscosidad y la densidad en condiciones de línea se presentan a condiciones de línea en la pantalla “Meternig” y estos valores son los usados en el modelo de interpretación.

#### **4.2.18 Cálculos de las atenuaciones másicas**

Para calcular las atenuaciones teóricas de masa para cualquiera de los tres fluidos presione el botón “Mass attenuations” del fluido. En el cuadro de diálogo el operador debe confirmar el tamaño del venturi seleccionado y la densidad para efectuar el cálculo. Las atenuaciones de masa serán calculadas y presentadas en la ventana “PVT”.

#### **4.2.19 Modelo PVT Black oil**

Para usar este modelo seleccione “Black oil” del combo box “PVT Model”. Las condiciones estándar se refieren a:

- Presión: 101325 Pa
- Temperatura: 15.56°C

Las densidades para petróleo y agua y las viscosidades pueden ser medidas a cualquier temperatura. La aplicación se encarga de transformarlas a condiciones estándar. La viscosidad del líquido es función de la relación agua-líquido (WLR). En el punto de inversión el elemento continuo pasa a ser el petróleo o viceversa. La banda de transición

---

asegura una transición suave entre las dos fases distribuidas homogéneamente alrededor del punto de inversión como se observa en la figura F.3

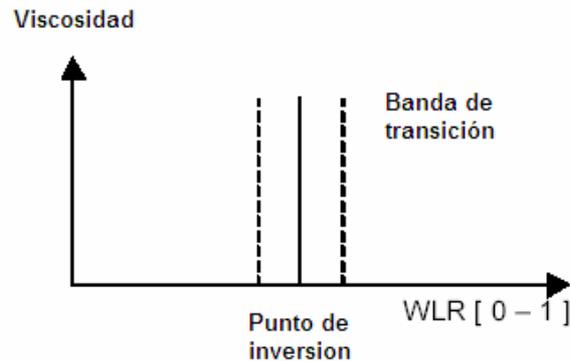


Figura F. 3 Viscosidad del líquido

#### 4.2.20 Modelo PVT para el cliente

Seleccione “Client PVT” del combo box “PVT model”. Para ingresar los datos presione el botón “PVT Client”, con ello se abrirá un cuadro de diálogo del modelo PVT. En la tabla, el usuario debe ingresar los siguientes parámetros:

1. Densidad de petróleo
2. Densidad de agua
3. Densidad de gas
4. Factor volumétrico de petróleo ( $B_o$ )
5. Factor volumétrico de agua ( $B_w$ )
6. Factor volumétrico de gas ( $B_g$ )
7. Factor de desviación  $Z$
8. Relación gas-petróleo en almacenamiento,  $R_{st}$
9. Relación gas-agua en almacenamiento,  $R_{wst}$
10.  $R_{gmp}$ : Relación de fase de gas condensado,  $rgmp$
11. Viscosidad de líquido

Adicionalmente a los valores PVT, el cuadro de diálogo contiene campos para validar rangos (presión, temperatura y WLR) así como densidades de referencia para petróleo, agua y gas.

#### 4.2.21 Modo de monitoreo permanente

En algunas instalaciones Service Computer se configura para una obtención continua de los datos calculados. Para ello se debe escoger la carpeta en la que se desea que se almacenen los datos, como se muestra en la figura F.4. En esta carpeta se almacenan los siguientes archivos:

- Archivo de configuración
- Archivo de registro con datos calculados
- Archivo de registro con datos nucleares (sesión de medición y de referencia)
- Archivo de registro con datos transmitidos (sesión de medición y de referencia)
- Archivo de eventos
- Archivo de alarmas

Define PW logging

Destination

Raw data (binary log files)  
 Log all raw data

Calculated data (ASCII file)

<input checked="" type="checkbox"/> Vol flow rates at line conditions	<input checked="" type="checkbox"/> Mass flow rates
<input checked="" type="checkbox"/> Vol flow rates at standard conditions	<input checked="" type="checkbox"/> Nuclear counts
<input checked="" type="checkbox"/> Fractions at line conditions	<input checked="" type="checkbox"/> PVT model outputs
<input checked="" type="checkbox"/> Fractions at standard conditions	<input checked="" type="checkbox"/> Configured transmitters

Output averaged values every  second(s)  Use revised output header format

Units for calculated data (ASCII file)

Vol flow, gas	<input type="text" value="m³/h"/>	Mass flow, gas	<input type="text" value="kg/s"/>	DPV	<input type="text" value="mbar"/>
Vol flow, liquid	<input type="text" value="m³/h"/>	Mass flow, liquid	<input type="text" value="kg/s"/>	Pressure	<input type="text" value="bara"/>
Vol flow, ratios	<input type="text" value="Sm³/Sm³"/>	Mass flow, total	<input type="text" value="kg/s"/>	Temperature	<input type="text" value="°C"/>

Figura F. 4 Ventana de registro de sesión

A continuación se detallan los archivos antes mencionados:

*Archivo de configuración del sistema (.cfn)*

Cada vez que se inicia un registro de una nueva sesión el archivo de configuración es almacenado en la carpeta escogida como destino.

*Archivo de registro (.log)*

Es un archivo ASCII que puede ser configurado con las opciones mostradas en la ilustración 5. El campo de ingreso “Output averaged values every XX seconds” determina cada que tiempo los valores calculados son almacenados en el disco. Los valores serán promediados si la selección es mayor a 10 segundos. Debe escogerse un valor múltiple de 10 y debe considerarse también que un valor inferior a 10 segundos es solo relevante para los transmisores y las cuentas nucleares puesto que tiene una tasa de muestreo superior.

*Archivo de eventos (.evn)*

Todas las acciones del operador que tienen repercusiones en las salidas del modelo de interpretación se registran en el archivo de eventos (listadas en la ventana de alarmas y eventos). En modo de monitoreo continuo es conveniente llevar un seguimiento de los comandos enviados a la DAFC.

*Archivo de alarmas (.alm)*

Si se detecta una alarma, esta se registra en el archivo de alarmas.

*Archivo de unidades crudas*

Es posible registrar unidades crudas en modo de monitoreo continuo (opción “Log all raw data”). En instalaciones submarinas, donde la tasa de transmisión en baudios es menor a 38400, el ancho de banda no es suficiente para registrar todos los datos en unidades crudas por lo que solo se dispone de datos calculados.

#### **4.2.22 Enlace MCM**

El enlace MCM es una opción para enviar datos a un sistema externo a través del puerto serial. Si esta activo, Service Computer envía un paquete de datos predeterminado cada 10 segundos al puerto COM configurado. El paquete de datos contiene lo siguiente:

- Presión de línea [Pa]
  - Temperatura de línea [°C]
  - Razón de flujo volumétrico de gas a condiciones estándar [m<sup>3</sup>/s]
  - Razón de flujo volumétrico de petróleo a condiciones estándar [m<sup>3</sup>/s]
-

- Razón de flujo volumétrico de agua a condiciones estándar [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]
- Razón de flujo volumétrico de gas a condiciones de línea [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]
- Razón de flujo volumétrico de petróleo a condiciones de línea [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]
- Razón de flujo volumétrico de agua a condiciones de línea [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]
- Razón de flujo volumétrico de gas a condiciones estándar acumulado [ $\text{Sm}^3$ ]
- Razón de flujo volumétrico de petróleo a condiciones estándar acumulado [ $\text{Sm}^3$ ]
- Razón de flujo volumétrico de agua a condiciones estándar acumulado [ $\text{Sm}^3$ ]

El enlace MCM se configura en “MCM link” del menú “Options”, como se muestra en la figura F.5

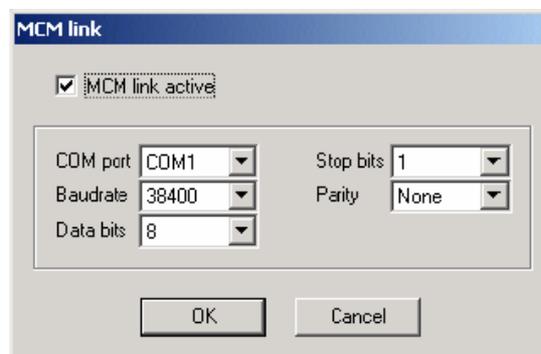


Figura F. 5 Cuadro de dialogo de MCM link

#### 4.2.23 Manejo de archivos y disco

Este manejo asegura que los archivos que se están registrando nunca duren más de 24 horas y que siempre haya espacio para estos archivos como se muestra en la figura F.6

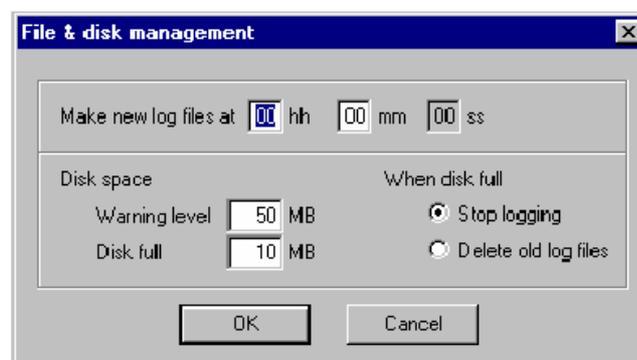


Figura F. 6 Manejo de archivos y disco

El campo de entrada “Make new log files at” permite al operador configurar en que tiempo los archivos de registros son cerrados y nuevos archivos generados. Esto se aplica para archivos tipo .log, .MNbin, .MTbin.

El espacio remanente en el disco es continuamente monitoreado y si es que es menor que un nivel de advertencia se despliega un cuadro de diálogo al operador.

Si es que el disco está lleno, se borran los archivos antiguos de registro o los registros se detienen.

---

## **Anexo G**

# **FUNCIONALIDAD DEL SERVICIO**

---

## FUNCIONALIDAD DEL SERVICIO <sup>(53)</sup>

La funcionalidad del servicio es proporcionada por las siguientes ventanas:

- Nuclear
- Espectral
- Diagnóstico
- HART
- Eventos y alarmas
- Servicio

### 1. Nuclear

El detector de rayos gamma usado en el MPFM es el “Smart Detector” de EMR Photoelectronics, para centralizar el espectro de energía, tiene dos parámetros de control, alto voltaje y voltaje offset. El rango operativo por defecto de estas variables va de -2400 a -1000 voltios y de -500 a +200 mV respectivamente.

La diferencia entre el alto voltaje seteado y medido debe ser menor a  $\pm 30$  voltios.

Las pantallas “Nuclear” y “Espectro” son dedicadas al detector gamma.

Los niveles de alarmas para cada medición pueden ser calibrados en la pantalla de “Parámetros”, excepto por la temperatura de cristal que se debe poner a  $\pm 5^{\circ}\text{C}$  para estabilización.

En la pantalla de visualización nuclear se muestran cinco indicadores de diagnóstico:

- No source detected: número de cuentas detectadas en energías 32 y 81 keV
- No 32 keV peak: número de picos detectados en energía de 32keV que indica la presencia de material muy absorbente en el tubo o que los picos no están bien posicionados.
- No 32 keV peak: número de picos detectados en energía 32keV, indica que los picos no están bien posicionados
- High voltaje out o fringe: alto voltaje fuera del rango (1000-2400 V)
- Offset voltage out of range: voltaje de offset fuera de rango (-500+200 mV)

## 2. Temperatura de estabilización

Una de las características esenciales del “Samart Detector” es que tiene una temperatura de estabilización. La intención de esto es asegurar estabilidad en las condiciones de operación y por lo tanto obtener resultados estables en las mediciones. Consecuentemente una regla general de operación será establecer la temperatura de operación a un valor mayor que el máximo de temperatura ambiente esperado en la cámara del detector gamma. Por lo tanto puede tomar algún tiempo hasta que la temperatura se estabilice.

Esta temperatura se puede cambiar en la pantalla “Nuclear”, donde se establece la temperatura requerida y se presiona el botón “Set Stabilisation Temperature”.

El alto voltaje del detector también se puede establecer manualmente mediante la opción “Set High Voltage” en caso de que el detector no se pueda estabilizar adecuadamente.

Una búsqueda de picos es útil si el detector está inestable, presione el botón “Peak Search” para iniciar.

## 3. Espectros

Los espectros generados en esta ventana no son 100% exactos, pero dan una buena aproximación de la forma y el número de cuentas nucleares por segundo [cps]

## 4. Espectro de alto voltaje

El detector gamma genera un espectro nuclear cambiando el alto voltaje. Esto se presenta de dos maneras, cuentas por segundo en función de la energía cps(keV) o en función del voltaje cps(Volt) . Esto se muestra en la figura G.1

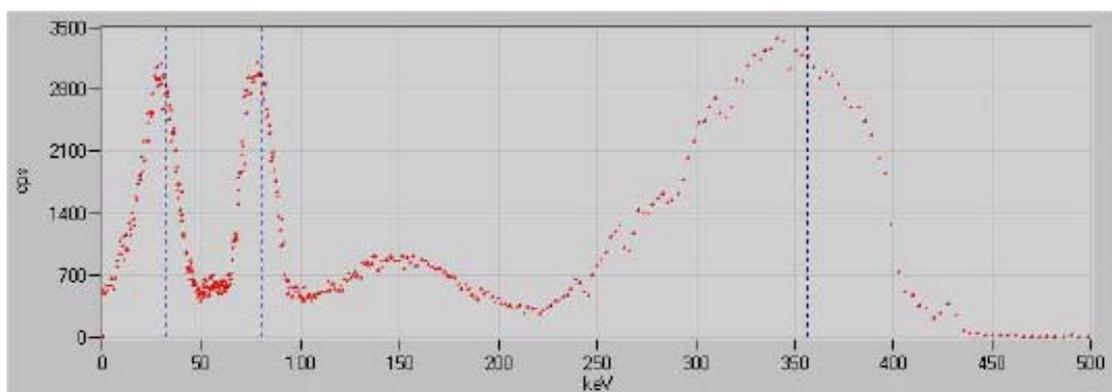
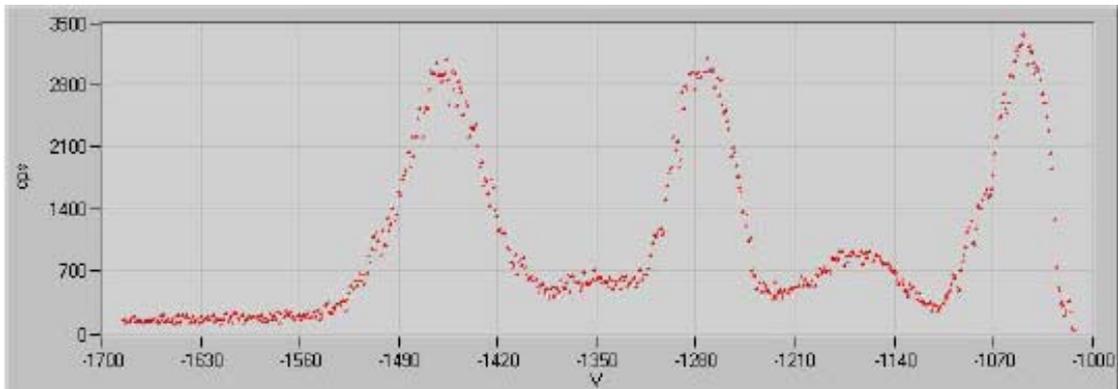


Figura G. 1 Espectro de energía de alto voltaje cps(keV)

Note que las tres líneas azules indican los picos de energía a 32, 81 y 356 keV. El espectro se establece en los dos primeros picos, como se observa en la figura G.2. El tercero no está propiamente establecido.

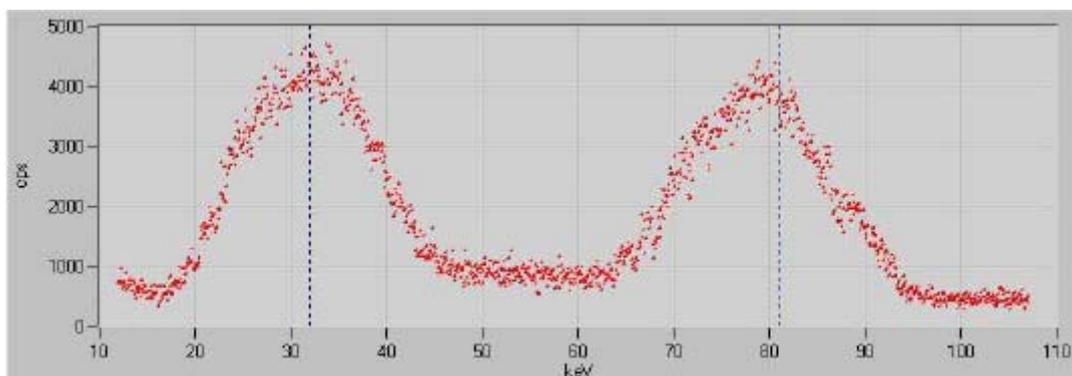


**Figura G. 2 Espectro de energía de alto voltaje cps(Volt)**

El segundo pico en el espectro de cps(Volt) corresponde a la energía de 81 keV. Estos valores picos deben estar dentro de un rango de  $\pm 30$  voltios comparados con el valor de la pantalla “Nuclear”.

### 5. Espectro de voltaje de Offset

Moviendo el voltaje de Offset de control es posible generar un espectro de Offset. Este espectro solo presenta picos de 32 y 81 keV de energía, representados con líneas azules en la figura G.3.



**Figura G. 3 Espectro de energía de voltaje de Offset**

Debido a los diferentes algoritmos usados para generar el espectro de alto voltaje y de voltaje de offset, el nivel de los picos puede variar.

### **5.1 Almacenamiento del espectro**

Este espectro puede ser almacenado presionando el botón “Save HV Spaetrum” u “Save Offset”.

## **6. Parámetros**

El ServiceComputer ofrece alarmas de todas las mediciones esenciales relacionadas con la DAFC, los transmisores y el detector gamma. La ventana de parámetros muestra todos los límites de alarmas altos y bajos.

## **7. Alarmas y eventos**

La pantalla de alarmas y eventos despliega todas las alarmas y eventos del sistema en orden de aparición. Algo importante del diseño de esta ventana es que si una alarma o evento ha sido activado, el usuario debe tener conocimiento de ello. Para lograr esto, todas las alarmas tienen latch en la DAFC. La consecuencia de esto es que el operador tiene que resetear las alarmas antes de abandonar el estado de la alarma, presionando el botón “Reset alarms”. Las alarmas serán registradas cuando se activen y se desactiven. Todas las alarmas y los eventos generados por el sistema son registrados por el archivo de registro de estado. La extensión del archivo de registro de las alarmas es .alm y de los eventos es .evn.

## **8. Diagnóstico**

Uno de los objetivos del diseño del MPFM es obtener un autodiagnóstico continuo. Los parámetros de diagnóstico que tiene la DAFC se despliegan en la ventana “Diagnostic”.

- Voltaje de entrada: voltaje de alimentación del MPFM, medido a la entrada del DAFC.
-

- Alimentador de transmisores: fuente aislada de 12 voltios dedicada a los transmisores.
- Alimentación interna de  $\pm 12, +5$ : voltajes generados internamente para alimentación de las tarjetas electrónicas de la DAFC y el detector gamma.
- Temperatura DAFC: temperatura interna del DAFC

## 9. Mediciones HART

En la pantalla “Diagnostic” hasta 8 mediciones HART son desplegadas, esto incluye el vénturi DP (DPV), presión de línea (PL), temperatura de línea (TL), y temperatura ambiente (TAMB). Durante la instalación, la DAFC revisa todos los canales de entrada para la presencia de transmisores, si se detecta alguna discrepancia el sistema generará una alarma en la lista “Alarm/Status”. El botón “Update Status” despliega la configuración actual de los transmisores y su estado. Todas las alarmas de los transmisores HART están con match en la DAFC lo que implica que un comando de “Reset” debe ser enviado de la pantalla “Alarm/Status” para reiniciar el estado del latch en la DAFC.

Si la dirección o canal de un transmisor es cambiada, la DAFC debe ser reiniciada para permitir un reinicio completo del sistema. Lo mismo ocurre si un transmisor no es detectado durante la instalación. Los significados de los indicadores de diagnóstico son los siguientes.

Indicadores rojos, alarmas:

- CA (Common Alarm); se activa cuando una o más alarmas del sistema están activas.
  - PND (Present, No Defined); un transmisor que no es parte del sistema ha sido detectado.
  - RT (Response Timeout); el transmisor ha fallado en responder tres peticiones consecutivas de datos. Puede ser causado por ruido eléctrico, fallas en el cableado o fallas en los transmisores.
  - HA (High Alarm); el nivel alto de la alarma ha sido violado
-

- LA (Low Alarm); el nivel bajo de la alarma ha sido violado

Indicadores verdes, estado

- AC (Allocated); el transmisor es parte de la configuración del sistema
- BM (Burst Mode); el indicador está en este modo cuando continuamente envía sus valores procesados.

## 10. Estadísticas de enlace Modbus

En la pantalla de diagnóstico hay un contador que muestra el número de retransmisiones de la interfaz serial de Modbus a la DAFC. Este número debe ser cercano a cero, inclusive después de un largo tiempo de operación. La opción “Log retransmissions” controla si una retransmisión de Modbus está listada en “Alarm Log” o no.

### 10.1 Service

La ventana “Service” tiene una opción para transmitir archivos entre ServiceComputer y la DAFC así como una opción para ejecutar comandos del sistema operativo QNX en la DAFC. El cambio de archivos en la DAFC puede influir en el funcionamiento del MPFM.

### 10.2 Transferencia de archivos.

Escribir archivos a la DAFC puede cambiar permanentemente la configuración del sistema, en el peor de los casos la DAFC puede salir de operación. Los archivos pueden ser enviados de la DAFC al ServiceComputer o viceversa. Escoja el archivo “SC file” en el ServiceComputer y seleccione el archivo “DAFC file”. Luego escoja la opción “Download (SC > DAFC)” o “Upload (DAFC > SC)”. El sistema de archivos en QNX usa “/” y no “\” para escribir la ruta del archivo como cualquier plataforma de Microsoft.

Un ejemplo del uso de la consola de comando QNX es:

- Escriba el comando QNX: cat/restart.log
-

- Escoja la opción “Display response” y presione el botón “Send”.
- La respuesta llegará después de algún tiempo (dependiendo de la tasa de transmisión en baudios).

### 10.3 Mensajes de error, estado y eventos

#### 10.3.1 Eventos

A continuación se muestran la listas de eventos generadas en el ServiceComputer:

1. "Empty pipe reference Air, temperature [°C]"
  2. "Empty pipe reference N2, temperature [°C]"
  3. "Oil reference, temperature [°C]"
  4. "Water reference, temperature [°C]"
  5. "Gas reference, temperature [°C]"
  6. "DP hydrostatic offset [mbar]"
  7. "Mass attenuation oil - operator input selected"
  8. "Mass attenuation oil - reference point selected"
  9. "Mass attenuation oil - low energy [m<sup>2</sup>/kg]"
  10. "Mass attenuation oil - high energy [m<sup>2</sup>/kg]"
  11. "Mass attenuation oil - 356 [m<sup>2</sup>/kg]"
  12. "Mass attenuation water - operator input selected"
  13. "Mass attenuation water - reference point selected"
  14. "Mass attenuation water - low energy [m<sup>2</sup>/kg]"
  15. "Mass attenuation water - high energy [m<sup>2</sup>/kg]"
  16. "Mass attenuation water - 356 [m<sup>2</sup>/kg]"
  17. "Mass attenuation gas - operator input selected"
  18. "Mass attenuation gas - reference point selected"
  19. "Mass attenuation gas - low energy [m<sup>2</sup>/kg]"
  20. "Mass attenuation gas - high energy [m<sup>2</sup>/kg]"
  21. "Mass attenuation gas - 356 [m<sup>2</sup>/kg]"
  22. "Oil - dead oil selected"
  23. "Oil - live oil selected"
  24. "Oil - PE selected"
  25. "Oil - boron carbide selected"
  26. "Oil - density @ SC [kg/m<sup>3</sup>]"
-

- 
27. "Oil - viscosity @ SC [Pa·s]"
  28. "Water - dead water selected"
  29. "Water - live water selected"
  30. "Water - PES selected"
  31. "Water - PVDF selected"
  32. "Water - density @ SC [kg/m<sup>3</sup>]"
  33. "Gas - air selected"
  34. "Gas - N2 selected"
  35. "Gas - natural gas selected"
  36. "Gas - density @ SC [kg/m<sup>3</sup>]"
  37. "Gas - mole fraction of CH<sub>4</sub>"
  38. "Gas - mole fraction of C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>"
  39. "Gas - mole fraction of C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>"
  40. "Gas - mole fraction of C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>"
  41. "Gas - mole fraction of C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>"
  42. "Gas - mole fraction of C<sub>6</sub>H<sub>14</sub>"
  43. "Gas - mole fraction of C<sub>7</sub>H<sub>16</sub>"
  44. "Gas - mole fraction of C<sub>8</sub>H<sub>18</sub>"
  45. "Gas - mole fraction of C<sub>9</sub>+"
  46. "Gas - mole fraction of CO<sub>2</sub>"
  47. "Gas - mole fraction of H<sub>2</sub>S"
  48. "Gas - mole fraction of N<sub>2</sub>"
  49. "Oil - mass fraction of C<sub>6</sub>H<sub>12</sub>"
  50. "Oil - mass fraction of S"
  51. "Viscosity - inversion point [1]"
  52. "Viscosity - transition band [1]"
  53. "PVT - black oil model selected"
  54. "PVT - client PVT model selected"
  55. "PVT - blades option selected"
  56. "Stabilisation temperature [°C]"
  57. "Pipe diameter - D [m]"
  58. "Throat diameter - d [m]"
  59. "Distance DP ports [m]"
  60. "DAFC time and date"
-

### 10.3.2 Mensajes de alarma y estado

La siguiente lista muestra los mensajes de estado, que pueden ser desplegados en “Alarm Log” en la ventana de alarmas y eventos:

1. “Reset alarms”
2. "Modbus connection established"
3. "Modbus connection closed"
4. "Data acquisition failed"
5. "Modbus retransmission"
6. "DAFC softboot"
7. "Download of configuration failed"
8. "Gamma detector Peak Search failed"
9. "Gamma detector cmd not allowed, busy"
10. "Gamma detector Set Temperature failed"
11. "Gamma detector Set HV failed"
12. "Spectrum generation failed"
13. "CRC Failure detected"
14. " One packet of data (1 sec) lost"
15. "File download failed"
16. "File upload failed"
17. "QNX console command failed"
18. "HART configuration updating failed"
19. "HART : Undefined error occurred"
20. "HART : Rx buffer overflow"
21. "HART : Reserved communication error"
22. "HART : Checksum error"
23. "HART : Framing error"
24. "HART : Overrun error"
25. "HART : Parity error"

Los mensajes de alarma que son registrados pueden ser divididos en dos grupos: los que son resultado de la palabra de alarma recogidos por la DAFC durante la adquisición de

---

datos y aquellos recogidos por el ServiceComputer al comparar los valores de los transmisores con sus niveles de alarmas.

## 11. Sistema de alarmas de la DAFC

La DAFC puede estar en uno o más de los siguientes estados de alarmas:

- "HAM board failure (PC 104 I/O-card)": el módulo HART y analógico reporta una falla que puede ser crítica.
- "Failed to read '.CNF' ": la DAFC falló al leer la configuración del sistema en el inicio. En el peor de los casos el disco tiene una falla y el sistema puede fallar. En el mejor de los casos el archivo deberá ser recargado en el sistema. Esto solo afectará al sistema en instalaciones donde hay una interfaz con un sistema de control de procesos PCS.
- "COM port failure COM 1/COM C": la DAFC falló al abrir el puerto COM.
- "COM port failure COM 2/COM D - Gamma Detector": la DAFC falló al abrir el puerto COM.
- "COM port failure COM 3/COM A - Modbus 1": la DAFC falló al abrir el puerto COM.
- "COM port failure COM 4/COM B - Modbus 2": la DAFC falló al abrir el puerto COM.
- "Numerical Error nuclear linealization model": una operación matemática fallida estuvo a punto de ser realizada, pudo ser ocasionada por una mala referencia en vacío o una falla en el detector gamma.
- "Numerical Error interpretation model": ": una operación matemática fallida estuvo a punto de ser ejecutada, , pudo ser ocasionada por una mala referencia en vacío, configuración de PVT (operación fuera del triángulo) o un transmisor defectuoso.

## 12. Mensajes

La aplicación SC tiene algunos mensajes que requieren explicación, a continuación se presentan algunos de ellos:

- "Unable to connect to DAFC on COM# !": el driver no puede establecer una conexión Modbus con la DAFC a través del puerto.
-

- “Unable to open COM# !”: el puerto COM # en la computadora de servicio está ocupado.
  - “Unable to perform initialisation of system!”: fallo el inicio del sistema, el driver no recibe respuesta de peticiones de datos al tratar de cargar la configuración de datos a la DAFC. Una indicación de la falla aparecerá por separado como un mensaje de error de Modbus.
  - “Data acquisition failed! System disconnected”: se han alcanzado los timeouts de configuración del enlace Modbus.
-

## **Anexo H**

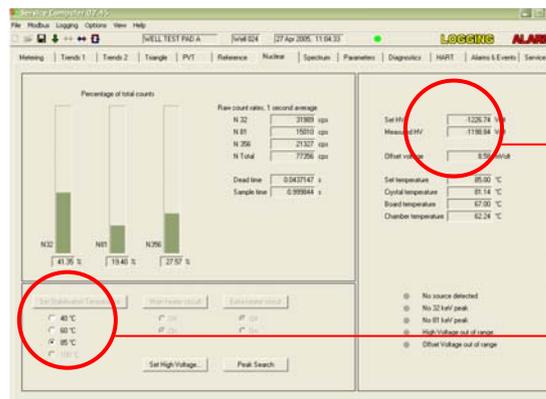
# **GUIA DE PROCEDIMIENTOS PARA TOMA DE REFERENCIAS EN VACÍO Y CON FLUIDO**

---

<p>Manual Procedimientos Mantenimiento</p> <p style="text-align: center;"><b>TITULO</b></p>	<p>PROCEDIMIENTO PARA: CALIBRACIÓN EN VACÍO Y CON FLUIDO DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO.</p>		
<p><b>REFERENCIA EN VACÍO</b></p>			
<p>ANTECEDENTES:</p>			
<p>La correcta detección de fases en el medidor multifásico depende de una medida de referencias cuando el tubo esta libre de fluidos y gas a presión atmosférica. A este procedimiento se lo denomina calibración en vacío.</p>			
<p>El detector recibe fotones de la fuente radioactiva, los cuales atraviesan la garganta vacía y son contados en términos de cuentas por segundo en tres niveles diferentes de energía LE (32Kev), ME (81Kev), HE (356Kev).</p>			
<p>Esta calibración es esencial en el funcionamiento del medidor, ya que cualquier punto de referencia del fluido y los flujos calculados son función de la cuenta en vacío obtenida en este proceso.</p>			
<p>PUNTOS IMPORTANTES:</p>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nunca se debe realizar una calibración sin la seguridad que el medidor se encuentra despresurizado y aislado apropiadamente.</li> <li>• Nunca se debe colocar las manos en frente del haz de radiación dentro de la garganta del vénturi.</li> <li>• Para realizar una calibración en vacío se debe asegurar que las ventanas cerámicas de la garganta del tubo vénturi se encuentran limpias y secas.</li> <li>• La calibración en vacío debe ser realizada con aire a presión atmosférica en la garganta del vénturi</li> </ul>			
<p>EQUIPO</p>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Equipo de limpieza.</li> <li>• Servidor de computadora.</li> <li>• Equipo de protección personal.</li> </ul>			
<p><b>COLABORACION DE:</b> Francisco Garcés Fernando Ruales</p>	<p><b>REVISION:</b></p>	<p><b>FECHA:</b></p>	<p><b>APROBADO POR:</b></p>

<p>Manual Procedimientos Mantenimiento</p> <p style="text-align: center;"><b>TITULO</b></p>	<p>PROCEDIMIENTO PARA: CALIBRACIÓN EN VACÍO Y CON FLUIDO DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO.</p>		
<p><b>PROCEDIMIENTO</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Abrir el permiso de trabajo respectivo.</li> <li>2. Solicitar el equipo de medición (DOSIMETRO) al personal de HES.</li> <li>3. Verificar que el dosímetro tenga carátula de calibración y se encuentre avalado por la Comisión de Energía Atómica del Ecuador.</li> <li>4. Coordinar con el operador de campo y el ayudante del Pad de la actividad que se va a realizar.</li> <li>5. El medidor debe ser aislado con sus respectivos aislamientos mecánicos.</li> <li>6. Esperar un tiempo prudente para que el medidor se enfríe (temperatura &lt; 40°C).</li> <li>7. Despresurice la línea del medidor evacuando el fluido a través a través de su drenaje. Asegúrese que la presión de línea en el medidor se encuentra bajando progresivamente.</li> <li>8. Una vez que la línea se encuentra completamente despresurizada destape la brida ciega que se encuentra por encima del medidor. Es necesario que se tenga mucho cuidado en la realización del trabajo para evitar que cualquier pieza o herramienta caiga dentro de la tubería de prueba.</li> <li>9. Limpie las ventanas cerámicas de la garganta del vénturi. Es muy importante que las ventanas se encuentren completamente limpias y secas para seguir con los siguientes pasos.</li> <li>10. Tapar la tubería evitando que algún objeto pudiese caer dentro de ella.</li> <li>11. Acceda el Service Computer del medidor multifásico y asegúrese que la temperatura del detector de rayos gamma sea definida. (Registre la temperatura del pozo en la cabeza y seleccione un valor aproximado en las opciones “set stabilisation temperature”, dentro de viñeta “Nuclear”.</li> <li>12. Compruebe que la diferencia entre “set HV” y “measured HV” sea menor a +- 30% y la diferencia entre la temperatura seteada y la del cristal no mayor a +- 5°C.</li> </ol>			
<p><b>COLABORACION DE:</b> Francisco Garcés Fernando Ruales</p>	<p><b>REVISION:</b></p>	<p><b>FECHA:</b></p>	<p><b>APROBADO POR:</b></p>

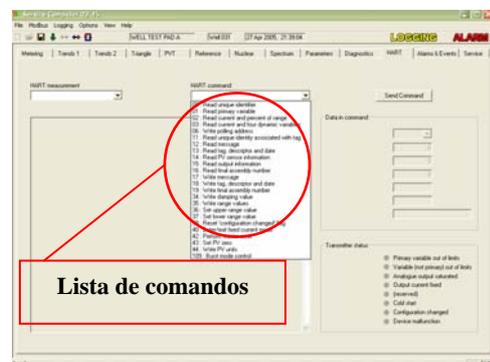
TITULO



PASO 12

PASO 11

13. Defina el tipo de su unidad en la opción “Logging” en la barra de herramientas, seleccione “Define PW logging”.
14. Cargue la configuración del pozo que va a ser calibrado. Haga clic en File y seleccione “well profile number”, ingrese la identificación del pozo.
15. Es recomendado almacenar la configuración que va a ser reemplazada, para ello ingrese a la función “File” en la barra de herramientas, y seleccione “save as”. Defina un nombre para el archivo y una extensión donde será guardado. El archivo es de tipo xxx.cnf y posee toda la configuración del medidor para ese pozo.
16. Los sensores HART deben ser encerrados para lo cual debe acceder a la viñeta de HART, selecciones el sensor de presión diferencial (DPV), en la lista de opciones de los comandos de HART seleccione el comando 43(set PV zero) y envíe el comando con “send command”. De igual forma hágalo para la presión de línea (PL).



COLABORACION DE:  
Francisco Garcés  
Fernando Ruales

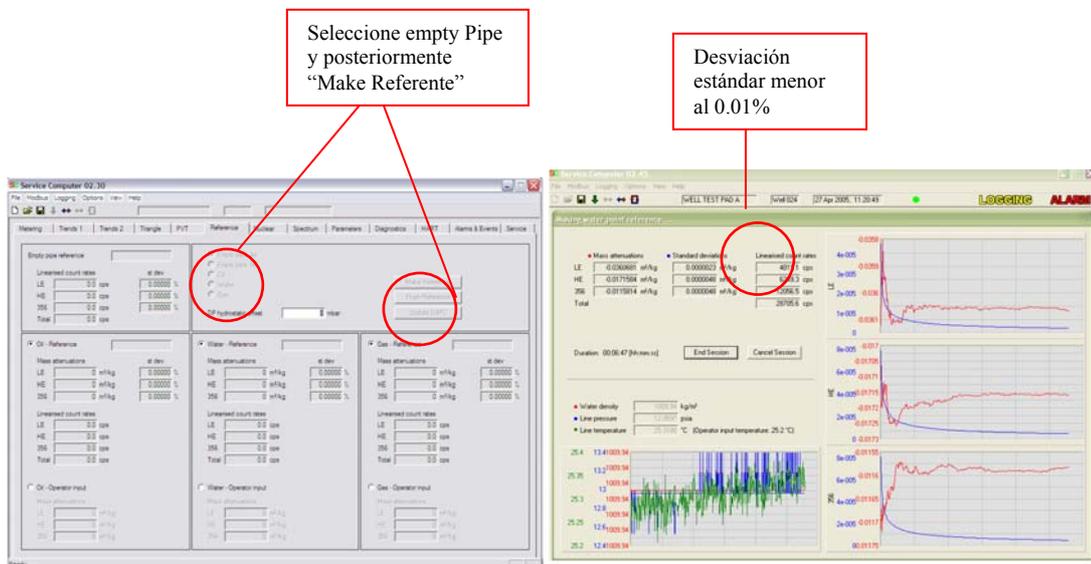
REVISION:

FECHA:

APROBADO POR:

TITULO

17. Asegúrese que el “Service Computer” del medidor multifásico se encuentra configurado para presentar la información de temperatura en °C, densidad en Kgr/m<sup>3</sup> y presión en bara. Para configurar este tipo de unidades diríjase al menú “Options”.
18. Diríjase a la viñeta de referencia “Reference”. Aparecerá cuadros con las cuentas para los tres diferentes niveles de energía y sus atenuaciones respectivas. Seleccione la opción “Empty pipe , Air” y posteriormente “Make Reference ”.
19. Una vez que la desviación estándar este alrededor del 0.01% del número de cuentas, se debe resumir la calibración presionando el botón “End Session”, y luego si para actualizar los cambios a la DAFC. El proceso toma alrededor de tres horas, mientras más tiempo tome el proceso de referencia mayor será la confiabilidad de la calibración.



**COLABORACION DE:**  
Francisco Garcés  
Fernando Ruales

**REVISION:**

**FECHA:**

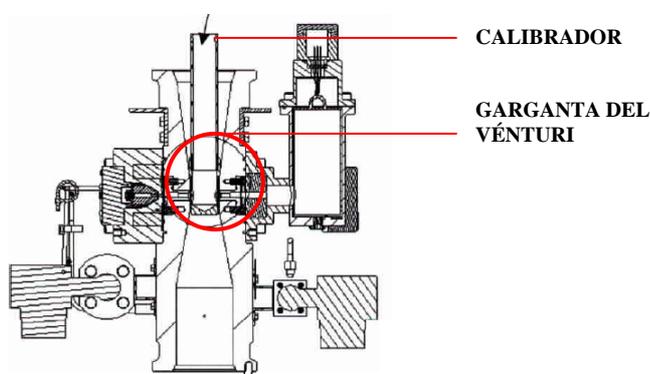
**APROBADO POR:**

<p>Manual Procedimientos Mantenimiento</p> <p style="text-align: center;"><b>TITULO</b></p>	<p>PROCEDIMIENTO PARA: CALIBRACIÓN EN VACÍO Y CON FLUIDO DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO.</p>		
<p><b>REFERENCIA DE FLUIDO</b></p> <p><b>ANTECEDENTES</b></p> <p>Para referenciar el medidor se requiere información detallada sobre la densidad de agua y factores de atenuación.</p> <p>Se dispone de una herramienta de calibración de bajo costo, desarrollada para este propósito. Esta herramienta permite colocar la muestra de cada fase en frente del haz colimado para medir la atenuación másica de los fluidos.</p> <p><b>PUNTOS IMPORTANTES:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nunca se debe realizar una calibración sin la seguridad que el medidor se encuentra despresurizado y aislado apropiadamente.</li> <li>• Nunca se debe colocar las manos en frente del haz de radiación dentro de la garganta del vénturi.</li> <li>• El volumen de la muestra que debe ser colocado en el calibrador es mayor a 70cc.</li> <li>• Para una correcta referencia de fluidos, es de extrema importancia que las muestras introducidas en el calibrador sean lo mas puras posibles.</li> </ul> <p><b>EQUIPO</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Una herramienta de calibración para un medidor con una garganta de 52mm, empaques “O ring”.</li> <li>• Equipo de limpieza.</li> <li>• “Service Computer”</li> <li>• Equipo de laboratorio para determinar densidad de agua y petróleo, y la viscosidad de petróleo.</li> <li>• Equipo de protección personal.</li> </ul>			
<p><b>COLABORACION DE:</b> Francisco Garcés Fernando Ruales</p>	<p><b>REVISION:</b></p>	<p><b>FECHA:</b></p>	<p><b>APROBADO POR:</b></p>

<p>Manual Procedimientos Mantenimiento</p> <p style="text-align: center;"><b>TITULO</b></p>	<p>PROCEDIMIENTO PARA: CALIBRACIÓN EN VACÍO Y CON FLUIDO DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO.</p>		
<p><b>OBJETIVO</b></p> <p>Determinar el factor de atenuación para los tres niveles de energía de la fuente de Bario, para agua y petróleo.</p> <p><b>PROCEDIMIENTO</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tome muestras en la cabeza del pozo a ser analizado. Identifíquelas con su nombre para evitar confusiones.</li> <li>2. Determine la densidad y la temperatura a la que se hizo la medida de agua y petróleo, adicionalmente la viscosidad del petróleo. Existen varios métodos para obtener esta información, se aconseja el uso de un densímetro y un viscosímetro. Es de suma importancia recalcar que las muestras que se analizan deben ser lo mas puras posibles para que las referencias de las fases sean tomas correctamente.</li> <li>3. Asegúrese que la temperatura del detector de rayos gamma sea definida. (Registre la temperatura del pozo en la cabeza y seleccione un valor aproximado en las opciones “set stabilisation temperature”), dentro de viñeta “Nuclear”.</li> <li>4. Compruebe que la diferencia entre “set HV” y “measured HV” sea menor a +- 30% y la temperatura del cristal no sea deferente entre un +- 5°C de la temperatura seteada.</li> <li>5. Asegúrese que las ventanas cerámicas del medidor multifásico se encuentran perfectamente limpias y secas.</li> <li>6. Prepare el calibrador, este debe estar perfectamente limpio. Se debe colocar un empaque “O Ring” en su extremo inferior y recubrirlo con teflón. NO se debe engrasar ni lubricar el empaque ya que se podría manchar las ventanas y obtener mediciones erróneas.</li> <li>7. Asegúrese que el “Service Computer” del medidor multifásico se encuentra configurado para presentar la información de temperatura en °C, densidad en Kgr/m<sup>3</sup> y presión en bar. Para configurar este tipo de unidades diríjase al menú “Options”.</li> </ol>			
<p><b>COLABORACION DE:</b> Francisco Garcés Fernando Ruales</p>	<p><b>REVISION:</b></p>	<p><b>FECHA:</b></p>	<p><b>APROBADO POR:</b></p>

## TITULO

8. Diríjase a la viñeta “Nuclear” y obtenga el valor de las cuentas totales del receptor de fotones.
9. Introduzca el calibrador. En su parte superior posee dos agujeros que están alineados con los agujeros en su otro extremo, y a su vez estos deben estar alineados con las ventanas cerámicas. Una vez que se encuentran alineados presione el calibrador hasta que su base se asiente en el extremo inferior de la garganta.



10. Diríjase nuevamente a la viñeta “Nuclear” y compruebe que el valor de cuentas totales sigue siendo el mismo. Si hay cambios esto significa que el calibrador o algún elemento está obstruyendo las ventanas. Retire el calibrador y ubíquelo nuevamente para que las ventanas queden alineadas con los agujeros del calibrador o retire cualquier objeto de las ventanas.
11. Introduzca la muestra en el calibrador. El volumen mínimo es de 70cc en una garganta de 52mm.
12. Por cuestión de facilidad de limpieza se recomienda comenzar a referencia el medidor con la muestra de agua. Diríjase a la viñeta PVT y en el cuadro de selección “model” escoja “dead water”
13. Ingrese los valores de densidad de densidad del agua y la temperatura a la que fue determinada.
14. haga clic sobre “Download DAFC” para que los cambios sean ingresados a la computadora del medidor.

COLABORACION DE:

Francisco Garcés  
Fernando Ruales

REVISION:

FECHA:

APROBADO POR:

TITULO

15. En la viñeta “metering” obtenga la temperatura de línea.
16. Diríjase a la viñeta de referencia “Reference”. Aparecerá cuadros con las cuentas para los tres diferentes niveles de energía y sus atenuaciones respectivas. Seleccione la opción “water”.
17. En la ventana anterior asegúrese que el botón de radio esta seleccionando “Water-Reference” y NO “water-operator input”, posteriormente seleccione “Make Reference”. Aparecerá una ventana confirmando la densidad del agua, y posteriormente otra que le pedirá la temperatura. Ingrese la temperatura de línea obtenida en la ventana “metering”.
18. Una vez que la desviación estándar este alrededor del 0.03% de las atenuaciones de masa en alta media y baja energía, se debe resumir la calibración presionando el botón “End Session”, y luego si para actualizar los cambios a la DAFC. El proceso toma alrededor de una hora.
19. Para realizar las pruebas de los pozos en la ventana PVT el modelo “dead water” debe ser cambiado por “live water”, y cargado a la DAFC para que las mediciones sean correctas.
20. Para la referencia del petróleo se deben repetir los puntos anteriores a partir del punto 3.

Selección del modelo dead oil

Desviación estándar menor al 0.03%



COLABORACION DE:

Francisco Garcés  
Fernando Ruales

REVISION:

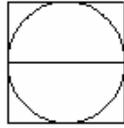
FECHA:

APROBADO POR:

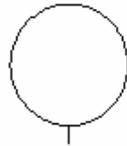
## **Anexo I**

### **SIMBOLOGÍA**

## SIMBOLOGÍA GENERAL:



Elemento accesible normalmente al operador  
indicador / controlador / registrador o punto  
de alarma



Instrumento ubicado localmente.



Cálculo o acondicionamiento de señal

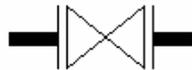


Medidor Multifásico

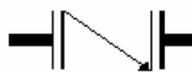


Señal Neumática

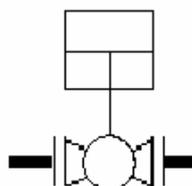
## SIMBOLOGÍA PARA VÁLVULAS DE CONTROL



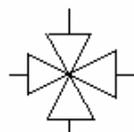
Globo, compuerta u otra



Válvula Check



Válvula reguladora de acción simple



Válvula de 4 vías

## INDICE DE TABLAS

Tabla 4. 1 Especificaciones generales DAFC .....	57
Tabla 4. 2 Especificaciones del transmisor diferencial de presión.....	57
Tabla 4. 3 Especificaciones del transmisor de presión.....	58
Tabla 4. 4 Especificaciones del transmisor de temperatura.....	59
Tabla 4. 5 Dependencia del factor de atenuación.....	62
Tabla 4. 6 Tipos de datos representados en Modbus.....	71
Tabla 4. 7 Registros Modbus de fecha y hora .....	71
Tabla 4. 8 Secuencia de petición del maestro.....	71
Tabla 4. 9 Secuencia de respuesta del esclavo .....	72
Tabla 4. 10 Secuencia de petición del maestro.....	72
Tabla 4. 11 Secuencia de respuesta del esclavo .....	72
Tabla 4. 12 Parámetros de salida del medidor de flujo .....	73
Tabla 4. 13 Alarmas del registro 35001 .....	74
Tabla 4. 14 Secuencia de petición del maestro.....	74
Tabla 4. 15 Secuencia de respuesta del esclavo .....	75
Tabla 4. 16 Secuencia de petición del maestro.....	75
Tabla 4. 17 Secuencia de respuesta del esclavo .....	76
Tabla 4. 18 Reset de valores acumulados.....	76
Tabla 4. 19 Secuencia de petición del maestro.....	76
Tabla 4. 20 Secuencia de respuesta del esclavo .....	77
Tabla 4. 21 Establecer perfiles de pozos .....	77
Tabla 4. 22 Secuencia de petición del maestro.....	78
Tabla 4. 23 Secuencia de respuesta del esclavo .....	78
Tabla 4. 24 Secuencia de petición del maestro.....	78
Tabla 4. 25 Secuencia de respuesta del esclavo .....	78
Tabla 4. 26 Defalut Modbus.cfn.....	79
Tabla 5. 1 Parámetros de monitoreo del panel de superficie.....	86
Tabla 5. 2 Salidas estándar .....	87
Tabla 5. 3 Entradas estándar.....	88
Tabla 5. 4 Salidas analógicas.....	90
Tabla 5. 5 Posición del interruptor .....	91
Tabla 5. 6 Posición del interruptor .....	94
Tabla 5. 7 Menú de configuración.....	99
Tabla 5. 8 Menú de parámetros .....	100
Tabla 5. 9 Entradas analógicas .....	101
Tabla 5. 10 Salidas analógicas.....	101
Tabla 5. 11 Configuración del panel .....	102
Tabla 5. 12 Leds indicadores de estado.....	103
Tabla 5. 13 Códigos de función utilizados .....	104
Tabla 5. 14 Direcciones de registros .....	105

---

Tabla 5. 15 Conexión MODBUS 485 .....	106
Tabla 5. 16 Medición de parámetros .....	107
Tabla 5. 17 Registros de valores de configuración.....	108
Tabla 5. 18 Tipos de multisensores Phoenix .....	112
Tabla 5. 19 Precisión de los sensores .....	114
Tabla 5. 20 Parámetros de protección del ISP .....	118
Tabla 5. 21 Parámetros de protección del ISP .....	121
Tabla 5. 22 Parámetros de protección del ISP .....	123
Tabla 5. 23 Parámetros de protección del ISP .....	125
Tabla 5. 24 Parámetros de protección del ISP .....	127
Tabla 5. 25 Parámetros de protección del ISP .....	129
Tabla 5. 26 Parámetros de protección del ISP .....	132
Tabla 5. 27 Parámetros de protección del ISP .....	134
Tabla 5. 28 Parámetros de protección del ISP .....	136
Tabla 5. 29 Parámetros de protección de la ESP .....	139
Tabla 6. 1 Instalaciones físicas de los multisensores.....	151
Tabla 6. 2 Alarmas y TRIPs de los sensores de fondo <sup>(46)</sup> .....	156
Tabla 6. 3 Parámetros utilizados en el monitoreo de los pozos.....	157
Tabla 7. 1 Características del pozo seleccionado .....	169
Tabla 7. 2 Referencias pozo A1 .....	177
Tabla 7. 3 Errores pozo A1 .....	179
Tabla 7. 4 Referencias pozo A2.....	179
Tabla 7. 5 Errores pozo A2.....	181
Tabla 7. 6 Referencias pozo F37 .....	182
Tabla 7. 7 Errores del pozo F37 .....	184
Tabla 7. 8 Prueba de BSW .....	185
Tabla 7. 9 Prueba de BSW .....	187
Tabla 7. 10 Prueba de BSW .....	188
Tabla 7. 11 Errores del medidor multifásico con respecto a los valores del laboratorio...	197
Tabla 7. 12 Análisis de producción .....	201
Tabla 7. 13 Producción en el mes de abril del 2005 .....	203
Tabla 8. 1 Costos de un separador de pruebas.....	206
Tabla 8. 2 Costo del medidor multifásico incluido instalación.....	207
Tabla 8. 3 Costos pruebas MRT .....	208

---

## INDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1 a) Torre de perforación de petróleo. b) Yacimiento de petróleo.....	18
Figura 2. 2 Sistema de producción básico.....	21
Figura 2. 3 Pozo de flujo natural.....	22
Figura 2. 4 Árbol de navidad.....	25
Figura 4. 1 Régimen multifásico de flujo.....	36
Figura 4. 2 Flujo disperso.....	37
Figura 4. 3 Flujo separado.....	37
Figura 4. 4 Flujo intermitente.....	38
Figura 4. 5 Transición esquemática entre regímenes de flujo.....	39
Figura 4. 6 Separador de primera etapa de producción y separador de prueba.....	42
Figura 4. 7 Medidor multifásico reemplazando al separador de prueba y sus medidores...	43
Figura 4. 8 Medidor multifásico en cada pozo.....	44
Figura 4. 9 Medidores multifásicos en el campo “B” para pruebas y producción.....	45
Figura 4. 10 Principio de un medidor separador.....	47
Figura 4. 11 Principio de medición multifásica con separación en línea de prueba.....	48
Figura 4. 12 Principio de un medidor multifásico en línea.....	49
Figura 4. 13 Medidor multifásico Schlumberger.....	51
Figura 4. 14 Tubo venturi.....	53
Figura 4. 15 T ciega.....	53
Figura 4. 16 Encapsulado fuente radioactiva.....	54
Figura 4. 17 Diagrama de bloques de la instrumentación del medidor multifásico.....	55
Figura 4. 18 Transmisor de presión.....	58
Figura 4. 19 Fuente radioactiva química.....	59
Figura 4. 20 Espectro de energía.....	60
Figura 4. 21 Curva de atenuación del número de cuentas.....	61
Figura 4. 22 Triángulo de solución.....	64
Figura 4. 23 Ubicación del punto característico.....	65
Figura 4. 24 Relaciones geométricas del triángulo de solución.....	66
Figura 4. 25 Esquema del tubo venturi.....	67
Figura 4. 26 Sistema del MPFM.....	80
Figura 5. 1 Componentes básicos de un sistema electrosumergible.....	83
Figura 5. 2 Sistema multisensor Phoenix.....	85
Figura 5. 3 Panel de superficie.....	86
Figura 5. 4 Salidas físicas de alarmas y TRIPs.....	88
Figura 5. 5 Niveles de alarmas y TRIPs.....	89
Figura 5. 6 Configuración de alarmas y TRIPs en el sistema.....	90
Figura 5. 7 Selección del tipo de salida.....	91

---

---

Figura 5. 8 Conexión de salidas analógicas.....	92
Figura 5. 9 Escalamiento de las medidas.....	93
Figura 5. 10 Selección del tipo de entrada.....	94
Figura 5. 11 Configuración de entrada 1 para 4-20mA.....	95
Figura 5. 12 Eventos almacenados.....	96
Figura 5. 13 Acceso al archivo de almacenamiento.....	96
Figura 5. 14 Comunicación entre sensor de fondo y panel de superficie.....	97
Figura 5. 15 Configuración MODBUS.....	104
Figura 5. 16 Flujo de información.....	105
Figura 5. 17 Configuración 24 bits.....	106
Figura 5. 18 Configuración 16 bits.....	106
Figura 5. 19 Configuración punto flotante.....	106
Figura 5. 20 Choke punto de estrella.....	109
Figura 5. 21 Choke de tres fusibles.....	109
Figura 5. 22 Sistemas eléctricos.....	110
Figura 5. 23 Choke de fase en estrella.....	111
Figura 5. 24 Choke de tres fases.....	111
Figura 5. 25 Tipos de encapsulados usados en los multisensores Phoenix.....	113
Figura 5. 26 Configuración de multisensores.....	113
Figura 5. 27 Adaptación con I-wire.....	114
Figura 5. 28 Adaptación sin punto muerto.....	115
Figura 5. 29 Termocupla de temperatura del motor.....	115
Figura 5. 30 Prueba del multisensor.....	116
Figura 5. 31 Operación fuera del rango de diseño de la ESP.....	117
Figura 5. 32 Presión de pozo sobre el punto de burbuja.....	117
Figura 5. 33 Operación fuera del rango de diseño de la ESP.....	119
Figura 5. 34 Presión de intake del pozo sobre el punto de burbuja.....	120
Figura 5. 35 Operación fuera de rango de la ESP.....	122
Figura 5. 36 Efectos en el pozo (liberación temprana de gas).....	122
Figura 5. 37 Operación fuera de rango de la ESP.....	124
Figura 5. 38 Efectos en el pozo.....	124
Figura 5. 39 Operación fuera de rango de diseño de la ESP.....	126
Figura 5. 40 Efectos en el pozo.....	126
Figura 5. 41 Operación fuera del rango de diseño de la ESP.....	128
Figura 5. 42 Efectos en el pozo.....	128
Figura 5. 43 Operación fuera del rango de diseño de la ESP.....	130
Figura 5. 44 Efectos en el pozo.....	131
Figura 5. 45 Operación fuera del rango de la ESP.....	132
Figura 5. 46 Efectos en el pozo.....	133
Figura 5. 47 Efectos en la ESP.....	135
Figura 5. 48 Efectos en el pozo.....	136
Figura 5. 49 Puntos susceptibles de falla.....	137
Figura 5. 50 Operación debajo de los rangos de diseño de la ESP.....	137
Figura 5. 51 Efectos en el pozo.....	138
Figura 6. 1 Diagrama de procesos.....	142
Figura 6. 2 Instalaciones de Comunicaciones.....	143

---

---

Figura 6. 3 Diagrama de instrumentación .....	144
Figura 6. 4 Arquitectura del sistema SCADA para las islas de producción.....	146
Figura 6. 5 Sistema multisensor Phoenix .....	149
Figura 6. 6 Red de comunicaciones.....	152
Figura 6. 7 Red de ISP <sup>(45)</sup> .....	153
Figura 6. 8 Ingreso a la red SCADA .....	154
Figura 7. 1 Resultado petróleo.....	171
Figura 7. 2 Resultado agua .....	171
Figura 7. 3 Resultado gas .....	171
Figura 7. 4 Resultado petróleo.....	172
Figura 7. 5 Resultado agua .....	172
Figura 7. 6 Resultado gas .....	172
Figura 7. 7 Error en la fracción de crudo.....	177
Figura 7. 8 Error en la fracción de gas .....	178
Figura 7. 9 Error en la fracción de agua .....	178
Figura 7. 10 Error en la fracción de crudo.....	180
Figura 7. 11 Error en la fracción de gas .....	180
Figura 7. 12 Error en la fracción de agua .....	181
Figura 7. 13 Error en la fracción de crudo.....	182
Figura 7. 14 Error en la fracción de gas .....	183
Figura 7. 15 Error en la fracción de agua .....	183
Figura 7. 16 Errores en agua gas y petróleo causados por presencia de sólidos en los pozos A1, A2 y F37 .....	184
Figura 7. 17 Prueba de BSW .....	185
Figura 7. 18 Prueba de BSW .....	186
Figura 7. 19 Prueba de BSW .....	187
Figura 7. 20 Concentración de sal vs gravedad específica del agua <sup>(47)</sup> .....	189
Figura 7. 21 Concentración de sal vs gravedad específica del agua <sup>(48)</sup> .....	190
Figura 7. 22 Salinidad y BSW del pozo A4 .....	191
Figura 7. 23 Salinidad y BSW del pozo C28.....	192
Figura 7. 24 Salinidad y BSW del pozo D38 .....	193
Figura 7. 25 Salinidad y BSW del pozo C8.....	194
Figura 7. 26 Salinidad y BSW del pozo D10 .....	195
Figura 7. 27 Pozos con mayor error en las mediciones <sup>(49)</sup> .....	196
Figura 7. 28 Error de configuración .....	200
Figura 7. 29 : Análisis de información .....	201

---

---

## INDICE DE ECUACIONES

Ecuación 4. 1 Relación gas líquido (GLR).....	32
Ecuación 4. 2 .....	35
Ecuación 4. 3 .....	41
Ecuación 4. 4 Caudal .....	60
Ecuación 4. 5 Número de cuentas del sensor .....	61
Ecuación 4. 6 Número de cuentas en alta y baja energía .....	62
Ecuación 4. 7 Número de cuentas de la mezcla en alta y baja energía .....	62
Ecuación 4. 8 Densidad de la mezcla .....	63
Ecuación 4. 9 Sistema de ecuaciones del medidor multifásico .....	63
Ecuación 4. 10 Sistema de ecuaciones .....	63
Ecuación 4. 11 Sistema de ecuaciones tubo vénturi.....	67
Ecuación 4. 12 Sistema de ecuaciones tubo vénturi.....	67
Ecuación 4. 13 Caudal tubo vénturi.....	67
Ecuación 4. 14 Coeficientes para condiciones reales .....	68
Ecuación 4. 15 Coeficientes para condiciones reales.....	68
<b>Ecuación 4.7 Número de cuentas de la mezcla en alta y baja energía .....</b>	<b>174</b>
<b>Ecuación 4.8 Densidad de la mezcla .....</b>	<b>174</b>
<b>Ecuación 4. 9 Sistema de ecuaciones del medidor multifásico .....</b>	<b>174</b>
<b>Ecuación 4. 10 Sistema de ecuaciones.....</b>	<b>175</b>
Ecuación 7. 1 Sistema de ecuaciones con la fracción de arena .....	175
Ecuación 7. 2 Fracciones en función de la arena.....	176
Ecuación 7. 3 Error porcentual .....	176

---

---

## GLOSARIO

### **B**

*bg:*

Factor volumétrico de gas

*bo:*

Factor volumétrico de petróleo

*bw:*

Factor volumétrico de agua

### **C**

*Condiciones de referencia:*

Conjunto de rangos y valores que influyen y afectan al instrumento de medida.

*Condiciones de uso:*

Condiciones que deben ser cumplidas para usar un instrumento de medida correctamente, considerando el diseño, construcción y propósito.

*Corte de agua:*

La razón de flujo de volumen de agua relativa al total de la razón de flujo de volumen (petróleo y agua), las dos convertidas a volúmenes a presión y temperatura estándar. El corte de agua es normalmente expresado como porcentaje.

### **D**

*DAFC:*

Computadora de adquisición de datos de flujo

*DP:*

Presión diferencial

*DPV:*

Presión diferencial Vénturi

### **E**

*Emulsión:*

Mezcla coloidal de dos fluidos, el uno disperso en el otro a manera de finas gotas.

*Exactitud:*

La cualidad que caracteriza la habilidad de un instrumento de medición para dar mediciones equivalentes al valor real de la cantidad medida. La expresión cuantitativa de este concepto puede ser expresada en términos de incertidumbre.

*Error de medida:*

Discrepancia entre el resultado de una medición y el valor real de la cantidad medida.

### **F**

*Fase:*

---

Se refiere a uno de los constituyentes de una mezcla. En particular el término se refiere a petróleo, gas o agua en una mezcla de cualquiera de los tres.

*Fluido multifásico homogéneo:*

Flujo multifásico en el cual todas las fases son distribuidas de manera uniforme en el corte transversal del conducto cerrado. La composición es la misma en todos los puntos.

*Fluido Multifásico:*

Dos o más fases que fluyen simultáneamente a través de un conducto.

*Fracción volumétrica de gas (GVF):*

Razón de flujo de volumen de gas, relativo a la razón de flujo de volumen multifásico a presión y temperatura en esa sección. La GVF se expresa normalmente como porcentaje.

**G**

*GUI:*

Interfaz de usuario gráfica

*Gross:*

Cantidad total de líquido producido

*GVF:*

Fracción volumétrica de gas

**H**

*HAM:*

Módem HART y análogo

*HART:*

Transductor remoto direccionable de alta velocidad

*Hold-up:*

El área de corte transversal localmente ocupada por una de las fases del fluido multifásico, relativo al área del corte transversal del conducto en la misma posición local.

*HW:*

Hardware

**I**

*Incertidumbre de medición:*

Parte de la expresión del resultado de una medición que expresa el rango de valores entre los que el valor verdadero está estimado.

**M**

*Medidor multifásico:*

Dispositivo para medir las fracciones y flujos de petróleo, gas y agua de un fluido.

*MPFM:*

Medidor multifásico de flujo.

*Medidor de razón de flujo multifásico:*

Dispositivo para medir la razón de flujo de un fluido multifásico a través de un corte transversal de un conducto.

**P**

*PCS:*

Sistema de control de procesos

*PT:*

Medidor multifásico de pruebas

*PVT:*

Presión, volumen, temperatura

*PW:*

Medidor multifásico permanente

## **R**

*Rango:*

El intervalo entre el valor más bajo y más alto medidos.

*Razón de flujo másico:*

La masa de fluido a través del corte transversal de un conducto por unidad de tiempo.

*Razón de flujo multifásico:*

La cantidad total de dos o tres fases de un flujo multifásico que fluye a través del corte transversal de un conducto por unidad de tiempo. La razón de flujo multifásico debe ser especificada como razón de flujo de volumen o razón de flujo másico multifásico.

*Razón gas-líquido (GLR):*

Razón de flujo de volumen de gas, relativo a la razón de flujo de volumen total de líquido (petróleo y agua). Todos los volúmenes convertidos a condiciones estándar de presiones y temperaturas.

*Razón petróleo-gas (GOR):*

Razón de flujo de volumen de gas, relativo a la razón de flujo de volumen de petróleo. Los dos convertidos a volúmenes en relaciones estándar de presión y temperatura.

*Relación de agua en líquido (WLR):*

La razón de flujo de volumen de agua, relativa al total de la razón de flujo de volumen (agua y petróleo), a la presión y temperatura que prevalecen en dicha sección.

*Régimen de flujo:*

La geometría física presentada por un fluido multifásico en un conducto.

*Repetibilidad:*

Expresión cuantitativa de la cercanía de los argumentos entre resultados de una medición sucesiva del mismo valor, llevada por el mismo método, el mismo observador, con los mismos instrumentos de medición, en la misma ubicación y en intervalos de tiempo apropiadamente cortos.

*Rst:*

Relación gas-petróleo en almacenamiento

*Rwst:*

Relación gas-agua en almacenamiento

*Rgmp:*

Relación de fase de gas condensado

**S***Span:*

La diferencia algebraica entre el valor más bajo y el valor más alto especificado en el rango de operación del instrumento de medida.

*SC:*

ServiceComputer.

*SW:*

Software

**V***Velocidad de flujo multifásico:*

Velocidad de flujo de un fluido multifásico o razón de flujo volumétrico multifásico con respecto al corte transversal del tubo.

**W***WLR:*

Relación agua líquido

**Z***Z:*

Factor de desviación.

---

Sangolquí, 28 de junio del 2005

-----  
Ing. Marcelo Gómez Cobos  
TCRN. DE E.M.  
Decano de la facultad  
de Ingeniería Electrónica

-----  
Ab. Jorge Carvajal. R.  
SECRETARIO ACADÉMICO

-----  
Sr. Francisco A. Garcés Arguello  
EGRESADO

-----  
Sr. Fernando A. Ruales Bastidas  
EGRESADO